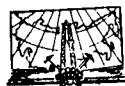


Е. И. БУХАЛЕНКО,
Ю. Г. АБДУЛЛАЕВ

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Рекомендовано Управлением организации труда, заработной платы и рабочих кадров Министерства нефтяной промышленности в качестве учебника для подготовки машинистов промывочных агрегатов



МОСКВА «НЕДРА» 1982

УДК 622.276

Бухаленко Е. И., Абдуллаев Ю. Г. Техника и технология промывки скважин. Учебник для рабочих. М., Недра, 1982, 197 с.

Изложены необходимые сведения по нефтепромысловой геологии, бурению, эксплуатации и ремонту скважин. Подробно изложен материал по технике и технологии промывки скважин и различным продавочным работам, выполняемым на нефтегазодобывающих предприятиях. Описаны конструкции агрегатов, насосов, двигателей внутреннего сгорания, а также их параметры и методы обслуживания. Отдельные главы посвящены экономике производства, организации труда, безопасным методам труда и противопожарным мерам при работе промывочных агрегатов.

Для подготовки и повышения квалификации машинистов промывочных агрегатов.

Табл. 52, ил. 100.

Рецензенты:

Гафаров Ф. Г. (Министерство нефтяной промышленности),

Лерман В. А. (Объединение Татнефть)

Глава I

ТЕХНИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ

Добыча нефти из скважин осуществляется фонтанным или механизированным способом.

В начальный период разработки месторождения, когда запасы природной энергии в залежи большие, скважина фонтанирует — нефть под действием пластовой энергии поднимается на поверхность. Этому периоду свойственны высокие дебиты скважин и наименьшая себестоимость добываемой нефти. В дальнейшем при падении пластового давления и истощении запасов пластовой энергии интенсивность фонтанирования скважин уменьшается. Для продления срока их фонтанирования и увеличения нефтеотдачи широкое применение получил метод поддержания пластового давления путем закачки воды в нагнетательные скважины. Заводнение продуктивных пластов как метод поддержания пластового давления применяется почти на всех нефтяных месторождениях страны, в том числе и на вновь осваиваемых. Внедрение этого метода позволяет более полно извлекать нефть без дополнительного бурения эксплуатационных скважин на месторождении и продлить период их фонтанирования.

В последующем при снижении дебита и пластового давления скважина переводится на механизированную эксплуатацию, которая может осуществляться при помощи установок: штанговой глубиннонасосной, бесштанговой с помощью погружных центробежных электронасосов, компрессорной и гидропоршневой.

ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

При фонтанной эксплуатации газированная жидкость от забоя до устья скважины поднимается по колонне насосно-компрессорных труб.

В процессе эксплуатации необходимо регулировать расход пластовой энергии, т. е. устанавливать оптимальный дебит скважины при возможно меньшем газовом факторе. Регулирование режима работы фонтанной скважины осуществляется созданием противодавления на ее устье или сопротивлением у башмака колонны фонтанных труб. Поверхностный, или устьевой, штуцер устанавливается на выкидной струне фонтанной елки.

Схемы фонтанной арматуры

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин необходимо герметизировать и разобщать межтрубное пространство,

спускать в скважину насосно-компрессорные трубы, направлять продукцию скважины в замерные установки и, наконец, полностью закрывать ее. Эти требования выполняются при установке на устье фонтанной скважины оборудования, состоящего из колонной головки и фонтанной арматуры с манифольдом.

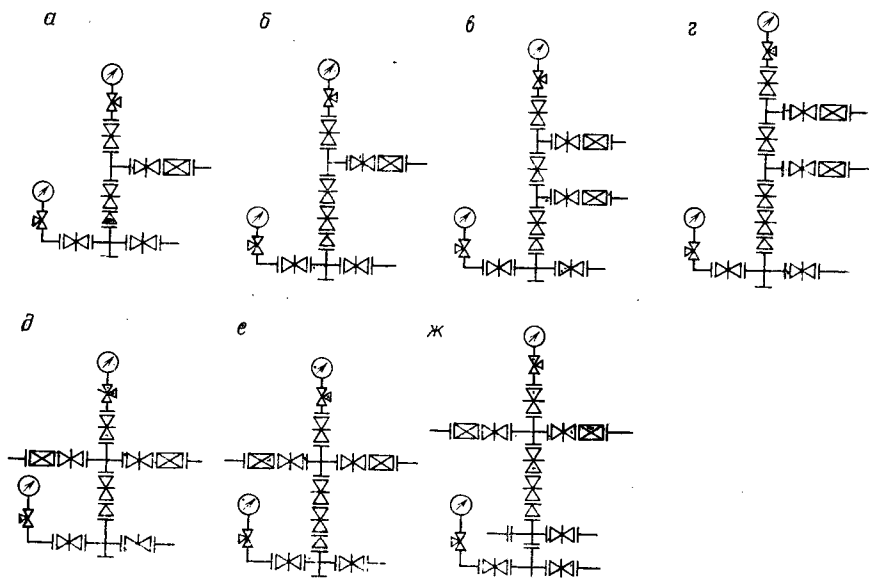


Рис. 1. Схемы фонтанной арматуры

Фонтанная арматура изготавливается по семи схемам (ГОСТ 13846—74), из них четыре тройникового типа (рис. 1, а — г) и три крестового типа (рис. 1, д — ж).

Фонтанная тройниковая арматура отличается числом рабочих струн (см. рис. 1, б, г) на елке для подсоединения к выкидным линиям и запорным устройствам, а также числом ствольных задвижек (см. рис. 1, а, б).

Фонтанная арматура, имеющая две ствольные задвижки (см. рис. 1, б, г), применяется на скважинах, где предусматривается частое открывание или закрывание задвижек, например, при исследовательских работах. Одна из ствольных задвижек — рабочая, а другая — резервная.

По крестовой схеме изготавливают фонтанную арматуру трех типов. Схемы этой арматуры отличаются друг от друга так же, как и тройниковые, наличием вторых задвижек на ствольной части елки.

Трубная головка фонтанной арматуры может быть выполнена для подвески одного или двух рядов насосно-компрессорных труб. При подвеске двух рядов насосно-компрессорных труб между

крестовиком и переводным фланцем дополнительно устанавливается тройник (см. рис. 1, ж).

Арматуру тройникового типа применяют на скважинах с невысокими устьевыми давлениями и в продукции которых возможно наличие песка и других механических примесей.

Высота арматуры крестового типа, имеющей две рабочие струны, меньше, чем высота арматуры тройникового типа с таким же числом рабочих струн.

Применение фонтанной арматуры крестового типа на скважинах, имеющих в продукции механические примеси, не рекомендуется. Скважины, одновременно эксплуатирующие два и более горизонта, оборудуются фонтанной арматурой для отдельной эксплуатации пластов.

Оборудование устья фонтанной скважины

Колонная головка устанавливается на всех скважинах при бурении. При помощи ее укрепляют устье бурящейся скважины и подвешивают спущенные в нее обсадные колонны. Колонная головка должна надежно герметизировать устье скважины. На колонной головке устанавливают противовыбросовое оборудование в период бурения скважины и капитального ремонта и фонтанную арматуру при ее эксплуатации.

По ГОСТ 13846—74 предусматривается изготовление фонтанной арматуры на рабочее давление 7; 14; 21; 35; 70 и 105 МПа (табл. 1).

Таблица 1

Диаметр стволовой части елки, мм		Условный диаметр боковых отводов елки, мм	Рабочее давление, МПа					
условный	фактический		7	14	21	35	70	105
50	52	50	—	—	—	+	+	+
65	65	50; 65	+	+	+	+	+	—
80	80	50; 65	—	—	+	+	+	—
100	104	65; 80	—	—	+	+	—	—
150	152	100	—	—	+	—	—	—

Фонтанная арматура и крестовая (рис. 2, а), и тройниковая (рис. 2, б) состоит из трубной головки (I) и фонтанной елки (II).

Трубная головка предназначена для подвески колонны насосно-компрессорных труб, проведения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины. К трубной головке подвешивают один или два ряда насосно-компрессорных труб.

Фонтанная елка предназначена для направления потока продукции в выкидную линию на замерную установку, для регу-

лирования режима эксплуатации и контроля действия скважины путем спуска глубинных приборов.

Для подключения рабочих струн арматуры к нефте- или газопроводу ее обвязывают специальным манифольдом. Он служит также для подключения к трубному или затрубному пространству агрегатов при проведении различных технологических операций во время освоения и эксплуатации скважины.

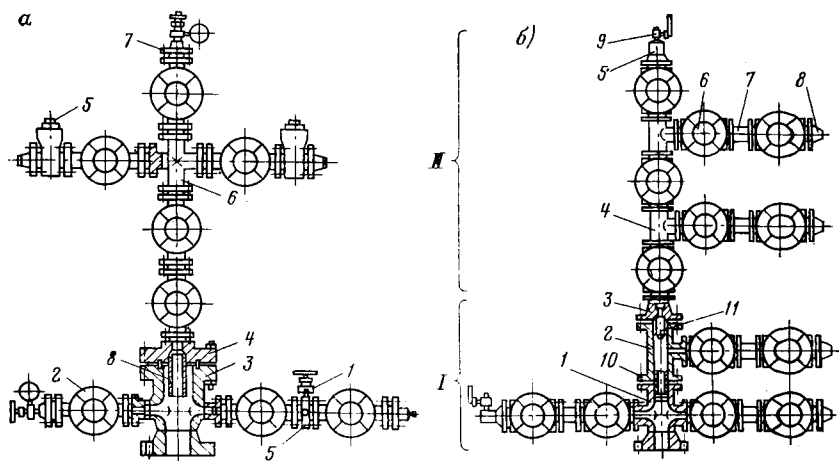


Рис. 2. Фонтанная арматура:
а — АФК6-50×700; б — АФК3-65×350

Манифольд фонтанной арматуры состоит из трех-четырёх задвижек, крестовиков, тройников и некоторых других деталей. На скважинах с высокими дебитами и давлениями число задвижек, крестовиков и тройников, предохранительных клапанов и регулируемых штуцеров увеличивается по мере необходимости.

Фонтанная арматура на 14 МПа

Фонтанную арматуру на 14 МПа изготавливают с крановыми запорными устройствами тройникового и крестового типов для скважин, эксплуатируемых фонтанным способом и погружными

Таблица 2

Показатели	АФК1- 65×140	АФК1Э- 65×140	АФК3- 65×140	АФК3а- 65×140	АФК5- 65×140
Длина, мм	1845	1350	1845	1845	1845
Ширина, мм	430	430	430	430	430
Высота, мм	1875	1940	2575	3000	1875
Масса, кг	740	690	975	1250	858

центробежными электронасосами (табл. 2). Арматура предназначена для работы в некоррозионной среде с содержанием механических примесей до 0,5 % об. Температура рабочей среды 120 °С.

Трубная головка крановой фонтанной арматуры рассчитана на проведение различных технологических операций при давлении до 20 МПа.

Запорными устройствами фонтанной арматуры на 14 МПа является пробковый кран КППС 65-140, который состоит из корпуса, в гнездо которого вставлена коническая пробка. Корпус снизу закрывается крышкой, через нее проходит регулирующий винт, позволяющий регулировать зазор между уплотнительными поверхностями корпуса и пробки. Уплотнение регулировочного винта осуществляется манжетами.

Пробковый кран КППС 65—140 рассчитан соответственно на рабочее 14 и пробное давление 28 МПа, масса его 55 кг (длина 350, ширина 205, высота 430 мм).

Фонтанная арматура на 21 и 35 МПа

Фонтанная арматура, рассчитанная на рабочее давление 21 и 35 МПа, изготавливается по тройниковой схеме для подвески одной или двух колонн подъемных насосно-компрессорных труб и оснащена прямоточными задвижками ЗМС1 — 65×210 и ЗМС1 — 65×350, рис. 3а, б.

В качестве запорного устройства служит прямоточная задвижка, корпус которой заполняется смазкой ЛЗ-162 для предохранения от загрязнения и коррозии.

Дебит скважины изменяется штуцером регулируемого типа. На отводах елки и трубной головки предусмотрены отверстия для подачи ингибиторов в затрубное пространство и в ствол елки, а также карманы для термометра и вентили для манометра (табл. 3).

Прямоточные задвижки с затвором «металл — металл» разработаны для замены клиновых задвижек, у которых детали затвора и уплотнительные поверхности находятся под постоянным воздействием потока продукции скважины, что приводит к быстрому их износу и потере герметичности. Наличие в среде незначительных количеств пластовой воды и примесей агрессивных компонентов усугубляет процесс износа и коррозии.

В прямоточных задвижках герметичность обеспечивается плотным контактом шибера с седлами как на входе, так и на выходе. Это позволяет снизить давление в корпусе, заменить уплотнение шпинделя, сменить подшипники и ходовую гайку и т. д. Предварительное прижатие деталей затвора друг к другу создается тарельчатыми пружинами. Герметичность в процессе работы задвижки при определенном давлении обеспечивается самоуплотнением.

В задвижке для уплотнения шпинделя применяют манжеты V-образного сечения из материала АНГ. Седла уплотняют кольца

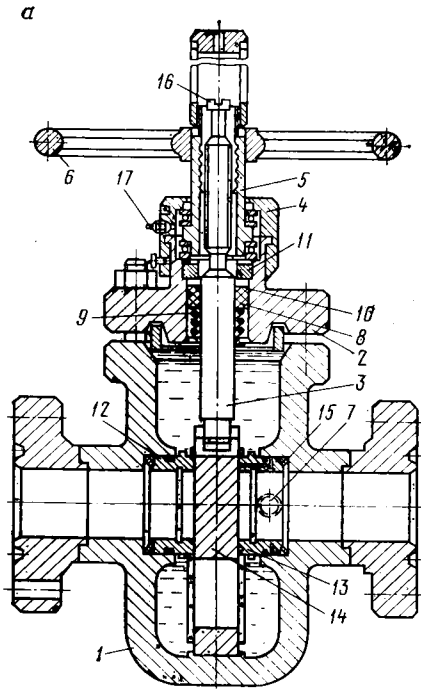
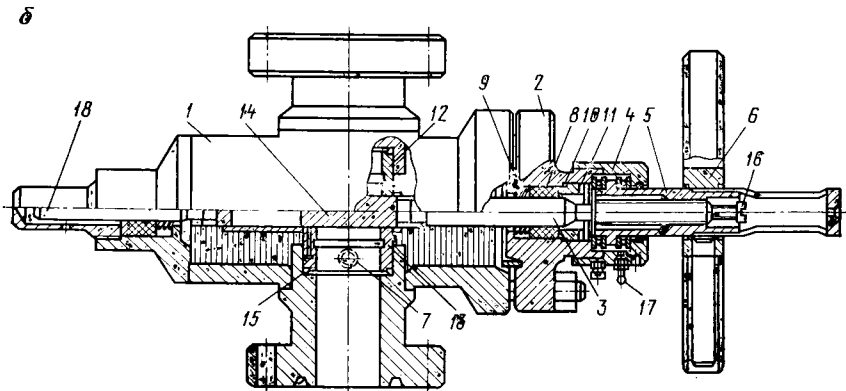


Рис. 3. Прямоточные задвижки:

a — задвижка ЗМС1-65-210; *б* — задвижка ЗМС1-65-350; 1 — корпус; 2 — крышка; 3 — шпindel; 4 — крышка подшипников; 5 — ходовая гайка; 6 — маховик; 7 — манжеты; 8 — манжетная гайка; 9 — пружина сальника; 10 — нажимное кольцо; 11 — нажимная гайка; 12 — седло на входе; 13 — седло на выходе; 14 — шибер; 15 — тарельчатая пружина; 16 — регулирующий винт; 17 — масленка; 18 — шток



ми из специальной резины, стойкой в рабочих средах с температурой от -60 до $+120^{\circ}\text{C}$. В прямоточных задвижках ЗМС1-65 \times 210 и ЗМС1-65 \times 350 применяют смазку ЛЗ-162.

Задвижка ЗМС1-65 \times 210 имеет массу 88 кг (длина 350 мм, высота 660 мм). Задвижка ЗМС1-65 \times 350 имеет массу 92 кг (длина 390, высота 820 мм).

Таблица 3

Показатели	АФК1-65×210	АФК3-65×210	АФК3а-65×210	АФК1-65×350	АФК3-65×350	АФК3а-65×350	АФК1-100/65× ×210ХЛ
Давление, МПа:							
рабочее	21	21	21	35	35	35	21
пробное	42	42	42	70	70	70	42
Условный диаметр проход- ного отверстия задвижки, мм	65	65	65	65	65	65	100 по ство- лу, по стру- нам 65
Подвеска	1 ряд	2 ряда	2 ряда	1 ряд	1 ряд	2 ряда	1 ряд
Диаметр подвешиваемых труб, мм	73	73	73	73	73	73	73
Габаритные размеры, мм:							
длина	2060	2060	2060	2140	2140	2140	1700
ширина	695	695	695	820	820	820	1160
высота	1870	2610	2055	1950	2730	3175	1975
Масса, кг	953	1268	1575	993	1324	1639	1609

Примечания. 1. Уплотнительная смазка ЛЗ-162. 2. Рабочая среда нефть, газ, газовый конденсат с содержанием механических примесей до 25 мг/л, объемной долей CO_2 и H_2S до 0,003% и 20% пластовой воды. 3. Температура рабочей среды до 120°С.

Фонтанная арматура на 70 МПа

В фонтанной арматуре АФК6-50×700 крестового типа, двухструнной, однорядной (см. рис. 2, а) к крестовику 3 через переводную катушку 4 подсоединяют две ствольные задвижки, затем крестовик елки 6 с задвижками, быстросменными штуцерами 5 и ответными фланцами. На верхний отвод крестовика елки устанавливают задвижку, фланец с заглушкой 7 и манометр. Вентиль 1 с манометром устанавливают также на промежуточной катушке 9. Колонну подъемных труб подвешивают на патрубке 8. На боковых отводах нижнего крестовика устанавливают задвижки 2.

Фонтанная арматура АФК6-50×700 не рекомендуется для эксплуатации скважин, в продукции которых содержатся механические примеси.

Техническая характеристика фонтанной арматуры АФК6-50×700

Давление, МПа:	
рабочее	70
пробное	105
Диаметр проходных отверстий, мм:	
по стволу	52
по струнам	42

Диаметр подвешиваемой колонны труб, мм:	
первого ряда	114*
второго ряда	73
Габаритные размеры, мм:	
длина	2500
высота	2950
ширина	980
Масса, кг	3000

* Для подвески труб диаметром ± 14 мм по требованию потребителя заводам поставляется крестовик с двумя задвижками и необходимыми уплотнительными и крепежными деталями.

Фонтанная арматура АФ6-65/50×700 отличается от арматуры АФК6-50×700 конструкцией трубной головки. Три стволовые задвижки имеют диаметр 65 мм, конструкция трубной головки рассчитана на муфтовую подвеску насосно-компрессорных труб.

Техническая характеристика фонтанной арматуры АФ6-65/50×700

Давление, МПа:	
рабочее	70
пробное	105
Диаметр проходных отверстий, мм:	
фонтанной елки	65
боковых отводов	50
Диаметр подвешиваемой колонны труб, мм	73
Габаритные размеры, мм:	
длина	2575
ширина	1070
высота	3305
Масса с запасными частями, кг	3305

Фонтанная арматура АФ6а-65/50×700 отличается от арматуры АФ6-65/50×700 схемой и конструкцией трубной головки, рассчитанной на подвеску двух рядов подъемных труб. Все узлы этой арматуры аналогичны узлам арматуры АФ6-65/50×700.

Для высокодебитных скважин создана фонтанная арматура АФ6аВ-80/65×700 (рис. 4) на рабочее давление 70 МПа, диаметр проходных отверстий по стволу 80 мм, по струнам 65 мм.

Увеличение диаметра проходных отверстий стволовой части в фонтанной арматуре до 80 мм необходимо по следующим причинам.

1. На высокодебитных нефтяных и газовых скважинах диаметр проходного отверстия 50 мм недостаточен для отбора жидкости из скважины.

2. Поскольку установка глубинных отсекаателей на высокодебитных скважинах — неперемное условие их эксплуатации, с возрастанием диаметра стволовой части увеличиваются размеры отсекаателей, что также способствует увеличению дебита скважины.

3. С увеличением диаметра проходных отверстий стволовой части фонтанной арматуры становится возможным спускать глубинные приборы для исследования скважин.

Арматура АФ6аВ-80/65×700 имеет ствольную задвижку с дистанционным пневмоприводом. На струнах устанавливают пневмоприводные задвижки, управляемые пилотом-отсекателем.

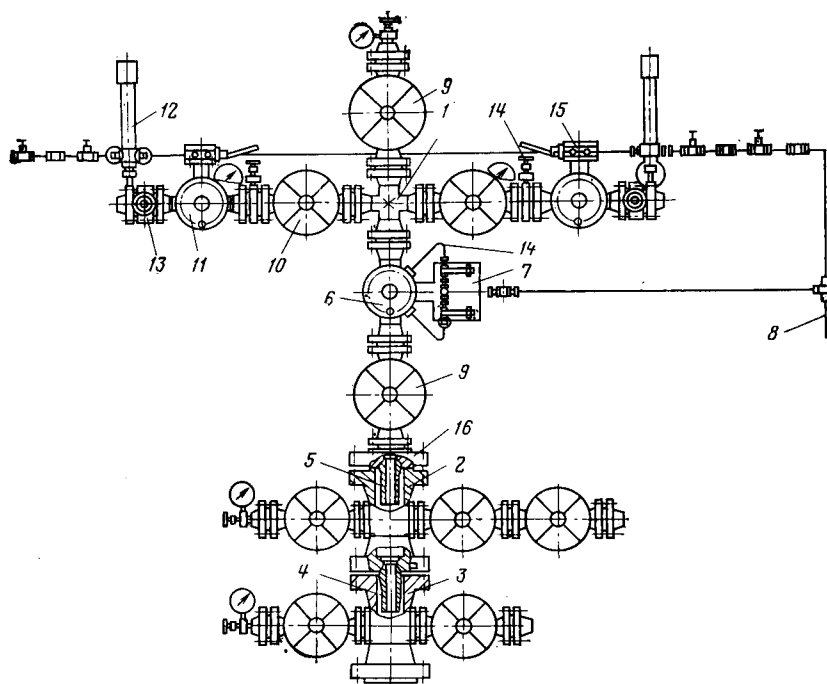


Рис. 4. Фонтанная арматура АФ6аВ-80/65×700

**Техническая характеристика фонтанной арматуры
АФ6аВ-80/65×700**

Давление, МПа:	
рабочее	70
пробное	105
Диаметр проходных отверстий, мм:	
фонтанной елки	80
боковых струн	65
Диаметр подвешиваемой колонны труб, мм	73; 114
Пилот с пределами срабатывания, МПа:	
для высокого давления	5—15,5
для низкого давления	0,6—3,6
Давление воздуха для управления пневмоприводными задвижками, МПа	1,2—1,5
Напряжение на электропневматическом клапане, В	200
Температура рабочей среды, °С	120
Температура окружающего воздуха, °С	До —40
Габаритные размеры, мм:	
длина	3320
ширина	1250
высота	4410
Масса арматуры с запасными частями, кг	5500

Подъемные трубы подвешивают на переводниках 4 и 5 (см. рис. 4) в крестовиках 2, 3 и переводном фланце 16. При освоении скважины через отводы трубной головки прокачивается жидкость. В боковых фланцах крестовиков нарезана резьба для ввинчивания пробки обратного клапана диаметром 60 мм при смене задвижек с помощью специального приспособления. Одна из ствольных задвижек имеет дистанционное пневматическое управление.

В фонтанной арматуре на 70 МПа применяются прямоточные задвижки со смазкой на рабочее давление 70 МПа с диаметром проходного отверстия 50, 65 и 80 мм одинаковой конструкции (табл. 4).

Таблица 4

Техническая характеристика прямоточных задвижек с ручным приводом

Наименование	ЗМАД-50×700	ЗМАД-65×700	ЗМАД-80×700	ЗМАД-65×700К
Условный диаметр проходного отверстия, мм	50	65	80	65
Рабочее давление, МПа			70	
Пробное давление, МПа			105	
Количество уплотнительной смазки ЛЗ-162 на одну заправку, г:				
для корпуса	3800	4000	6500	4000
для резервуаров	50	70	100	70
Габаритные размеры, мм:				
длина	500	570	650	570
ширина	355	500	500	500
высота	980	1070	1130	1110
Масса, кг	196	258	328	258

Примечания. 1. Рабочая среда некоррозионная с объемной долей механических примесей до 0,5% для первых трех задвижек; коррозионная с объемной долей CO₂ до 6% для задвижек ЗМАД-65×700К. 2. Температура рабочей среды 120° С.

НАСОСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Установки штанговых скважинных насосов

Свыше 61 % скважин от общего действующего фонда эксплуатируются штанговыми установками. Отбор жидкости штанговым скважинным насосом составляет от нескольких сот килограммов до сотен тонн в сутки при различной глубине спуска насоса в скважину.

Насосная установка (рис. 5) состоит из скважинного насоса 2, насосных штанг 4, насосно-компрессорных труб 3, подвешенных на планшайбе, тройника 5, устьевого сальника 6, сальникового штока 7 и станка-качалки 8. На приеме скважинного насоса уста-

навливается защитное приспособление 1 для сепарации нефти от свободного газа и песка.

Насос 2 спускается в скважину под уровень жидкости. Возвратно-поступательное движение плунжера насоса, подвешенного на штангах, обеспечивает подъем жидкости на поверхность. При

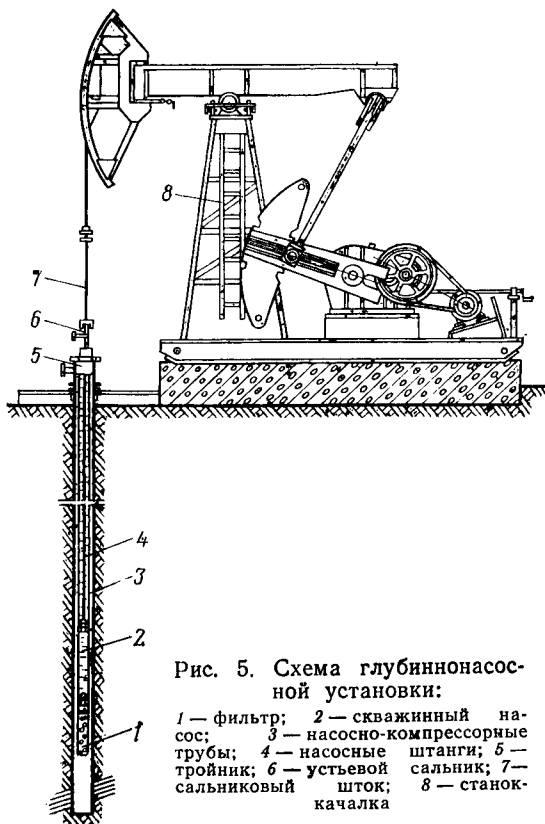


Рис. 5. Схема глубиннонасосной установки:

1 — фильтр; 2 — скважинный насос; 3 — насосно-компрессорные трубы; 4 — насосные штанги; 5 — тройник; 6 — устьевой сальник; 7 — сальниковый шток; 8 — станок-качалка

наличии парафина в продукции скважины на штангах устанавливаются скребки, очищающие внутренние стенки насосно-компрессорных труб. В зависимости от глубины скважины, дебита и других факторов подбираются станок-качалка, диаметр насосно-компрессорных труб, штанг и скважинного насоса; устанавливаются необходимая длина хода и число качаний.

Теоретическую подачу (в м³/сут) насосной установки определяют по следующей формуле:

$$Q_{\text{теор}} = 1440F_{\text{пл}}Sn,$$

где $F_{\text{пл}}$ — площадь сечения плунжера, м²; S — длина хода сальникового штока, м; n — число качаний в минуту.

Фактическая подача установки всегда меньше теоретической. Отношение действительной подачи насоса к его условной теоретической называется коэффициентом подачи:

$$\alpha = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{теор}}}$$

Коэффициент подачи насоса учитывает все потери на пути движения жидкости от приемного клапана насоса до устья скважины; он изменяется в широких пределах от 0,1 до 1,0. Принято считать, что скважинный насос работает хорошо, если коэффициент подачи его $\alpha = 0,7-0,8$. Фактическая подача будет ближе к теоретической, когда правильно подобран насос, установлен оптимальный режим откачки жидкости и созданы нормальные условия его работы в скважине.

Коэффициент подачи зависит от степени наполнения насоса, величины утечек жидкости из труб в скважину, потерь хода плунжера.

Фактическая подача насоса

$$Q = 1440 F_{\text{пл}} S n \alpha,$$

т. е. к определяющим параметрам относятся длина хода, число качаний, диаметр глубинного насоса и коэффициент подачи.

Насосные штанги

Насосные штанги, передающие движение плунжеру насоса, — наиболее ответственный элемент насосной установки. В процессе работы штанги испытывают значительное напряжение, изменяющееся в широких пределах. В процессе работы штанги воспринимают:

- статические нагрузки от силы тяжести штанг в жидкости, а также сил трения плунжера в цилиндре и штанг о трубы;
- силы инерции движущихся масс жидкости и штанг;
- ударные нагрузки, возникающие в результате несоответствия скоростей движения плунжера и жидкости;
- усилия от вибрации колонны штанг.

Долговечность штанг снижается при работе в коррозионной среде.

Насосные штанги изготавливаются из сталей разных марок, которые для придания равнопрочности подвергаются термической обработке.

Нефтяная промышленность получает штанги и муфты к ним.

- для легких условий работы из стали 40, нормализованные;
- для средних и среднетяжелых условий работы из стали 20Н2М, нормализованные;

- для тяжелых условий работы из стали марки 40, нормализованные, с последующим поверхностным упрочнением тела штанги по всей длине токами высокой частоты (ТВЧ) и из стали 30 ХМА,

нормализованные с последующим высоким отпускком и упрочнением тела штанги по всей длине ТВЧ;

— для особо тяжелых условий работы из стали 20Н2М нормализованные с последующим упрочнением тела штанги ТВЧ.

Механические свойства материала штанг после их термической обработки должны соответствовать данным табл. 5.

Таблица 5

Марка стали	Термическая обработка	Временное сопротивление разрыву σ_B , Н/мм ²	Предел текучести σ_T , Н/мм ²	Относительное		Ударная вязкость d_N	Твердость по Бринеллю НВ, не более
				удлинение δ_s , %	сужение ψ , %		
40	Нормализация или нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом токами высокой частоты (ТВЧ)	570	320	16	45	6	217
20Н2М	Нормализация или нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	600	390	21	56	12	200
	Объемная закалка и высокий отпуск	630	520	18	65	15	260
30ХМА	Нормализация и высокий отпуск с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	610	400	20	62	18	229
15Н3МА	Нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	650	500	22	60	18	229
15Х2НМФ	Закалка и высокий отпуск или нормализация и высокий отпуск	700	630	16	63	14	255

Штанги изготавливают диаметрами 12, 16, 19, 22 и 25 мм длиной 8000 мм, допускается выпускать штанги длиной 7500 мм, но не более 8 % от количества штанг длиной 8000 мм. Кроме штанг нормальной длины для подбора необходимой длины подвески изготавливаются штанги укороченные длиной 1000; 1200; 1500; 2000 и 3000 мм.

Масса штанг нормальной и укороченной длины приведена в табл. 6.

В качестве передаточного звена между станком-качалкой и скважинным насосом возможно применение полых штанг. Их можно использовать как канал для подачи различных химреагентов (ингибиторы коррозии, депрессоры, поверхностно-активные вещества и др.). Можно такие штанги применять и при беструб-

Таблица 6

Условный диаметр штанги, мм	Масса штанги (кг, не более) при длине, мм					
	1000	1200	1500	2000	3000	8000
12	1,20	1,41	1,69	2,16	3,08	7,26
16	2,07	2,39	2,86	3,65	5,23	12,93
19	2,89	3,25	3,92	5,03	7,26	18,29
22	3,71	4,30	5,20	6,70	9,68	24,50
25	5,17	5,85	7,12	9,08	12,93	31,65
28	6,63	7,60	9,04	11,46	16,30	40,47

ной эксплуатации. Тогда исключается применение насосно-компрессорных труб. Использование полых штанг для беструбной эксплуатации позволяет эффективнее вести эксплуатацию пескопроявляющих скважин, поскольку увеличивается скорость потока добываемой жидкости, и следовательно, улучшаются условия выноса песка.

Освоено производство полых штанг с приваренными к ним головками и муфтами. Тело штанги изготавливается из трубы $42 \times 3,5$ мм, сталь штанги 45 или 35, головка штанги — из трубы 56×12 мм, соединительная муфта — из трубы 57×8 мм, сталь муфты 15ХМ.

Насосно-компрессорные трубы

Насосно-компрессорные трубы применяются:

- при эксплуатации нефтяных и газовых скважин в качестве подъемных колонн;
- в нагнетательных скважинах для закачки воды в пласт;
- при работах по увеличению нефтеотдачи пласта;
- при капитальном ремонте скважин;
- для выкидных линий морских скважин.

Типы и размеры насосно-компрессорных труб

Насосно-компрессорные трубы выпускаются с гладкими и высаженными наружу концами (рис. 6). Размеры и масса гладких труб и муфт к ним приведены в табл. 7. Размеры и масса труб с

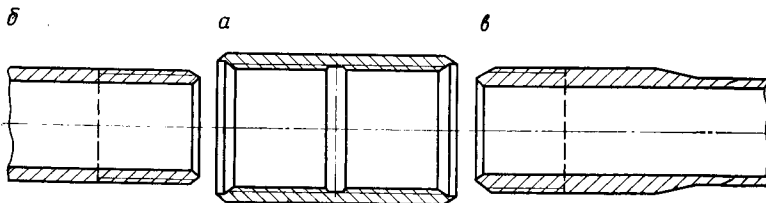


Рис. 6. Соединительные концы насосно-компрессорных труб и муфт к ним
 а — муфта; б, в — резьбовая часть трубы соответственно неравнопрочной и равнопрочной

Таблица 7

Условный диаметр, мм	Размеры трубы, мм			Размеры муфты, мм					Теоретическая масса, кг	
	наружный диаметр	толщина стенки	внутренний диаметр	наружный диаметр	длина муфты	Расточка			1 м гладкой трубы	муфты
						диаметр	глубина	ширина торцевой плоскости		
48	48,3	4,0	40,3	56,0	96	50,0	8,0	2,5	4,39	0,5
60	60,3	5,0	50,3	73,0	110	62,0	8,0	5,0	6,84	1,3
73	73,0	5,5	62,0	89,0	132	74,7	8,0	6,5	9,16	2,4
		7,0	59,0						11,39	
89	88,9	6,5	76,0	107,0	146	90,6	8,0	6,5	13,22	3,6
102	101,6	6,5	88,6	121,0	150	103,5	9,5	6,5	15,22	4,5
114	114,3	7,0	100,3	132,5	156	116,0	9,5	6,5	18,47	5,1

Таблица 8

Условный диаметр, мм	Размеры труб, мм					Размеры муфты, мм					Теоретическая масса, кг			
	наружный диаметр	толщина стенки	внутренний диаметр	высадка			наружный диаметр	длина	расточка			1 м гладкой трубы	двух высадок одной трубы	муфты
				наружный диаметр	длина переходной части	длина переходной части			диаметр	глубина	ширина торцевой плоскости			
33	33,4	3,5	26,4	37,30	45		48,3	89	39,0	8,0	3,5	2,58	0,1	0,5
42	42,2	3,5	35,2	46,00	51		56,0	95	47,5	8,0	3,5	3,34	0,2	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,20	57		63,5	100	55,0	8,0	3,5	4,39	0,4	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,90	89		78,0	126	67,5	9,5	4,5	6,84	0,7	1,5
73	73,0	5,5	62,0	78,60	95	25	93,0	134	80,0	9,5	5,5	9,16		
		7,0	59,0									11,39	0,9	2,8
89	88,9	6,5	76,0	95,25	102		114,3	146	97,0	9,5	6,5	13,22		
		8,0	73,0									15,98	1,3	4,2
102	101,6	6,5	88,6	107,95	102		127,0	154	109,5	9,5	6,5	15,22	1,4	5,0
114	114,3	7,0	100,3	120,65	108		141,3	160	122,5	9,5	6,5	18,47	1,6	6,3

высаженными наружу концами и муфт приведены в табл. 8. Трубы гладкие и с высаженными наружу концами и муфты к ним изготовляются из сталей групп прочности Д, К, Е, Л, М.

Механические свойства материала труб и муфт приведены в табл. 9.

Гладкие трубы и муфты к ним групп прочности К, Е, Л, М и трубы с высаженными концами всех групп прочности для снятия остаточных внутренних напряжений подвергаются термической обработке.

На трубах и муфтах нарезается коническая треугольная резьба с углом профиля при вершине 60° и конусностью 1 : 16.

Показатели	Группа прочности стали				
	Д	К	Е	Л	М
Временное сопротивление σ_B , Н/мм ²	65	70	75	80	90
Предел текучести σ_T , Н/мм ²	38	50	55	65	75
Относительное удлинение, %:					
δ_5	16	12	12	12	12
δ_{10}	12	10	10	10	10

Насосы скважинные нефтяные штанговые

Скважинные штанговые насосы с втулочным неподвижным цилиндром и металлическим плунжером предназначены для откачки нефти с обводненностью до 99 %, динамической вязкостью до 0,1 Па·с, объемной долей H_2S до 0,1 %, содержанием твердых механических примесей до 0,5 %, свободного газа на входе в насос до 25 %, с температурой до 130 °С.

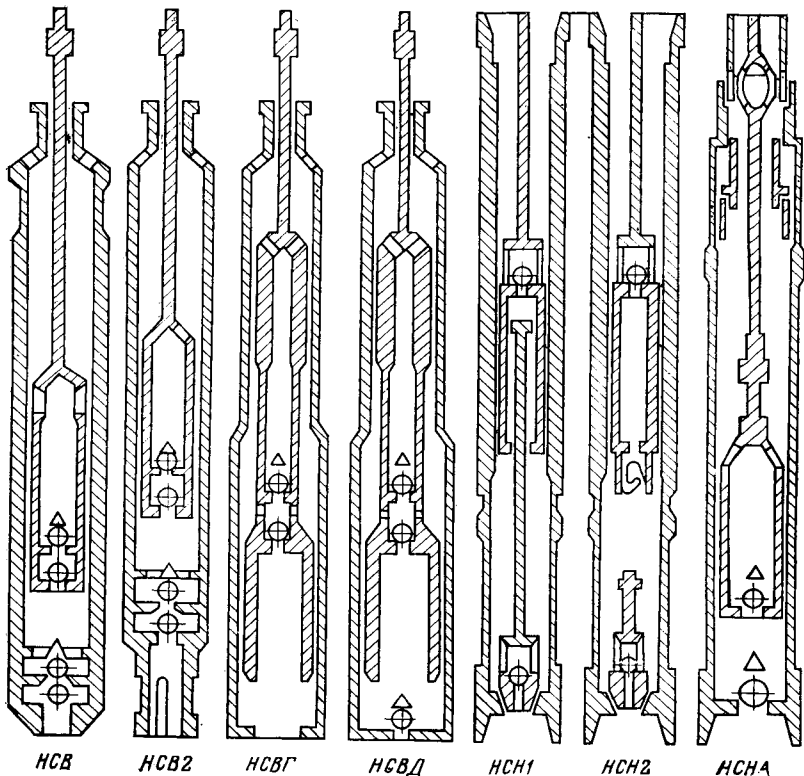


Рис. 7. Насосы скважинные

В соответствии с ГОСТ 6444—78 насосы скважинные нефтяные штанговые должны изготавливаться следующих типов (рис. 7):

НСВ1 — вставной, одноступенчатый, одноплунжерный, с втулочным цилиндром и замком наверху;

НСВ2 — то же, с замком внизу;

НСВГ — вставной, одноступенчатый, двухплунжерный, с втулочным цилиндром и замком наверху;

НСВД — вставной, двухступенчатый, двухплунжерный, с втулочным цилиндром и замком наверху;

НСН1 — невставной, одноступенчатый, одноплунжерный, с втулочным цилиндром и захватом штока;

НСН2 — то же, с ловителем;

НСНА — то же, с автосцепом;

НСВ1Б — вставной, одноступенчатый, одноплунжерный, с безвтулочным цилиндром и замком наверху;

НСН2Б — невставной, одноступенчатый, одноплунжерный, с безвтулочным цилиндром и ловителем.

Область применения насосов обусловлена характеристикой откачиваемой жидкости (табл. 10).

Таблица 10

Насос	Характеристика откачиваемой жидкости			
	объемная доля механических примесей, %, не более	динамическая вязкость, Па·с, не более	объемная доля свободного газа на входе в насос, %, не более	Водородный показатель рН
НСН1, НСН2, НСНА, НСВ1, НСВ2, НСН2Б, НСВ1Б	0,05	0,025	10	4,2—6,8
НСВ1П	0,2			
НСВ1Б, НСН2Б, НСН2Г	0,5	0,015		
НСВГ	0,05	0,1		
НСВД		0,015	25	

Примечание. В условном обозначении насоса дополнительные буквы соответствуют исполнению: П — с седлами клапанов из твердого сплава; В — с седлами клапанов из твердого сплава, пескозащитным устройством и сепаратором; Т — с седлами клапанов из твердого сплава и с полым штоком.

Исходя из минимально возможного числа типоразмеров и обеспечения нормальной работы станков-качалок всех типоразмеров, а также возможности сборки необходимых по длине втулочных цилиндров (при длине одной втулки 300 мм) принято 10 длин хода плунжера насоса: 0,6; 0,9; 1,2; 1,8; 2,5; 3,0; 3,5; 4,5; 5,2 и 6,0 м. При этом учитывалась возможность максимальных отборов жидкости при соответствующей грузоподъемности станка-качалки.

Наибольшее распространение получили невставные насосы (трубные). Они отличаются простотой конструкции, применяют их главным образом в скважинах, эксплуатирующихся с большим

межремонтным периодом и с большими дебитами. Выпускают невставные насосы с условным диаметром 28; 32; 43; 55; 68 и 93 мм с длиной хода плунжера от 0,6 до 4,5 м. Для смены насоса или его ремонта необходимо поднимать колонну труб.

Применение вставных насосов значительно ускоряет и упрощает ремонт скважин. Обеспечивается это благодаря возможности спускать насос в собранном виде и извлекать его из скважины на штангах без подъема колонны насосно-компрессорных труб. Вставные насосы выпускают с условным диаметром 28, 32, 38, 43 и 55 мм с длиной хода плунжера от 1,2 до 6,0 м. Используют их для подъема жидкости из глубоких скважин.

В условное обозначение насоса должно входить: тип насоса, исполнение, условный размер в миллиметрах, длина хода плунжера в миллиметрах и наибольшая глубина спуска насоса в метрах; два последних параметра уменьшены в 100 раз, например, НСВ1-28-30-15, где 28 — диаметр насоса; 30 ($\times 100$) — ход плунжера, мм и 15 ($\times 100$) — наибольшая глубина спуска насоса, м.

В зависимости от величины зазора между плунжером и цилиндром насосы делятся по посадкам на следующие группы:

	Зазор, мм
Группа 0	0,000 ÷ 0,045
Группа 1	0,020 ÷ 0,070
Группа 2	0,070 ÷ 0,120

Подбор насосов по группам посадки осуществляется в зависимости от температурных условий, глубины подвески насоса и вязкости откачиваемой нефти.

Для легкой нефти и большой высоты подъема требуются насосы «0» группы посадки. При низкой температуре или пониженной вязкости жидкости рекомендуется применять также насосы «0» группы посадки. Насосы 1-й и 2-й группы посадки рекомендуются к применению при высокой температуре или повышенной вязкости жидкости. При глубине подвески насоса в пределах 500—1200 м следует применять насосы 1-й группы посадки. Насосы 2-й группы посадки рекомендуется применять также в обводненных в многодебитных скважинах при больших числах качания.

В зависимости от соотношения длины хода сальникового штока и длины плунжера насосы могут быть

$$\text{короткоходовые при } \frac{s}{s_{\text{пл}}} < 1;$$

$$\text{среднеходовые при } \frac{s}{s_{\text{пл}}} < 2;$$

$$\text{длинноходовые при } \frac{s}{s_{\text{пл}}} > 2.$$

Клапанные узлы глубинных насосов применяют с одним или двумя шариками, и с увеличенным проходным сечением. Клапанные узлы с одним или двумя шариками следует применять при

обычных скоростях откачки, т. е. режиме $nS < 34$ (где n — число качаний, а S — длина хода), а клапанные узлы с увеличенным проходным сечением рекомендуется применять при повышенных скоростях откачки ($nS > 34$), а также в скважинах с низким динамическим уровнем. В клапанных узлах с двумя шариками второй (вспомогательный) обеспечивает своевременную посадку первого (рабочего) на седло.

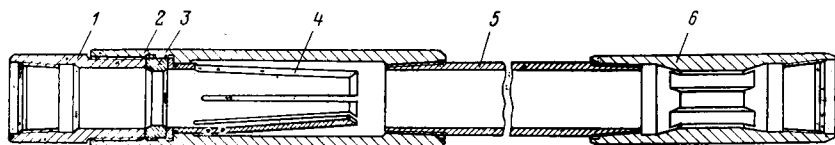


Рис. 8. Замковая опора

Седла клапанов изготавливаются цилиндрическими, цилиндрическими с буртом и коническими из стали 30X13 или 95X18 и из твердого сплава ВК6В. Место посадки шарика притирается при сборке. Седла из сталей 30X13 и 95X13 должны подвергаться объемной закалке.

Узел замковой опоры (рис. 8), спускаемый в скважину на трубах для установки вставного насоса, состоит из переводника 1, муфты опорной 2, кольца опорного 3, якоря пружинного 4, рубашки опоры 5 и муфты направляющей 6. Торцевые и конические поверхности опорного кольца тщательно обрабатываются. Коническая поверхность кольца служит опорой для конуса насоса. Конус насоса и опорное кольцо изготавливают из нержавеющей стали 30X13. Пружинный замок, выполненный в виде усеченного конуса, в нижней части имеет шесть разрезков. Узел замковой опоры спускают в скважину на трубах. Рубашка опоры и направляющая муфта обеспечивают жесткую посадку насоса.

Станки-качалки

Станки-качалки выпускаются по ГОСТ 5866—76, которым предусмотрено 13 типоразмеров.

Основные параметры и размеры станков-качалок приведены в табл. 11.

Станок-качалка комплектуется асинхронным электродвигателем с повышенным пусковым моментом и влагоморозостойкой изоляцией, блоками управления, обеспечивающими индивидуальный самозапуск или программную работу с индивидуальным самозапуском.

Станок-качалка каждого типа характеризуется наибольшими допускаемой нагрузкой на устьевой шток, длиной хода устьевого штока и крутящим моментом редуктора. Как видно из табл. 11,

Техническая характеристика станков-качалок

Станок-качалка	Наибольшая допустимая нагрузка на устьевой шток, кН	Номинальная длина хода устьевого штока, м	Наибольший допустимый крутящий момент на ведомом валу редуктора, кН·м	Габаритные размеры (при горизонтальном положении балансира), мм			Масса комплекта, кг
				длина	ширина без ограждения	высота	
СК2-0,6-250	20	0,3; 0,45; 0,6	2,5	3150	1150	2000	1600
СК3-1,2-630	30	0,6; 0,75; 0,9; 1,05; 1,2	6,3	4200	1350	3300	3850
СК4-2,1-1600	40	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	16	5900	1700	4800	7200
СК5-3-2500	50	1,3; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0	25	7400	1850	5550	9900
СК6-2,1-2500	60	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	25	6550	1850	5100	9600
СК8-3,5-4000	80	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	40	8500	2250	6650	15 100
СК12-2,5-4000	120	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	40	7500	2250	6400	14 800
СК8-3,5-5600	80	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	56	8500	2250	6650	15 600
СК10-3-5600	100	1,5; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0	56	8000	2250	6550	15 450
СК10-4,5-8000	100	2,3; 2,7; 3,3; 3,9; 4,5	80	10 550	2600	9000	24 900
СК12-3,5-8000	120	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	80	9550	2600	8500	24 800
СК15-6,0-12500	150	3,0; 3,5; 4,5; 5,2; 6,0	125	13 200	3100	11 500	34 800
СК20-4,5-12500	200	2,3; 2,7; 3,3; 3,9; 4,5	125	11 700	3100	10 700	34 500

кроме СК2, СК3 и СК4, все другие станки-качалки имеют по два типоразмера.

В принятом условном обозначении содержатся следующие параметры: СК — станок-качалка, первая цифра — наибольшая допустимая нагрузка на устьевой шток (кН), далее длина хода (м) и наибольший допустимый крутящий момент на валу (кН·м).

Станки-качалки бывают: с балансирным уравниванием СК2; с комбинированным уравниванием СК3; с кривошипным уравниванием от СК4 до СК20.

Станок-качалка (рис. 9) имеет следующие основные узлы: раму 1 со стойкой 5 в виде усеченной пирамиды, балансир 4 с поворотной головкой 3, траверсу 8 из профильного проката с шатунами 9, опорную траверсу 7, редуктор 10 с кривошипами 11 и противовесами 6, подредукторную подставку 16, двухколодочный тормоз 14, шкив 12 клиноременной передачи 13, поворотные салазки 15 электродвигателя и подвеску 2 устьевого штока.

Привод станка-качалки осуществляется от электродвигателя с частотой вращения вала 750, 1000 и 1500 об/мин.

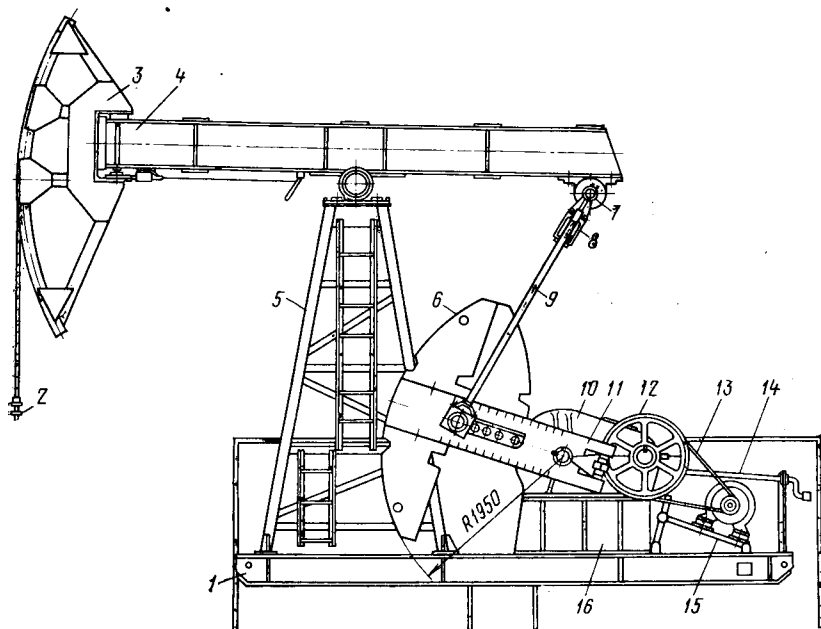


Рис. 9. Станок-качалка СК-10

Редукторы станков-качалок

Типоразмерный ряд станков-качалок базируется на восьми размерах редукторов Ц2НШ, представляющих собой совокупность двух пар цилиндрических шевронных зубчатых передач, выполненных с зацеплением Новикова.

Валы цилиндрических зубчатых передач лежат в плоскости разъема корпуса и крышки редуктора. Симметричное расположение зубчатых колес и опор валов относительно продольной оси редуктора обеспечивает равномерное распределение нагрузок на валы и подшипники (рис. 10).

Опоры ведущего и промежуточного валов выполнены на роликоподшипниках с короткими цилиндрическими роликами, а опоры ведомого вала — на роликоподшипниках двухрядных сферических.

На концы ведущего вала, оканчивающиеся коническими цапфами, насаживаются шкивы

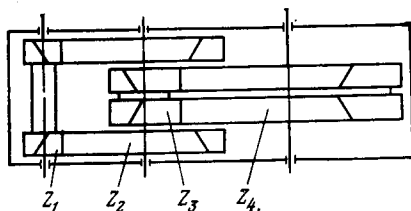


Рис. 10. Кинематическая схема редуктора Ц2НШ-750Б

тормоза и клиноременной передачи. На выходные концы ведомого вала насаживаются кривошипы, положение которых после определенного срока эксплуатации необходимо менять с целью перераспределения нагрузок на зубья колес, чем достигается увеличение общего срока службы ведомого колеса редуктора. Для этих целей на обоих концах ведомого вала имеются по две шпоночные канавки. Основные параметры редукторов приведены в табл. 12.

Таблица 12

Техническая характеристика редукторов станков-качалок

Параметры	Ц2НШ-250	Ц2НШ-315	Ц2НШ-355	Ц2НШ-450	Ц2НШ-750Б	Ц2НШ-560	Ц2НШ-630	Ц2НШ-710
Межосевое расстояние, мм:								
тихоходной ступени	250	315	355	450	450	560	630	710
быстроходной ступени	160	200	225	280	300	355	400	450
Суммарное межосевое расстояние	410	515	580	730	750	915	1030	1160
Крутящий момент на ведомом валу, кН·м	2,5	6,3	16	25	40	56	80	12,5
Нормальный модуль зубьев:								
тихоходной ступени	4,00	4,50	5,60	7,10	8,00	9,00	10,00	11,20
быстроходной ступени	2,50	3,15	3,55	4,50	5,00	5,60	6,30	7,10
Число зубьев шестерни:								
тихоходной ступени	17	19			17			
быстроходной ступени			14			13		14
Число зубьев колеса:								
тихоходной ступени	95	105	97	96	89	93	95	95
быстроходной ступени	101	101	99	99	94	98	101	101
Передаточное число	40,315	39,868	40,300	39,924	37,18	41,240	40,315	40,315
Габаритные размеры, мм								
длина	835	1010	1130	1450	1505	1775	1970	2200
ширина	830	1140	1400	1554	1930	1930	2260	2625
высота	510	625	710	888	908	1070	1225	1365
Масса, кг	355	780	1200	2280	3000	4000	6100	8370

Таблица 13

Редуктор	z ₁	z ₂	z ₃	z ₄
Ц2НШ-250	14	101	17	95
Ц2НШ-315	14	101	19	105
Ц2НШ-355	14	99	17	97
Ц2НШ-450	14	99	17	96
Ц2НШ-750Б	15	94	15	89
Ц2НШ-560	13	98	17	93
Ц2НШ-630	14	101	17	95
Ц2НШ-710	14	101	17	95

Для редукторов всех типоразмеров передаточное отношение i составляет от 38,17 до 41,24.

Число зубьев зубчатых колес приведены в табл. 13.

Смазка зубчатых передач и опор валов редуктора осуществляется из общей масляной ванны-картера. Сорты смазочных масел приведены в табл. 14.

Таблица 14

Время года	Район			
	холодный	умеренно-холодный	умеренно-теплый	жаркий
Лето	И-30А	И-40А	И-40А	И-50А
Зима	Осевое «С»	Осевое «З»	И-20А	И-30А

Примечание. Замена масла через 6 мес.

В табл. 15 приведены номера подшипников, применяемых в редукторах, и объем заливаемого масла в картер.

Таблица 15

Редуктор	Вал			Объем масла, л
	ведущий	промежуточный	ведомый	
	Номер подшипника			
Ц2НШ-250	32 610	32 610	3516	13
Ц2НШ-315	32 612	32 613	3520	45
Ц2НШ-355	32 615	32 617	3524	57
Ц2НШ-450	32 616	2 619	3530	122
Ц2НШ-750 Б	2 619	2 622	3534	150
Ц2НШ-560	2 622	32 624	3534	180
Ц2НШ-630	32 622	32 630	3544	270
Ц2НШ-710	32 624	32 634	3552	360

Таблица 10

Мок-качалка	Клиновидный ремень	Диаметр шкива редуктора, мм	Максимальная мощность электродвигателя, кВт	Синхронная частота вращения вала электродвигателя об/мин																	
				1500			1000			750											
				n	d	z	n	d	z	n	d	z									
2-0,6-250	A-2000	400	4	8,0	90	3	5,3	90	3												
				11,2	125		7,4	125													
				14,3	160		9,5	160													
K3-1,2-630	A-2240	450	7,5	7,2	100	3	4,7	100	3												
				9,3	125		6,6	125													
				11,9	160		7,9	160													
				14,3	200		9,5	200													
CK4-2,1-1600	Б-3350	560	10	8,1	125		5,3	125													
				10,4	160		6,9	160													
				13,0	200		8,6	200													
				14,5	224	4	9,6	224	4												
CK5-3-2500	В-4000	710	22	10,0	220		6,8	200		5,1	200	4									
				11,3	224		7,9	224		5,7	224		6,4	250							
				12,7	250		8,5	250		6,4	250		7,4	280							
				14,2	280		9,8	280		7,4	280		8,4	315							
CK6-2,1-2500				—	315		10,8	315		8,4	315										
CK8-3,5-4000				8,6	200		5,8	200		4,4	200										
				10,0	224		6,7	224		5,0	224		5,0	224							
				10,8	250		7,3	250		5,5	250		6,3	280							
CK12-2,5-4000				11,5	280		8,3	280		6,3	280										
				—	315		9,2	315		6,9	315		6,9	315							
CK8-3,5-5600	В-4000	900	30	8,0	200	6	5,3	200	6	4,0	200	6									
				9,0	224		6,0	224		4,4	224		4,4	224							
				10,0	250		6,7	250		5,0	250		5,0	250							
CK10-3-5600				11,3	280		7,5	280		5,6	280										
				—	315		8,5	315		6,3	315		6,3	315							
CK10-4,5-8000				9,0	315	6	6,0	315	6	4,5	315	6									
				10,2	355		6,8	355		5,2	355		5,2	355							
CK12-3,5-8000	Г-5600	1250	40																		
CK15-6-12500			55	—	400	7	7,7	400	7	5,8	400	7									
				—	450		8,6	450		6,5	450		6,5	450							

Примечание: n — число качаний балансира в минуту; d — расчетный диаметр шкива электродвигателя, м; z — число ремней в передаче.

С внедрением однострующей системы сбора и транспортирования нефти и газа потребовалось устьевое оборудование на давление до 4 МПа.

Техническая характеристика устьевых сальников

	СУС1-73-31	СУС2-73-31
Рабочее давление, МПа:		
при подвижном устьевом штоке	4,0	
при неподвижном устьевом штоке и затянутой сальниковой набивке	7,0	14,0
Диаметр присоединительной резьбы, мм	73	
Диаметр сальникового устьевого штока, мм		31
Габаритные размеры, мм:		
длина		350
ширина		182
высота	407	528
Масса, кг	21	24

Характерная особенность устьевых СУС — шарнирное соединение между головкой сальника и его тройником, что позволяет головке поворачиваться в пределах конусного угла (3°) и самоустанавливаться по сальниковому штоку. Благодаря этому обеспечивается загрузка уплотняющих элементов от нормальных к ним усилий и повышение срока их службы.

Устьевой сальник (рис. 11) состоит из шаровой головки с помещенными в ней нижней и верхней втулками с направляющими втулками из прессованной древесины и уплотнительной набивки. На верхнюю часть шаровой головки навинчивается крышка с двумя скобами, с помощью которых подтягивается уплотнительная набивка.

В верхней части крышки головки над грундбуксой имеется кольцевой резервуарчик, служащий для смазки трущихся поверхностей сальникового штока, набивки и вкладышей. Для герметизации узла шаровой головки предусмотрено уплотнительное кольцо. Два стопора, находящиеся в нижней части шаровой головки, не позволяют проворачиваться вокруг своей оси

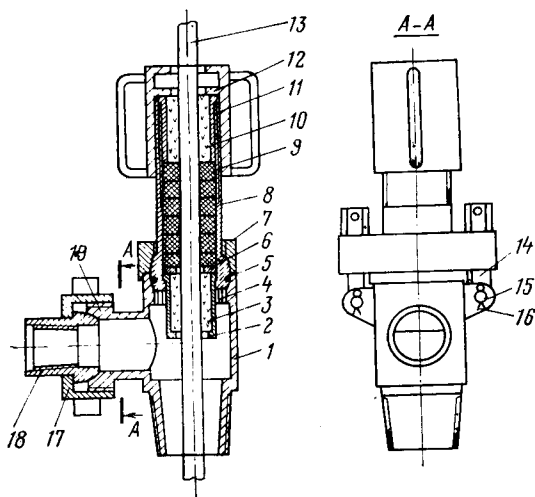


Рис. 11. Сальник устьевой СУС1-73-31:

- 1 — тройник; 2 — втулка нижняя; 3 — вкладыш; 4 — стопор; 5 — кольцо уплотнительное; 6 — манжетодержатель; 7 — крышка шаровая; 8 — уплотнительная набивка; 9 — головка шаровая; 10 — вкладыш; 11 — грундбукса; 12 — крышка головки; 13 — шток; 14 — болт откидной; 15 — палец; 16 — шплинт; 17 — гайка накидная; 18 — nipple; 19 — накопечник

при затяжке крышки, которая крепится к тройнику двумя откидными болтами, укрепленными на нем с помощью пальцев, входящих в проушины болтов.

Тройник снабжен быстроразборным соединением для подсоединения к выкидной линии.

Устьевой сальник СУС2 в отличие от сальника СУС1 имеет двойные уплотнения и три ряда направляющих втулок. Промежуточная втулка имеет два

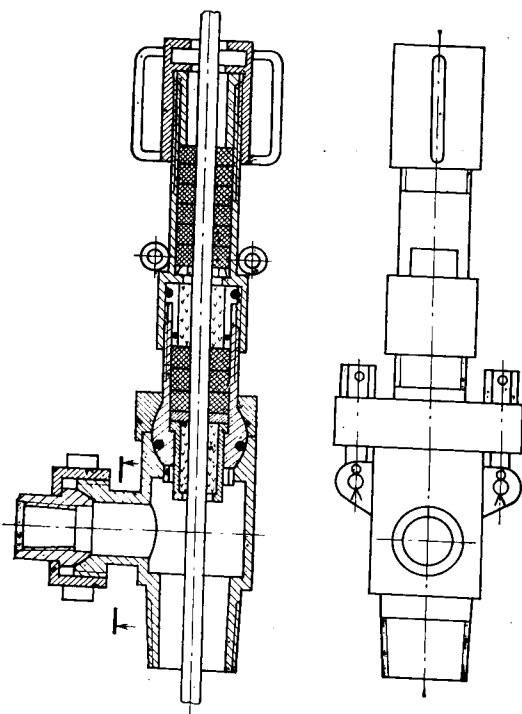


Рис. 12. Сальник устьевой СУС2-73-31

резиновых кольца, герметизирующие этот узел. При этом основная уплотнительная набивка помещена в корпусе, который навинчен на резьбу шаровой головки (рис. 12).

Для штанговых насосных скважин, периодически фонтанирующих с концентрической подвеской колонны насосно-компрессорных труб относительно оси скважины, используется оборудование устья ОУ140-146/168-65А; для скважин с эксцентрической подвеской труб относительно оси — ОУ140-146/168Б (рис. 13) и для скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами, ОУЭН140-65 (рис. 14).

В устьевом оборудовании ОУ использованы устьевой сальник СУС2 с двойным уплотнением и пробковые краны КППС65-140. В качестве запорных устройств применены пробковые краны с уплотнительной смазкой от фонтанной арматуры на 14 МПа.

Оборудование устья скважин, эксплуатируемых с помощью погружных электронасосов, может быть использовано и на периодически фонтанирующих скважинах (табл. 17). При этом допускаются подвеска колонны насосно-компрессорных труб, а также профилактические, ремонтные и исследовательские работы на скважине. Конструкция трубной головки ОУЭН позволяет полностью собрать оборудование устья после окончания спуска труб и кабеля без протаскивания резервного конца кабеля через сальник. Колонну насосно-компрессорных труб подвешивают на разь-

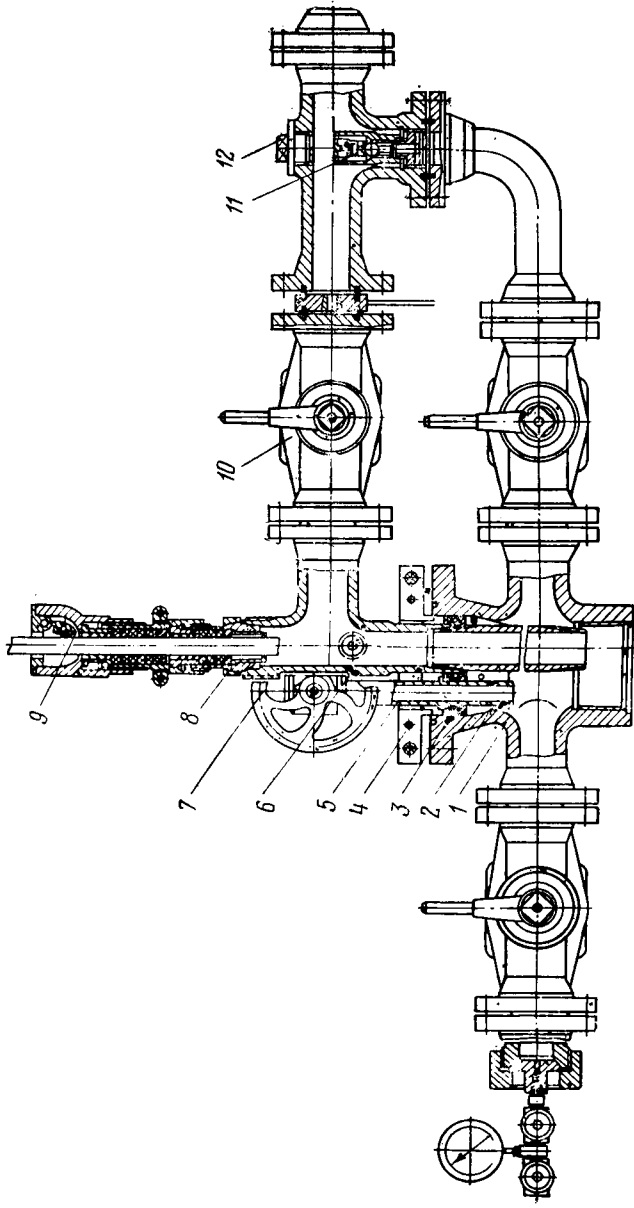


Рис. 13. Оборудование устья ОУ140-146/168-65Б:
 1 — крестовик; 2 — конусная подвеска; 3 — резиновые уплотнения; 4 — разъемный фланец; 5 — патрубков; 6 — тройник; 7 — задвижка; 8 — сальник устьевого СУС2; 9, 11 — обратный клапан; 10 — кран; 12 — пробка

емном конусе, в котором предусмотрен проход и для кабеля. Трубы и кабель уплотняют резиновыми разрезными прокладками, поджимаемыми разъемным фланцем.

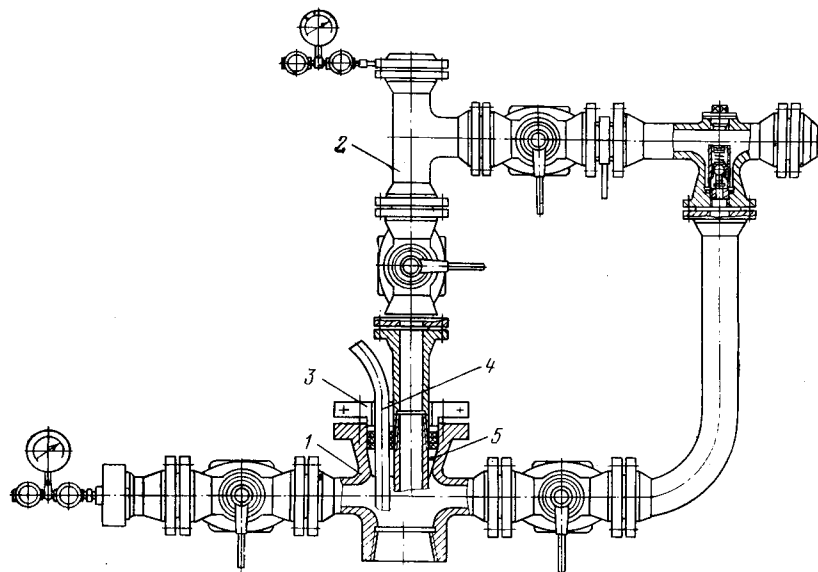


Рис. 14. Оборудование устья ОУЭН140-65:

1 — крестовик; 2 — тройник; 3 — разрезной фланец; 4 — кабель; 5 — разъемный конус

Таблица 17

Показатели	ОУ140-146/168-65А	ОУ140-146/168-65Б	ОУЭН140-65
Габаритные размеры, мм:			
длина	2100	2100	1950
ширина	430	430	430
высота	1180	1026	1290
Масса, кг	473	468	548

Установки погружных центробежных электронасосов

Установки погружных центробежных электронасосов УЭЦН в основном применяются для эксплуатации обводненных, высокодебитных, глубоких и наклонных скважин.

Установка УЭЦН (рис. 15) представляет собой погружной агрегат, который состоит из электродвигателя 1 с гидрозащитой и насоса 2; кабельной линии 3, которая крепится к спускаемой колонне насосно-компрессорных труб 4 крепежным поясом 5; устьевое оборудование 6 ОУЭН140-65 (см. рис. 14) или фонтанной

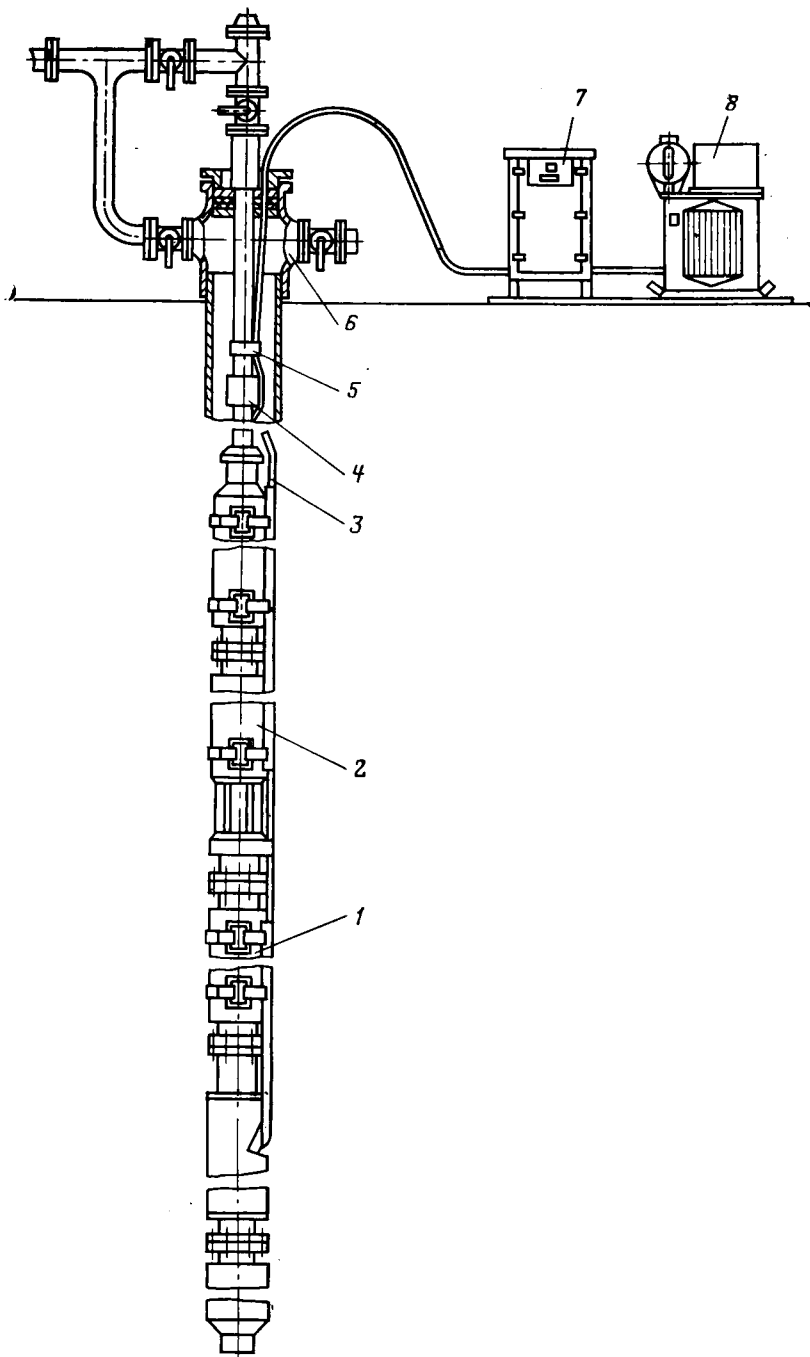


Рис. 15. Установка УЭЦН

арматуры АФК1Э-65×140; станции управления 7 и трансформатора 8, которые устанавливаются на расстоянии 20—30 м от устья скважины.

Кабель крепится к насосу и насосно-компрессорным трубам при помощи металлических поясов. Над насосом располагаются обратный и сливной клапаны. Откачиваемая насосом жидкость из скважины поступает на поверхность по колонне насосно-компрессорных труб.

Погружной электронасос, электродвигатель и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и протектора имеют на концах шлицы и соединяются шлицевыми муфтами.

В зависимости от поперечного размера погружного электронасосного агрегата установки подразделяются на четыре условные группы — 5, 5А, 6 и 6А (табл. 18).

Таблица 18

Группа установки	Поперечный размер установки, мм	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм
5	116	121,7
5А	124	130,0
6	137	144,3
6А	142,5	148,3

Погружной центробежный электронасос

Применяемые в нефтяной промышленности секционные, многоступенчатые погружные электронасосы (рис. 16) содержат от 130 до 415 ступеней (табл. 19).

Секции насоса размещены в стальных трубах, которые соединяются между собой при помощи фланцев. Длина насоса определяется числом рабочих ступеней и секций, число которых зависит от параметров насоса — подачи и напора. В корпусе секций насоса вставляются пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Рабочие колеса установлены на валу на продольной призматической шпонке и могут перемещаться в осевом направлении. Направляющие аппараты закреплены в корпусе специальной гайкой — ниппелем, расположенным в верхней части корпуса.

Снизу в корпус ввинчивают основание насоса с приемными отверстиями и фильтр-сетку, через которые жидкость из скважины поступает в насос.

В верхней части насоса находится ловильная головка, в которой расположен обратный клапан и к которой крепятся насосно-компрессорные трубы.

Погружные насосы выпускаются в трех конструктивных исполнениях. Насосы обычного исполнения рекомендуются для скважин

Техническая характеристика погружных центробежных электронасосов

Установки	Подача номиналь- ная, м ³ /сут	Напор, м	Рекомендуемая рабочая область	
			подача, м ³ /сут	напор, м
Установки группы 5				
У2ЭЦН5-40-1400	40	1400	25—70	1425—1015
УЭЦН5-80-1200	80	1205	60—115	1285—715
У3ЭЦН5-130-1200	130	1165	100—155	1330—870
У2ЭЦН5-200-800	200	795	145—250	960—545
УЭЦН5-80-1550	80	1600	60—115	1680—970
УЭЦН5-130-1400	130	1460	100—155	1700—1100
УЭЦН5-80-800	80	1780	60—115	1905—1030
УЭЦН5-40-1750	40	1800	25—70	1850—1340
Установки группы 5А				
УЭЦН5А-100-1350	100	1380	80—140	1520—1090
У1ЭЦН5А-160-1100	160	1070	125—205	1225—710
УЭЦН5А-160-1400	160	1425	125—205	1560—1040
У1ЭЦН5А-250-800	250	810	190—330	890—490
У1ЭЦН5А-250-1000	250	1000	190—330	1160—610
У1ЭЦН5А-250-1400	250	1400	190—330	1580—930
У1ЭЦН5А-360-600	360	575	290—430	660—490
У2ЦН5А-360-700	360	700	290—430	810—550
У2ЭЦН5А-360-850	360	850	290—430	950—680
У2ЭЦН5А-360-1100	360	1120	290—430	1260—920
У1ЭЦН5А-500-800	500	810	420—580	850—700
УЭЦН5А-160-1750	160	1755	125—205	1920—1290
Установки группы 6				
У1ЭЦН6-100-1500	100	1500	80—145	1610—1090
У2ЭЦН6-160-1450	160	1590	140—200	1715—1230
У4ЭЦН6-250-1050	250	1185	90—340	1100—820
У2ЭЦН6-250-1400	250	1475	200—330	1590—1040
У2ЭЦН6-350-850	350	890	280—440	1035—560
УЭЦН6-500-750	500	785	350—680	930—490
УЭЦН6-100-1700	100	700	80—145	1820—1230
УЭЦН6-350-1100	350	1120	280—440	1280—700
УЭЦН6-250-1600	250	1580	200—330	1700—1075
Установки группы 6А				
У1ЭЦН6-500-1100	500	1090	350—680	1350—600
У1ЭЦН6-700-800	700	800	550—900	850—550

с содержанием в откачиваемой жидкости до 0,1 г/л механических примесей; насосы повышенной износостойкости рекомендуются для скважин с содержанием в откачиваемой жидкости свыше 0,1 г/л, но не более 0,5 г/л механических примесей и насосы повышенной коррозионностойкости — с содержанием сероводорода до 1,25 г/л и водородным показателем рН 6,0—8,5.

По диаметрам и поперечным габаритным размерам насосы делятся на четыре группы — 5, 5А, 6 и 6А. В группу 5 входят насосы с наружным диаметром корпуса 92 мм, в группу 5А — 103 мм и в группу 6 и 6А — 114 мм.

Погружной электродвигатель

Погружной центробежный насос приводится во вращение специальным маслозаполненным погружным асинхронным электродвигателем ПЭД переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения.

Двигатель (рис. 17) состоит из статора, ротора, вала головки и основания. Корпус статора, изготовленный из стальной трубы, на концах имеет резьбу для соединения с головкой и основанием двигателя.

Двигатель заполнен специальным маловязким, высокой диэлектрической прочности маслом, служащим как для охлаждения, так и для смазки.

Электродвигатели имеют диаметры корпусов 103; 117; 123 и 138 мм. Поскольку диаметр двигателя ограничен диаметром скважины, большей мощности двигателя соответственно длиннее или выполняются секционными.

Гидрозащита

Гидрозащита необходима для предотвращения попадания пластовой жидкости в полость погружного электродвигателя. Стоит она из протектора и компенсатора.

Техническая характеристика гидрозащиты

	1Г51	1Г62
Рабочий объем жидкого масла, дм ³ :		
протектора	2,8	4,0
компенсатора	4,5	7,0
Мощность холостого хода, кВт, не более	0,2—0,3	0,25
Мощность передаваемая, кВт, не более	100	180
Габариты, мм:		
диаметр:		
протектора	92	114
компенсатора	103	123
длина:		
протектора	1374	1435
компенсатора	1007	1012
Масса, кг:		
протектора	40	60
компенсатора	21	31

Протектор имеет две камеры, заполненные рабочей жидкостью электродвигателя. Камеры разделены эластичным элементом — резиновой диафрагмой с торцевыми уплотнениями. Вал протектора вращается в трех подшипниках и опирается на гидродинамическую пятую, которая воспринимает осевые нагрузки.

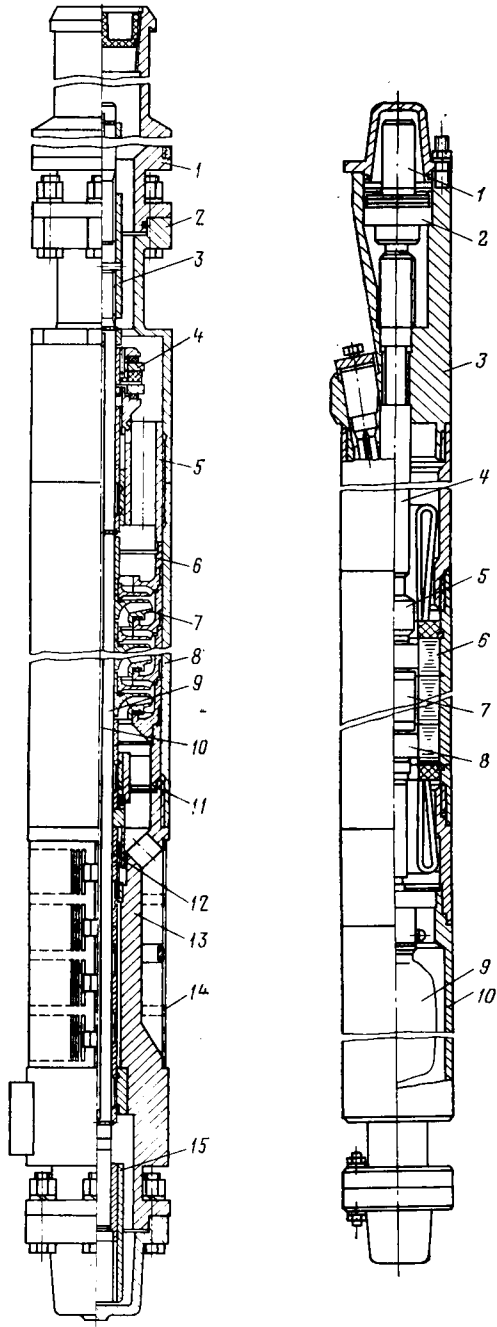


Рис. 16. Погружной центробежный насос:

1 — секция верхняя с ловильной головкой; 2 — секция нижняя; 3 — муфта шлицевая; 4 — пята опорная; 5 — корпус подшипника; 6 — аппарат направляющий; 7 — колесо рабочее; 8 — корпус; 9 — вал; 10 — шпонка; 11 — подшипник скольжения; 12 — втулка защитная; 13 — основание; 14 — сетка фильтра; 15 — муфта приводная

Рис. 17. Погружной электродвигатель:

1 — муфта; 2 — радиально-опорный узел; 3 — головка верхняя со штепсельной колодкой; 4 — вал; 5 — турбина циркуляционная; 6 — статор; 7 — ротор; 8 — подшипник скольжения; 9 — фильтр масляный; 10 — основание с обратным клапаном

Выравнивание давления в протекторе и давления в скважине обеспечивается обратным клапаном, расположенным в нижней части протектора. Пробку обратного клапана необходимо вывинчивать перед спуском в скважину погружного электродвигателя.

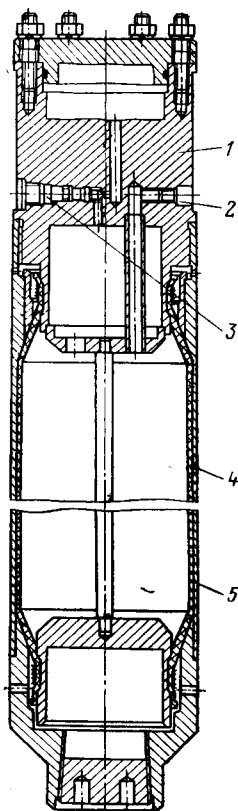


Рис. 18. Компенсатор:
1 — каркас; 2 — пробка; 3 —
клапан перепускной; 4 —
корпус; 5 — диафрагма

Компенсатор (рис. 18) состоит из камеры, образуемой эластичным элементом — резиновой диафрагмой, заполняемой рабочей жидкостью электродвигателя. Полость за диафрагмой сообщается со скважиной отверстиями. Диафрагма защищена от повреждений стальным корпусом.

Кабель

Кабельная линия обеспечивает подвод электроэнергии к электродвигателю погружного центробежного электронасоса.

В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить кабели КПБК или КПБПС в качестве основных; кабель КПБП (плоский); муфта кабельного ввода круглого или плоского типа.

Кабель КПБК состоит из медных одно- или многопроволочных жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и скрученных между собой, подушки и брони.

Кабели КПБП и КПБПС в общей шланговой оболочке состоят из медных одно- или многопроволочных жил, изолированных полиэтиленом высокой плотности и уложенных в одной плоскости, общей шланговой оболочки из полиэтилена высокой плотности, подушки и брони.

Кабель КПБПС с отдельно ошлангованными жилами состоит из медных одно- или многопроволочных жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и уложенных в одной плоскости, подушки и брони.

Подобную конструкцию может иметь кабель КПБП.

Станция управления и трансформаторы

Станция управления ШГС5802 предназначена для установок УЭЦН мощностью до 100 кВт, а комплектное устройство КУПНА-77 — для установок с электродвигателями мощностью свыше 100 кВт.

Станции управления ШГС5802 выполняются в металлическом шкафу одностороннего обслуживания с отсеком высокого напряжения.

Техническая характеристика станций управления

	ШГС5802- 49А2У1	ШГС5802- 59А2У1
Напряжение в сети, В	380	380
Напряжение главной цепи (на выходе автотрансформатора или трансформатора), В	2300	2300
Сила тока главной цепи на входе автотрансформатора или трансформатора, А	250	400
Сила тока главной цепи на выходе автотрансформатора или трансформатора, А	75	150
Напряжение цепи управления, В	220	220
Габаритные размеры, мм:		
высота	2150	2150
ширина	1100	1100
длина	500	500
Масса, кг	220±20	255±25

Комплектные устройства КУПНА-77 выполнены в металлических шкафах, защищенной конструкции двухстороннего обслуживания.

Техническая характеристика КУПНА-77АУ1

Щит управления	ЩЭС5003-29А2
Сила тока силовой цепи, А	100
Напряжение силовой цепи, В	3000
Напряжение цепей управления, В	220
Габаритные размеры, мм:	
длина	2100
ширина	2100
высота	900
Масса, кг	1100

Трансформаторы выполняются с масляным охлаждением и предназначены для установки на открытом воздухе.

Установки погружных винтовых электронасосов

Установка состоит из насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля круглого и плоского с муфтой кабельного ввода, станции управления и трансформатора (только для установок УЭВНТ5А-100-1000 и УЭВНТ5А-200-900). Предназначены винтовые электронасосы для подъема жидкости из скважины с содержанием механических примесей не более 0,6 г/л, свободного газа на приеме насоса не более 50% по объему, сероводорода не более 0,01 г/л, воды не более 99% и вязкостью не более $6 \cdot 10^{-4}$ м²/с.

Погружные винтовые насосы однотипны и выполнены по одной конструктивной схеме с двумя рабочими органами (геликоидальные роторы с правым и левым направлением спирали). По принципу действия они относятся к объемным, а по способу сообщения

энергии жидкости — к ротационным. Насосы отличаются один от другого только размерами рабочих органов, а все остальные узлы и детали взаимозаменяемы и унифицированы, что облегчает их производство, эксплуатацию и ремонт.

Рабочие органы изготовлены с различными натягами и зазорами с учетом их теплового расширения в скважинах. Для скважин с различными температурными условиями рекомендуются насосы следующих модификаций.

Модификации насоса	Температуры жидкости, °С
ЭВНТ5А-16-1200А	До +30
ЭВНТ5А-16-1200Б	30—50
ЭВНТ5А-1200В	50—70
ЭВНТ5А-25-10000А	До +30
ЭВНТ5А-25-1000Б	30—50
ЭВНТ5А-1000В	50—70
ЭВНТ5А-100-1000А	До +50
ЭВНТ5А-200-900А	До +50

Приводом винтовых насосов служит трехфазный, асинхронный, короткозамкнутый, четырехполюсный, погружной маслозаполненный электродвигатель (табл. 20). Исполнение двигателя верти-

Таблица 20

Техническая характеристика установок винтовых электронасосов

Винтовой электронасос	Подача, м ³ /сут	Напор, м	Рекомендуемая рабочая область	
			подача, м ³ /сут	напор, м
УЭВНТ5А-16-1200	16	1200	16—22	1200—600
УЭВНТ5А-25-1000	25	1000	25—36	1000—400
УЭВНТ5А-100-1000	100	1000	100—150	1000—200
УЭВНТ5А-200-900	200	900	200—250	900—250

кальное, со свободным концом вала, направленным вверх. Режим работы продолжительный. Электродвигатель состоит из статора, ротора, головки и основания. К головке присоединяется протектор гидрозашиты.

Кабельные линии, кабели, трансформаторы и станция управления для погружных винтовых электронасосов идентичны установкам погружных центробежных электронасосов.

Оборудование, применяемое при ремонте скважин с УЭЦН

В процессе эксплуатации скважин погружными центробежными электронасосами необходимо периодически проводить их ремонт, который связан с подъемом скважинного оборудования для замены или ремонта.

Монтаж насосной установки на скважине состоит из следующих основных операций:

- осмотра элементов установки;
- сборки и опробования установки;
- спуско-подъемных операций;
- заключительных работ (монтаж наземного оборудования и пуск установки).

После спуска в скважину погружного электронасоса на колонне насосно-компрессорных труб последнюю подвешивают к трубной головке фонтанной арматуры или оборудования устья ОУЭН.

Для механизации работ при ремонте скважин применяются установки АТ-6 для самопогрузки и транспортировки кабельных барабанов, насосов и двигателей, станций управлений и электротрансформаторов, а также установки УПК-2000 и др. для механизации процесса наматывания и разматывания кабеля при проведении спуско-подъемных операций.

Установки для перевозки и перемотки кабеля

В ряде нефтяных районов страны применяют различные установки для перевозки и перемотки кабеля, применяемые при спуске или подъеме из скважин погружного центробежного электронасоса. Наибольшее распространение получили установки УПК-2000 ТатНИИнефтемаша и установки УНРКТ-2М Туймазанефти.

Установка УПК-2000 выпускается в санном варианте УПК-2000С и в колесном УПК-2000П. Эти установки можно также использовать при погрузке, выгрузке и транспортировке кабельных барабанов и перемотке ремонтируемого кабеля на ремонтных базах.

Установка УПК-2000П смонтирована на двухосном прицепе МАЗ-8925 и состоит из рамы, силового привода — двухбарабанной лебедки, кабелеукладчика, механизма включения привода кабельного барабана, откидных мостков и станции управления. Транспортируется она с помощью автомобиля или трактора.

Техническая характеристика установок

	УПК-2000П	УПК-2000С
Максимальная длина перевозимого кабеля, м . . .		2000
Максимальная масса барабана с кабелем, кг . . .	5800	6000
Скорость перемотки кабеля, м/с		0,25±10%
Усилия натяжения кабеля при перемотке, Н . . .		1500
Габаритные размеры, мм:		
длина в рабочем положении	7850	8950
длина в транспортном положении	6850	7850
ширина	2360	2500
высота с кабельным барабаном	3000	3800
Масса с кабельным барабаном, кг	9800	10500
Масса снаряженной установки, кг	4000	4500

Установка УНРКТ-2М в отличие от УПК-2000 имеет меньшие размеры и массу.

Техническая характеристика установки УНРКТ-2М

Грузоподъемность установки, т	5,0
Мощность электродвигателя, кВт	3,0
Средняя скорость намотки, м/с	0,25
Частота вращения барабана, об/мин	2,5—3,0
Габаритные размеры, мм:	
длина	3980
ширина	2169
высота	2475
Масса снаряженной установки, кг	2326

Глава II

ПРИБОРЫ И УСТАНОВКИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Для эксплуатации нефтяных и газовых скважин на заданном режиме необходимо постоянно знать параметры пласта в призабойной зоне, состояние забоя скважины, а также скважинного оборудования.

В этих целях в промысловой практике проводится широкий комплекс исследований, позволяющий устанавливать правильные режимы отбора жидкости или газа из скважины, подбирать для подъема жидкости соответствующее скважинное и устьевое оборудование, проводить профилактические и ремонтные работы скважины.

При исследовании скважин отбирают пробы жидкости или газа на забое скважины или на поверхности с последующим определением в лабораторных условиях их состава, вязкости, плотности, давления насыщения нефти газом, коэффициента растворимости, объемного коэффициента, обводненности, наличия механических примесей, содержания коррозионных сред и др. Кроме того определяют дебит скважины, забойные и устьевые давления, температуру, статический и динамический уровни, состояние забоя, наличие и величину песчаной пробки и других осадков и загрязнений на забое скважины.

На основании перечисленных параметров в процессе эксплуатации устанавливают или изменяют дебит скважины, определяют сроки межремонтного периода ее при пескопроявлениях или парафиноотложениях, ведут борьбу с коррозией оборудования, труб и пр.

Состояние забоя должно быть известно до проведения в скважине подземного ремонта, а также любых технологических работ.

Обработка результатов исследования ведется в специальных лабораториях.

Основные приборы для исследования скважин

При исследовании скважин используют глубинные приборы с местной регистрацией показаний в приборе, спускаемом в скважину на проволоке, и с дистанционной регистрацией их на поверхностных, показывающих или регистрирующих приборах.

Наиболее широко применяются глубинные приборы с местной регистрацией. К ним относятся: манометры, дифманометры, термометры, дебитометры, пьезографы.

Глубинные приборы для измерения давлений

При измерении давлений применяются геликсные и пружинно-поршневые манометры:

Техническая характеристика геликсных скважинных манометров

	МГГ-63/250	МГН-2
Пределы измерений, МПа	6,3; 16; 25	10; 16; 25; 40; 60; 80; 100
Максимальная рабочая температура, °С	+100	+160÷250
Приведенная погрешность, %	±0,5	±0,250—0,4
Порог чувствительности, МПа	0,012—0,05	0,01—0,20
Длина записи давления, мм	50	50
Длина записи времени, мм	60	120
Габариты, мм:		
длина	1385	1500—1800
диаметр	36	32—36
Масса, кг	8	10

Техническая характеристика пружинно-поршневых манометров

	МГП-3М	МПМ-4	МГН-1
Пределы измерений, МПа	2,5—25 4—40	0,1—5 0,5—12 1—18 1—25	0,2—4 0,3—6 0,4—8 8—18 1—20 1,2—25 1,5—30
Максимальная рабочая температура, °С	+130	+60	+100
Приведенная погрешность, %	±1,5	±0,5	±0,1÷0,25
Порог чувствительности в зависимости от предела измерений, МПа	0,12—0,2	0,0006— 0,04	0,004—0,03
Ход поршня, мм	100	100	100
Габариты, мм:			
длина	1658	1460	1800
диаметр	32	25	32
Масса, кг	7,0	2,9	15

Глубинные приборы для измерения температуры

По температуре на забое и на различных глубинах по стволу скважины можно судить о характере процесса добычи нефти и состоянии скважин.

Глубинные термометры спускаются в скважину на стальной проволоке при помощи стандартного оборудования для глубинных измерений.

Техническая характеристика глубинных термометров

	ТГГ	«Сириус»
Пределы измерения, °С	0—30; 0—40; 0—60	0—60; 20—100; 40—140; 80—180; 120—220; 150—250

Максимальное рабочее давление, МПа	30	До 100
Приведенная погрешность, %	1,5	0,2—1,0
Длина записи температуры, мм	55	60
Длина записи времени, мм	100	120
Тепловая инерция, мин	30	5
Габариты, мм:		
длина	1500	2000
диаметр	36	32
Масса, кг	6	10

**Глубинные приборы для измерения расхода жидкости
и газа**

Наиболее универсальный метод определения расхода жидкостей, газов и пара — измерение перепада давления.

Глубинные расходомеры применяют для замеров на забое и по стволу нефтяных и нагнетательных скважин. Принцип действия глубинного расходомера заключается в том, что вся жидкость, поступающая в скважину, прокачивается имеющимся в приборе насосом через калиброванную трубу. По подаче насоса судят о расходе жидкости через данное сечение скважины.

Пробоотборники

Для отбора проб нефти из скважин предназначены различные пробоотборники, которые можно спускать в скважину через насосно-компрессорные трубы диаметром 73 и 89 мм. Длина пробоотборника около 2 м, наружный диаметр 40 мм, объем рабочей камеры 600 см³.

Установки для исследования скважин

При исследовании скважин необходимо спускать и поднимать различные глубинные приборы (манометр, термометр, пробоотборник и др.). Поэтому основной узел установки — лебедка, смонтированная на самоходном шасси. Привод лебедки осуществляется от двигателя транспортной базы. Выпускаемые в настоящее время установки отличаются в основном транспортной базой.

Установка Азинмаш-8А

Установка смонтирована на шасси автомобиля ГАЗ-66. Наличие закрытого кузова позволяет проводить работы в любое время года и при любой погоде. Установка укомплектована всеми механизмами и инструментом, необходимыми для выполнения работ, соответствующих ее назначению (рис. 19). В коробке передач автомобиля укреплена коробка отбора мощности / для привода лебедки. В боковой стенке кузова предусмотрен люк для выхода рабочей проволоки, которая направляется в скважину при помощи устьевого ролика. Лебедкой управляет оператор из кузова. Водитель автомобиля включает двигатель, управляет коробкой отбора мощности.

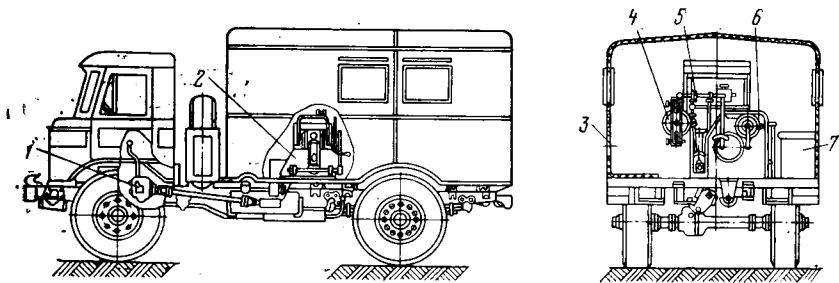


Рис. 19. Установка Азинмаш-8А:

1 — коробка отбора мощности; 2 — глубинная лебедка; 3 — боковой люк; 4 — мерительный механизм; 5 — динамометр для измерения усилия натяжения проволоки; 6 — ручной привод барабана; 7 — кресло оператора

Техническая характеристика установки Азинмаш-8А

Допустимое тяговое усилие, кН	55
Диаметр рабочей проволоки, мм	1,6—1,8
Наибольшая глубина обслуживания скважины, м	6000
Скорость подъема инструмента (при среднем диаметре намотки), м/с:	
при 600 об/мин вала двигателя	1,6
при 2000 об/мин вала двигателя	5,3
Вместимость барабана лебедки, м:	
для проволоки диаметром 1,6 мм	6500
то же, 1,8 мм	5600
Мощность, отбираемая на привод лебедки, кВт	12,5
Габаритные размеры, мм:	
длина	5700
ширина	2270
высота	2720
Масса установки в собранном виде (полный комплект), кг	4570

Установка Азинмаш-8В

Установка смонтирована на автомобиле высокой проходимости УАЗ-452 (рис. 20). Все оборудование и инструмент установки раз-

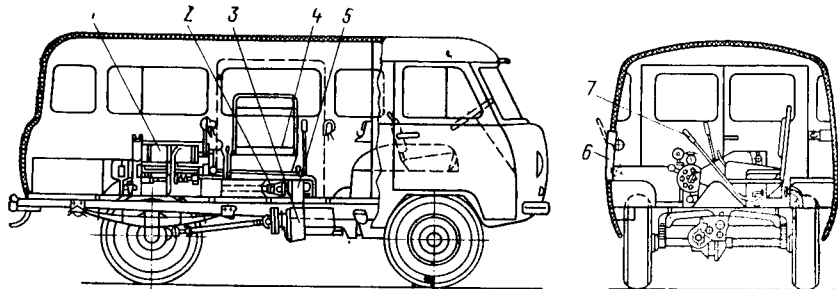


Рис. 20. Установка Азинмаш-8В:

1 — лебедка; 2 — карданная передача; 3 — раздаточная коробка автомобиля; 4 — кресло оператора; 5 — коробка отбора мощности; 6 — боковой люк для выхода рабочей проволоки; 7 — рукоятка

мещены в кузове, имеющем боковую и заднюю двери. В боковой стенке кузова (справа по ходу) имеется люк выхода рабочей проволоки, направляемой в скважину при помощи устьевого ролика.

Работой лебедки управляет оператор с поста, расположенного в кузове автомобиля.

Скорости спуска и подъема изменяют переключением коробки передач отбора мощности и изменением частоты вращения вала двигателя.

Техническая характеристика установки Азинмаш-8В

Допустимое тяговое усилие, кН	55
Диаметр рабочей проволоки, мм	1,6—1,8
Наибольшая глубина обслуживания скважин, м	6000
Скорость подъема инструмента (при среднем диаметре намотки), м/с:	

Скорость		Скорость подъема инструмента, м/с (при частоте вращения вала двигателя, об/мин)	
автомобиля	коробки отбора мощности	600	2000
I	I	0,31	1,0
I	II	0,57	0,85
II	I	0,50	1,67
II	II	0,91	3,0
III	I	0,82	2,7
III	II	1,53	4,6
IV	I	1,30	4,3
IV	II	2,4	8,0

Вместимость барабана лебедки, мм:	
для проволоки диаметром 1,6 мм	6500
то же, 1,8 мм	5600
Мощность, отбираемая на привод лебедки, кВт	12,5
Габаритные размеры, мм:	
длина	4360
ширина	1940
высота	2040
Масса установки в собранном виде, кг	2550

Установка ЗУИС

Установка ЗУИС (рис. 21) смонтирована на плавающем гусеничном транспортере ГАЗ-71 для передвижения ее по сильно пере-сеченной местности, заболоченным участкам и болотам, снежной целине и воде вброд и вплавь.

Все оборудование и инструмент установки размещены в грузовом отсеке транспортера, имеющем теплоизоляционную обшивку и отопление.

В боковой стенке кузова имеется люк с двумя направляющими роликами для выхода рабочей проволоки, направляемой в скважину при помощи устьевого ролика.

На задней стенке кузова предусмотрены крепления для установки баллонов с сжатым воздухом, предназначенных для зарядки глубинных приборов.

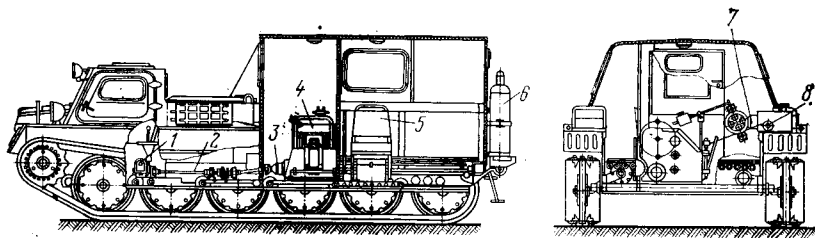


Рис. 21. Установки ЗУИС:

1 — коробка отбора мощности; 2 — карданный вал; 3 — муфта сцепления; 4 — глубинная лебедка; 5 — кресло оператора; 6 — баллон со сжатым воздухом; 7 — отопительная установка; 8 — направляющий ролик

Лебедкой управляет оператор с поста, расположенного в кузове. Включение двигателя, управление коробкой отбора мощности и наблюдение за системами транспортера осуществляет водитель.

Техническая характеристика установки ЗУИС

Допускаемое тяговое усилие лебедки, кН	55
Диаметр рабочей проволоки, мм	1,6—1,8
Наибольшая глубина обслуживания скважин, м	6000
Скорость подъема инструмента (при среднем диаметре намотки), м/с:	
при 600 об/мин вала двигателя	1,6
при 2000 об/мин вала двигателя	5,3
Емкость барабана лебедки, м:	
для проволоки диаметром 1,6 мм	6500
то же, 1,8 мм	5600
Мощность, отбираемая на привод лебедки, кВт	12,5
Наибольшая скорость передвижения, км/ч:	
по шоссе	50
по воде	5—6
Дорожный просвет, мм	380
Преодолеваемый подъем на твердом сухом грунте, градус	35
Допускаемый боковой крен, градус	25
Габаритные размеры, мм:	
длина	5400
ширина	2582
высота	2015
Масса установки в собранном виде (полный комплект), кг	4750

Устьевое оборудование для исследования скважин

При исследовании скважин с помощью глубинных измерительных приборов необходимо специальное устьевое оборудование.

Для спуска прибора *б* в скважину на фонтанной арматуре устанавливается сальник-лубликатор *1*, который представляет собой полый цилиндр, имеющий в верхней части сальник для прохода

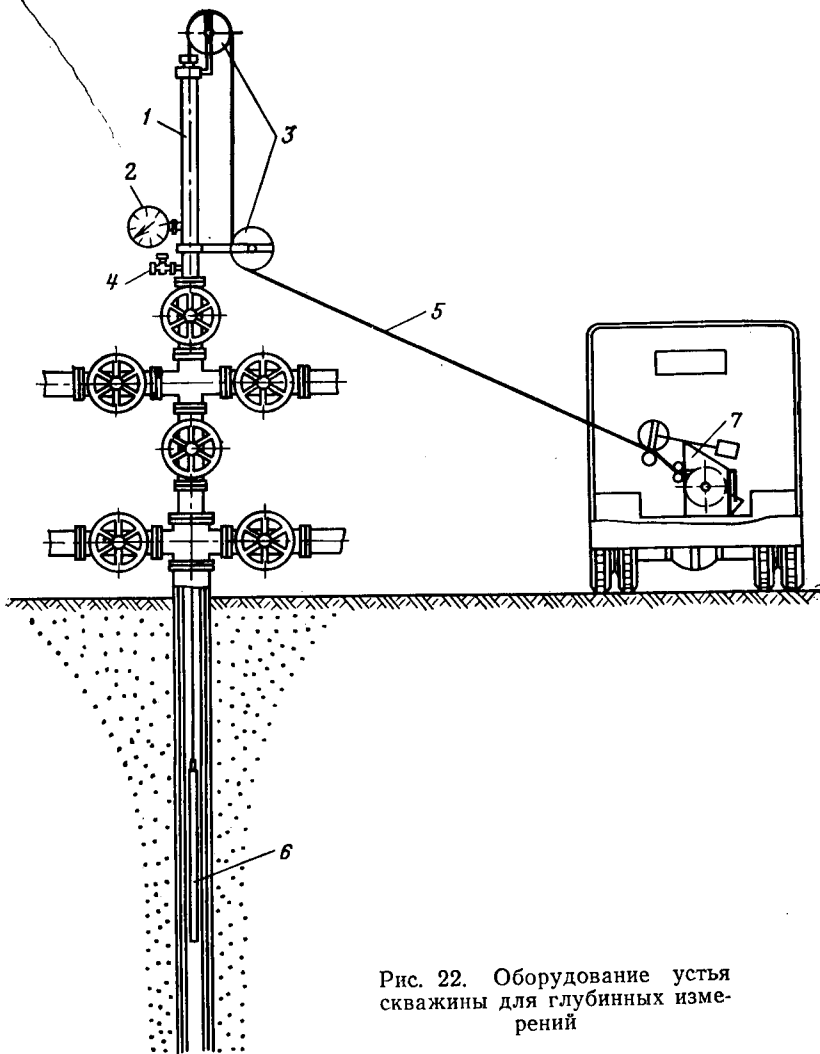


Рис. 22. Оборудование устья скважины для глубинных измерений

провода или кабеля, манометр 2, а также кран 4 для сообщения полости лубрикатора с атмосферой (рис. 22). К корпусу крепятся направляющий и натяжные ролики 3 для прохода проволоки или кабеля 5. Сальник затягивается настолько, чтобы надежно уплотнить проволоку или кабель с возможностью их движения через уплотнения.

Установку ставят около скважины таким образом, чтобы вал лебедки 7 был перпендикулярен к направлению движения проволоки от скважины до середины барабана лебедки.

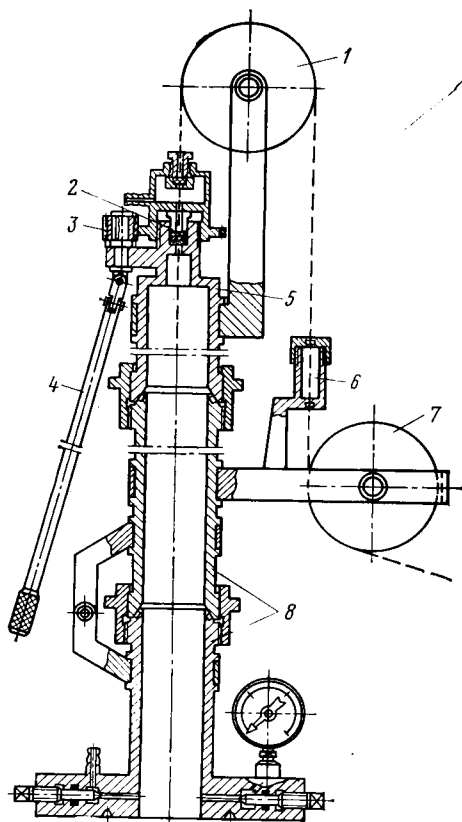


Рис. 23. Лубрикатор для спуска глубинных приборов на проволоке:
 1 — направляющий ролик; 2 — сальник; 3 — шестеренчатая передача; 4 — рукоятка; 5 — труба; 6 — бачок с маслом; 7 — направляющий ролик; 8 — цилиндрический корпус

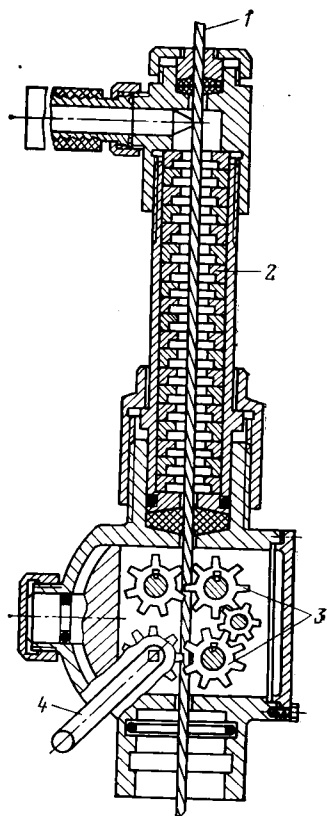


Рис. 24. Лубрикатор для спуска глубинных дистанционных приборов на кабеле:
 1 — бронированный кабель; 2 — набор уплотняющих элементов; 3 — ролики-шестерни; 4 — ручной привод

Для спуска приборов в скважину на проволоке и кабеле предназначен лубрикатор (рис. 23 и 24).

Для спуска глубинного прибора в скважину без избыточного давления на ее устье устанавливается ролик, который крепится к фланцу эксплуатационной колонны специальным зажимом.

Глава III

ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с течением времени уменьшается производительность скважин. Процесс этот естественный, поскольку происходит постепенное понижение пластового давления, уменьшается энергия пласта, необходимая для подъема жидкости и газа на поверхность.

Производительность скважин уменьшается также в результате ухудшения проницаемости пород, составляющих продуктивный пласт, вследствие закупорки пор пласта в призабойной зоне смолистыми, парафинистыми, глинистыми и песчаными частицами.

Для стабилизации уровня добычи нефти и газа применяются различные методы интенсификации нефтеотдачи.

Опыт эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что без применения методов воздействия на призабойную зону производительность скважин постепенно падает и в результате удается извлечь из пласта только до 45 % нефти от первоначальных ее запасов. В то же время методы воздействия на пласт позволяют увеличить извлечение нефти из недр до 65—70 % ее запасов.

Методы увеличения нефтеотдачи пласта и повышения производительности скважин разделяются на химические, механические и тепловые. Каждый из них применяется самостоятельно или последовательно в зависимости от характеристики пласта и причин снижения проницаемости призабойной зоны.

КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН

Кислотная обработка скважин относится к химическим методам воздействия на пласт и занимает одно из ведущих мест в процессах увеличения производительности скважин. Используемая для этого соляная кислота, проникая в поры пласта, растворяет находящиеся в породе известняки и доломиты, в результате чего сеть каналов расширяется и, следовательно, увеличивается проницаемость коллектора.

Практика применения кислотных обработок скважин показала, что обработки наиболее эффективны при следующих удельных объемах концентрации солянокислотных растворов.

Этапы обработки	I	II	III	IV
Концентрация солянокислотного раствора, %	8—10	10—12	15—18	18—20
Расход кислоты на 1 м мощности пласта, м ³	0,5—0,7	0,7—1,2	1,5—2,0	2,0—2,5

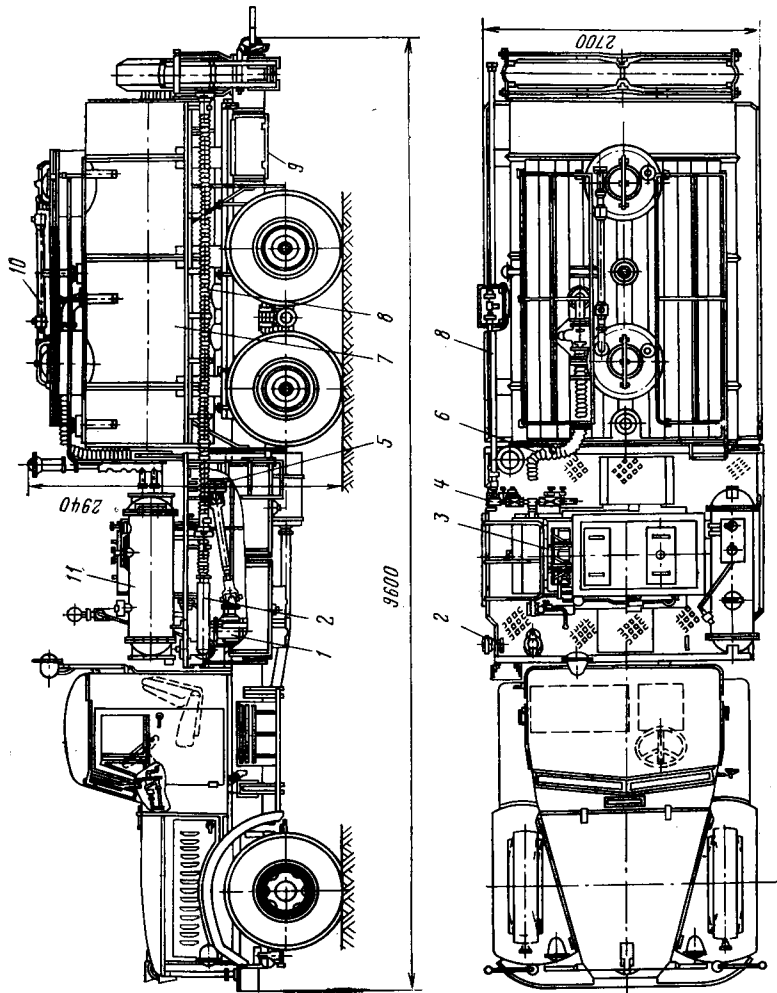


Рис. 25. Агрегат Азимаш-30А:

- 1 — коробка отбора мощности; 2 — приемный трубопровод; 3 — насос ЗНП-500; 4 — напорный трубопровод; 5 — редуктор; 6 — приемный трубопровод (из цистерны); 7 — цистерна; 8 — вспомогательный трубопровод; 9 — ящик для инструмента; 10 — трубопровод для подвода воды; 11 — баллон для химического реагента

Если концентрация раствора соляной кислоты выше рекомендуемой, происходит разрушение труб устьевого и скважинного оборудования, а если ниже — снижается эффективность обработки призабойной зоны.

Для предохранения труб, емкостей, насосов, трубопроводов, устьевого и скважинного оборудования от коррозионного воздействия кислоты в раствор добавляют специальные ингибиторы, которые уменьшают ее разрушающее действие на металл.

В качестве ингибиторов применяется формалин, представляющий собой 40 %-ный раствор формальдегида в воде, или уникол марки У-К, У-2 и М-Н. Несмотря на применение защитных мер, в процессе обработки скважины в соляной кислоте образуется значительное количество примесей в виде окисла железа, которые выпадают из раствора в виде хлопьев и закупоривают поры пласта. Для предотвращения выпадения кислоты и удержания их в растворенном состоянии применяются стабилизаторы, в качестве которых используется уксусная кислота, добавляемая в раствор в количестве 0,8—1,6 % объема разведенной соляной кислоты.

Раствор соляной кислоты готовят следующим образом. После определения его объема в емкость заливается вода. К ней добавляют ингибитор, затем стабилизатор и замедлитель реакции — препарат ДС в количестве 1—1,5 % на объем закачиваемого в скважину раствора кислоты. После тщательного перемешивания раствора в последнюю очередь добавляют рассчитанный объем концентрированной соляной кислоты при постоянном перемешивании.

На промыслах применяются кислотные обработки нескольких видов: закачка кислоты в пласт под давлением; кислотные ванны, при которых кислота закачивается в скважину только в объеме забоя без задавки ее в пласт для очистки внутренней поверхности забоя от загрязняющих отложений (цемент, глинистый раствор, смолы, парафин, продукты коррозии), а также закачка горячего кислотного раствора, нагревание которого происходит за счет экзотермической реакции между соляной кислотой и реагентом — магниевым материалом.

Для транспортирования раствора ингибированной соляной кислоты и нагнетания его в пласты применяются специальные агрегаты Азинмаш-30А, АКПП-500, КП-6,5.

Агрегат Азинмаш-30А (рис. 25) монтируется на трехосном грузовом автомобиле высокой проходимости КраЗ-257. Агрегат включает: трехплунжерный горизонтальный насос одинарного действия 5НК-500, коробку отбора мощности, промежуточную трансмиссию, манифольд, гуммированные цистерны (основная и смонтированная на прицепе).

Техническая характеристика агрегата «Азинмаш-30А»

Диаметр сменных плунжеров насоса 5НК-500, мм	100;
	200
Ход плунжера, мм	130
Наибольшее число двойных ходов в минуту	240

Условный диаметр приемного коллектора, мм	100
Условный диаметр нагнетательного коллектора, мм	50
Объем заправочной емкости для масла, л	70
Объем цистерны, имеющей два одинаковых отсека, м ³	6
Масса транспортируемой жидкости, не более, т	6,5
Условный диаметр проходного отверстия приемной линии мани- фольда, мм	100
Предохранительный клапан гвоздевого типа на давление, МПа: при плунжере диаметром 120 мм	32
при плунжере диаметром 100 мм	50
Максимальная мощность (при частоте вращения вала двигателя 2100 об/мин), кВт	176
Грузоподъемность прицепа МАЗ-5243, кг	6800
Вместимость цистерны, имеющей два одинаковых отсека, м ³	6
Габариты агрегата, мм:	
длина общая	16800
» без прицепа	9600
ширина	2750
высота	2340
высота без прицепа	3100
Масса агрегата общая, т	20,934
» без прицепа	16,041

Агрегат АКПП-500 (рис. 26) смонтирован на трехосном грузовом автомобиле высокой проходимости КраЗ-255Б. Агрегат состоит из трехплунжерного горизонтального насоса одинарного

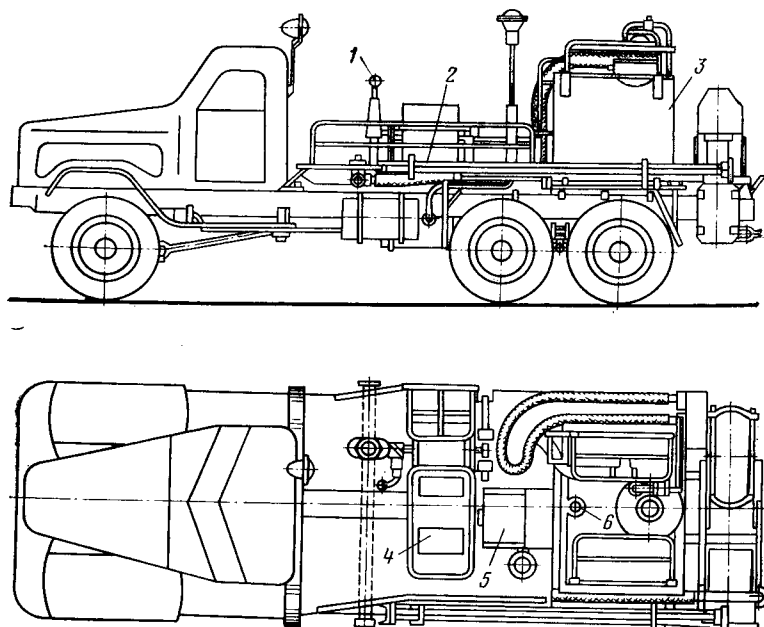


Рис. 26. Кислотный агрегат АКПП-500:

1 — манометр; 2 — трубопровод; 3 — цистерна; 4 — трехплунжерный насос; 5 — редуктор; 6 — поплавковый уравнимер

действия с приводом от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и промежуточную трансмиссию, гуммированной цистерны и трубопроводов с арматурой. Принцип действия агрегата не отличается от агрегата Азинмаш-30А.

Техническая характеристика агрегата АКПП-500

Вместимость гуммированной цистерны, м ³	3
Максимальная подача насоса 5НК-500, л/с	15,85
Максимальное давление, МПа	50
Габаритные размеры агрегата, мм:	
длина	8645
ширина	2750
высота	3760
Масса, кг	16090
Масса транспортируемой жидкости, не более, кг	3600

Оборудование для транспортирования кислоты

Для транспортирования ингибированной соляной кислоты и подачи ее на насосный агрегат при кислотной обработке призабойной зоны скважины применяются специальные кислотовозы КП-6,5 и прицеп-цистерна ПЦ-6К.

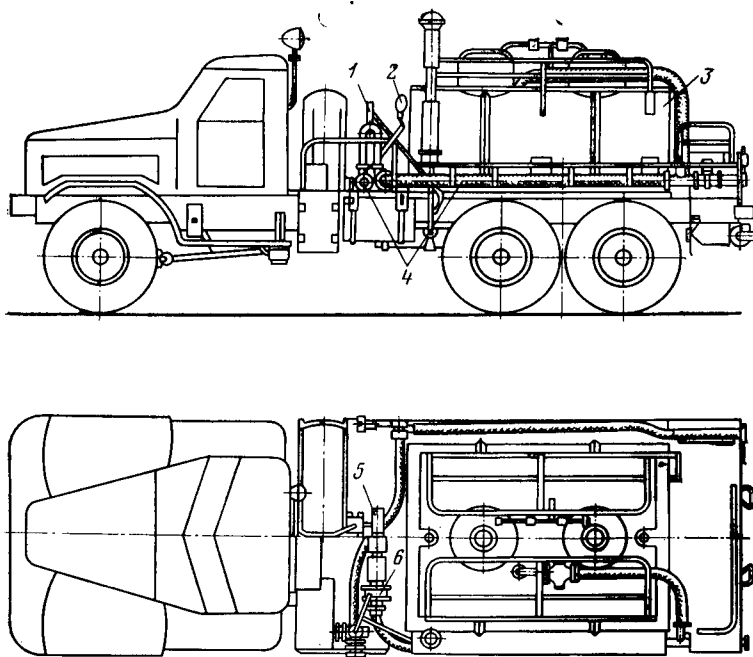


Рис. 27. Кислотовоз КП-6,5:

1 — система самовсасывания; 2 — мановакуумметр; 3 — цистерна; 4 — трубопровод; 5 — промежуточная трансмиссия; 6 — центробежный насос

Кислотовоз КП-6,5 (рис. 27), смонтированный на автомобиле КраЗ-255Б, состоит из гуммированной цистерны, центробежного одноступенчатого насоса, трубопроводов и запорной арматуры.

Техническая характеристика кислотовазa КП-6,5

Вместимость гуммированной цистерны, м ³	6
Подача насоса ЗХ-9В-3-51, м ³ /ч	29—60
Допустимая высота всасывания, м. вод. ст.	2÷5
Напор, м. вод. ст.	35
Габаритные размеры, мм:	
длина	8645
ширина	2750
Масса, кг	13420
Масса транспортируемой жидкости, не более, кг	6450

Прицеп-цистерна ПЦ-6К

Прицеп-цистерна предназначена для транспортирования раствора ингибированной соляной кислоты концентрацией 8—21%. Допускается добавлять в транспортируемую жидкость плавиковую кислоту в количестве до 5% и уксусную кислоту до 2% от объема соляной кислоты. Цистерна смонтирована на шасси автомобильного прицепа МАЗ-8926.

Техническая характеристика прицепа-цистерны ПЦ-6К

Вместимость цистерны, м ³	6
Диаметр наливного трубопровода с пробковым краном, мм . . .	100
Диаметр сливного трубопровода с секторным краном, мм . . .	50
Габаритные размеры, мм:	
длина	7696
ширина	2500
высота	2950
Масса (без груза), кг	4593

При отсутствии описанных специальных кислотных агрегатов обработку скважин осуществляют при помощи обычных передвижных насосных или промывочных агрегатов с последующей тщательной промывкой водой гидравлической части насосов.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта проводится в целях увеличения дебита нефтяной или приемистости нагнетательной скважины.

Сущность этого процесса заключается в нагнетании в скважину высоковязкой жидкости со скоростью, превышающей скорость поглощения ее пластом. В результате в призабойной зоне создается высокое давление, благодаря которому расширяются имеющиеся в пласте трещины или образуются новые.

Для сохранения трещин в раскрытом состоянии в жидкость разрыва вводится крупнозернистый песок, который препятствует последующему смыканию трещин. Вязкая жидкость, заполнившая

трещины, в процессе дальнейшей эксплуатации скважины извлекается на поверхность.

Благодаря гидравлическому разрыву пласта в несколько раз повышаются дебиты эксплуатационных и приемистость нагнетательных скважин.

Образующиеся при гидравлическом разрыве пласта трещины обладают весьма высокой проницаемостью, радиус их распространения иногда достигает десятков метров, что обеспечивает более высокую эффективность метода гидравлического разрыва пласта по сравнению с другими методами воздействия на призабойную зону скважины.

К породам, которые следует подвергать гидравлическому разрыву, относятся плотные пески, сцементированные песчаники, известняки, доломиты.

К породам, в которых не рекомендуется гидравлический разрыв, относятся глины, рыхлые пески и многие сланцы.

Давление на забое скважины, необходимое для образования трещин в пласте, обычно составляет

$$P = 1,5 + 2,5L,$$

где L — глубина скважины.

По данным промысловой практики давление на забое, необходимое для гидравлического разрыва пласта, обычно превышает гидростатическое давление примерно в 1,5—2 раза. Например, для скважин глубиной 2000 м давление на забое при гидроразрыве пласта составляет 30—50 МПа, а соответствующее на устье (за вычетом гидравлических потерь) — от 10 до 30 МПа.

В качестве рабочей жидкости для гидравлического разрыва пласта используют углеводородные жидкости (высоковязкую нефть, керосин или дизельное топливо, загущенные мылами, нефтесекислотные эмульсии и др.) и водные растворы (сульфит-спиртовая барда, загущенные растворы соляной кислоты и др.). Углеводородные жидкости применяют в нефтяных скважинах, а водные растворы — в нагнетательных. Песок для заполнения трещин при гидравлическом разрыве пласта должен обладать достаточной прочностью и не разрушаться при сжатии трещин. Этим требованиям удовлетворяет крупнозернистый хорошо окатанный и однородный по составу кварцевый песок. Песок не должен содержать пылевых, илистых, глинистых и карбонатных частиц.

Наилучшими для гидравлического разрыва пласта являются пески с крупностью зерен от 0,5 до 1,0 мм.

До начала работ определяют глубину забоя скважины, промывают ее для удаления пробки и загрязняющих отложений. Затем в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают пакер с якорем и устанавливают его выше верхних отверстий фильтра (рис. 28), а устье скважины оборудуют специальной головкой — арматурой устья, к которой подключают насосные агрегаты для нагнетания в скважину жидкости гидроразрыва.

Гидравлический разрыв пласта осуществляется в несколько этапов (рис. 29): 1) закачка в скважину жидкости разрыва для создания трещин в пласте; 2) закачка жидкости-песконосителя; 3) закачка продавочной жидкости.

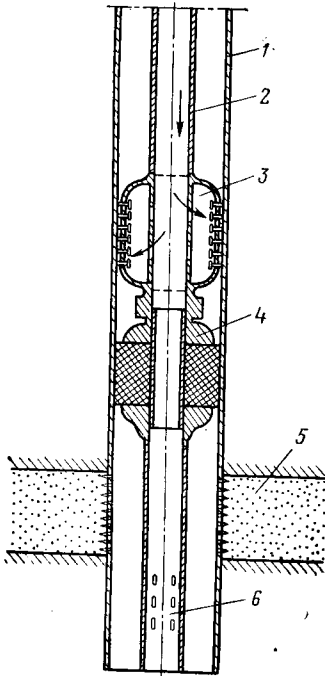
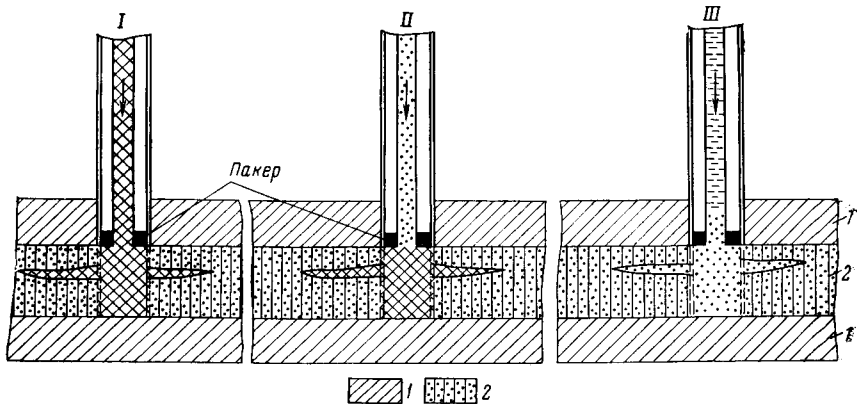


Рис. 28. Расположение пакера и якоря в скважине:

1 — обсадная колонна; 2 — насосно-компрессорные трубы; 3 — якорь; 4 — пакер; 5 — продуктивный пласт; 6 — хвостовик

Рис. 29. Схема гидравлического разрыва пласта:

I — нагнетание жидкости разрыва; II — нагнетание жидкости-песконосителя; III — нагнетание продавочной жидкости; 1 — глины; 2 — нефтяной пласт



Общая продолжительность процесса (в ч)

$$t = \frac{V_p + V_{жп} + V_{пр}}{Q}$$

где V_p — объем жидкости разрыва, m^3 ; $V_{жп}$ — объем жидкости-песконосителя, m^3 ; $V_{пр}$ — объем продавочной жидкости, m^3 ; Q — средний расход жидкости, $m^3/ч$.

Потребное число агрегатов

$$n = Q_{max}/q_{ар} + 1,$$

где Q_{max} — максимальный расход жидкости, $m^3/ч$; q — подача одного агрегата; 1 — резервный агрегат.

Оборудование, применяемое при гидравлическом разрыве пласта

Для гидравлического разрыва пласта необходим комплекс оборудования: насосные и пескосмесительные агрегаты, автоцистерны, арматура устья скважины, блок манифольда, пакер и якорь.

Одна из наиболее рациональных схем расположения агрегатов при гидроразрыве пласта показана на рис. 30.

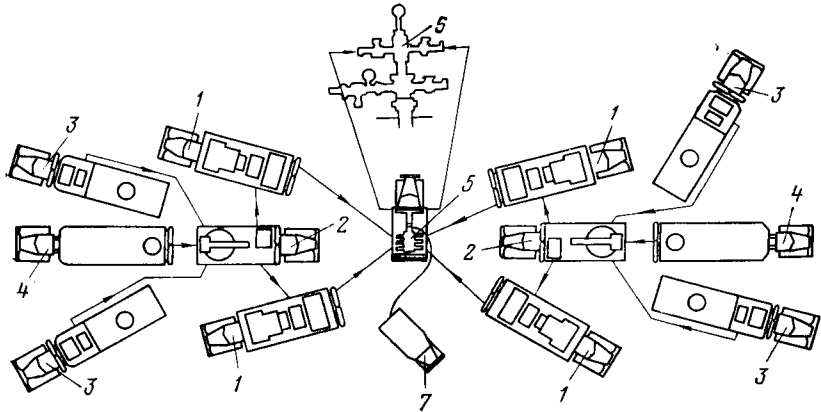


Рис. 30. Обвязка оборудования при гидравлическом разрыве пласта:

1 — насосный агрегат 4АН-700; 2 — пескосмесительный агрегат; 3 — автоцистерна ППЦ-23-5524П; 4 — песковоз; 5 — блок манифольда ИБМ-700; 6 — арматура устья 2АУ-700; 7 — станция контроля и управления процессом

Насосный агрегат 4АН-700

Насосный агрегат 4АН-700 (рис. 31), монтированный на шасси грузового трехосного автомобиля КраЗ-257 грузоподъемностью 10—12 т, состоит из силовой установки 4УС-800, коробки передач ЗКПм, горизонтального трехплунжерного насоса 4Р-700, манифольда и системы управления.

На раме автомобиля непосредственно за кабиной водителя расположена силовая установка 4УС-800, состоящая из дизеля с многодисковой фрикционной муфтой и центробежным вентилятором, систем питания, смазки, охлаждения, установки воздухоочистителей и других, вспомогательных узлов.

Двигатель агрегата — дизель В2-800-ТК — 12-цилиндровый, четырехтактный, V-образный с непосредственным впрыском топлива и наддувом воздуха трубокompрессорами ТКР14-2.

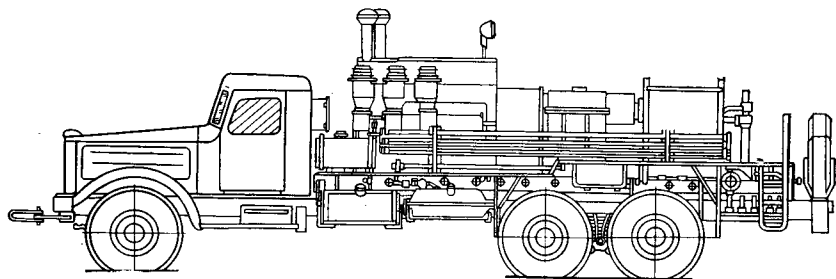


Рис. 31. Насосный агрегат 4АН-700

Насос 4Р-700 (рис. 32) трехплунжерный со сменными плунжерами, горизонтальный, одинарного действия. Трансмиссионный вал выполнен заодно с шестернями и установлен в станине на роликоподшипниках.

Техническая характеристика насосного агрегата 4АН-700

Номинальная мощность двигателя В2-800ТК, кВт	588
Частота вращения вала, соответствующая номинальной мощности, об/мин	2000
Эксплуатационная мощность, кВт	530
Частота вращения вала, соответствующая эксплуатационной мощности, об/мин	1800
Число ступеней коробки передач ЗКПМ	4
Передаточные числа:	
I передача	4,67
II передача	3,43
III передача	2,43
IV передача	1,94
Ход плунжера, мм	200
Наибольшее число двойных ходов в минуту	192
Наибольшее допустимое давление, МПа	70
Передаточное число косозубой передачи	4,83

Скорость	Число двойных ходов насоса в минуту	Диаметр сменных плунжеров насоса 4Р-700 мм			
		100		120	
		подача, л/с	давление, МПа	подача, л/с	давление, МПа
I	80	6,3	70	9,0	51,0
II	109	8,5	54	12,3	37,5
III	153	12,0	38	17,3	26,6
IV	192	15,0	30,5	22,0	21,0

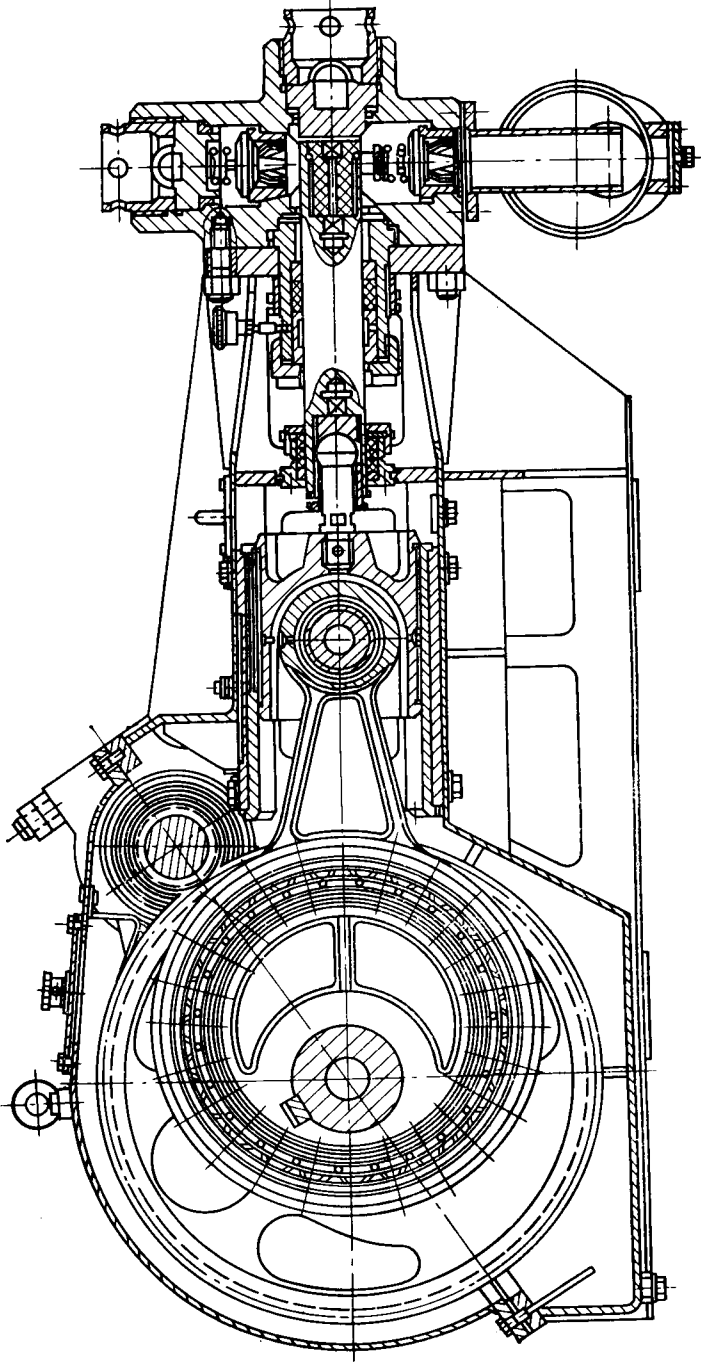


Рис. 32. Насос 4P-700

Диаметры трубопроводов (обвязка), мм:	
всасывающего	130
напорного	50
Число труб вспомогательного трубопровода	6
Общая длина труб вспомогательного трубопровода, м	23,5
Габариты агрегата, мм:	
длина	9800
ширина	2900
высота	3320
Масса снаряженного агрегата, кг	23 300

Пескосмесительный агрегат 4ПА

Пескосмесительный агрегат 4ПА (рис. 33) предназначен для транспортирования сухого песка и приготовления песчано-жидких смесей больших концентраций. Агрегат может транспортировать

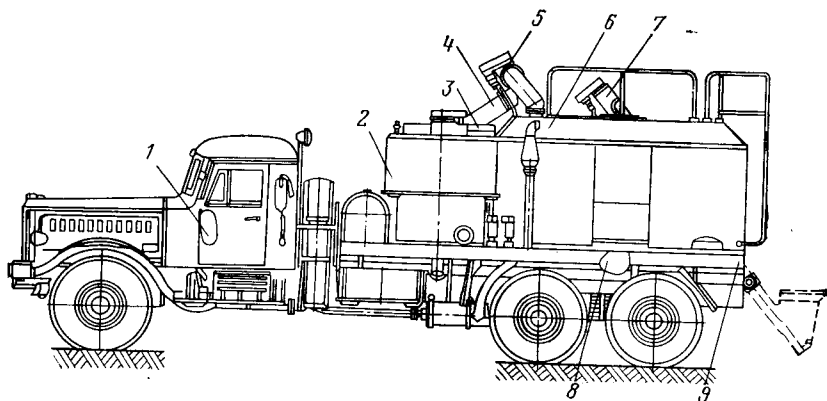


Рис. 33. Пескосмесительный агрегат 4ПА

также сухой цемент, автономно приготавливать цементные растворы и песчано-жидкие смеси в широком диапазоне концентраций, необходимых для всех видов обработки нефтяных скважин.

Агрегат 4ПА смонтирован на шасси большегрузного автомобиля КраЗ-257 и состоит из пульта управления 1, аккумулятора 2, смесительного горшка 3, регулятора выдачи сыпучего материала 4, рабочего шнека 5, бункера 6, загрузочного шнека 7, пневмовибратора 8, масляного и пескового насосов, рамы монтажной 9, регулятора уровня смеси в аккумуляторе, раздаточного и приемного коллекторов.

Привод насосов осуществляется от двигателя автомобиля; рабочий, загрузочный шнек и лопастная мешалка приводятся гидродвигателями; вибраторы включены в пневмосистему автомобиля. Готовая смесь (раствор) выдается потребителю песковым насосом 4ПС-9.

Техническая характеристика агрегата 4ПА

Вместимость бункера, м ³	6,5		
Максимально допустимая масса транспортируемого сыпучего материала, т	9		
Производительность рабочего шнека, т/ч	До 50		
Подача пескового насоса 4ПС-9 при работе на воде, м ³ /ч	60	130	200
Напор, м	30	27,5	22
Допустимая плотность пульпы, кг/л	2,0	1,5	1,2
Допустимая вакуумметрическая высота всасывания, м	6	5,5	4
Вместимость аккумулятора, м ³	1		
Максимальная потребляемая мощность насоса на привод, кВт:			
пескового	33		
масляного	5		
Максимальное давление в гидросистеме агрегата, МПа	5		
Габариты агрегата, мм:			
длина	8700		
ширина	2625		
высота с грузом	3600		
высота без груза	3650		
Масса агрегата с грузом, кг	22890		

Пескосмесительная установка УСП-50

По сравнению с агрегатом 4ПА установка УСП-50 имеет более совершенную конструкцию бункера, загрузочного и рабочего шнеков, манифольда, поста управления, гидросистемы управления шнеками и мешалкой, лучше расположено на платформе оборудования и распределена его масса по осям автомобиля, а также повышена до 0,33 т/мин производительность загрузочного шнека. Благодаря увеличенному по сравнению с агрегатом 4ПА диаметру труб манифольда и замене пробковых кранов поворотными заслонками темп отбора готовой смеси из смесителя установки выше.

Техническая характеристика УСП-50

Максимальная производительность приготовления смеси, м ³ /мин	3,61
Вместимость бункера, м ³	6,83
Производительность загрузки, т/мин	0,33
Наибольшее давление потока, МПа	0,22

Автоцистерны

Автоцистерны предназначены для транспортирования жидкости, подачи ее в пескосмесительный или насосный агрегат при гидравлическом разрыве пластов и гидropескоструйной перфорации. Автоцистерны могут быть использованы для транспортирования и перекачивания других технологических жидкостей, за исключением растворов соляной кислоты и жидкой каустической соды, а также других агрессивных жидкостей, разрушающе действующих на незащищенные поверхности оборудования и разъедающих уплотнения запорной арматуры.

Автоцистерны предназначены для следующих операций: заполняют свою цистерну жидкостью из другой емкости; подают жидкость из цистерны; подают жидкость из другой емкости, минуя свою цистерну; перевозят жидкость по назначению.

Автоцистерны изготавливаются нескольких типов и в основном отличаются емкостью (см. гл. IV).

Устьевое оборудование

При гидравлическом разрыве пласта устье скважины оборудуется специальной универсальной арматурой 2АУ-700, которой можно пользоваться также при гидроразрывной перфорации и при цементировании скважин.

Арматура устья 2АУ-700 состоит из крестовины с патрубком, устьевой головки с сальником, пробковых кранов и других элементов. У крестовины имеются три горизонтальных отвода, к двум из которых через пробковые краны присоединяются напорные линии от насосных агрегатов. На крестовине установлен манометр с разделителем, заполненным маслом. Устьевая головка имеет четыре отвода. На трех отводах имеются пробковые краны, а к четвертому — присоединены манометр и предохранительный клапан гвоздевого типа. На нижнем конце головки нарезана резьба для присоединения к эксплуатационной колонне диаметром 168 мм. К колонне другого размера головку присоединяют при помощи переходника или фланца.

Арматура может присоединяться к колонне насосно-компрессорных труб диаметром 73 и 89 мм.

Отводы арматуры имеют гибкие соединения.

Техническая характеристика арматуры 2АУ-700

Максимальное рабочее давление, МПа:	
трубной головки и кранов	70
устьевой головки	32
Трубная головка:	
число подсоединяемых линий	2
условный диаметр прохода подсоединяемых линий, мм	50
Устьевая головка:	
число подсоединяемых линий	2
условный диаметр прохода подсоединяемых линий, мм	50
Краны проходные:	
на нагнетательных линиях — с цилиндрической пробкой и условным диаметром прохода, мм	50
на контрольных линиях — с зубчатым сектором и условным диаметром прохода, мм	25
Габаритные размеры, мм:	
длина	2014
ширина	1670
высота	1532
Масса арматуры, кг	500

Блок манифольда

В процессе гидравлического разрыва пласта обычно используют несколько насосных агрегатов. Для упрощения обвязки их

между собой и устьевой головкой при нагнетании жидкости в скважину применяется самоходный блок манифольда, который может быть также использован при цементировании скважин.

Блок манифольда 1БМ-700 состоит из напорного и приемно-раздаточного коллекторов, комплекта труб с шарнирными соединениями и подъемной стрелы. Все это оборудование смонтировано на шасси трехосного грузового автомобиля ЗИЛ-131 повышенной проходимости или на шасси автомобиля ЗИЛ-157К.

Напорный коллектор состоит из кованой коробки с шестью отводами для соединения с насосными или цементирующими агрегатами; центральной трубы с датчиками контрольно-измерительных приборов (манометр, плотномер и расходомер) для работы со станцией контроля и управления процессами; двух отводов для соединения с арматурой на устье скважины; пробковых кранов и предохранительного клапана гвоздевого типа.

Клапанная коробка снабжена шестью обратными клапанами, автоматически закрывающими проход в случае снижения давления в выкидной линии одного из присоединительных агрегатов.

Раздающий коллектор служит для распределения рабочих жидкостей (продавочного раствора, воды, песчано-жидкой смеси и т. д.) цементирующим и насосным агрегатам.

Комплект насосно-компрессорных труб диаметром 50 мм служит для соединения напорного коллектора с устьем скважины, а также подвода к раздающему коллектору продавочного раствора, воды и других жидкостей.

Для механизации погрузки и выгрузки арматуры устья блок манифольда снабжен поворотной стрелой с ручной лебедкой с автоматическим тормозом.

Техническая характеристика блока манифольда

Напорный коллектор:	
максимальное рабочее давление, МПа	70
условный проход, мм	100
число присоединяемых линий	6
число линий, подключаемых к устью	2
условный проход присоединяемых линий, мм	50
Краны пробковые с условным диаметром проходного отверстия, мм:	
на линиях, подключаемых к устью	40
на контрольной линии	25
Раздающий коллектор:	
максимальное давление, МПа	2,5
условный диаметр проходного отверстия, мм	100
число присоединенных линий	10
условный диаметр проходных отверстий присоединяемых линий, мм	50
максимальное давление, на которое отрегулирован предохранительный клапан, МПа	2,5
Вспомогательный трубопровод:	
число труб	23
общая длина труб, м	85
условный диаметр труб, мм	50
число шарнирных колен для соединения труб	16

Подъемная стрела:	
грузоподъемность, кг	400
вылет стрелы, мм	1600
Габаритные размеры, мм:	
длина	7535
ширина	2500
высота	2895
Масса, кг	8736

Пакеры и якоря

Пакеры и якоря применяют при гидравлическом разрыве пласта, поскольку в призабойной зоне создается высокое давление. Для предотвращения колонны труб от повреждения и герметизации призабойной зоны необходимы пакеры.

Возникающий при гидроразрыве перепад давлений обуславливает действие на пакер усилий, стремящихся вытолкнуть его вверх вместе с колонной труб. С целью разгрузки колонны труб, на которых спущен пакер, а также предотвращения выталкивания пакера и труб обязательно применяется якорь.

Пакеры устанавливаются в скважине на любой необходимой глубине без опоры на забой. Перепад давлений, воспринимаемый пакерами, 50 МПа. Пакеры вместе с якорями спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах.

Таблица 21

Техническая характеристика пакеров

Показатели	ПНМШ-219-300	ПНМШ-146-500	ПНМШ-168-500	ПНГК-146-500	ПНГК-168-500	ПНГС-146-500	ПНГС-168-500
Условный диаметр обсадной колонны, мм	219	146	168	146	168	146	168
Перепад давлений, воспринимаемый пакером (не более), МПа	30	50	50	50	50	50	50
Способ управления пакером	Механический шлицсовый			Гидравлический с клапаном		Гидравлический самоуплотняющийся	
Присоединительная резьба труб (левая), мм	114	73	89	73	89	73	89
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	от 197,1 до 203,1	от 124 до 132	от 148,3 до 154,3	от 124 до 132	от 144,3 до 154,3	от 124 до 132	от 144,3 до 154,3
Диаметр пакера по манжетам, мм	192	118	138	118	138	118	138
По пружинам и башмакам, мм	250	142	166	—	—	142	166
Длина, мм	1650	1370	1390	980	1060	850	900
Масса, кг	104	39	62	38	52	46	58

Пакеры для гидравлического разрыва пласта изготовляют шлипсовые, гидравлические и гидравлические самоуплотняющиеся (табл. 21).

Шлипсовый пакер ПНМШ состоит из головки, штока, фонаря, двух резиновых уплотнительных манжет, ограничителя и опорного кольца. Герметизация обсадной колонны осуществляется резиновыми уплотнительными манжетами, которые расширяются под воздействием веса колонны насосно-компрессорных труб при опоре конуса на шлипсы пакера. Для установки пакера его поднимают на 0,3—0,5 м от места установки с последующим поворотом труб вправо на 1—1,5 оборота.

Поднимать пакер следует не ранее чем через 2 ч после снижения давления под пакером.

Пакер гидравлический ПНГК состоит из головки, опорного кольца, ограничителя, верхней ограничительной манжеты, гидравлической манжеты, штока, седла гидравлической манжеты, фонаря и клапана. Герметизация обсадной колонны осуществляется при деформации гидравлической манжеты от действия жидкости гидроразрыва.

Пакер гидравлический самоуплотняющийся ПНГС состоит из головки, штока, фонаря, двух резиновых уплотнительных манжет, ограничителя и опорного кольца. Герметизация обсадной колонны осуществляется самоуплотняющейся манжетой под действием жидкости гидроразрыва.

Якори плашкового типа изготавливают трех типоразмеров (табл. 22).

Таблица 22

Техническая характеристика якорей

Показатели	ЯПГ-146-500	ЯПГ-168-500	ЯПГ-219-300
Диаметр обсадных труб, мм	146	168	219
Допустимый перепад давления (не более), МПа	50	50	30
Воспринимаемое усилие при допустимом перепаде давления, кН	900	1200	1200
Число плашек, шт.	12	16	8
Наибольший диаметр при опущенных плашках, мм	118	136	185
Длина пакера, мм	810	904	1014
Масса, кг	33	43	90

Якорь состоит из корпуса, головки, плашки, шпонки, патрубка, трубки, хвостовика, винта, гайки, предохранительной заглушки.

В верхнюю часть корпуса ввинчена головка, заканчивающаяся муфтой, для присоединения его к насосно-компрессорным трубам.

К нижней части корпуса привинчен хвостовик с левой резьбой бурильных труб для соединения якоря с пакером. Внутри якоря

расположен патрубок, предохраняющий резиновую трубку от выпучивания внутрь. В корпусе якоря расположены восемь плашек. Их выпадение предотвращается шпонками, которые крепятся к корпусу винтами.

При наличии перепада давления внутри и вне якоря, резиновая трубка выдвигает плашки до упора во внутренние стенки обсадной колонны. Врезаясь острыми концами зубьев плашек в колонну, якорь воспринимает усилие, действующее от пакера.

После снижения давления резиновая трубка принимает первоначальную форму и плашки свободно могут входить внутрь корпуса якоря.

Глава IV

ПРОМЫВКА СКВАЖИН

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, продуктивные пласты которых сложены слабосцементированными рыхлыми песчаными породами, в поступающей в скважину продукции содержится большое количество песка. При определенных скоростях движения жидкости или газа песок осаждается на забое, образуя пробку в стволе скважины.

Кроме того, вследствие абразивного воздействия преждевременно выходит из строя скважинное и устьевое оборудование

Наличие песка значительно осложняет эксплуатацию как фонтанных, так и механизированных скважин. Песок, проникая в корпус скважинного штангового насоса, приводит к быстрому износу клапанов, плунжера, втулок; истирает их поверхность; заклинивает насос, вызывая перегрузку и продольный изгиб штанг, перегрузку узлов станка-качалки и двигателя.

Погружные центробежные электронасосы быстро выходят из строя вследствие интенсивного износа рабочих колес и направляющих аппаратов, износа и заклинивания вала насоса.

При фонтанной эксплуатации скважин происходит интенсивное разъедание песком устьевых штуцеров, штуцерных патрубков, задвижек и всей фонтанной арматуры и, следовательно, возможно открытое фонтанирование, если своевременно не были приняты меры.

Поскольку на все резьбовые соединения насосных труб герметичны, жидкость с песком в местах, где появляется течь, быстро разъедает резьбу, т. е. возникает необходимость в подъеме колошны труб, поиске поврежденного соединения и замене непригодных труб.

Образующаяся в скважинах пробка частично или полностью перекрывает фильтр, и, следовательно, снижается дебит скважины, т. е. сокращаются сроки межремонтного периода, увеличиваются частота подземного ремонта и расход скважинного оборудования и труб. Немалые трудности возникают при сборе, хранении и транспортировании нефти, поступающей из скважин, в среде которой содержится песок. Последний, попадая в сепараторы, отстойники, емкости, насосы и приборы, приводит их к преждевременному износу, вызывает большие затраты по очистке оборудования от песка, применению в технологической схеме сбора и транспортирования специальных пескоуловителей и отстойников, а также к изготовлению оборудования повышенной стойкости.

Установлено, что выделение песка из добываемой жидкости и осаждение его на забое скважины происходят, если скорость

восходящего потока жидкости меньше скорости осаждения зерен песка. Установить необходимую постоянную скорость потока жидкости на всем пути ее движения в стволе скважины и предотвратить тем самым выпадение песка трудно потому, что диаметры на разных участках коммуникаций неодинаковые.

Скорость движения снижается при выходе жидкости через отверстия фильтра в эксплуатационную колонну, затем при прохождении жидкости через глубинный насос и выходе ее из насоса в колонну насосно-компрессорных труб.

Высота песчаных пробок и периодичность их образования зависят от концентрации песка в добываемой жидкости, величины депрессии, создаваемой на пласт, соответствия скважинного и устьевого оборудования условиям подъема жидкости, а также от режима эксплуатации скважины.

Борьба с пескопроявлением и пробкообразованием в скважинах ведется в трех направлениях.

Первое направление — задержание песка в пласте. Это осуществляется регулированием отбора жидкости из скважины или обработкой призабойной зоны феноло-формальдегидной смолой, песчано-цементной смесью и другими, закрепляющими песок, средствами; забой скважин оборудуется специальными гравийными металлокерамическими или другими фильтрами, не допускающими выноса из пласта в основном крупных зерен песка.

Второе направление — обеспечение выноса всего поступающего в скважину песка на поверхность.

Третье направление — предотвращение попадания песка в насос путем сепарации его при помощи различных якорей и фильтров.

Наиболее эффективен способ регулирования поступления жидкости из пласта в скважину, при котором не допускается разрушение продуктивного пласта и вынос из него песка. Этот способ наиболее простой, однако при его применении ограничивается отбор жидкости из скважины и уменьшается текущая добыча нефти или газа.

Существует также способ, при котором допускается скопление песка на забое скважины и без выноса его на поверхность вместе с жидкостью. После образования песчаной пробки скважину приходится останавливать и удалять пробку при помощи желонки или промывки скважины. При этом способе длительнее работает скважинное оборудование.

Однако все меры, принимаемые по борьбе с пескопроявлениями, не могут исключить полностью вредное влияние песка и образование в скважинах песчаных пробок и загрязнений забоя.

Следует отметить также, что на чистки и промывки скважин затрачивается до 45 % времени всего объема ремонта.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Промывка скважин необходима для очистки нижней части ее ствола от накопившегося песка и других загрязнений. Процесс

промывки основан на использовании энергии струи жидкости, закачиваемой в скважину, для разрушения песчаной пробки и выноса ее на поверхность. В качестве промывочной жидкости используется нефть или вода, реже — глинистый раствор. Промывочную жидкость выбирают в зависимости от величины пластового давления, свойств пород, составляющих пласт, и характеристики добываемой из скважины жидкости. Если коллекторы содержат глины, набухающие при соприкосновении с водой, песчаные пробки в зоне фильтра необходимо промывать нефтью. Но если пробка имеет значительную высоту, то до фильтра ее можно промывать водой, а затем нефтью.

Если в процессе промывки при вскрытии фильтра возможен выброс или фонтанирование, необходима промывочная жидкость такой плотности, чтобы обеспечить давление столба жидкости в скважине в момент вскрытия отверстия фильтра не менее пластового.

Глинистый раствор применяется для промывки скважин, когда невозможно создать противодействие на пласт столбом промывочной жидкости.

Хорошие результаты показали работы по промывке песчаных пробок пенами и газожидкостными смесями.

Промывка песчаных пробок возможна прямая, обратная, комбинированная и непрерывная.

Подготовка скважины к промывке

После остановки скважины и извлечения из нее колонны насосно-компрессорных труб и скважинного оборудования ее необходимо исследовать для того, чтобы определить глубину верхней кромки песчаной пробки и на основании этого установить ее высоту, уточнить диаметры эксплуатационной колонны и хвостовика, если он имеется. На основании полученных замеров, данных о физических свойствах пласта и величины пластового давления определяется способ промывки скважины. Если возможны фонтанные проявления скважины, песчаные пробки необходимо промывать комбинированным способом, т. е. размывать песчаную пробку прямым способом, а вымывать обратным. Комбинированный способ промывки следует также применять при наличии плотных песчаных пробок, размыв которых невозможен обратной промывкой. Во всех остальных случаях промывать песчаную пробку следует обратным способом. После выбора способа промывки скважины уточняются соответствующая этому способу схема обвязки устья скважины, длина колонны промывочных труб с учетом глубины промывки пробки.

В качестве промывочных применяются насосно-компрессорные трубы.

Для обеспечения свободного прохода в стволе скважины промывочных труб их диаметр в зависимости от диаметра эксплуата-

ционной колонны не должен превышать величин, указанных в табл. 23.

Таблица 23

Условный диаметр эксплуатационной колонны труб и хвоста, мм	Условный диаметр промывочных труб, мм	
	гладких	с высаженными концами
219	114	114
194	114	114
168	89	89
146	89	89
127	73	73
114	73	60
102	60	48
89	48	42
73	42	33

Длина всех подготовленных к спуску промывочных труб должна быть замерена, чтобы не допустить ошибку при определении общей длины колонны труб при ее спуске в скважину. Должны быть тщательно проверены состояние устья скважины, исправность наземных сооружений, подъемного и промывочного агрегатов, автоцистерн, а также подобраны соответствующий инструмент, приспособления и материалы.

Прямая промывка

При прямой промывке промывочная жидкость нагнетается через спущенную в скважину колонну промывочных труб. Размытая пробка вместе с жидкостью выносится из скважины по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и колонной промывочных труб. По мере вымывания пробки добавляют промывочные трубы, которые постепенно и осторожно опускают, приближая конец труб к верхней кромке пробки. При спуске промывочные трубы держат все время навесу.

Малейшая неосторожность при подаче труб может привести к перекрытию конца трубы и повышению давления на выкиде насоса. При резком повышении давления и снижении нагрузки, нужно, не прекращая прокачки жидкости, приподнять колонну до восстановления нормального давления и затем вести промывку с замедленным опусканием труб. Если же конец их забьется песком так, что давление насоса будет недостаточным для освобождения труб от песка, колонну промывочных труб необходимо поднять на поверхность и после очистки их снова спустить и продолжить промывку до полного освобождения скважины от пробки.

Для лучшего разрыхления пробки на конец промывочной колонны труб навинчивают специальные наконечники, одновременно

увеличивающие разрывающее действие струи жидкости (рис. 34).

Мундштук представляет собой короткий патрубок со срезанным косо концом («перо») или с закругленным концом в виде конуса («карандаш») с отверстием диаметром от 12 до 37 мм. Фреза представляет собой патрубок с зубьями на его торце.

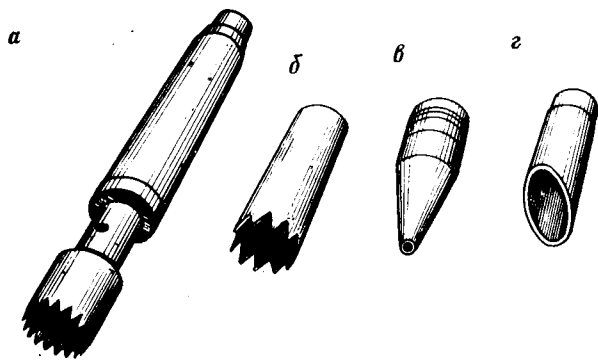


Рис. 34. Наконечники для колонны промывочных труб:

а — фрезер-мундштук; б — фреза; в — «карандаш»; г — косорезанная труба («перо»)

Промывочная жидкость от промывочного агрегата по нагнетательной трубе поступает к стояку, установленному у ноги вышки, затем по гибкому промывочному шлангу и через промывочный вертлюг нагнетается в скважину (рис. 35, а, б). При промывке корпус вертлюга опирается на элеватор, благодаря чему вертлюг разгружается от веса колонны промывочных труб.

Промывку ведут до тех пор, пока вертлюг не опустится до тройника на устье скважины. В этом положении прокачка жидкости продолжается до тех пор, пока весь промытый песок не будет вынесен из скважины. Для ускорения процесса промывки и лучшего выноса песка жидкость подают на высоких скоростях промывочного агрегата. Выходящая из скважины жидкость направляется в амбар или в специальную емкость.

Для скважин, на которых во время промывки может произойти выброс или фонтанирование, применяют специальное противовыбросовое приспособление и обвязку устья скважины. Благодаря этому можно предотвратить открытое фонтанирование и глушить скважину нагнетанием в нее жидкости повышенной плотности.

К недостаткам прямой промывки относится малая скорость восходящей струи жидкости, вследствие чего размытый песок медленно поднимается по стволу скважины. При больших диаметрах эксплуатационной колонны скорость потока настолько низка, что она может не обеспечить выноса крупных зерен песка. Поэтому для улучшения промывки скважины требуется подача большого количества жидкости и, как следствие, создание повышенного давления на выкиде промывочного насоса.

Перед каждым наращиванием нового колена промывочных труб требуется дополнительная промывка до чистой воды во избе-

жание прихвата труб осаждающимся в кольцевом пространстве песком, который находится во взвешенном состоянии. Это сильно удлиняет процесс промывки.

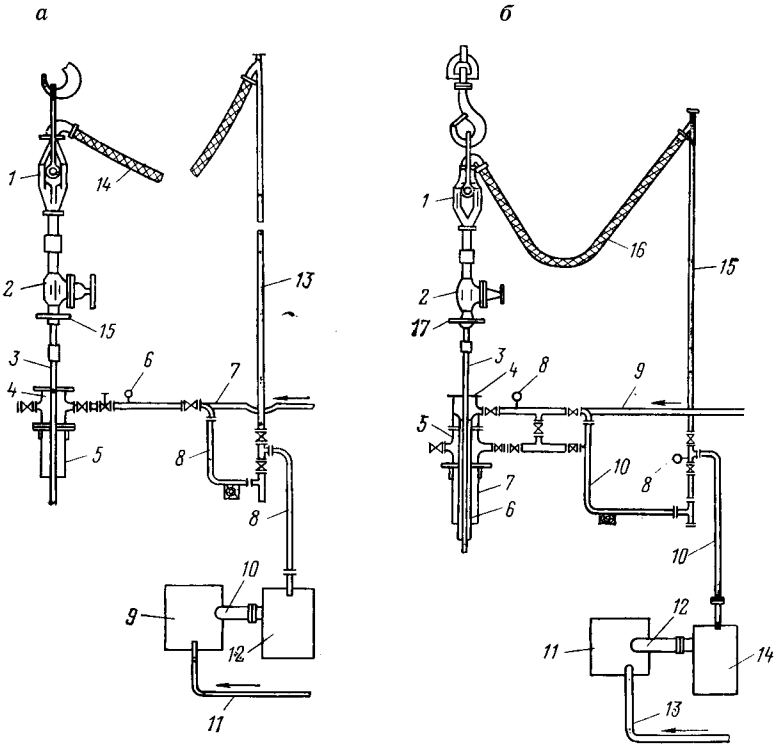


Рис. 35. Схема оборудования скважины:

а — для прямой промывки при однорядном подъемнике:
 1 — промывочный вертлюг, 2 — предохранительная задвижка, 3 — промывочные трубы, 4 — крестовик арматуры, 5 — эксплуатационная колонна, 6 — манометр, 7 — воздушная линия, 8 — промывочная линия, 9 — приемный чан, 10 — прием насоса, 11 — линия, подводящая промывочную жидкость, 12 — промывочный агрегат, 13 — промывочный стояк, 14 — промывочный шланг, 15 — специальный фланец;

б — для прямой промывки при двухрядном подъемнике:
 1 — промывочный вертлюг, 2 — предохранительная задвижка, 3 — промывочные трубы, 4 — воздушный тройник, 5 — крестовик фонтанной арматуры, 6 — насосно-компрессорные трубы первого ряда, 7 — эксплуатационная колонна, 8 — манометр, 9 — воздушная линия, 10 — приемный чан, 11 — прием насоса, 12 — линия, подводящая промывочную жидкость, 13 — промывочный стояк, 14 — промывочный шланг, 15 — промывочный агрегат, 16 — промывочный шланг, 17 — специальный фланец

Прямая скоростная промывка

Для ускорения процесса наращивания труб при прямой промывке применяют специальную промывочную головку и устьевую обвязку.

Промывочная головка (рис. 36) состоит из корпуса 4, представляющего собой крестовик сварной конструкции, и съемной

крышки 2. В верхней части корпуса и в нижней части крышки сделаны винтовые нарезы, которыми крышка при повороте на 90° вокруг своей оси крепится в корпусе. В верхнем торце корпуса имеется уплотняющее кольцо 1. Внутри корпуса вставлен сменный вкладыш 3 с ручками 5, диаметр которого соответствует диаметру промывочных труб 7. В нижней части вкладыша имеется уплотняющее кольцо 6.

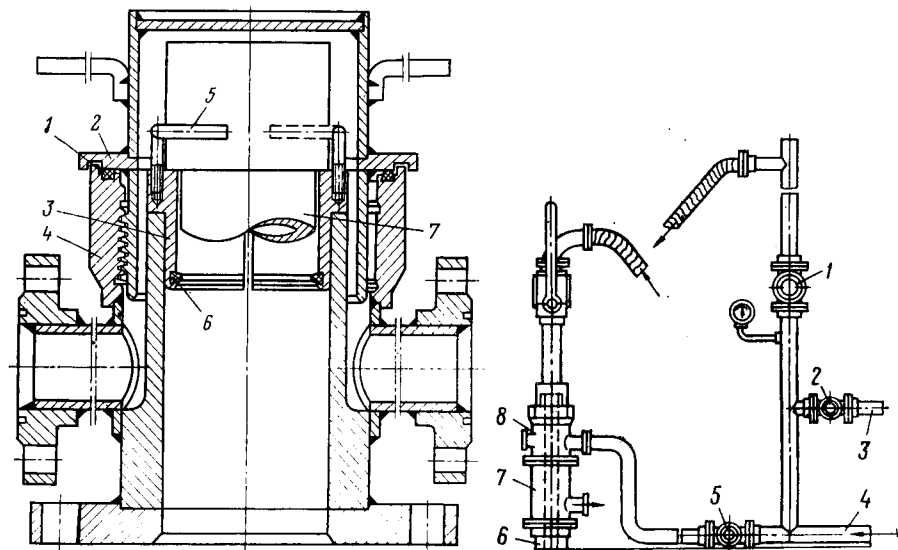


Рис. 36. Промывочная головка для скоростной промывки скважин

Рис. 37. Схема прямой скоростной промывки скважин для удаления песчаных пробок:

1, 2, 5 — краны; 3 — выкид в чан; 4 — выкид от насоса; 6 — скважина; 7 — тройник; 8 — промывочная головка

Промывку скважины осуществляют следующим образом (рис. 37). После спуска промывочных труб на определенную глубину восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости. Затем, спуская в скважину подвешенные на вертлюге при помощи подвертлюжного патрубка промывочные трубы, разрыхляют пробку. При подходе верхней муфты промывочных труб к промывочной головке 8 под эту муфту в корпус головки вставляют вкладыш и при дальнейшем опускании колонны труб сажают их муфтой на торец вкладыша. Не прекращая прокачки жидкости, отвинчивают подвертлюжный патрубок от колонны промывочных труб. Когда остается отвинтить две-три нитки резьбы, открывают кран 2 и закрывают кран 1, переключая тем самым промывочную жид-

кость в приемный чан. Отвинтив окончательно подвертлюжный патрубок, устанавливают и закрепляют крышку промывочной головки. После этого, открыв кран 5 и закрыв кран 2, продолжают прямую промывку, прокачивая жидкость через промывочную головку (по кольцевому зазору в корпусе) до тех пор, пока очередное колено промывочных труб не будет подготовлено для наращивания. Подготовив колено, последовательно открывают кран 2, закрывают кран 5, снимают крышку и свинчивают на две-три нитки очередное колено с колонны труб. Открывая кран 1 и закрывая кран 2, восстанавливают промывку через стояк и шланг, а затем крепят очередное колено к колонне. Далее продолжают промывку в описанном порядке.

При этом способе промывки перерывы в прокачке жидкости при наращивании промывочных труб незначительны, что предотвращает прихват труб и позволяет наращивать трубы без прокачки жидкости до чистой воды. Таким образом, при данном способе осуществляется прямая и почти непрерывная промывка пробки.

Если у скважины нет шурфа, то промывку ведут с применением однетрубки (вместо промывочного колена) в следующем порядке. После промывки пробки на величину равную длине наращенной трубы поднимают из скважины одну трубу, отвинчивают ее вместе с вертлюгом и укладывают на мостки. Затем наращивают очередную трубу и спускают колонну труб в скважину. Поднимают с мостков промывочную трубу с вертлюгом, свинчивают ее со спущенными в скважину трубами и ведут промывку в указанном порядке.

Обратная промывка

При обратной промывке скважин промывочную жидкость нагнетают в кольцевое пространство между обсадной колонной и промывочными трубами, а жидкость с размытым песком поднимается по промывочным трубам. Таким образом достигается увеличение скоростей восходящего потока жидкости и сокращается время выноса песчаной пробки (рис. 38).

Для обратной промывки необходима специальная промывочная головка, герметизирующая устье скважины. Промывочная головка (рис. 39) состоит из корпуса 8, изготовленного из 152-мм патрубка, внутри которого приварен конус 7, служащий для удержания уплотнения из нефтестойкой резины. На верхнюю часть корпуса навинчена крышка 1 с ручками 2, при помощи которой зажимается резиновое уплотнение, состоящее из собственно манжеты 6, шпильки 4, шайбы 5 и кольца 3, изготовленных как одно целое. При прохождении муфты трубы через резиновое уплотнение резиновая манжета разжимается и муфта свободно проходит сквозь нее. Головка крепится к фланцу колонны (или к тройнику, или к крестовику) фланцем 10. К отводу 9, приваренному к корпусу, подключают линию от промывочного насоса. Во время

промывки под давлением промывочной жидкости, закачиваемой через боковой патрубок головки, резиновая манжета прижимается к промывочным трубам и тем самым герметизирует внутреннюю полость головки.

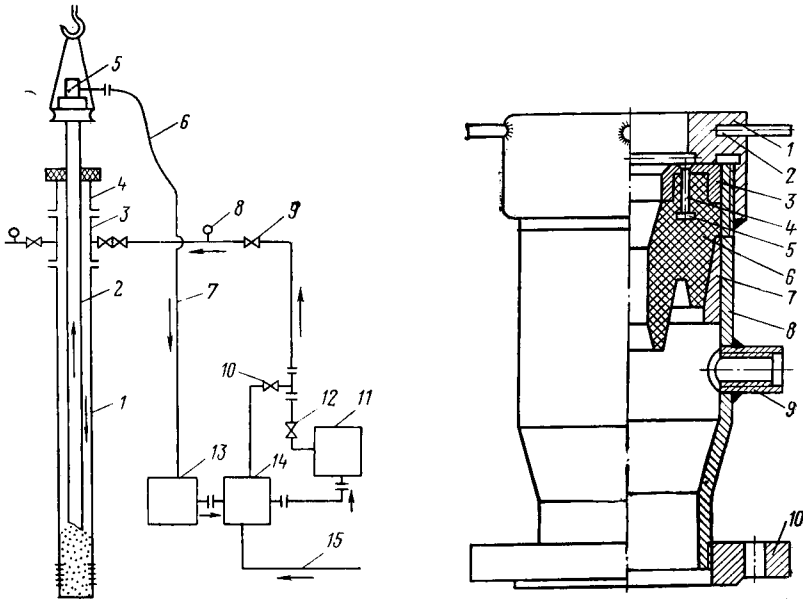


Рис. 38. Схема обратной промывки скважины:

1 — эксплуатационная колонна; 2 — промывочные трубы; 3 — крестовик; 4 — головка обратной промывки; 5 — тройник; 6 — шланг; 7 — циркуляционная система; 8 — манометр; 9, 10, 12 — задвижки; 11 — промывочный агрегат; 13 — отстойный чан; 14 — приемная емкость; 15 — линия поступления промывочной жидкости

Рис. 39. Промывочная головка для обратной промывки скважин

Для прохождения муфты через сальник, слегка поворачивая крышку, ослабляют резиновую манжету. После пропуска муфты, вращая крышку в обратную сторону (вправо), манжету вновь прижимают к промывочным трубам. Трубы спускают, не прекращая прокачки жидкости.

Для отвода промывочной жидкости, выходящей из колонны промывочных труб, в муфту верхней трубы ввинчивают специальную отводную головку (рис. 40). Корпус 5 головки с продольными для прохождения жидкости окнами А вращается вокруг патрубкa 3, ввинченного в муфту промывочной трубы. Между корпусом и патрубком имеется сальниковое уплотнение 2. К отводу 6 присоединяют промывочный шланг 7. Болт 4 служит для удобства завинчивания гайки в муфту промывочной трубы, а винт 1 — для укрепления патрубкa головки в муфте 8.

Восходящий поток жидкости из скважины поднимается по промывочным трубам, проходит через отвод, шланг и попадает в приемный чан.

Рекомендуется иметь две отводные головки, чтобы при наращивании труб можно было поднимать с мостков колено с заранее навинченной головкой. Иногда головку для отвода жидкости заменяют обычным вертлюгом с резиновым шлангом. Очередное промывочное колено следует наращивать только после промывки скважины до чистой воды.

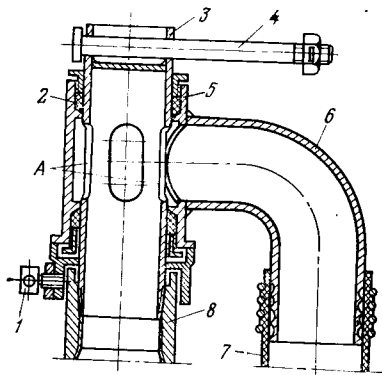


Рис. 40. Отводная головка для обратной промывки

Обратная промывка по сравнению с прямой имеет следующие преимущества.

1. При одинаковой подаче промывочного насоса скорость восходящего потока при обратной промывке в несколько раз больше скорости при прямой промывке.

2. Почти полностью устраняется прихват труб вследствие того, что в затрубном пространстве находится чистая жидкость, а размытая порода выносятся по промывочным трубам.

3. Обратная промывка проводится при более низком давлении на выкиде насоса, так как скорость потока жидкости, необходимая для выноса размытого песка, может быть достигнута при сравнительно меньшем расходе жидкости.

К недостаткам обратной промывки относятся следующие.

1. Необходимость применения специального оборудования для герметизации устья скважины.

2. Малая скорость нисходящей струи в кольцевом пространстве, в связи с чем снижается интенсивность размыва пробки; поэтому обратную промывку нельзя применять для очистки скважины от плотной пробки, когда требуется сильная размывающая струя, а рекомендуется использовать комбинированную промывку.

Комбинированная промывка

Комбинированная промывка заключается в периодическом изменении направления движения промывочной жидкости. Для размыва пробки промывочную жидкость нагнетают в промывочные трубы, т. е. ведут прямую промывку. После частичного размыва пробки для ускорения выноса размытой породы на поверхность направление движения промывочной жидкости изменяют, переключая последнюю в кольцевое пространство, т. е. ведут обратную промывку. После выноса размытой породы на поверхность жидкость вновь направляют в промывочные трубы для

размыва новой порции пробки; затем направление жидкости изменяют в том же порядке. Комбинированная промывка имеет все преимущества прямой и обратной промывки (рис. 41).

К отличительной особенности этой схемы относится наличие выкидной линии, состоящей из патрубков, тройников и задвижек, что позволяет изменять направление движения промывочной жидкости, т. е. вести попеременно прямую и обратную промывку.

Комбинированная промывка осуществляется следующим образом. После спуска колонны промывочных труб до соответствующей глубины наращивают очередное колено промывочных труб и начинают нагнетать жидкость через промывочные трубы. При этом кран 13 должен быть закрыт, а краны 11, 15, и 16 открыты. Тогда жидкость будет подаваться от насоса через трубу 12, кран 11, стояк 10, шланг 1 и вертлюг 2 в промывочные трубы, а жидкость из скважины — выноситься на поверхность через кольцевое пространство и выходить частично через тройник 9 и краны 15 и 16. Когда при постепенном опускании промывочных труб планшайба 5 приблизится к тройнику 9, не прекращая промывки, направляют планшайбу так, чтобы отверстия на ней и фланце тройника совпали. Когда планшайба сядет на фланец тройника, скрепляют оба фланца болтами (в это время жидкость будет полностью выходить через краны 15 и 16) и изменяют направление движения промывочной жидкости. Для этого отвинчивают пробку 3, открывают кран 13, закрывают краны 11 и 15 и начинают обратную промывку. После выноса песка через боковой отвод тройника 4 и появления чистой воды приостанавливают прокачку жидкости в скважину, открывая кран 15 и закрывая кран 16. Затем приподнимают колонну промывочных труб, отвинчивают вертлюговое промывочное колено со шлангом и спускают его в шурф. Добавив очередное колено и опустив колонну труб, вновь ввинчивают вертлюговое колено и возобновляют промывку.

Вертлюговое колено испытывает наибольшее напряжение при промывке и от частого вывинчивания и навинчивания резьба на

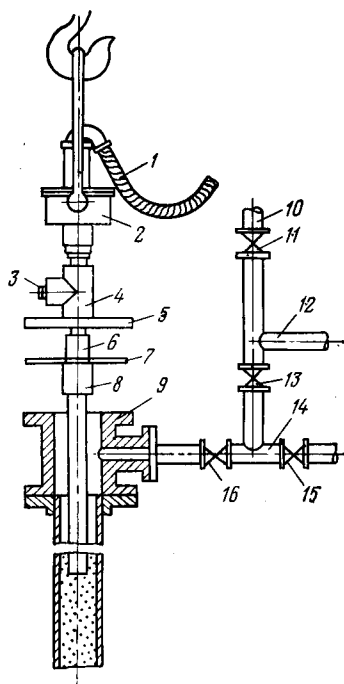


Рис. 41. Схема оборудования устья скважины для комбинированной промывки:

- 1 — шланг; 2 — вертлюг; 3 — пробка; 4 — тройник; 5 — планшайба; 6 — патрубок; 7 — прокладка; 8 — муфта; 9 — тройник; 10 — стояк; 11, 13, 15 и 16 — краны; 12 — труба; 14 — тройник выкидной линии

конце колена срабатывается. Поэтому нужно периодически проверять крепление муфтовых соединений и по мере износа заменять старое колено новым.

При прямой и комбинированной промывке во избежание прихвата или забивания конца промывочных труб песком вертлюговое колено должно быть всегда на 1—3 м больше всех двухтрубок, наращиваемых на колонну труб при промывке.

Промывка скважин аэрированной жидкостью и пенами

Промывка скважин аэрированной жидкостью или пенами применяется для определенной категории скважин. Благоприятны для нее скважины, эксплуатируемые механизированным способом, без фонтанных проявлений, с небольшим столбом жидкости и с рыхлой, неуплотненной песчаной пробкой.

Преимущества этого способа: исключается или значительно сокращается поглощение промывочной жидкости пластом; ускоряется процесс ввода скважины в эксплуатацию после удаления пробки; появляется возможность очистки колонны ниже отверстий фильтра, что обеспечивает создание свободной части для накопления осаждающегося на забое песка в период последующей эксплуатации скважины, а значит, способствует увеличению межремонтного периода ее работы.

При промывке аэрированной жидкостью (рис. 42) в скважину спускают промывочные трубы 10, нижний конец которых устанавливают на 10—15 м выше уровня верхней кромки песчаной пробки 12. Верхнюю трубу, на которой установлен обратный клапан 9, присоединяют к вертлюгу. Обратные клапаны также установлены на линиях подачи воздуха и воды в аэратор 5. Устье скважины герметизируется сальником 8, предназначенным для обратной промывки скважины. Вода с добавкой ПАВ при помощи промывочного агрегата 13 нагнетается по линии 4 в аэратор, куда одновременно поступает воздух по линии 1. Выкид аэратора соединяют с промывочным шлангом. Контроль и регулирование процесса промывки осуществляют с помощью вентиля 3, расходомера 2, манометра 7 и отвода 6, который служит для уменьшения давления до атмосферного на линии нагнетания при наращивании промывочных труб. Размытая пробка выносится на поверхность по затрубному пространству; песок поступает в линию 11, через которую отводится в амбар или специальную емкость. Перед началом промывки готовят раствор ПАВ в емкости 14 или в емкости промывочного агрегата. Промывочный раствор готовят на воде с добавкой к ней ПАВ в количестве (% к массе воды).

Сульфонол	0,1—0,3
Сульфатные соли	1,0—2,0
ОП-7 и ОП-10	0,05—0,1
ДС-РАС	0,5—1,0

Соотношение количество воды и воздуха принимают в зависимости от дренированности пласта, проницаемости призабойной зоны и пластового давления.

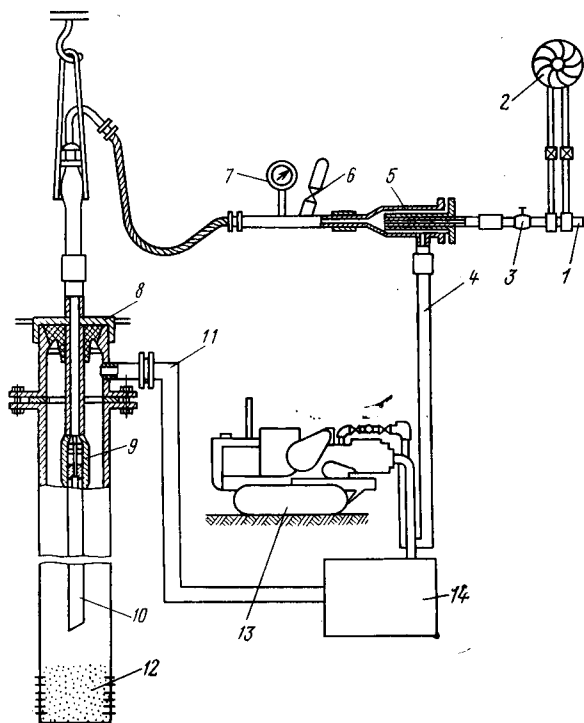


Рис. 42. Схема оборудования скважины при промывке ее азириванной жидкостью с добавкой ПАВ (пенами)

Для скважин, эксплуатирующих истощенные пласты, рекомендуется при определении степени аэрации в зависимости от пластового давления пользоваться следующими соотношениями:

Пластовое давление, % от гидростатического давления	60—40; 40—25; 25—15
Степень аэрации системы воздух — вода, м ³ /м ³	15—20; 20—30 30—50

Аэрирование жидкости осуществляется воздухом, подаваемым передвижным компрессором УКП-80 или др.

После обвязки устья скважины и установки оборудования по указанной схеме начинается процесс промывки. Включаются насос и компрессор. Раствор, обработанный ПАВ, и воздух поступают в аэратор и затем в скважину. Соответствующими вентилями регулируют процесс аэрации жидкости. После установления циркуляции раствора приступают к промывке скважины. По мере

выноса песка наращивают промывочные трубы, останавливая при этом прокачку. Процесс промывки завершается после того, как промывочная жидкость из скважины будет поступать без песка. После завершения процесса промывки проводится исследование скважины для определения чистоты забоя.

При промывке скважин пенами оборудование устья скважины аналогично тому оборудованию, которое используется при промывке аэрированной жидкостью (см. рис. 42).

Для промывки обычно применяется двухфазная, а в некоторых случаях трехфазная пена.

Двухфазная пена представляет собой воздушно-водяную смесь с добавкой в нее пенообразователя — ПАВ, при этом образуется ячеисто-пленочная система с определенной структурой. Если воздушно-водяная смесь не существует в статическом состоянии, так как происходит мгновенное разделение фаз, то пена может существовать достаточно долго.

Трехфазная пена получается путем добавления к водному раствору пенообразователя некоторого количества бентонитовой глины.

Промывку песчаных пробок двухфазной пеной можно проводить в скважинах с пластовым давлением 0,2—0,7 от гидростатического. В скважинах, где пластовое давление равно гидростатическому, удалять песчаные пробки пеной нельзя во избежание разрушения призабойной зоны, так как максимальная плотность двухфазной пены 0,9 г/см³. В таких случаях можно применять трехфазную пену плотностью 1,1—1,12 г/см³.

Для подачи воды можно применять промывочные агрегаты: Азинмаш-32М, Азинмаш-35А, УН1Т-100/200, а для аэрации водного раствора ПАВ с целью получения пены — воздушные передвижные компрессорные станции: УКП-80, КПУ-16/100, ДКС-3,5/200, ДКС-7/200А.

При промывке используется промывочный шланг высокого давления (15 МПа), вертлюг промывочный или эксплуатационный, специальный аэратор упрощенной конструкции (рис. 43).

Во избежание разрушения призабойной зоны пласта рекомендуется непрерывная промывка песчаной пробки пеной. Одна из специальных схем (рис. 44) предусматривает спуск колонны промывочных насосно-компрессорных труб 4 диаметром 73 мм до уровня песчаной пробки. На тройнике 2 установлена планшайба. Затем спускают колонну промывочных труб 7 диаметром 48 мм. Длина этой колонны труб должна несколько превышать высоту пробки в стволе скважины. На последнюю трубу спускаемой колонны труб надевают манжету 6 и переводник с отверстиями 5. Затем спускают колонну штанг 3 и устанавливают устьевой сальник 1. Пена подается по колонне труб 4 и через отверстие в переводнике 5 поступает в колонну промывочных труб 7 и поднимается по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной 8 и колонной насосно-компрессорных труб 6. Штанги наращивают без прекращения процесса промывки. Применяются

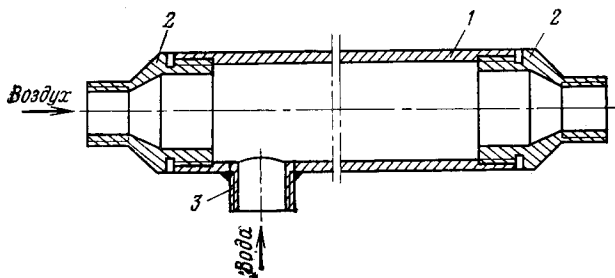


Рис. 43. Аэратор упрощенной конструкции:
1 — кожух смесителя; 2 — переводник; 3 — втулка

и другие схемы непрерывной промывки скважин пенами.

Непрерывная и равномерная подача раствора ПАВ в заданном соотношении с объемом промывочной жидкости обеспечивается при помощи устройства для дозирования раствора ПАВ.

Для приготовления раствора ПАВ непосредственно при работе насосного агрегата может применяться специальное устройство, которое соединяется соединительным патрубком с дозировочным устройством. Устройство состоит из следующих основных узлов: металлической емкости, глушителя насосного агрегата, мешалки. Емкость для загрузки в нее ПАВ имеет люк. Чтобы уменьшить потери тепла, емкость заключается в деревянную обшивку с изоляционным материалом. Газы из глушителя по трубе, проходящей через специальное отверстие на крышке емкости и сальниковое устройство, выходят в атмосферу. Для разгрузки емкости служат патрубок и спускная задвижка.

Раствор ПАВ периодически перемешивается мешалкой и подогревается отработанными газами двигателя насосного агрегата. По мере расходования ПАВ в дозировочное устройство периодически загружаются новые порции ПАВ, что позволяет непрерывно готовить раствор в необходимом количестве непосредственно в процессе промывки.

Процесс промывки песчаной пробки пеной осуществляется в следующем порядке. Через спущенную на 10—15 м выше верхней кромки песчаной пробки колонну промывочных труб происходит прямая циркуляция 0,6—0,8%-ного водяного раствора ПАВ. Если

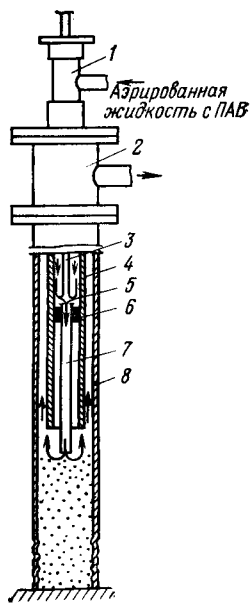


Рис. 44. Схема оборудования скважины, предвращающая разрушение призабойной зоны при промывке пеной

в скважине имеется нефть, то предварительно следует ее вытеснить водным раствором ПАВ в соответствующие емкости.

Постепенно в нагнетательную линию через смеситель подается воздух. Образующуюся при этом пену через шланг и вертлюг закачивают в колонну промывочных труб.

После установления постоянного режима циркуляции пены, характеризующегося отсутствием пульсации давления, объем закачиваемого водного раствора ПАВ уменьшается до 1,5—3,0 л/с в зависимости от степени аэрации, которая, в свою очередь, зависит от величины пластового давления.

При применении пен для промывки песчаной пробки необходимо всегда иметь в виду, что, поскольку после остановки компрессора и насоса в скважине движение пены, обусловленное ее упругими свойствами, продолжается, происходит дополнительное снижение давления в скважине. Во избежание разрушения призабойной зоны необходимо весь процесс промывки осуществлять при непрерывной циркуляции пены.

При промывке песчаной пробки колонну промывочных труб следует постепенно погружать при постоянной циркуляции пены.

Добавление очередной трубы можно осуществить до полного выноса на поверхность размытой песчаной пробки или после полного удаления ее.

Учитывая, что способность пены удерживать твердые частицы во взвешенном состоянии значительно больше, чем у воды, можно рекомендовать окончательное удаление твердых частиц после размыва песчаной пробки высотой 50—60 м.

Последовательность промывки всей песчаной пробки следующая: размыв до полного погружения в скважину трубы и после этого наращивание очередной трубы; повторение циклов до размыва пробки высотой 50—60 м.

После удаления всей песчаной пробки из ствола скважины и вскрытия фильтра промывку зоны фильтра необходимо продолжать в течение 0,5—2,0 ч. Продолжительность этой операции в каждом отдельном случае должна быть установлена на основании наблюдений. Промывку фильтровой зоны пеной следует проводить при определенном противодавлении. В этот период пена контактирует с глинистыми частицами, их пептизирует, вследствие чего происходит разрыхление глины. Для удаления последней необходимо несколько снизить противодавление на пласт путем повышения степени аэрации пены. В результате разрыхленная глина потоком пены удаляется с забоя. Потом вновь увеличивается противодавление на пласт путем снижения степени аэрации: в фильтровые отверстия проникает пена, разрыхляет глинистые частицы, при повторном снижении противодавления выносит их к забюю и по кольцевому пространству между колоннами обсадной и насосно-компрессорных труб поднимается на поверхность. Операция повторяется до тех пор, пока зафильтровая зона не будет очищена от глины, т. е. восстановлена проницаемость призабойной зоны.

Во избежание преждевременного вызова притока жидкости из пласта, а также разрушения призабойной зоны необходимо до остановки компрессора и насоса уменьшить степень аэрации (увеличить среднюю плотность пены), до величины обеспечивающей необходимое противодавление на забой скважины. Целесообразнее перед подъемом насосно-компрессорных труб по окончании промывки нагнать в скважину еще 5—6 м³ нефти. Это позволит погасить пену и создаст тем самым благоприятные условия для освоения скважины.

В качестве пенообразователя можно применять анионоактивные ПАВ (ДС-РАС, сульфонол).

Так как на промыслы поступают пенообразователи с содержанием активного вещества менее 100%, то концентрацию ПАВ для образования устойчивой пены можно определить из соотношения

$$C = \frac{(0,6 + 0,8) \times 100}{n},$$

где n — концентрация активного вещества в товарном продукте ПАВ, %; 0,6—0,8 — концентрация активного вещества в ПАВ.

Следует отметить, что выбор пенообразователя, его концентрация, определение степени аэрации имеют решающее значение для повышения эффективности промывки песчаных пробок. Если эти параметры определены неправильно или в процессе промывки не соблюдается установленный технологический режим, пена может не образоваться, эффективность процесса снизится и, следовательно, промывка не будет отличаться от обычной промывки водой.

Установка насосно-компрессорная УНК-1 для промывки скважин

К оборудованию, применяемому для промывки песчаных пробок и очистки скважин и забоя, относится насосно-компрессорная передвижная установка УНК-1, при помощи которой приготавливается и нагнетается в скважину аэрированная жидкость или пена.

Установка кроме основного своего назначения может применяться для создания депрессии на пласт при проведении работ по вызову притока жидкости; обработки продуктивных пластов обычными и аэрированными глинистыми и цементными растворами или проведении работ по ликвидации поглощений промывочной жидкости (бурового раствора), при бурении и ликвидации нарушений герметичности эксплуатационной колонны; цементирования скважин в процессе бурения и капитального ремонта скважин. Установка УНК-1 смонтирована на шасси автомобиля КраЗ-257 Б1А (рис. 45). На шасси установлены две дополнительные рамы, на которых смонтированы: поршневой насос 6, блок компрессорный 5, мерный бак 9, трубы 14 и 15 и шарнирные колена 10 разборного трубопровода, защитный кожух насоса 13, выхлопная труба двигателя автомобиля 3, бак пенообразователя 7

с мешалкой. С правой стороны установки на раме шасси за кабиной установлен насос 17 для подачи воды.

Установка снабжена приемным гофрированным резиновым шлангом диаметром 100 мм для приема жидкости из емкостей, двумя резиновыми шлангами диаметром 50 мм, высоконапорным жидкостно-воздушным эжектором для образования смеси жидкости с воздухом или пены.

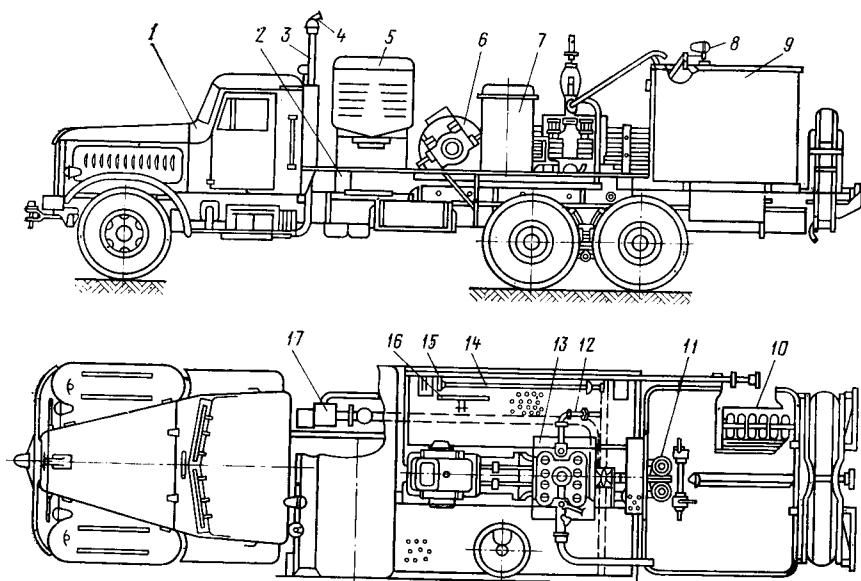


Рис. 45. Агрегат УНК-1:

1 — автомобиль; 2 — коробка отбора мощности; 3 — труба выхлопная; 4 — искрогаситель; 5 — блок компрессорный; 6 — насос поршневой; 7 — бак для пенообразователя; 8 — фара; 9 — бак мерный; 10 — колена шарнирные; 11 — клапаны донные; 12 — манифольд агрегата; 13 — кожу защитный насоса 9Т; 14, 15 — трубы; 16 — установка эжекторов; 17 — насос для подачи воды

Насос 9Т поршневой, горизонтальный, двухцилиндровый, двойного действия (рис. 46) предназначен для подачи воды в эжектор, а также для подачи цементного или глинистого раствора в скважину.

Коробка отбора мощности установлена на верхнем фланце раздаточной коробки автомобиля и соединена посредством шестерен с раздаточной коробкой. Для включения и выключения коробки отбора мощности служит рычаг в кабине водителя.

Двигатель ГАЗ-51 установлен на общей раме с компрессором КСЭ-5М2. Вместе с двигателем смонтированы коробка передач, водяной и масляный радиаторы, контрольно-измерительные приборы.

Эжектор (рис. 47) представляет собой струйный насос, в котором происходит смешивание двух сред с образованием смешан-

ного потока. В эжекторе происходит приготовление азрированной жидкости и пены с высоким газосодержанием при высоком давлении. Поток рабочей жидкости истекает из сопла 9 с высокой скоростью и попадает в камеру смешения 6. В камере смешения за счет высокой скорости струи создается вакуум, что приводит к снижению давления на компрессоре. По мере продвижения

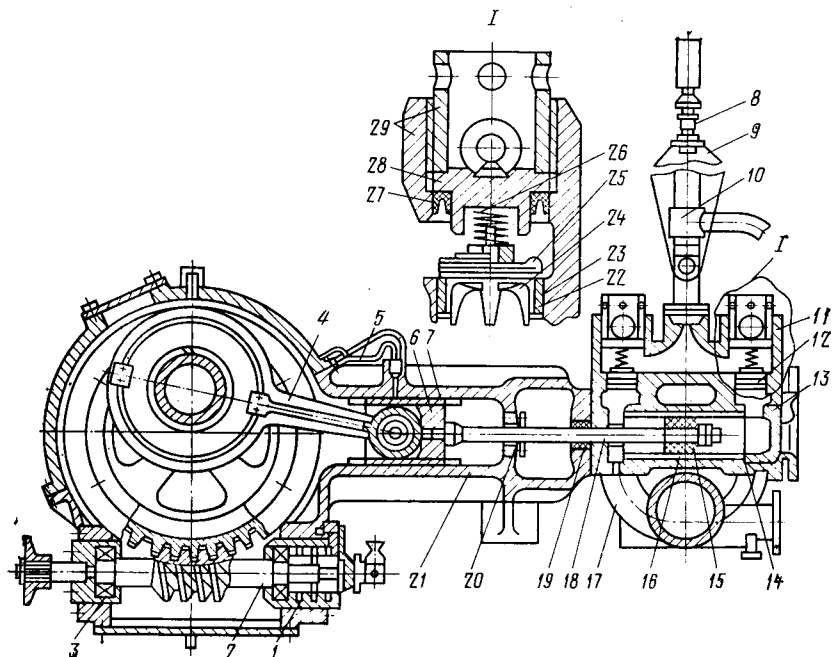


Рис. 46. Насос 9Т:

1 — шарикоподшипник упорный; 2 — червяк, 3 — роликподшипник; 4 — шатун; 5 — маслопровод; 6 — крейцкопф; 7 — накладка крейцкопфа; 8 — разделитель; 9 — коллектор нагнетательный; 10 — клапан предохранительный; 11 — коробка клапанная; 12 — клапан; 13 — коронка нажимная; 14 — кольцо резиновое; 15 — поршень; 16 — втулка цилиндровая; 17 — коллектор всасывающий; 18 — шток; 19 — сальник гидравлической части; 20 — сальник крейцкопфной камеры; 21 — станина; 22 — седло клапана; 23 — уплотнение седла; 24 — клапан; 25 — уплотнение; 26 — пружина; 27 — манжета; 28 — крышка; 29 — гайка крышки

потоков жидкости и воздуха происходит их интенсивное перемешивание. Окончательное перемешивание происходит в диффузоре 5 при значительном снижении скорости смешанного потока.

Бак пенообразователя вместимостью 0,5 м³ служит для приготовления непосредственно на установке раствора. Он оборудован пневматической мешалкой и мерной трубкой для контроля за уровнем жидкости.

Концентрированный раствор пенообразователя под давлением сжатого воздуха через регулировочные вентили подается в мерный бак. Давление сжатого воздуха 0,2 МПа. Сжатый воздух подается от компрессора через пневматический редуктор. Для привода

пневматической мешалки сжатый воздух подается также от компрессора. В качестве привода мешалки используется пневматическая резьбовая машинка ИП-3403.

Мерный бак, расположенный сзади на раме, разделен продольной перегородкой на две равные части. В днище бака установлены донные клапаны, позволяющие через камеру, находя-

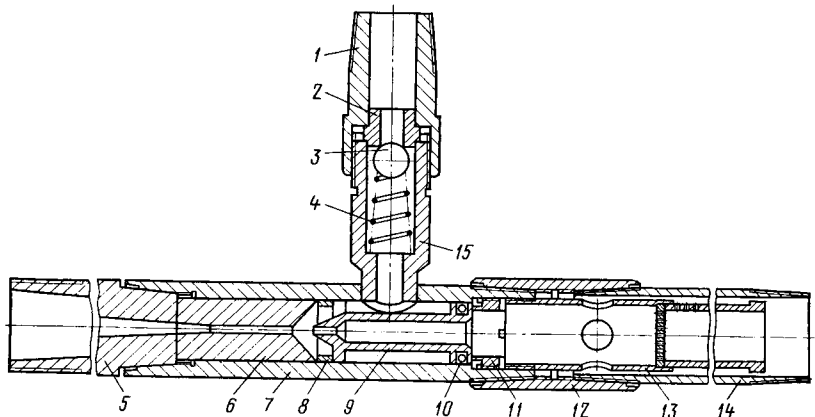


Рис. 47. Эжектор:

1 — крышка клапана; 2 — седло; 3 — шарик; 4 — пружина; 5 — диффузор; 6 — камера смешения; 7 — корпус; 8 — кольцо промежуточное; 9 — сопло; 10 — кольцо; 11 — гайка; 12 — муфта; 13 — фильтр; 14 — кожух фильтра; 15 — насадок

щуюся под баком, соединять между собой обе половины бака. Для наполнения бака жидкостью служит наливная труба.

Водоподающий блок состоит из коробки отбора мощности, карданного вала и насоса. Коробка отбора мощности включается от пневмосистемы автомобиля. Для предпускового заполнения корпуса насоса водой предусмотрена система самовсасывания.

Управление коробкой отбора мощности насоса и системой самовсасывания расположено в кабине агрегата. Частота вращения вала насоса контролируется тахометром, датчик которого установлен на ведомом валу редуктора, а измеритель выведен в кабину водителя.

Техническая характеристика установки УНК-1

Грузоподъемность автомобиля КрАЗ-257В1А, т	12
Мощность установленного двигателя на автомобиле, кВт	176
Максимальная частота вращения вала двигателя, об/мин	2100
Насос высокого давления	9Т
Полезная мощность насоса, кВт	92
Подача насоса, $\text{дм}^3/\text{с}$:	
наибольшая	24,5
наименьшая	3,2
Предельное давление, МПа:	
при наибольшей подаче	4
при наименьшей подаче	32
Наибольшая подача насоса, подающего воду, $\text{дм}^3/\text{с}$	18
Максимальное давление, МПа	0,7

Производительность по пене, м ³ /ч	10
Максимальное давление закачки пены, МПа	10
Воздухосодержание пены, м ³ /м ³	35—40
Полезная мощность компрессора КСЭ-5М2, кВт	35
Производительность, м ³ /мин	5
Абсолютное давление нагнетания, МПа	0,9
Вместимость мерного бака, м ³	6
Подача по пене, м ³ /ч	10
Максимальное давление закачки пены, МПа	10
Габаритные размеры, мм:	
длина	10 425
ширина	2650
высота	3300
масса установки, кг	17 430

Дренажная очистка забоя нагнетательной скважины

Для очистки забоя нагнетательных скважин методом дренирования применяется специальный передвижной агрегат БАДО-210 (рис. 48).

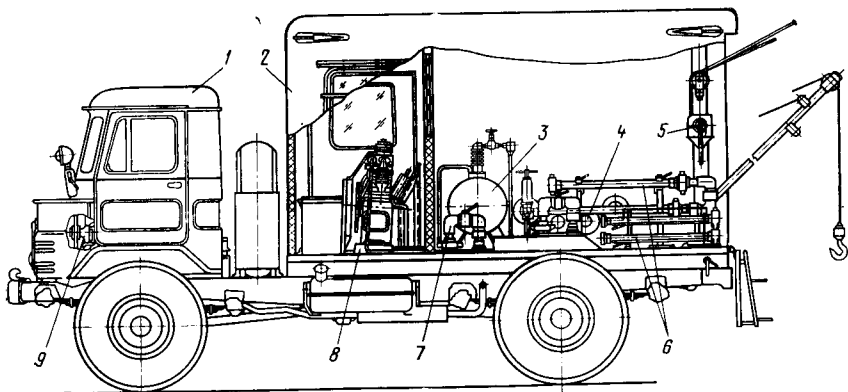


Рис. 48. Блок арматуры дренажной очистки БАДО-210:

1 — автомобиль ГАЗ-66; 2 — кузов СГК-5Б; 3 — ресивер; 4 — пневмопривод; 5 — грузоподъемное устройство; 6 — трубы; 7 — шарнирные колена и переводники; 8 — компрессор; 9 — узел отключения насоса гидроусилителя руля

Установка смонтирована на автомобиле высокой проходимости ГАЗ-66 с укрытием из мягкого тента БАДО-210Т или с геофизическим кузовом БАДО-210.

Агрегат БАДО-210Т состоит из узла отбора мощности с компрессором ГСВ-0,6/12, ресивера, кранов с пневмоприводом, элементов обвязки — труб с быстросъемными соединениями и шарнирных колен, грузоподъемного устройства, узла отключения насоса гидроусилителя руля и щита управления.

Компрессор установлен на специальной раме, которая крепится к кронштейнам лонжеронов рамы автомобиля. Привод компрессора осуществляется от ходового двигателя через коробку отбора

мощности и клиноременную передачу. Коробка отбора мощности одноступенчатая, устанавливается она на раздаточной коробке с правой стороны по ходу автомобиля. Рычаг управления коробкой отбора мощности выведен в кабину водителя.

Датчик магнито-индукционного тахометра ТМИ-3 закреплен на коробке отбора мощности, а показывающий прибор установлен на приборном щитке в кабине автомобиля.

Узел отключения насоса гидросилителя руля предусмотрен для его отключения во избежание перегрева масла в системе при работе двигателя на стоянке.

Ресивер, снабженный предохранительным клапаном и масло-влажготделителем, представляет собой сварной сосуд с выпуклыми эллиптическими днищами; он установлен поперек платформы.

Краны проходные пробковые КППСП65×210 со смазкой и пневмоприводом (услов-

ный диаметр проходных отверстий 65 мм, рабочее давление 21 МПа) применяются в качестве быстродействующих запорных устройств при дренажной очистке. Между кранами расположены переводники, которые устанавливаются в местах перехода от арматуры устья скважины к трубам обвязки агрегата.

Грузоподъемное устройство состоит из вертикальной стойки, установленной на верхнем и нижнем подшипниках качения; складной стрелы, соединенной шарнирно со стойкой, и двух ручных лебедок ЛР-0,5 грузоподъемностью по 500 кг. Грузоподъемность крана при максимальном вылете стрелы 2900 мм составляет 200 кг.

В агрегате БАДО-210 геофизический кузов СГК-5Б-2 разделен перегородкой. В переднем отделении, имеющем теплоизоляцию, установлены компрессор и щиток управления; в заднем — находится остальное техноло-

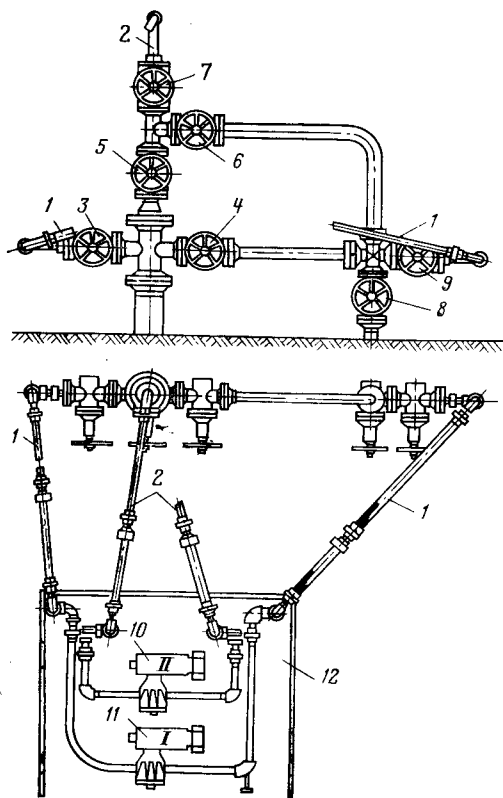


Рис. 49. Схема обвязки устья скважины при проведении дренажной очистки:

1 — трубопровод для подачи воды в скважину; 2 — трубопровод для разлива жидкости из колонны НКТ; 3, 4 — задвижки на крестовике; 5 — буферная задвижка; 6, 8 — задвижки на водоводе; 7 — центральная (стволовая) задвижка; 9 — промывочная задвижка; 10, 11 — краны с пневмоприводом; 12 — платформа автомобиля

гическое оборудование. При проведении дренажной очистки агрегат БАДО-210 устанавливается на расстоянии 2,0—2,5 м от устья скважины. Посредством системы трубопроводов агрегата кольцевое пространство скважины соединяется с нагнетательным водовозом, а колонна НКТ с атмосферой (рис. 49). Вода под давлением из водовода подается в кольцевое пространство между обсадной колонной и колонной НКТ. По достижении заданного давления подача воды прекращается и открывается кран для излива жидкости из колонны НКТ. Как только интенсивность излива снижается и расход воды становится постоянным, цикл повторяется до тех пор, пока из скважины не пойдет чистая вода.

Управление кранами КППСП65×210 оператор осуществляет с помощью четырехходовых трехпозиционных пневмокранов управления. Питание сжатым воздухом пневмокранов происходит из ресивера.

При снижении давления в ресивере до 0,6 МПа включается компрессор, чтобы поднять давление до 1,2 МПа.

Техническая характеристика

	БАДО-210	БАДО-210Т
Максимальное рабочее давление блока обвязки, МПа		21
Условный диаметр проходных элементов обвязки, мм		50
Масса крана, кг:		
с пневмоприводом		160
без пневмопривода		90
Рабочее давление в пневмосистеме, МПа	0,6—0,8	
Габаритные размеры, мм:		
длина	5755	5656
ширина	2380	2342
высота	3200	2890
Масса, кг	5821	5488

Гидравлический расчет промывки скважины

Расчет сводится к определению величины гидравлических потерь при движении жидкости по трубам при прямой и обратной промывке.

Гидравлические потери обусловлены в основном глубиной скважины и ее диаметром, размером промывочных труб, физическими свойствами промывочной жидкости, ее расходом и количеством выносимого песка.

Скорость подъема размытого песка по стволу скважины

$$v_{\text{п}} = v_{\text{в}} - \omega,$$

где $v_{\text{в}}$ — скорость восходящего потока жидкости; ω — средняя скорость свободного падения песка в жидкости (критическая скорость).

Если принять, что при $v_{\text{п}} = 2\omega$ предотвращается рост концентрации песка в эксплуатационной колонне или в насосных трубах

в процессе промывки скважин, то минимальная скорость подъема размытого песка

$$v_{\text{п}} = v - \frac{v_{\text{в}}}{2} = \frac{v_{\text{в}}}{2}.$$

При прямой промывке гидравлические потери в промывочных трубах

$$h_1 = \lambda \frac{H}{d} \frac{v_{\text{н}}^2}{2} \rho,$$

где h_1 — потери напора в трубах, Па; H — длина колонны промывочных труб, м; d — внутренний диаметр промывочных труб, м; $v_{\text{н}}$ — линейная скорость нисходящего потока жидкости в промывочных трубах, м/с; ρ — плотность жидкости, кг/м³; λ — коэффициент трения.

Условный диаметр труб, м	48	60	73	89	114
Коэффициент трения, λ	0,040	0,037	0,035	0,034	0,032

Потеря напора при движении жидкости с песком в кольцевом пространстве

$$h_2 = \varphi \lambda \frac{H}{D - d_1} \frac{v_{\text{в}}^2}{2} \rho,$$

где φ — коэффициент, учитывающий увеличение потерь напора из-за содержания в жидкости песка (по опытным данным $\varphi = 1,12-1,2$); d_1 — наружный диаметр промывочных труб, м; $v_{\text{в}}$ — скорость восходящего потока, м/с; D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Для определения гидравлических потерь h_1 и h_2 при обратной промывке пользуются теми же формулами, но только первая формула принимается для восходящего потока, а вторая формула — для нисходящего. Коэффициент φ надо учитывать при определении потерь напора в восходящем потоке, т. е. в промывочных трубах.

В связи с разностью статических напоров в промывочных трубах и в пространстве между обсадной колонной и колонной НКТ, обусловленной содержанием песка в восходящем потоке, создается добавочный напор

$$h_3 = \frac{(1 - m) F l \rho g}{f} \left[\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho} \left(1 - \frac{w}{v_{\text{в}}} \right) - 1 \right],$$

где m — объем пустот между отдельными частицами песка, занимаемый жидкостью, $m = 0,3-0,45$; F — площадь сечения обсадной колонны, м²; l — высота промытой пробки по длине одной трубы или одного колена труб, м; f — площадь сечения кольцевого пространства при прямой промывке и сечения промывочных труб при обратной промывке, м²; $\rho_{\text{п}}$ — плотность песка, кг/м³ (для кварцевого песка $\rho_{\text{п}} = 2650-2700$ кг/м³); ρ — плотность промывочной

жидкости, кг/м³; w — скорость свободного падения частиц песка в жидкости, м/с; v_B — скорость восходящего потока, м/с.

Потери напора на преодоление сопротивлений в промывочном вертлюге h_4 и в шланге h_5 могут быть приняты по экспериментальным данным суммарно.

Расход, л/с	3	4	5	6
Потеря напора h_4+h_5 , Па	$0,4 \cdot 10^5$	$0,8 \cdot 10^5$	$1,2 \cdot 10^5$	$1,7 \cdot 10^5$
Расход, л/с	8	10	15	20
Потеря напора h_4+h_5 , Па	$2,9 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^5$	$11 \cdot 10^5$	$20 \cdot 10^5$

Общие гидравлические потери напора при промывке

$$h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5.$$

Давление на забое скважины

$$p = \rho (H + h_2 + h_3)/10.$$

Мощность, необходимая для промывки,

$$N = 0,735hQ/\eta,$$

где N — мощность, кВт; h — общие гидравлические потери; Q — производительность промывочного агрегата, л/с; η — к. п. д. агрегата.

Таблица 24

Насосно-компрессорные трубы			Обсадные трубы		
условный размер труб, мм	площадь сечения, см ²	объем 1 м трубы, дм ³	условный размер труб, мм	площадь сечения, см ²	объем 1 м трубы, дм ³
48×4	12,7	1,27	114×4	78,0	7,8
60×5	20,0	2,0	127×7	100,0	10,0
73×5,5	30,0	3,0	146×8	133,0	13,3
89×6,5	45,0	4,5	168×9	177,0	17,7
102×6,5	62,0	6,2	194×9	243,0	24,3
114×7	78,0	7,8	219×9	317,0	31,7

Таблица 25

Размер труб, мм	Площадь сечения кольцевого пространства между обсадной колонной и промывочными трубами, см ²				
	при условном диаметре труб, мм				
	60	73	89	102	114
114×7	50	36	—	—	—
127×7	72	58	38	—	—
146×8	105	94	71	53	—
168×9	—	135	115	97	75
194×9	—	—	181	163	141
219×9	—	—	255	237	205

Время, необходимое для подъема размытой пробки на поверхность после промыва каждой промывочной трубы до чистой воды,

$$T = H/v_{\text{п}},$$

где $v_{\text{п}}$ — скорость подъема размытой породы.

Данные для расчета промывки песчаных пробок приведены в табл. 24—28.

Таблица 26

Расход жидкости, л/с	Размер колонны, мм	Скорость подъема жидкости в кольцевом пространстве при прямой промывке скважин, см/с				
		при условном диаметре промывочных труб, мм				
		60	73	89	102	114
5	114×7	100	140	—	—	—
6		120	170	—	—	—
8		160	220	—	—	—
10		200	280	—	—	—
12		240	335	—	—	—
15	127×7	300	420	—	—	—
5		70	85	130	—	—
6		85	100	160	—	—
8		110	140	210	—	—
10		140	170	260	—	—
12	146×8	170	210	310	—	—
15		210	260	390	—	—
6		60	65	85	—	—
8		85	85	110	—	—
10		95	105	140	—	—
12	168×9	115	130	170	—	—
15		140	160	210	—	—
8		—	60	70	80	110
10		—	75	90	100	130
12		—	90	110	120	160
15	219×9	—	100	130	150	200
10		—	—	40	45	50
12		—	—	50	55	60
15		—	—	60	65	75
15		—	—	—	—	—

Таблица 27

Диаметр частиц, мм	Скорость падения зерен, см/с	Диаметр частиц, мм	Скорость падения зерен, см/с	Диаметр частиц, мм	Скорость падения зерен, см/с
0,01	0,0056	0,3	3,00	3,0	23,25
0,02	0,0226	0,4	4,11	4,0	26,85
0,03	0,0530	0,5	5,24	5,0	30,00
0,04	0,9400	0,6	6,35	6,0	32,90
0,05	0,1400	0,7	7,48	7,0	35,50
0,06	0,2100	0,8	8,60	8,0	38,00
0,07	0,2900	0,9	9,73	9,0	40,30
0,08	0,3800	1,0	10,83	10,0	42,50
0,09	0,4800	1,2	13,07	15,0	52,00
0,10	0,5900	1,5	16,43	20,0	60,20
0,20	1,8700	2,0	19,0	25,0	67,20

Примечание. Плотность кварцевого песка 2,65 г/см³

Расход жидкости, л/с	Скорость подъема жидкости в промывочных трубах при обратной промывке скважин, м/с				
	при условном диаметре труб, мм				
	60	73	89	102	114
3	153	100	66	48	37
4	204	133	88	64	50
5	255	166	110	80	62
6	306	200	132	96	75
7	357	233	154	112	88
8	408	266	176	128	100
9	459	300	198	144	111
10	510	333	220	160	125
12	612	400	262	192	150
15	765	500	330	240	186

Оборудование для промывки скважин

Для промывки скважин широко кроме промывочных агрегатов применяются разнообразное оборудование, приспособления, инструмент.

Промывочные агрегаты

Промывочные агрегаты в основном представляют собой промывочный насос, смонтированный на тракторе или автомобиле.

Промывочный агрегат Азинмаш-32М

Промывочный агрегат Азинмаш-32М (рис. 50), смонтированный на тракторе Т-100М, состоит из узла отбора мощности, коробки передач 4КП, цепной передачи, насоса 1НП-160, манифольда и механизмов управления агрегатом.

В узел отбора мощности (рис. 51), соединяющий первичный вал коробки передач с валом отбора мощности трактора, входит корпус подшипников 1, в котором установлен на двух конических роликовых подшипниках 2 приемный вал 3. Узел отбора мощности имеет также соединительную муфту 4 и карданный вал 5, позволяющие компенсировать возможную несоосность валов отбора мощности трактора и коробки передач.

Конические роликовые подшипники приемного вала смазываются через пресс-масленку, вынесенную вправо за нижний продольный швеллер рамы агрегата.

Коробка передач предназначена для изменения частоты вращения вала при передаче вращения от двигателя к насосу. Коробка передач — четырехскоростная, двухходовая, с промежуточными скоростями.

Коробка передач состоит из приемного, промежуточного и выводного валов и двух валиков переключения передач (рис. 52).

Каждый из трех валов покоится на двух конических роликоподшипниках, регулировка которых осуществляется изменением толщины набора прокладок между крышкой и стенкой корпуса. Осевой люфт вала должен быть 0,07—0,15 мм. Корпус коробки передач цельнолитой из серого чугуна СЧ21-40.

На шлицевом приемном валу установлены шестерня постоянного зацепления, передающая вращение промежуточному валу, и разбрызгиватель, взаимное расположение которых ограничено распорными втулками.

На шпонках промежуточного вала собраны шестерни соответствующих скоростей. На выводном валу смонтированы шестерни постоянного зацепления 8, 10, 13 и две муфты 7 для переключения скоростей. Все зубчатые колеса передач — цилиндрические с косым зубом.

Включение передач производится перемещением соответствующей муфты посредством вилок переключения 6 и 11, собранных на валиках переключения и удерживающихся от осевых перемещений вдоль валиков стопорными винтами 9.

На одном конце валиков переключения имеются канавки под запорное устройство (блокировку), на другом — под фиксаторы 12. Запорное устройство состоит из двух шариков, заложенных в направлении перпендикулярном оси валиков. При перемещении одного из валиков переключения шарики выходят на его цилиндрическую поверхность и входят в канавку второго валика, который запирается в нейтральном положении, чем исключается одновременное включение двух передач.

Фиксирующий механизм служит для фиксации установленного положения блоков зубчатых колес (нейтрального и включенного). Фиксирующий механизм состоит из шариков и пружин фиксаторов.

Натяжение пружин фиксаторов регулируется резьбовыми пробками.

Смазка зубчатых колес и подшипников осуществляется разбрызгиванием из общей масляной ванны, уровень которой в камере коробки контролируется с помощью специального клапана.

Цепная передача (рис. 53) передает вращение трансмиссионному валу насоса. Привод насоса 1НП-160 осуществляется через цепную передачу, передаточное отношение которой

$$i = 1,285.$$

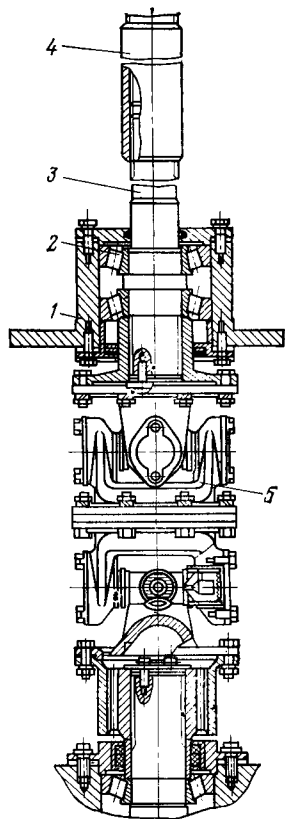


Рис. 51. Узел отбора мощности агрегата Азия-маш-32М

Цепь — трехрядная. Для натяжения цепи предназначено специальное натяжное устройство 2, легко регулируемое с платформы агрегата. Ведущее цепное колесо 1 посажено на консоль вторичного (выводного) вала коробки передач 4КП, ведомое цепное колесо 3 — на консоль трансмиссионного вала насоса.

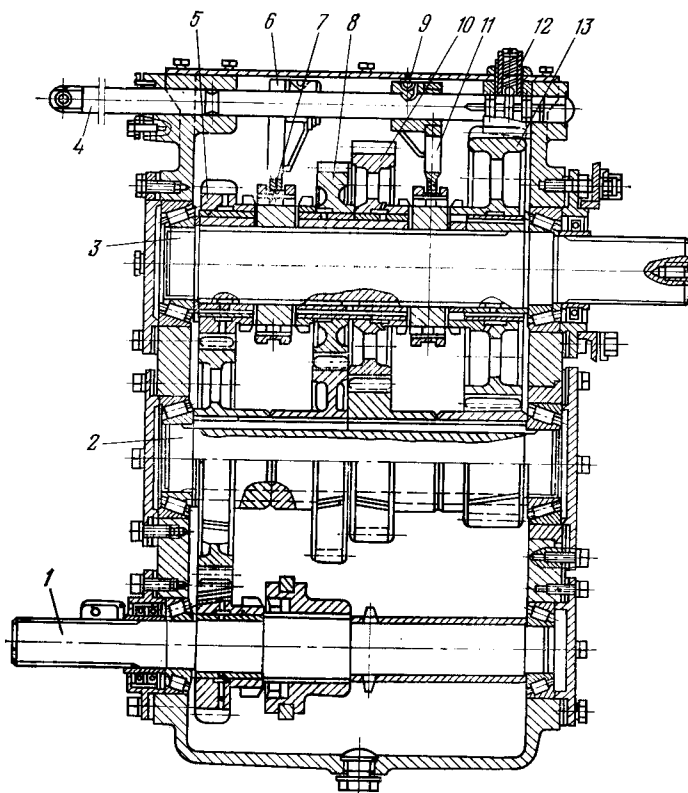


Рис. 52. Коробка передач агрегата Азинмаш-32М:

1 — приемный вал; 2 — промежуточный вал; 3 — выводной вал; 4 — валик переключения передач; 5, 8, 10, 13 — шестерни; 6, 11 — вилки переключения; 7 — муфта; 9 — стопорный винт; 12 — фиксатор

Смазка элементов цепной передачи осуществляется из ванны, уровень масла в которой контролируется с помощью специального клапана. А для заливки масла служит горловина сапуна.

В случае необходимости герметичный кожух передачи легко разъединяется.

Насос ИНП-160 (рис. 54) — трехплунжерный, горизонтальный, одинарного действия. Клапанная коробка насоса, сварная, литая, крепится к станине 10 двадцатью шпильками 1М-24 и центрируется специальными кольцами. Доступ к клапанам тарельчатого

типа предусмотрен через клапанные и цилиндрические крышки, которые уплотняются резиновыми кольцами.

Плунжеры насоса направляются грундбуксами и уплотняются манжетами, помещающимися в цилиндрах, приваренных к литой части клапанной коробки.

Поверхность плунжера хромирована. Диапазон давлений от 4 до 16 МПа, принятый для агрегата Азинмаш-32М, обеспечивается при одном размере плунжера (без его смены). Связь плунжера с крейцкопфом осуществляется посредством штока с шаровой головкой. Шток уплотняется в станине резиновым сальником, который подтягивается нажимной гайкой. Крейцкопфы стальные, с рабочими поверхностями, обработанными токами высокой частоты.

Сменные чугунные накладки крепятся к станине насоса.

Каждый крейцкопф соединен с малой головкой шатуна, в которую запрессован игольчатый подшипник, посредством цилиндрического пальца, стопорящегося пружинными кольцами.

Шатуны — литые, стальные, таврового сечения. Мотылевые головки их смонтированы на коренном валу на радиальных роликоподшипниках с короткими цилиндрическими роликами. Коренной вал представляет собой двухпорный полый вал в сборе с двумя зубчатыми колесами ($z=81$), отлитыми заодно с эксцентриками.

Трансмиссионный вал насоса выполнен заодно с ведущими шестернями ($z=18$) и установлен на двух радиальных роликоподшипниках в нижней части станины.

Станина насоса — сварная, со съёмными верхними параллелями. Плоскость пояса для присоединения крышки станины расположена выше оси коренного вала.

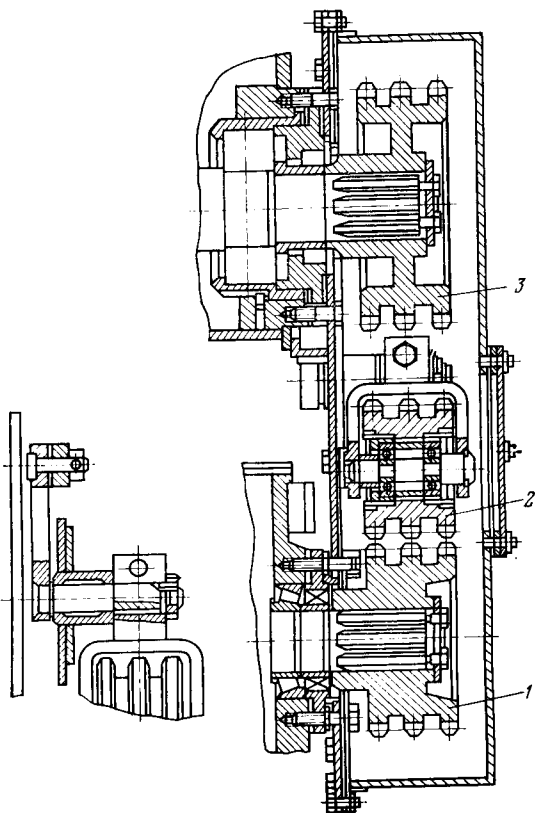


Рис. 53. Цепная передача агрегата Азинмаш-32М:

1 — цепное ведущее колесо; 2 — натяжное устройство; 3 — цепное ведомое колесо

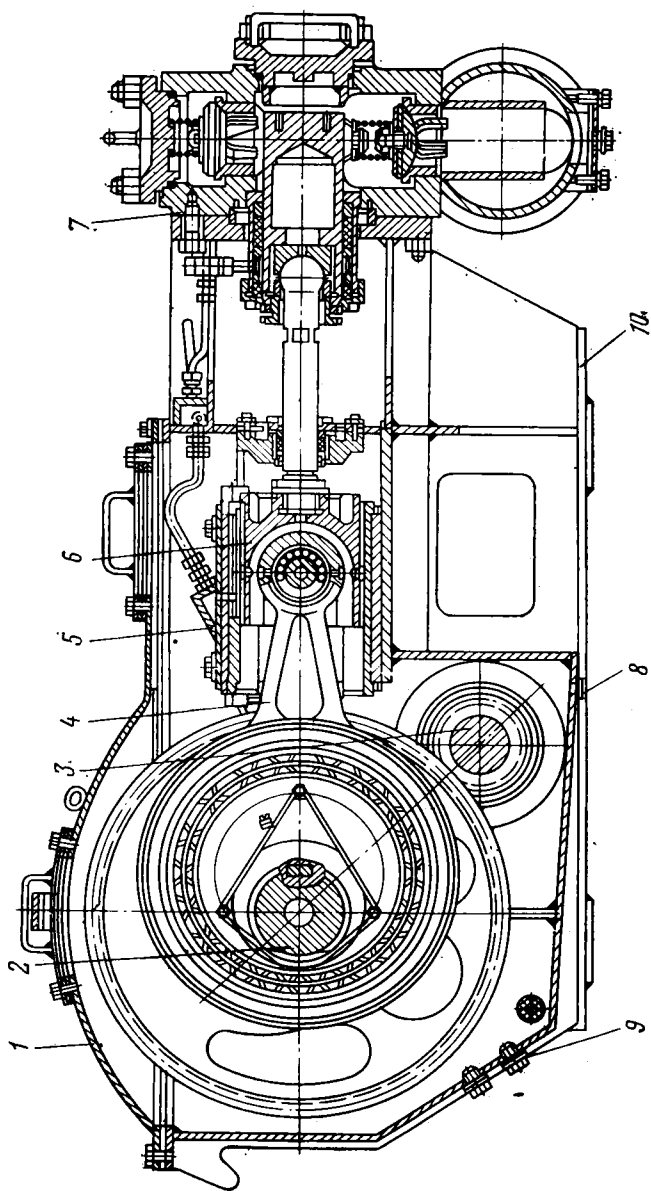


Рис. 54. Насос промывочный ИП-160:

1 — крышка насоса; 2 — коленчатый вал; 3 — трансмиссионный вал; 4 — шатун; 5 — система смазки; 6 — шатуно-крейцкопфная группа; 7 — гидравлическая часть; 8 — пробка; 9 — клапан контроля уровня масла; 10 — станция

Смазка опор коренного вала, пальцев кривокопфов, поверхности накладок и плунжеров — принудительная от шестеренчатого насоса. Шестеренчатый насос получает вращение от трансмиссионного вала и расположен на его крышке.

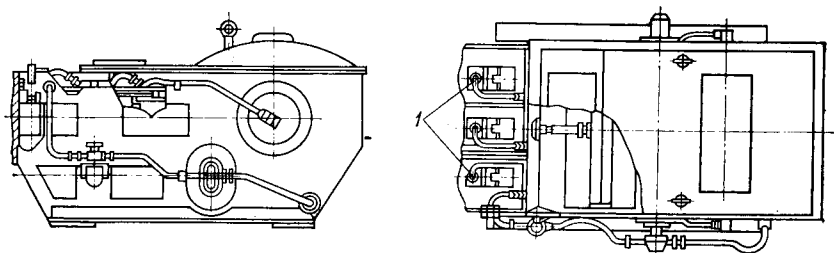


Рис. 55. Маслопроводы насоса 1NP-160 агрегата Азинмаш-32М

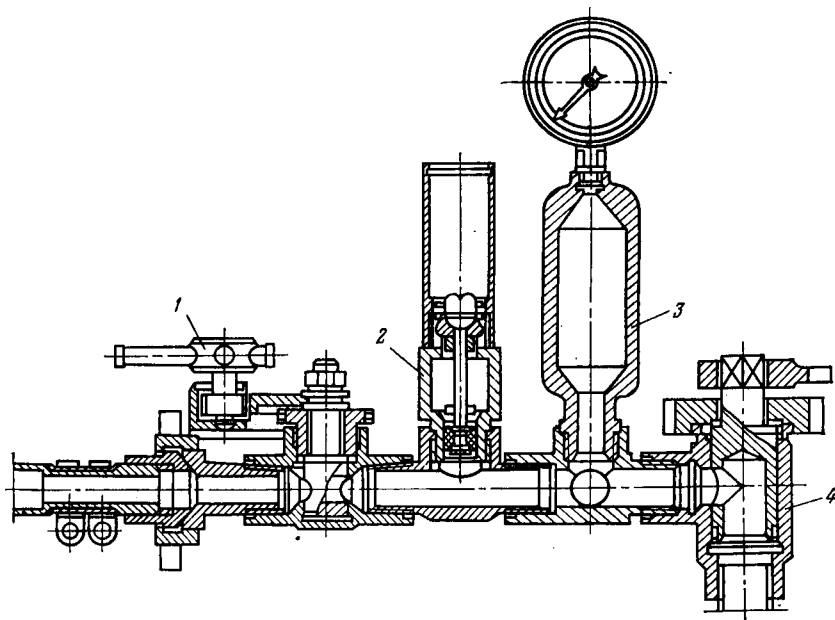


Рис. 56. Манифольд насоса 1NP-160 агрегата Азинмаш-32М:

1 — контрольный кран; 2 — предохранительный клапан; 3 — воздушный колпак; 4 — пробковый кран

На маслопроводах 1 (рис. 55) к каждому плунжеру поставлены обратные клапаны, предотвращающие прорыв нагнетаемой жидкости в картер насоса. В корпус обратного клапана ввинчивается игла для регулировки подачи смазки к плунжерам.

Минимальный и максимальный уровни масляной ванны в картере насоса контролируются с помощью специальных клапанов.

Приемный коллектор приварен к нижней плоскости клапанной коробки и одновременно служит воздушным колпаком.

Гидравлическая часть насоса накрыта специальным, легкооткидываемым ограждением.

Агрегат снабжен приемным и напорными манифольдами. Приемный рукав из прорезиненной ткани соединен с приемным коллектором насоса и транспортируется на агрегате. Напорная линия комплектуется рабочим угловым пробковым краном 4

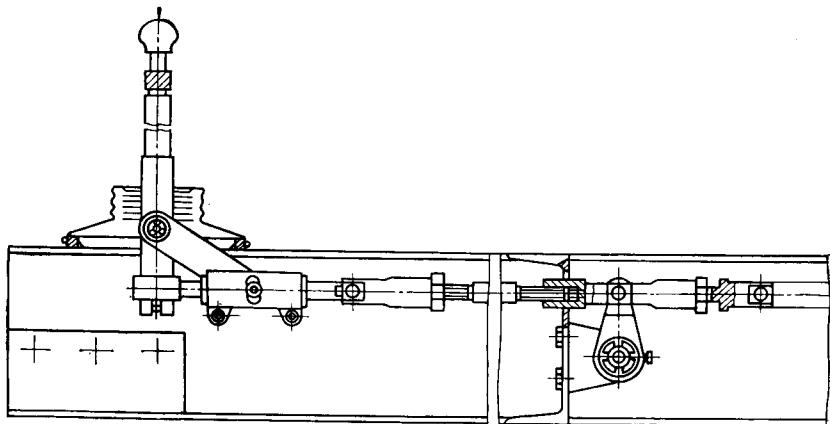


Рис. 57. Управление коробки передач агрегата Азинмаш-32М

(рис. 56) высокого давления и контрольным краном 1 с сектором. Частью напорной линии являются воздушный колпак 3 с манометром и предохранительный клапан 2 гвоздевого типа.

Для соединения напорной линии с головкой на устье скважины агрегат оборудуется гибким металлическим шлангом.

Управление коробкой передач (рис. 57) осуществляется с поста, расположенного в кабине трактора. На посту находятся рычаги управления трактором, рычаг управления переключением скоростей коробки передач 4КП и манометр давления масла в масляной системе насоса 1НП-160.

Манометр дистанционного типа связан с насосом трубкой диаметром 10 мм, за которой необходимо тщательно следить. В кабине имеется схема переключения рычага управления.

Техническая характеристика агрегата Азинмаш-32М

Мощность двигателя Д-108, кВт	80
Частота вращения вала, об/мин	1070
Передаточные числа коробки передач 4КП:	
I передача	3,71
II передача	2,54
III передача	1,67
IV передача	1,1
Модуль зубчатой цилиндрической передачи с косым зубом	$m=7$

Угол наклона зуба	$\beta=10^{\circ}55'$
опора валов	Конические ролико- подшипники
заправочная вместимость ванны, л	30
Цепная передача:	
цепь	Трехрядная, вту- лочко-роликовая
передаточное число	1,285
вместимость ванны, л	3
Ход плунжера насоса 1НП-160, мм	130
Диаметр плунжера, мм	130
Наибольшее число двойных ходов в минуту	168
Максимальное рабочее давление, МПа	16
Модуль зубчатой цилиндрической передачи с косым зубом	$m=7$
Угол наклона зуба	$\beta=30^{\circ}$
Передаточное число	4,5
Заправочная вместимость ванны, л	70
Диаметр нагнетательной линии манифольда, мм	50
Диаметр приемного трубопровода, мм	100
Габариты агрегата, мм:	
длина	5250
ширина	2400
высота	2920
Масса агрегата, кг	15 100

Таблица 29

Производительность и давления, развиваемые агрегатом
($n_{дв}=850$ об/мин, $N_{дв}=80$ кВт, к. п. д. агрегата $\eta=0,75$)

Включенная скорость	Число двой- ных ходов в минуту	Производи- тельность, л/с	Давление, МПа
I	37,7	3,16	16,0
II	58,0	4,61	10,9
III	88,2	7,01	7,18
IV	134,0	10,15	4,33

Промывочный агрегат Азинмаш-35А

Агрегат монтируется на двухосном грузовом автомобиле ЗИЛ-130 и состоит из насоса 2НП-160, трансмиссии, замерного бака, манифольда, вспомогательного трубопровода и дистанционного управления (рис. 58).

Насос 2НП-160 — трехплунжерный горизонтальный одинарного действия; расположен он на автомашине между кабиной и задним мостом (рис. 59).

Весь диапазон давлений, принятый для агрегата, обеспечивается плунжером одного размера.

Привод насоса осуществляется тяговым двигателем автомобиля через коробку отбора мощности (рис. 60).

Коробка отбора мощности трехвальная односкоростная; ее зубчатые колеса выполнены цилиндрическими, с косым зубом.

Приемный вал коробки отбора мощности приводится во вращение промежуточным карданным валом автомобиля, связанным другим концом со вторичным валом коробки передач.

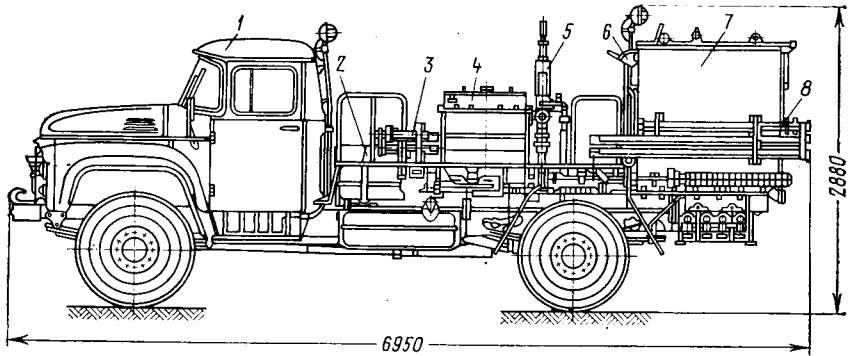


Рис. 58. Агрегат Азинмаш-35А:

1 — автомобиль; 2 — коробка отбора мощности; 3 — карданный вал насоса; 4 — насос; 5 — манифольд; 6 — управление подачи топлива; 7 — измерный бак; 8 — вспомогательный трубопровод

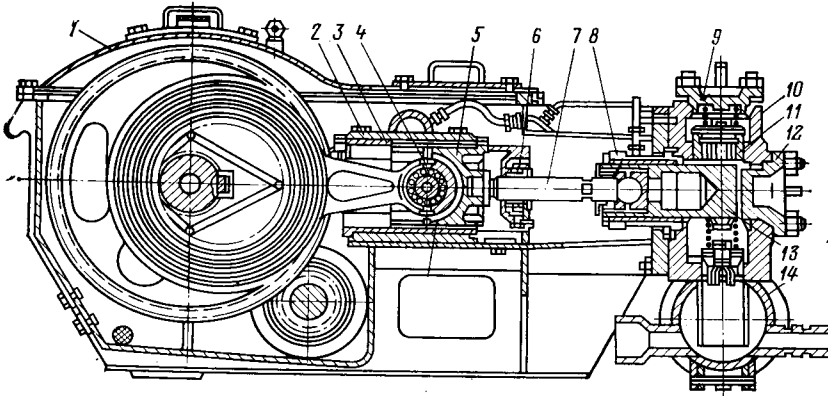


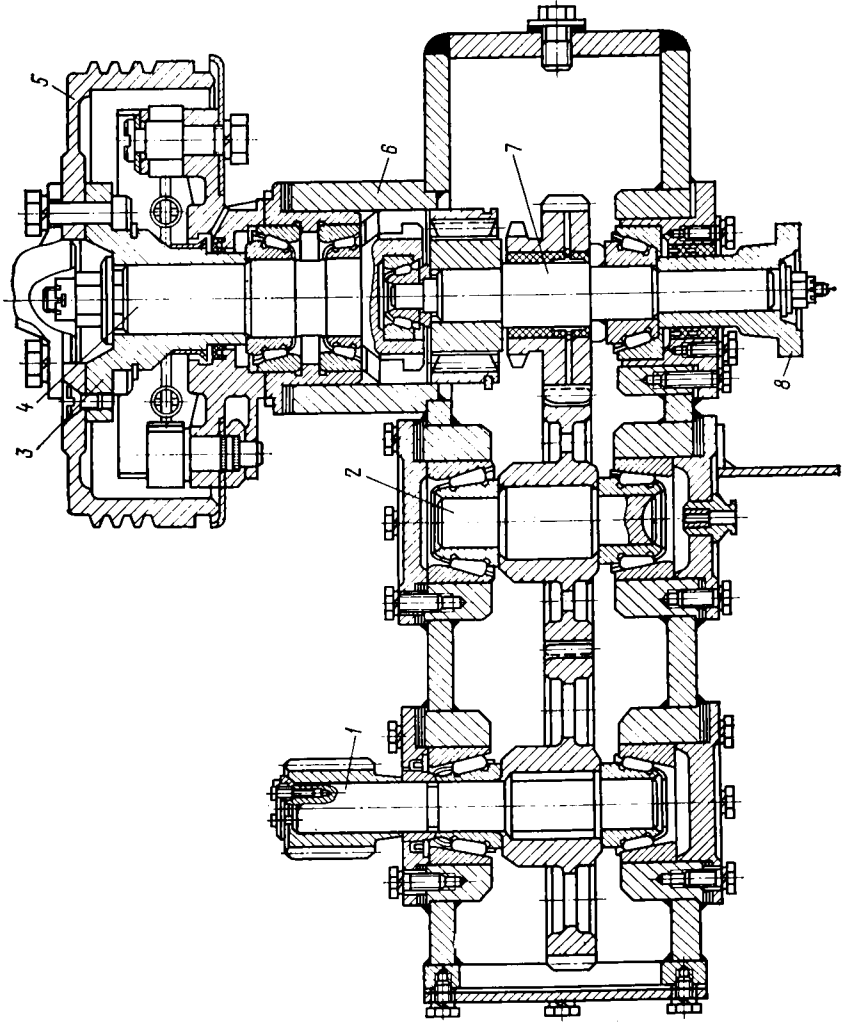
Рис. 59. Насос 2НП-160:

1 — крышка насоса; 2 — параллель верхняя; 3 — направляющая; 4 — подшипник игольчатый; 5 — крейцкопф; 6 — уплотнение сальниковое; 7 — шток; 8 — корпус цилиндра; 9 — крышка клапанная; 10 — коробка клапана; 11 — клапан в сборе; 12 — крышка цилиндра; 13 — плунжер; 14 — коллектор приемный

Передача вращения от выводного вала коробки отбора мощности трансмиссионному валу насоса осуществляется карданными сочленениями (рис. 61).

Управление механизмом переключения так же, как и агрегатом в целом, предусмотрено из кабины автомобиля, а также с поста управления на платформе агрегата.

Рис. 60. Коробка отбора мощности агрегата Аэинмаш-35А:
 1 — вал выводной; 2 — вал промежуточный; 3 — фланец в сборе;
 4 — хвостовик; 5 — тормозной барабан; 6 — корпус; 7 — вал приемный; 8 — фланец



На посту сосредоточены: педаль выключения фрикционной муфты двигателя, рычаг управления подачей топлива, рычаг управления коробкой передач автомобиля.

Пост управления оборудован щитком с тахометром, термометром для воды двигателя и манометром для системы смазки насоса.

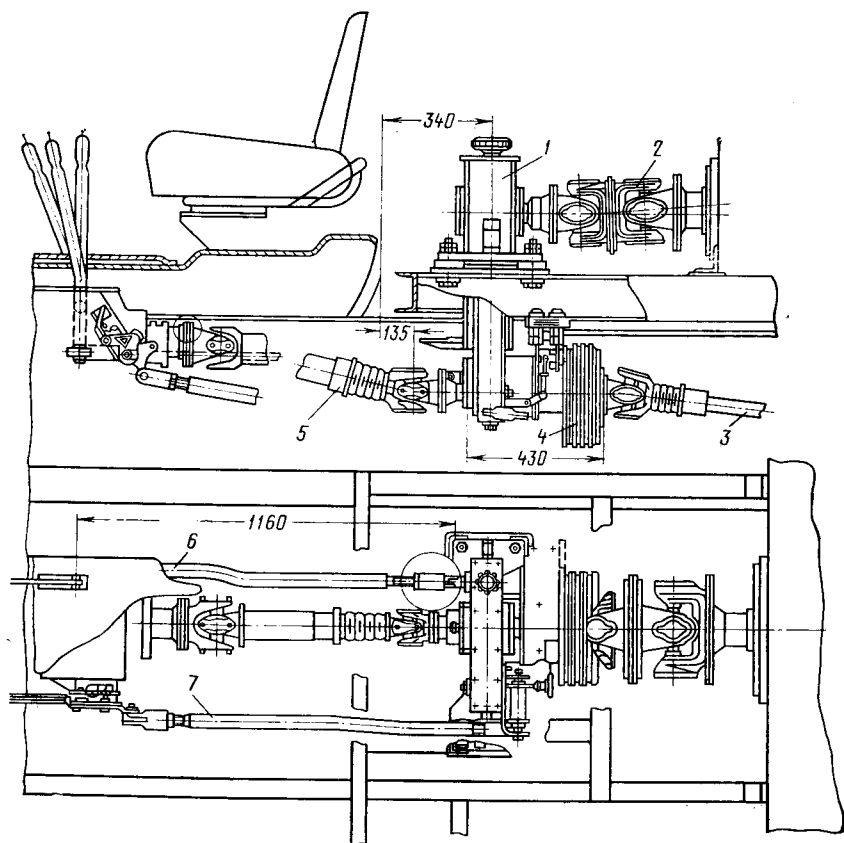


Рис. 61. Трансмиссия агрегата Азинмаш-35А:

1 — коробка отбора мощности; 2 — карданный вал насоса; 3 — карданный вал заднего моста; 4 — тормозной барабан; 5 — карданный промежуточный вал; 6 — тяга скоростей; 7 — тяга тормоза

Для расширения области применения агрегат снабжен замерным баком сварной конструкции, оборудованным донными клапанами и наливными кранами.

Манифольд агрегата состоит из приемной и нагнетательной линий. Приемная линия может принимать жидкость как из замерного бака, так и со стороны (рис. 62).

Нагнетательная линия комплектуется угловым рабочим пробковым краном, контрольным краном с сектором, воздушным

колпаком с манометром и предохранительным клапаном гвоздевого типа.

Для соединения выкида с напорной линией, идущей к устью скважины, агрегату придан вспомогательный трубопровод.

Соединение труб осуществляется посредством гибких металлических сочленений.

Монтажная рама и настил представляют собой цельносварную конструкцию.

Для удобства обслуживания насоса перед его гидравлической частью имеется откидывающаяся площадка.

Для освещения оборудования используются две фары.

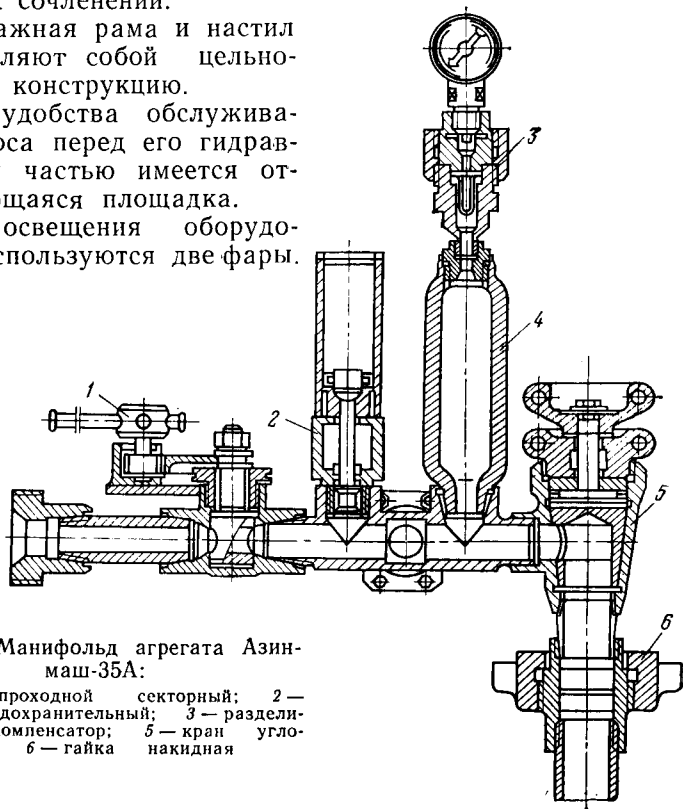


Рис. 62. Манifold агрегата Азинмаш-35А:

1 — кран проходной секторный; 2 — клапан предохранительный; 3 — разделитель; 4 — компенсатор; 5 — кран угловой; 6 — гайка накидная

Промывочный агрегат с замерным баком выпускается под шифром Азинмаш-35Б.

Техническая характеристика Азинмаш-35 А

Максимальная производительность, л/с	17,75
Рабочее давление, МПа	16,0
Максимально допустимое давление, МПа	20,0
Диаметр плунжера насоса 2НП-160, мм	130
Ход плунжера, мм	130
Наибольшее число двойных ходов в минуту	206
Модуль зубчатой передачи, мм	$m=7$
Угол наклона зуба	$\beta=30^\circ$
Передаточное отношение	$i=81/18=4,5$
Мощность двигателя автомобиля ЗИЛ-130 при 3200 об/мин, кВт	110

Наибольшая частота вращения вала двигателя при передаче вращения насосу, об/мин	2500
Модуль косоугой шестерни в односкоростной коробке отбора мощности, мм	$m=6$
Угол наклона зубьев	$\beta=12^\circ$
Передаточное число	$i=2,7$
Диаметр нагнетательной линии манифольда агрегата, мм .	50
Диаметр приемного трубопровода, мм	100
Число труб вспомогательного трубопровода	6
Общая длина вспомогательного трубопровода, м	18,2
Условный проход приемного шланга, мм	100
Вместимость замерного бака, м ³	3
Габариты агрегата, мм:	
длина	6950
ширина	260
высота	2680

Таблица 30

Производительность и давление, развиваемые агрегатом при 2500 об/мин вала двигателя

Передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Производительность (теоретическая), л/с	Давление, МПа
II	50,2	4,32	Максимальное — 20, рабочее—16
III	89,5	7,73	
IV	140	12,05	
V	206	17,75	

Промышленная установка УН1А-100/200 (УНБ1-100×200)

Установка УН1А-100×200 (УНБ1-100×200) монтируется на шасси автомобиля ЗИЛ-130. Установка состоит из насоса НП-100, трансмиссии, мерного бака, манифольда, вспомогательного трубопровода и дистанционного управления.

Привод трехплунжерного горизонтального насоса осуществляется от тягового двигателя через коробку отбора мощности. Управление двигателем и трансмиссией осуществляется из кабины монтажной базы, а также с поста мерного бака.

Техническая характеристика агрегата УН1А-100/200

Номинальная мощность карбюраторного двигателя ЗИЛ-130 при 3200 об/мин, кВт	110
Фактическая полезная мощность, кВт	83
Максимальное давление, МПа	20,0
Наибольшая подача, дм ³ /с	15,8
Диаметр плунжера, мм	125
Длина хода плунжера, мм	125
Наибольшее число двойных ходов в 1 мин	206
Передаточное отношение зубчатой пары	4,5
Передаточное число односкоростной коробки отбора мощности .	1,7
Условный проход трубопроводов манифольда, мм:	
всасывающего	100
нагнетательного	50

Вспомогательный трубопровод:	
условный диаметр проходного отверстия, мм	50
общая длина, м	18,2
Вместимость мерного бака, м ³	3,0
Наибольшая скорость передвижения на прямолинейном участке ровного шоссе, км/ч	90
Габаритные размеры, мм:	
длина	6950
ширина	2500
высота	2580
Масса установки, кг:	
полная	7350
комплекта	7620

Установка промывочная УН1Т-100×200

Установка промывочная УН1Т-100×200 (рис. 63) отличается от промывочного агрегата Азинмаш-32М тем, что она смонтирована на более мощном тракторе Т-130 и благодаря дополнитель-

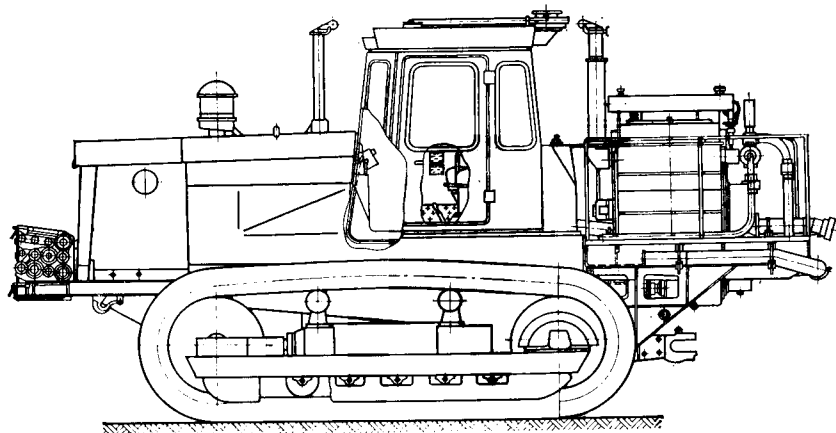


Рис. 63. Установка промывочная УН1Т-100×200

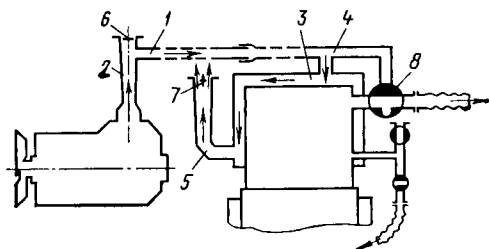


Рис. 64. Схема продувки и обогрева узлов и механизмов установки УН1Т-100×200

ному устройству для обогрева промывочного насоса (рис. 64) выхлопными газами тягового двигателя при работе насоса на холостом режиме может применяться также в холодной климатической зоне при низкой температуре окружающего воздуха.

Управление двигателем и трансмиссией — механическое дистанционное из кабины трактора. Трансмиссия состоит из коробки отбора мощности, карданного вала, коробки передач и цепного редуктора.

Техническая характеристика установки УН1Т-100×200

Номинальная мощность дизеля Д-130 при частоте вращения вала 1070 об/мин, кВт	102
Номинальная полезная мощность тягового двигателя трактора, кВт	82
Максимальное давление, МПа	20
Наибольшая подача, дм ³ /с	12,9
Диаметр плунжера насоса НП-100ХЛ, мм	125
Длина хода плунжера, мм	125
Наибольшее число двойных ходов плунжера в 1 мин	168
Передаточное отношение зубчатой пары	4,5

Скорость коробки передач установки*	Число двойных ходов плунжера в минуту	Давление, МПа	Подача, дм ³ /с
I	49,8	20,0	3,8
II	72,8	17,1	5,6
III	110,0	11,3	8,4
IV	168,0	7,4	12,9

* Отбираемая мощность двигателя 102 кВт; частота вращения его вала 1070 об/мин; общий к. п. д. установки 0,8.

Передаточные числа четырехскоростной коробки передач КП-4-90	3,71; 2,54; 1,67; 1,10
Передаточное число цепного редуктора	1,285
Условный диаметр трубопроводов манифольда, мм: всасывающего	100
нагнетательного	50
Условный диаметр вспомогательного трубопровода, мм	50
Общая длина трубопровода, м	25
Число шарнирных колен, шт.	4
Наибольшая скорость передвижения на прямолинейном участке ровного шоссе, км/ч	10,45
Дорожный просвет, мм	322
Удельное давление на грунт, МПа	0,075
Наибольший угол подъема, градус	25
Допускаемый боковой крен, градус	40
Угол въезда, градус: передний	35
задний	28
Габаритные размеры, мм: длина	5850
ширина	2500
высота	3087
Масса установки в собранном виде, кг	17 150

Предохранительный клапан КПМ32×400

В целях улучшения защиты насосов промывочных агрегатов и связанного с ними оборудования от перегрузки при повышении давления сверх заданного, а также для экстренного снижения давления в аварийных ситуациях применяется предохранительный клапан КПМ32×400 (рис. 65) вместо традиционного гвоздевого предохранительного клапана.

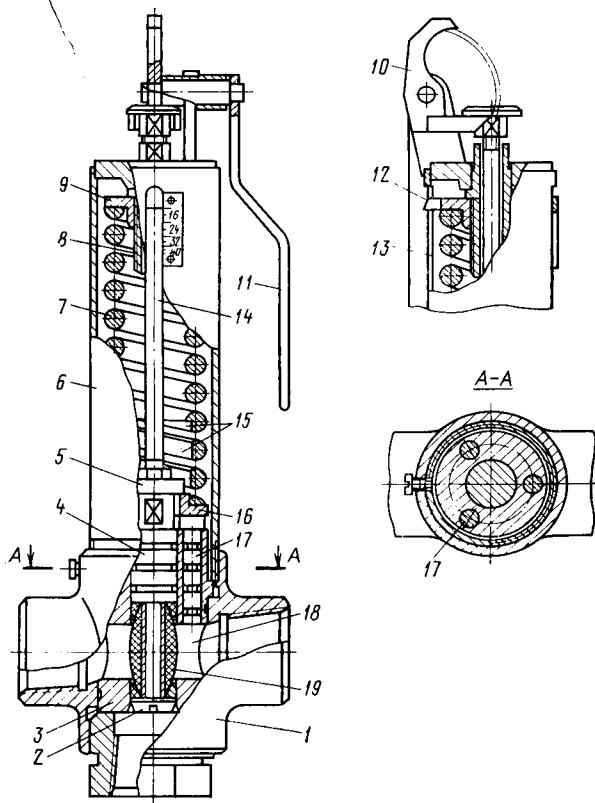


Рис. 65. Предохранительный клапан КПМ32×400:

1 — корпус; 2 — винт; 3 — седло; 4 — поршневой затвор; 5 — головка; 6 — стакан; 7 — задающая пружина; 8 — регулировочный винт; 9, 16 — тарелки; 10 — С-образная скоба; 11 — рычаг; 12 — выступ; 13 — пазы; 14 — стержень; 15 — бурт; 17 — набор плунжеров; 18 — камера; 19 — манжета

Принцип работы предохранительного клапана КПМ32×400 заключается в том, что при давлении среды, превышающем установленное, плунжеры 17, поднимаясь, сжимают пружину 7 и одновременно выталкивают поршневой затвор 4 из седла 3, полностью открывая проходное сечение клапана. После снижения давления

затвор возвращается в исходное положение вручную при помощи рычага 11.

Техническая характеристика клапана КПМ32×400

Рабочее давление при автоматическом срабатывании, МПа:	
минимальное	12
максимальное	40
Рабочее давление при ручном срабатывании, МПа:	
минимальное	0,5
максимальное	40
Условный диаметр проходного отверстия, мм	32
Наибольший расход при скорости жидкости в седле 30 м/с, дм ³ /с	23
Габаритные размеры, мм:	
длина	190
ширина	105
высота	550
Масса, кг	18

Использование промывочных агрегатов при различных нефтепромысловых работах

Промывочные агрегаты помимо своего основного назначения используются для различных технологических процессов (табл. 31).

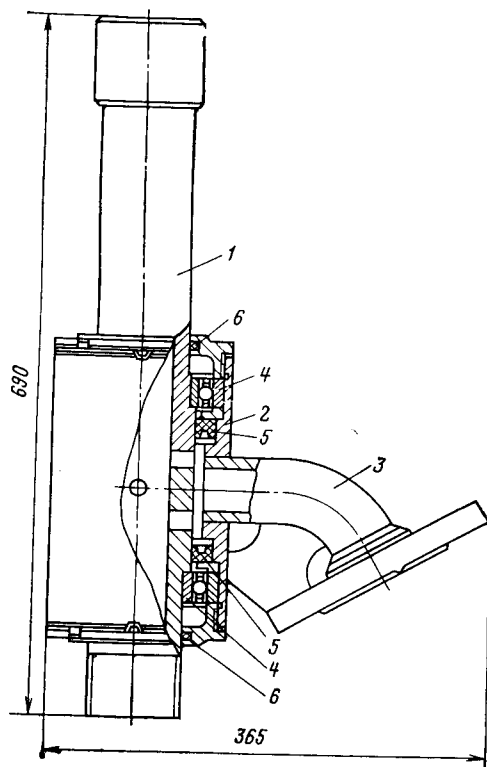


Рис. 66. Вертлюг 4ВП-50 (ВП-50×100)

Промывочные вертлюги

Промывочные вертлюги применяют при прямой промывке скважин. Наиболее широко на промыслах используют промывочные вертлюги ВП-50×100 и ВП-80×200.

Вертлюг ВП-50×100 (4ВП-50) (рис. 66) состоит из ствола 1 и корпуса 2 с отводом 3 под промывочный шланг. В корпусе вертлюга установлены два радиальных шарикоподшипника 4, обеспечивающие свободное вращение ствола. Внутренняя полость корпуса в верхней и нижней частях герметизируется самоуплотняющимися манжетами 5, а от пыли и грязи — войлочными уплотнениями 6. Промывочные трубы присоединяются к нижнему концу ствола.

Наименование технологического процесса	Работы, выполняемые агрегатами Азинмаш 35А, Азинмаш 32М и УНИТ=100×200
Депарафинизация	
скважин	Закачка теплоносителя
выкидных линий	Закачка теплоносителя
Ликвидация гидратных пробок в скважинах и трубопроводах	Закачка ингибиторов гидратобразования
Обезвоживание и обессоливание нефти	Откачка нефти из амбаров и колодцев
Подготовка газа	Откачка конденсата из конденсатосборников
Очистка теплообменников и приемных коллекторов	Закачка промывочной жидкости
Увеличение производительности скважин (воздействие на призабойную зону)	Испытание скважины на приемистость до начала работ по воздействию
Глушение скважин до начала текущего и капитального ремонта	Закачка жидкости глушения
Устранение отложений солей на скважинном оборудовании и эксплуатационных трубах	Закачка обессоливающих растворов и воды
Устранение замазученности территории и оборудования после ремонта	Откачка нефти и воды
Ремонт и очистка сепараторов и резервуаров	Промывка сепараторов и резервуаров
Ремонт технологического оборудования (обвязок нефтесборных пунктов, установок по подготовке нефти, газа, воды, объектов ППД и пароводоснабжения)	Опрессовка оборудования, обвязок, трубопроводов
Ремонт котлов	Промывка котлов после ремонта
Освоение скважин после ремонта	Замена жидкости в скважине
Ремонт трубопроводов	Опрессовка трубопроводов после ремонта

Трубный элеватор закрепляется на стволе под колпаком, навинченным на верхнюю часть ствола. При работе корпус вертлюга находится под нагрузкой только от веса промывочного шланга, а вся нагрузка, обусловленная весом промывочных труб, передается на ствол вертлюга.

Промывочные вертлюги изготавливают с фланцевым или резьбовым отводом.

Вертлюг ВП-80×200 конструктивно сходен с вертлюгом ВП-50×100 и отличается от него размерами, грузоподъемностью, а также быстросборным соединением шланга с отводом.

Техническая характеристика вертлюгов

	ВП-50×100	ВП-80×200
Грузоподъемность, т	50	80
Давление, МПа:		
рабочее	10	20
пробное	15	30
Диаметр проходного отверстия ствола, мм	50	75
Диаметр насосно-компрессорных труб, мм	73	114
Габаритные размеры, мм:		
длина	365	410
ширина	195	115
высота	600	880
Масса, кг	40	90

Автоцистерны

Для транспортирования технологической жидкости к скважинам и проведения промывочно-продавочных работ используются различные автоцистерны, отличающиеся в основном объемом цистерн и монтажной базой.

Автоцистерна ППЦ-23-5524П

Автоцистерна ППЦ-23-5524П наиболее емкая из автоцистерн, применяемых при транспортировании жидкости для гидроразрыва и других, технологических жидкостей.

Цистерна, насосный блок с трансмиссией, манифольд, самовсасывающая система, система выхлопа и другое, вспомогательное оборудование смонтированы на автомобиле-тягаче КрАЗ-258 и полуприцепе ЧМЗАП-5524П.

Автоцистерна ППЦ-23-5524П предназначена для транспортирования неагрессивных жидкостей к нефтяным и газовым скважинам и подачи их на прием насосных установок при проведении гидроразрыва пластов, гидропескоструйной перфорации, кислотной и углекислотной обработок призабойной зоны.

Автоцистерна ППЦ-23-5524П рассчитана на следующие операции:

наполнение своей цистерны жидкостью из посторонней емкости с уровнем жидкости не ниже уровня земли;

подачу жидкости (с замером ее количества) из своей цистерны на прием насоса высокого давления насосной установки; подачу жидкости из посторонней емкости, минуя свою цистерну.

Привод насосного блока осуществляется от тягового двигателя автотягача через коробку отбора мощности, установленную на раздаточной коробке автомобиля, карданный вал и редуктор.

Управление коробкой отбора мощности осуществляется из кабины автомобиля.

Автоцистерна предназначена для эксплуатации в умеренной климатической зоне в интервале температур $+40 \div -40^{\circ}\text{C}$.

Техническая характеристика автоцистерны ППЦ-23-5524П

Вместимость цистерны, м ³	23
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, т	20
Наибольшая подача центробежного насоса с самовсасывающим устройством, л/с	37,5
Наибольший напор, МПа	0,98
Частота вращения вала насоса, об/мин	2900
Условный диаметр трубопровода манифольда, мм:	
приемного	100
напорного	50
Габаритные размеры, мм:	
длина	14 500
ширина	2630
высота	3400
Масса автоцистерны (с автомобилем), кг:	
в снаряженном состоянии	18 950
полная	38 950

Автоцистерна АЦН-11-257

Оборудование автоцистерны смонтировано на шасси автомобиля КраЗ-257 (рис. 67).

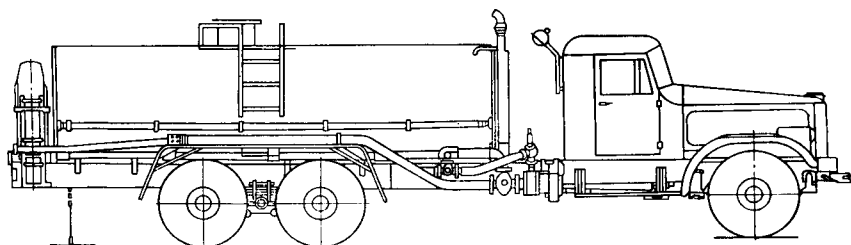


Рис. 67. Автоцистерна АЦН-11-257

Цистерна представляет собой сварную емкость, поперечное сечение которой имеет форму эллипса.

Привод механизмов осуществляется от тягового двигателя через коробку передач автомобиля и трансмиссию автоцистерны.

Трансмиссия автоцистерны включает коробку отбора мощности, карданный вал и насосный блок.

Коробка отбора мощности присоединяется к валу отбора мощности коробки передач автомобиля. На выходном конце вала коробки отбора мощности смонтирована предохранительная муфта.

Включение коробки отбора мощности производится сжатым воздухом от пневмосистемы автомобиля.

В насосный блок входят одноступенчатый редуктор в паразитной шестерней на промежуточном валу и центробежный насос 4НКЭ-5×1, представляющие собой единое целое.

К корпусу редуктора крепится насос, рабочее колесо которого насажено на ведомый вал редуктора.

Частота вращения вала насоса контролируется тахометром, датчик которого связан с ведомым валом редуктора, а показывающий прибор выведен в кабину водителя.

Манифольд автоцистерны состоит из обратного клапана, трехходовых кранов, напорных шлангов, мановакуумметра и всасывающего шланга.

Подогрев жидкости осуществляется от постороннего источника тепла через трубопровод в цистерне.

Техническая характеристика автоцистерны АЦН-11-257.

Вместимость цистерны, м ³	11
Грузоподъемность цистерны, т	11
Подача насоса, дм ³ /с:	
при напоре 70 м	12,5
при напоре 48 м	21,0
Частота вращения вала насоса, не более, об/мин	3000
Время заполнения цистерны жидкостью, мин	9
Наибольшая мощность, потребляемая насосом, кВт	15
Условный диаметр всасывающей линии, мм	100
Условный диаметр напорной линии, мм	50
Высота всасывания, м вод. ст.	5
Время всасывания жидкости (заполнение насоса) при плотности $\gamma=1$ дм/см ³ с высоты 4 м, мин	до 2
Габаритные размеры, мм:	
длина	9600
ширина	2500
высота	2860
Масса автоцистерны с жидкостью, кг	22 600

Автоцистерна АЦН-7,5-5334

Автоцистерна АЦН-7, 5-5334 (рис. 68) смонтирована на грузовом трехосном автомобиле МАЗ-5334. Привод механизмов автоцистерны осуществляется от тягового двигателя автомобиля.

Центробежный насос 4НКЭ-5×1 для заполнения цистерны и откачки жидкости из нее выполнен в блоке с редуктором-ускорителем.

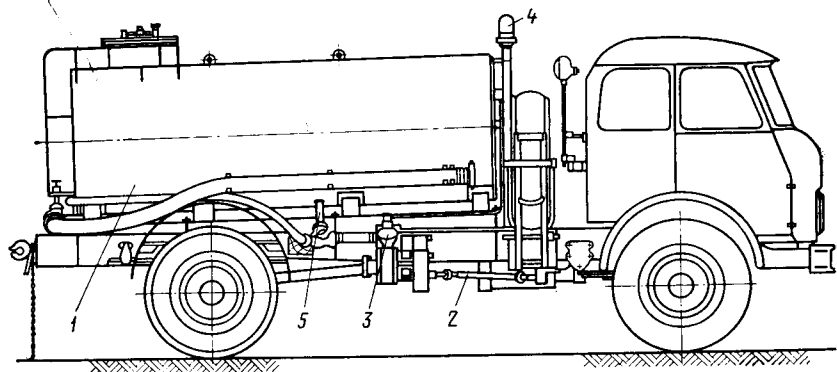


Рис. 68. Автоцистерна АЦН-7,5-5334:

1 — цистерна; 2 — трансмиссия; 3 — насосный блок; 4 — искрогаситель; 5 — манифольд

Техническая характеристика автоцистерны АЦН-7,5-5334

Вместимость цистерны, м ³	7,5
Подача насоса 4НКЭ-5×1, дм ³ /с:	
при напоре 70 м	12,5
при напоре 48 м	21,0
Частота вращения вала насоса, об/мин	3000
Время заполнения цистерны жидкостью, мин	6
Наибольшая мощность, потребляемая насосом, кВт	15
Условный диаметр всасывающей линии, мм	100
Условный диаметр напорной линии, мм	50
Высота всасывания, м	5
Габаритные размеры, мм;	
длина	6950
ширина	2500
высота	2870
Масса автоцистерны с жидкостью, кг	15 325

Автоцистерна ЦР-7АП

Автоцистерна ЦР-7АП смонтирована на автомобиле КраЗ-255Б1 высокой проходимости грузоподъемностью 7,5 т (рис. 69). Для закачки и отбора жидкости установлен центробежный насос 4НКЭ-5×1 в блоке с редуктором-ускорителем. Передача мощности от двигателя автомобиля к насосу осуществляется через одноступенчатую коробку отбора мощности, карданный вал и редуктор.

Техническая характеристика автоцистерны ЦР-7АП

Вместимость цистерны, м ³	7,5
Максимальное рабочее давление центробежного насоса, МПа	0,6
Давление предохранительного клапана МПа	0,2
Подача насоса, дм ³ /с:	
при напоре 70 м	12,5
при напоре 48 м	21,0
Частота вращения вала центробежного насоса, об/мин	3000
Время заполнения цистерны жидкостью, мин	6
Масса автоцистерны, заполненной жидкостью, кг	19 670

Для северных районов предназначается автоцистерна ЦР-7АПС, имеющая такую же техническую характеристику.

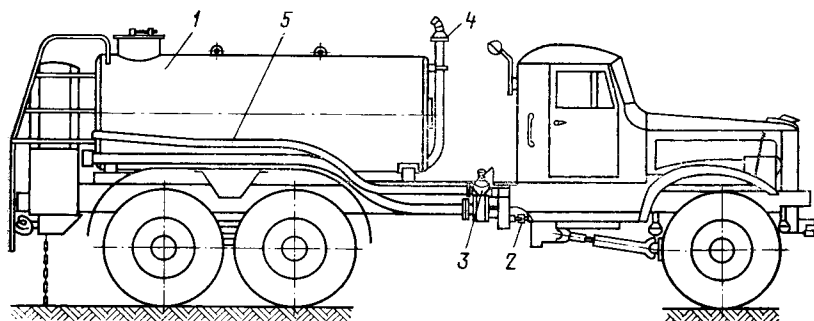


Рис. 69. Автоцистерна ЦР-7АП:

1 — цистерна; 2 — трансмиссия; 3 — насосный блок; 4 — искрогаситель; 5 — манифольд

Автопоезд с цистернами АП-15-5320/8350

Автопоезд с цистернами АП-15/5320/8350 (рис. 70) предназначен для транспортирования неагрессивных жидкостей и подачи их к насосным установкам с целью нагнетания в скважины при различных промывочно-продавочных работах.

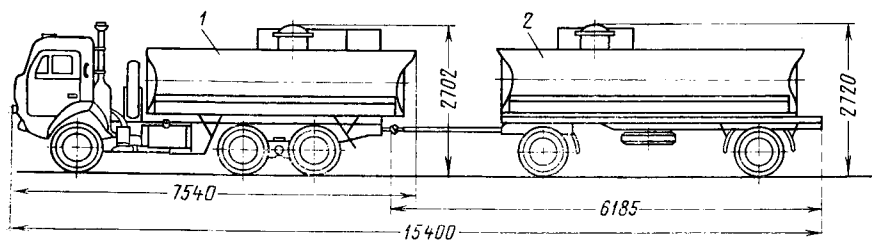


Рис. 70. Автопоезд с цистернами АП-15-5320/8350:

1 — автоцистерна; 2 — цистерна на прицепе

В состав автопоезда входят автоцистерна АЦ-7,5—5320, смонтированная на шасси автомобиля КамАЗ-5320, и прицеп-цистерна ЦП-7,5-8350, смонтированная на прицепе ГКБ-8350. Монтаж оборудования на автомобиле и прицепе произведен без изменения их тормозной системы, рулевого управления, ходовой части, световой сигнализации. Для заполнения цистерн жидкостью и отбора из нее на автоцистерне АЦ-7,5-5320 установлен автономный насосный блок, состоящий из центробежного насоса НЦС с приводом от двигателя внутреннего сгорания УД2.

Техническая характеристика автопоезда

Вместимость цистерн автопоезда при плотности жидкости 0,837 кг/м ³ , л:	
автоцистерны	7500
прицеп-цистерны	7500
Подача насоса НЦС при напоре 0,043 МПа, м ³ /с	0,017
Частота вращения насоса, об/мин	3000
Мощность двигателя УД2 для привода насоса, кВт	6
Время самовсасывания, мин	5
Время заполнения одной цистерны при максимальной подаче насоса, мин	Не более 15
Условный диаметр трубопроводов, мм	65
Напорный рукав Б-2-65-5 длиной 4 м, шт.	2
Всасывающий рукав Б-1-65-3 длиной 4 м, шт.	2
Габаритные размеры, мм:	

	Автопоезд	Автоцистерна	Прицеп-цистерна
длина	15 430	7540	8290
ширина	2500	2500	2500
высота	3000	3000	3000
Масса полная, кг	26 875	15 375	11 500

Автоцистерна АЦ-16П

Автоцистерна АЦ-16П состоит из автоцистерны АЦ-8-5320 и прицеп-цистерны ПЦ-8-8350. По своему составу и монтажной базе автоцистерна АЦ-16П не отличается от автопоезда АП-15/5320/8350. Различаются они типом и приводом центробежного насоса. Автоцистерна АЦ-16П имеет центробежный одноступенчатый насос ЗК-6 с приводом от тягового двигателя через коробку передач автомобиля, односкоростную коробку отбора мощности с цилиндрической зубчатой передачей и редуктор.

Техническая характеристика автоцистерны АЦ-16П

Вместимость цистерны, м ³ :		
на автомобиле	8	
на прицепе	8	
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, т:		
на автомобиле	6,7	
на прицепе	6,7	
Наибольший напор насоса, МПа	0,62	
Наибольшая подача, дм ³ /с	19,5	
Время всасывания, мин	до 2,0	
Частота вращения вала насоса, об/мин	2900	
Диаметр всасывающего трубопровода, мм	100	
Диаметр нагнетательного трубопровода, мм	50	
Габаритные размеры, мм:		
	Автоцистерна	Прицеп-цистерна
длина	7400	8290
ширина	2500	2500
высота	3160	3040
Масса полная, кг	8130	5025

Всасывающие рукава для промывочных агрегатов и автоцистерн

Неармированные резиновые рукава с текстильным каркасом и металлической спиралью применяются для всасывания и нагнетания топлива, масел на нефтяной основе и газов.

В зависимости от назначения рукава подразделяют на пять классов, а в зависимости от условий работы рукава всех классов делятся на всасывающие и напорно-всасывающие.

Промывочные агрегаты и автоцистерны комплектуются напорно-всасывающими рукавами класса Б для нефтяных сред или рукавами класса В для воды.

Основные размеры и параметры рукавов

Длина рукава, мм	4000	10000
Толщина резинового слоя, не менее, мм:		
внутреннего	1,5	2,0
промежуточного	0,9	1,5
Минимальный радиус изгиба, мм	300	500
Рабочее давление, МПа	0,3	1,0
Рабочий вакуум МПа	0,08	0,08
Масса 1 м рукава, кг:		
класса Б	2,6	6,0
класса В	1,9	4,5
Температура работоспособности рукавов в районах с климатом:		
умеренным	От -35	до +90° С
тропическим	От -10	до +90° С
холодным	От -50	до +90° С

Примеры условного обозначения рукавов класса Б, группы 2 с внутренним диаметром 50 мм, рабочим давлением 1 МПа для районов с климатом таковы:

умеренным	Б-2-50-10
холодным	Б-2-50-10ХЛ
тропическим	Б-2-60-10Т

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

В процессе эксплуатации оборудования изменяется работоспособность механизмов, обусловленная износом рабочих поверхностей деталей или их разрушением. Поэтому для предупреждения преждевременного выхода из строя оборудования, кроме технически правильной эксплуатации необходим своевременный его ремонт.

В нефтяной промышленности организация работ по уходу и ремонту оборудования строится в соответствии с положением о планово-предупредительном ремонте и рациональной эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Положение предусматривает техническое обслуживание оборудования, текущий и капитальный его ремонт.

Техническое обслуживание, необходимое для предупреждения износа деталей, предусматривает регулировочные работы, смазку, выявление дефектов и их устранение, а также замену дефектных узлов и деталей. Техническое обслуживание оборудования проводится по графику.

Текущий ремонт, проводимый в период эксплуатации оборудования, предусматривает частичную его разборку, ремонт или замену отдельных узлов или деталей, сборку, регулировку, смазку и испытание оборудования после ремонта. Текущий ремонт также проводится по графику.

Капитальный ремонт проводится в установленные сроки. Оборудование подвергается полной разборке, замене всех непригодных узлов и деталей, сборке, смазке, регулировке, окраске и испытанию под нагрузкой в соответствии с техническими условиями на ремонт. Капитальный ремонт обеспечивает полное восстановление оборудования.

Эксплуатация и ремонт промывочных агрегатов

Эксплуатация и ремонт промывочных агрегатов должны проводиться в соответствии с инструкциями и рекомендациями завода-изготовителя.

Агрегат Азинмаш-32М

Перед отправкой агрегата на скважину необходимо:

- проверить состояние трактора, заправить его горючим и смазкой в соответствии с инструкцией по уходу и эксплуатации;
- проверить по контрольным клапанам уровень масла в коробке передач, цепной передаче и картере насоса;
- зашприцевать в пресс-масленки промежуточного вала консистентную смазку;
- проверить фиксацию винта натяжного устройства цепной передачи;
- осмотреть и подкрепить все болтовые соединения: крепление рамы, коробки передач, зубчатых муфт промежуточного вала, насоса, цепной передачи;
- проверить исправность манометра на выкидной линии насоса;
- проверить наличие гвоздя в предохранительном клапане;
- проверить исправность клапана КПМ;
- обкаткой на малых оборотах двигателя без нагрузки проверить работу узлов агрегата.

При подготовке агрегата к пуску необходимо:

- установить агрегат с выходом напорной линии в сторону скважины;
- опустить приемный рукав насоса в емкость с нагнетаемой жидкостью;
- соединить нагнетательную линию гибким металлическим шлангом с обвязкой устья;

— подкрепить резьбовые соединения всех узлов агрегата;
— осмотреть все движущиеся части и убрать посторонние предметы;

— проверить положение рычагов управления коробкой передач агрегата и трактора, рычаги должны находиться в нейтральном положении;

— закрыть гидравлическую часть насоса ограждением и закрепить его защелкой;

— открыть секторный кран на контрольном трубопроводе насоса;

— удалить посторонних лиц от агрегата, предупредить о пуске обслуживающий персонал, после чего запустить двигатель;

— включить необходимую скорость в коробке передач;

— включить муфту сцепления трактора;

— после 2—3 мин холостой работы насоса открыть рабочий пробковый кран и закрыть секторный.

В начале эксплуатации агрегата необходимо тщательно следить за состоянием масла в картерах насоса, коробки передач и цепной передачи.

Если цвет масла изменился вследствие загрязнения (особенно металлической пылью), то масло следует сменить, предварительно промыв картер чистым керосином.

В процессе эксплуатации агрегата необходимо периодически наблюдать за состоянием рабочих поверхностей зубьев зубчатых колес насоса и коробки передач, особенно в первый период работы агрегата. Питтинги, образующиеся на рабочей поверхности зубьев, допустимы (около 20 %) и не могут служить причиной для прекращения работы.

Однако, если питтингообразование распространяется прогрессивно, вопрос о дальнейшей эксплуатации необходимо решить с заводом-изготовителем.

Уход за гидравлической частью насоса состоит в наблюдении за креплением цилиндрических и клапанных крышек, клапанной коробки к станине насоса, плунжера к штоку, за работой клапанов, состоянием уплотнений плунжеров и штоков, смазкой плунжеров. Если смазки нет или ее слишком много, следует регулировать ее иглой.

Через каждые 5 ч работы насоса нужно повернуть масляный три—четыре оборота.

Во время работы агрегата необходимо:

— наблюдать за показаниями манометра на выкиде насоса, наибольшее давление не должно превышать 16 МПа;

— следить за температурой подшипников узла отбора мощности, коробки передач и насоса; температура подшипников и других, трущихся деталей не должна превышать температуру окружающего воздуха более чем на 40 °С;

— следить за плотностью соединения приемной и нагнетательной линий.

Устранять все замеченные дефекты в работе механизмов можно только на неработающем агрегате. Перед его остановкой нужно промыть трубопроводы и гидравлическую часть насоса водой. Для остановки агрегата необходимо «сбросить» газ, выключить муфту сцепления трактора и установить рычаг переключения скоростей коробки передач в нейтральное положение.

При продолжительных остановках агрегата и в зимний период эксплуатации необходимо сливать жидкость из гидравлической части насоса при поднятых всасывающих клапанах через специальные отверстия.

По возвращении на базу агрегат необходимо тщательно осмотреть. Все обнаруженные неисправности следует устранить.

При профилактической проверке трактора нужно осмотреть также оборудование агрегата и устранить обнаруженные неисправности.

При длительном бездействии агрегата необходимо:

— слить воду из гидравлической части насоса и масло из картера;

— снять плунжеры с уплотняющим набором, смазать их консистентной смазкой, обернуть промасленной бумагой и хранить в специально отведенном месте;

— все рабочие поверхности горловин, штоков и клапанов насоса, а также неокрашенные детали, расположенные снаружи, смазать консистентной смазкой;

— секторный и пробковый краны разобрать, детали их очистить, промыть и смазать консистентной смазкой.

Смазку механизмов агрегата следует проводить в соответствии с рекомендуемой картой смазки (табл. 32).

Разборка и сборка механизмов агрегата должны осуществляться следующим образом:

— обслуживать задний мост трактора следует через передний верхний люк в настиле агрегата;

— разбирать промежуточный вал можно, не двигая с места коробку передач, для этого надо снять болты, соединяющие полумуфты с карданным валом;

— при сборке промежуточного вала для затяжки подшипников следует пользоваться набором прокладок;

— демонтировать коробку передач нужно через задний верхний люк в настиле агрегата;

— разбирать приемный и выводной валы следует в картере коробки;

— затяжку подшипников коробки передач можно считать окончательно отрегулированной при свободном вращении и осевом люфте, не превышающем 0,07—0,15 мм;

— в собранной коробке передач зацепление по длине зуба колес не должно превышать 1 мм, муфты зубчатые должны свободно без заедания и люфта скользить по шлицам выводного вала; валики переключения должны свободно перемещать-

Таблица 32

Смазываемая часть	Количество	Смазывающее вещество	Система смазки	Норма расхода, л	Режим смазки
Подшипники крейцкопфной головки шатуна и коренного вала	3	Масло трансмиссионное автотракторное, зимнее или летнее	Принудительная при мощности шестеренчатого масляного насоса		Добавляется по мере необходимости. Смена масла через 300—400 ч работы. Заливать по контрольному клапану
Пальцы крейцкопфа	3			70	
Поверхности накладок	3 пары				
Плунжеры	3				
Зубчатые колеса насоса	2	Масло трансмиссионное автотракторное, зимнее или летнее	Смазывается из общей масляной ванны		
Подшипники трансмиссионного вала	2				
Подшипники большой головки шатуна	3				
Элементы системы управления, подшипники узла отбора мощности, пробки секторного и пробкового кранов	1 комплект	Солидол марки УСс-1 или УС-1	Пресс-масленками	3	Ежедневно перед выездом на работу
Зубчатые колеса и подшипники коробки передач	1 комплект	Масло трансмиссионное автотракторное, зимнее или летнее	Смазывается разбрызгиванием из общей масляной ванны	30	Заливается по контрольному клапану по мере необходимости. Смена масла через 400—500 ч работы
Цепь и цепное колесо цепной передачи	1 комплект	То же	То же	3	То же

ся в нужных направлениях, при собранном фиксирующем устройстве должно быть четкое фиксирование валиков переключения в нейтральном и включенном положениях;

— при повороте приемного вала на каждые 90° муфта промежуточного вала должна перемещаться свободно от руки, без заеданий, следует регулировать изменение толщины прокладок под лапами коробки передач;

— для смены цепи необходимо предварительно снять задний верхний люк в настиле агрегата;

— при монтаже цепной передачи плоскости симметрии всех колес должны совпадать (допустимое отклонение не более 1 мм) торцевое и радиальное биение цепных колес не должно превышать 0,5 мм; не следует допускать слишком большого натяжения цепи.

При разборке и сборке насоса необходимо:

— осматривать и демонтировать коренной вал в сборе с шатунами и крейцкопфами при снятых крышке станины и верхних параллелях; верхние параллели следует отжимать двумя выжимными болтами;

— демонтировать коренной и трансмиссионный валы, начиная со съема стаканов, в которых имеются специальные капаки под съемник;

— демонтировать коренной вал следует в сборе с внутренними обоймами опорных подшипников, предварительно сняв крепящие их шайбы;

— демонтировать трансмиссионный вал следует через расточку в бугеле станины при снятых стаканах и наружных обоймах опорных подшипников;

— после смены чугунных накладок параллелей следует проверить, свободно ли перемещаются крейцкопфы, и затем обкатать насос.

Демонтировать плунжер надо в следующем порядке:

— снять цилиндрическую крышку;

— отвинтить нажимную гайку специальным ключом на один—два оборота;

— отпустить контргайку крепления плунжера к штоку специальным ключом, отвинтить гайку крепления плунжера к штоку специальным ключом;

— извлечь плунжер с помощью специального съемника через гнездо цилиндровой крышки;

— отвинтить нажимную гайку при снятом плунжере, извлечь из горловины наружную грундбуксу, извлечь манжеты для их замены, пользуясь специальной выколоткой;

— при окончательной затяжке гаек во время крепления плунжера к штоку необходимо, чтобы плунжер упирался в головку штока, люфт между плунжером и штоком не допускается;

— окончательно подтягивать самоуплотняющиеся манжеты следует нажимной гайкой при холостой обкатке агрегата, вы-

винтив из горловины обратные клапаны масляной системы, через отверстия в горловине надо контролировать перемещения грундбоксы при работе насоса;

— извлекать всасывающие клапаны следует через гнезда цилиндрических крышек, при установке всасывающих клапанов упоры, удерживающие пружины, надо устанавливать усиками в сторону цилиндрической крышки;

— при закреплении штоков в крейцкопфах необходимо следить, чтобы контргайки были затянуты и тщательно застопорены замковой шайбой от самопроизвольного отвинчивания;

— перед сборкой элементов системы смазки необходимо промыть их чистым керосином и продуть воздухом;

— перед закреплением обратных клапанов в горловинах клапанной коробки следует отрегулировать подачу смазки к плунжерам, доведя ее до капельной, регулировку надо проводить при работающем на первой скорости насосе.

Подшипники, применяемые в промывочном агрегате Азин-маш-32М, показаны в табл. 33.

Таблица 33

Узел агрегата	Номер подшипника	Подшипник	Размер, мм	Число на узел
Насос 1НП-160	ЦКБ-957	Радиальный игольчатый	70×90×97	3
	32160	Роликовый радиальный	300×460×74	3
	42620	цилиндрический		
	32617	То же	100×215×73	2
Коробка передач 4КП	7515	То же	85×180×60	2
		Роликовый конический	75×130×335	4
	7312	То же	60×130×34	2
Промежуточный вал	7312	Роликовый конический	60×130×34	2

Детали гидравлической части насоса и манифольда, устанавливаемые при ремонте взамен вышедших из строя, должны быть опрессованы:

— детали нагнетательной линии насоса и манифольда на 24 МПа;

— детали всасывающей линии на 15 МПа.

Испытания насоса 1НП-160 проводят согласно техническим условиям.

Для замены быстроизнашивающихся деталей агрегат комплектуется: плунжером, манжетой, кольцом наружной грундбоксы, грундбуксой внутренней, уплотнением штока и крышек, клапаном в сборе, уплотнением клапана, седлом клапана, верхним и нижним уплотнениями крана углового пробкового про-

ходного с сектором, амортизатором предохранительного клапана, манжетой гибкого металлического шланга, уплотнением выкидного фланца.

Агрегат также комплектуется следующим специальным инструментом для ремонта насоса: выколот для уплотнений плунжера, ломиком для затяжки нажимной гайки, планкой для съема плунжера, ключом односторонним для гайки крепления плунжера к штоку, ключом торцовым для гаек крепления клапанной коробки к станине, ключом специальным для гайки уплотнения штока.

Агрегат Азинмаш-35А

Перед отправлением агрегата на скважину необходимо:

- проверить состояние автомобиля и заправить его топливом и смазкой в соответствии с инструкцией по уходу и эксплуатации автомобиля ЗИЛ-130;

- проверить по контрольным клапанам уровень масла в коробке отбора мощности и картер насоса;

- зашприцевать в пресс-масленки карданных сочленений консистентную смазку;

- осмотреть и подтянуть все болтовые соединения: крепления рамы, бака, вспомогательного трубопровода, коробки отбора мощности насоса, карданных сочленений;

- проверить исправность манометра на выкидной линии насоса;

- проверить наличие гвоздя в предохранительном клапане;

- проверить исправность клапана КПМ;

- обкаткой на малых оборотах двигателя без нагрузки проверить работу узлов агрегата.

При подготовке агрегата к пуску следует:

- установить агрегат выкидом к скважине;

- подсоединить приемный рукав к насосу;

- опустить приемный рукав в емкость с нагнетаемой жидкостью;

- соединить нагнетательную линию вспомогательного трубопровода посредством труб и шарнирных сочленений с обвязкой устья скважины;

- подтянуть резьбовые соединения всех узлов агрегата;

- осмотреть все движущиеся части и убрать посторонние предметы;

- закрыть гидравлическую часть насоса ограждением и укрепить его защелкой;

- открыть секторный кран на контрольном трубопроводе насоса;

- проверить положение рычагов управления коробкой отбора мощности агрегата и автомобиля, рычаги должны находиться в нейтральном положении;

- предупредить о пуске обслуживающий персонал, после чего запустить двигатель;

- включить зубчатую муфту коробки отбора мощности;
- включить необходимую скорость в коробке передач автомобиля;
- через 2—3 мин работы насоса на холостом ходу открыть рабочий угловой пробковый кран и закрыть секторный.

В первый период эксплуатации агрегата необходимо тщательно следить за состоянием масла в картер насоса и коробки отбора мощности.

Если цвет масла изменился вследствие загрязнения (особенно металлической пылью), последнее следует сменить. Перед заливкой свежего масла надо промыть картер чистым керосином.

Смазывать агрегат следует в соответствии с картой смазки (табл. 34).

Таблица 34

Место смазки	Система смазки и смазывающие материалы	Периодичность смазки	Количество смазывающего материала
Зубчатые колеса и подшипники коробки отбора мощности	Разбрызгиванием из общей масляной ванны и с помощью лотковой системы. Масло трансмиссионное автотракторное зимнее или летнее	Добавлять по мере необходимости. Смена масла через 400—500 ч работы	Заливать по контрольному клапану 5 л
Зубчатые колеса насоса, подшипники трансмиссионного вала и большие головки шатунов	Из общей масляной ванны. Масло трансмиссионное автотракторное зимнее или летнее	Добавлять по мере необходимости. Смена масла через 400—500 ч работы	Заливать по контрольному клапану 70 л
Подшипники коренного вала, пальцы крейцкопфов, поверхности накладок и плунжеры	Принудительная при помощи шестеренчатого масляного насоса. Масло трансмиссионное автотракторное зимнее или летнее		
Элементы системы управления, сочленения карданных валов трансмиссии агрегата	Пресс-масленками; солидол УСс-1 или УС-1	Ежедневно перед выездом на работу	

Эксплуатацию и ремонт промывочного насоса 2НП-160 следует проводить в соответствии с рекомендациями, относящимися к насосу 1НП-160 агрегата Азинмаш-32М, так как эти насосы конструктивно не отличаются.

Основные указания по разборке и сборке автомобиля и уходу за ним содержатся в прилагаемой к нему инструкции.

Эксплуатировать и ремонтировать установки УН1Т-100×200 следует в соответствии с рекомендациями, относящимися к промывочному агрегату Азинмаш-32 (см. выше), так как по компоновке навесного оборудования, кинематической схеме и конструктивному исполнению промывочного насоса они идентичны.

Однако следует внести дополнения, относящиеся к устройству по обогреву насоса (см. рис. 64).

Предпусковой обогрев масла коробок передач и отбора мощности, цепного редуктора и приводной части насоса, а также обогрев и продувка гидравлической части насоса и манифольда осуществляются выхлопными газами тягового двигателя трактора при работе насоса на холостом режиме.

Выхлопные газы подаются по трубопроводу 1, (см. рис. 64), который проходит через кабину трактора, дополнительно обогревая ее, и связывает выхлопную трубу 2 двигателя трактора с рубашкой 3 клапанной коробки через раздающий коллектор выхлопа 4.

Газы из рубашки отводят через выхлопную трубу 5, которая выведена на высоту основной выхлопной трубы 2.

Для управления потоком выхлопных газов на концах выхлопных труб 2 и 5 предусмотрены заслонки 6 и 7. Кроме того, на приемном коллекторе насоса установлен четырехходовой кран 8, с помощью которого можно направлять поток газов через гидравлическую часть насоса.

Обвязка системы обогрева и продувки позволяет:

- обогревать гидравлическую часть насоса;
- продувать гидравлическую часть насоса, приемного и нагнетательного трубопроводов;
- подводить тепло к механизмам и узлам установки через рукава, присоединяемые к манифольду установки.

При подготовке установки к работе в холодное время года необходимо:

- обогревать гидравлическую часть насоса, предварительно закрыв заслонку выхлопной трубы двигателя трактора;
- обогревать и продувать внутренние полости гидравлической части насоса и напорного манифольда, предварительно закрыв заслонку выхлопной трубы рубашки клапанами коробки, а раздающий коллектор трехходовым краном соединить с приемным коллектором насоса;

— обогревать и продувать приемный манифольд, предварительно закрыв краны нагнетательного манифольда, а раздающий коллектор выхлопа трехходовым краном соединить с приемным рукавом;

— подводить тепло к механизмам и узлам установки через рукава соответственно напорной или приемной линии, при пере-

Место смазки	Способ смазки узла	Количество смазки	Наименование смазки		Периодичность смазки
			летом	зимой	
Зубчатые колеса насоса, подшипники трансмиссионного вала и больших головок шатунов	Разбрызгивание из обшей масляной ванны картера насоса	70	Масло трансмиссионное ТЭ-15 с присадкой ЭФС	Масло трансмиссионное ТС-10 с присадкой ЭФС	Через каждые 240 ч проверить уровень масла и при необходимости доливать по контрольному клапану Через каждые 960 ч работы менять масло. Перед заливкой свежего масла промыть картеры механизмов минеральным маслом
Подшипники коренного вала, пальцы кривокоффов и поверхности накладок	Разбрызгивание из масляной лотка	10	Самотеком из бака		
Поверхности плунжеров и грядбукса	Из обшей масляной ванны корпуса редуктора	3	Разбрызгиванием из обшей ванны корпуса коробки		
Цель и колеса цепного редуктора	Разбрызгиванием из обшей ванны корпуса	30	Разбрызгиванием из масляной ванны корпуса отбора мощности		
Зубчатые колеса, муфты и подшипники коробки передач	Разбрызгиванием из масляной ванны корпуса отбора мощности	0,3	Пресс-масленками		
Зубчатая муфта и подшипники отбора мощности		—		Солидол УС-1	Пополнить перед выездом на работу
Соединительные муфты, собранные из карданных сочленений, элементы системы управления, пробки секторного и пробкового кранов, шарнирные соединения системы управления установкой				Консистентная смазка ЦИАТИМ-221	

ездах допускается обогрев гидравлической части насоса, при кратковременной работе насоса вхолостую и обильной смазке плунжеров разрешается интенсифицировать продувку внутренних полостей гидравлической части его и напорного мани-фольда;

— смазка установки должна осуществляться в соответствии с картой смазки (табл. 35).

Глава V

РЕМОНТ СКВАЖИН

В процессе эксплуатации практически каждую действующую скважину приходится останавливать для подземного ремонта.

Остановка скважин бывает связана с ремонтом подземного оборудования или с ремонтом самих скважин — эксплуатационных колонн или забоев, а также с ремонтом или заменой наземного оборудования, прекращением подачи электроэнергии, компримированного газа или воздуха и др. Различают подземный ремонт текущий и капитальный. В промысловой практике под термином «подземный ремонт скважин» подразумевают только текущий ремонт.

Текущий ремонт скважин

Текущий ремонт — это комплекс работ, связанный с восстановлением или увеличением производительности скважины. Он может включать: смену насоса и его деталей; ликвидацию обрыва или отвинчивания насосных штанг, промывку насоса, смену насосно-компрессорных труб и штанг, изменение погружения в жидкость колонны подъемных труб, чистку или промывку скважины для удаления песчаной пробки, очистку подъемных труб от парафина и других отложений, проверку или замену газлифтных клапанов или других, пусковых приспособлений, спуск или подъем погружных центробежных электронасосов — ЭЦН, спуск или замену пакера, обработку призабойной зоны скважины и другие геолого-технические мероприятия, связанные с подъемом и спуском скважинного оборудования и направленные на восстановление или повышение дебитов скважин. Основной объем работ при текущем ремонте связан со спуско-подъемом труб, штанг, насосов, газлифтных пусковых и рабочих клапанов, а также различных инструментов и приспособлений.

Текущий ремонт скважин подразделяется на планово-предупредительный (профилактический) и восстановительный (внеплановый).

П л а н о в о - п р е д у п р е д и т е л ь н ы й ремонт скважин — запланированный ремонт, предусмотренный соответствующими графиками (декадный, месячный и т. д.).

Такой ремонт необходим для предупреждения различных отклонений от технологического режима эксплуатации скважин,

снижения их дебитов и полного прекращения подачи жидкости, вызываемые износом и другими неполадками в работе подземного оборудования и самой скважины.

Восстановительный ремонт скважин обусловлен непредвиденным резким ухудшением технологического режима их эксплуатации или внезапной остановкой вследствие прекращения подачи электроэнергии, порыва выкидной линии, разрушения устьевого оборудования и т. д.

Межремонтный период (МРП) — продолжительность эксплуатации скважины (в сут) между двумя последовательно проводимыми текущими ремонтами скважин. Межремонтный период определяется за полный год, т. е. с начала анализируемого времени предыдущего года до конца этого же времени текущего года.

Продолжительность простоев скважин учитывается коэффициентом эксплуатации — отношением фактически отработанного времени к календарному времени (год, квартал, месяц). При хорошей организации производства этот коэффициент достигает 0,95—0,98, а по фонтанному способу добычи нефти 0,99—1,0.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Технологический процесс подземного ремонта скважин можно подразделить на подготовительные, основные и заключительные работы.

Подготовительные работы проводят для обеспечения бесперебойной работы бригады по ремонту скважин. В процессе подготовительных работ проверяют состояние вышки (мачты), центровку ее, крепление оттяжек вышки или мачты, кронблока и талевой системы; при необходимости ремонтируют площадку у устья скважины и мостки. Доставляют к скважине необходимое оборудование — трубы, штанги, талевый блок, подъемный крюк, канат и др. Выполняют оснастку и разоснастку талевой системы. При отсутствии вышки или мачты доставляют к скважине передвижной агрегат, устанавливают на площадке и укрепляют оттяжками. На скважинах, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами, устанавливают кабеленаматыватель, закрепляют подвесной ролик на вышке или мачте для направления движения токоподающего кабеля. При необходимости глушения скважины доставляются задавочная жидкость и промывочный агрегат.

Основные операции включают спуско-подъемные, монтаж и демонтаж насосных установок, исследовательские работы, другие, технологические работы, предусмотренные планом, перфорацию, обработку реагентом и др.

Спуско-подъемные операции неизбежны при ремонте скважин и связаны они с подъемом и спуском труб, а при глубинно-насосной эксплуатации — также штанг.

Спуско-подъемные операции трудоемки и в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 50 до 80 % всего времени, затрачиваемого на ремонт, т. е. фактически эти работы определяют общую продолжительность текущего ремонта.

Свинчивание и развинчивание насосно-компрессорных труб во время этих операций выполняется с помощью автоматов АПР-2ВБ с приводом от электродвигателя, АПР-ГП с гидроприводом, механических ключей КМУ-32 и КМУ-50 грузоподъемностью 32 и 50 т, КМУ-ГП с гидроприводом. Ключи КМУ широко применяются при ремонте скважин с погружными центробежными электронасосами.

Для свинчивания и развинчивания насосных штанг применяются штанговые ключи АШК-Г и АШК-Т.

Глушение скважин

В процессе подготовки скважин к ремонту обычно необходимы операции по глушению скважин, которые проводятся для предотвращения открытого фонтанирования при снятии устьевого оборудования и подъеме труб из скважины.

Для глушения используется жидкость повышенной плотности, чтобы создать противодавление на пласт. Жидкость для глушения скважины кроме необходимой плотности должна быть однородной и соответствующей вязкости, не вызывать коррозию труб и оборудования, не вступать в химическую реакцию с породой пласта и образовывать твердые осадки, не замерзать зимой и не быть огнеопасной и ядовитой.

Указанным требованиям наиболее полно отвечают пластовая вода, водный раствор хлористого кальция и глинистый раствор.

Каждая из этих жидкостей применяется для глушения скважин в зависимости от характеристики пласта и величины пластового давления. Например, пластовая жидкость хотя и обладает плотностью больше единицы (1,12—1,19), не всегда может применяться для глушения, так как высокие фильтрационные свойства воды позволяют ей глубоко проникать в пласт и затрудняют в связи с этим освоение скважины после ремонта.

Наиболее часто для глушения скважин применяют раствор хлористого кальция, который может быть приготовлен как на пластовой, так и на чистой воде. Промышленностью хлористый кальций поставляется в виде кристаллов и раствора с плотностью 1,382—1,383 кг/м³.

Для приготовления жидкости требуемой плотности хлористый кальций разбавляют пресной или пластовой водой, количество которой определяется расчетом. Например, для получения на пластовой воде 1 м³ раствора плотностью 1,42 кг/м³ требуется 900 кг хлористого кальция, тогда как на пресной воде можно получить раствор максимальной плотности 1,36 кг/м³ при расходе 1000 кг хлористого кальция.

Раствор хлористого кальция имеет следующие достоинства: обладает низкими фильтрационными свойствами; благодаря хорошей растворимости не образует осадка; не содержит твердой фазы, поэтому не засоряет призабойную зону; хорошо прокачивается насосом; неогнеопасен; неядовит и др.

Температура замерзания раствора 20%-ной концентрации на пресной воде равна минус 19° С, а 30%-ного — минус 48° С. Эти свойства раствора хлористого кальция позволяют широко применять его для глушения скважин в зимних условиях.

Глинистый раствор применяется для глушения скважин с повышенным пластовым давлением, его плотность может превышать плотность раствора хлористого кальция, равную 1,42. Глинистый раствор обычно готовят перемешиванием глинопо-рошка с пресной или пластовой водой в смесительных агрегатах. К преимуществам глинистого раствора относятся: низкие фильтрационные качества, ограниченное коррозионное воздействие на металл, отсутствие химического взаимодействия с породой пласта. К недостаткам раствора следует отнести: наличие механических абразивных примесей; повышенную вязкость, осложняющую его перекачку; способность раствора легко насыщаться газом и плохо дегазироваться, что ограничивает повторное его использование; замерзание при низких температурах.

Определить необходимую плотность γ (в кг/м³) жидкости для глушения можно по формуле

$$\gamma = \frac{(P_{пл} + 3) 10}{H},$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа; H — расстояние от устья скважины до продуктивного пласта, м; 3 — противодействие на пласт, МПа.

Жидкости для глушения скважин на водной основе (техническая вода, пластовая вода, искусственные водные растворы солей, глинистые растворы) оказывают блокирующее действие на пласт, что приводит к увеличению сроков освоения скважин и падению темпов добычи нефти.

Сохранение коллекторских свойств пласта при глушении скважин может быть обеспечено использованием в качестве задавочной жидкости гидрофобно-эмульсионных растворов (ГЭР), т. е. растворов на основе обратной эмульсии.

К эффективным эмульгаторам-стабилизаторам обратных эмульсий* относятся дегидратированные полиамиды (ЭС-2).

Компоненты жидкости глушения берутся в следующем объемном соотношении (%):

* Разработано институтом ТатНИПИнефть совместно с сектором нефтехимии Института физико-органической химии и углехимии АН УССР. Производство ЭС-2 освоено на Драгобычском нефтеперерабатывающем заводе.

нефть (нефтепродукты)	39,5—57,5
вода	60,0—40,0
ЭС-2	0,5—2,5
Утяжелитель (по необходимости)	0,0—25,0

Вязкость товарной нефти или нефтепродуктов должна быть не более 10 сПз.

Дисперсная водная фаза может быть представлена водой, пластовой водой, водными растворами CaCl_2 , NaCl , HgCl_2 и др.

В качестве утяжелителя могут быть использованы барит, сидерит, гематит и др.

Объем водной фазы исходного раствора, подлежащего обработке утяжелителем, уменьшается на величину равную объему утяжелителя.

Срок хранения обратных эмульсий в промышленных условиях не менее 60 дней.

Способ глушения скважины выбирается в зависимости от способа ее эксплуатации. В состав оборудования для глушения входят насосный или промывочный агрегат и автоцистерны. Количество жидкости для глушения скважин должно быть равно объему эксплуатационной колонны.

Создаваемое давление не должно превышать давления допустимого для эксплуатационной колонны.

При глушении фонтанной скважины жидкость закачивается в скважину в объеме замещения на глубину спуска колонны насосно-компрессорных труб. Если эта колонна забита парафином, при закачке следует создать максимально допустимое давление при открытом межтрубном пространстве. Если продавить парафинистую пробку в колонне насосно-компрессорных труб невозможно, жидкости следует закачивать в межтрубное пространство, не превышая допустимое для колонны давление.

Объем жидкости для закачки принимается из расчета наполнения 1 м колонны труб с внутренним диаметром 146 мм — 12,5 л, 168 мм — 18 л и 219 мм — 32 л.

Глушить скважины, оборудованные скважинными насосами или погружными центробежными электронасосами, можно двумя способами. Если конструкция нижней части колонны насосно-компрессорных труб имеет устройства для слива жидкости, то в такие скважины жидкость закачивается через эту колонну труб. Если же скважины не оборудованы сливным устройством, то жидкость закачивается в межтрубное пространство.

Заключительные работы

По окончании подземного ремонта выполняются заключительные работы, которые состоят в сборке устьевого оборудования. На насосных скважинах собирают устьевой самоустанавливающийся СУС1 или СУС2 сальник, с помощью канатной подвески соединяют устьевой шток с головкой балансира станка-качалки. На фонтанных, компрессорных сква-

жинах и скважинах, эксплуатирующихся погружными центробежными электронасосами, собирают устьевые арматуры, обвязывают их выкидными линиями.

Бригада разбирает талевую систему с подъемным крюком, открывает ходовой конец талевого каната с барабана подъемника, собирает инструмент, укладывает его на тележку для перевозки на другую скважину. Если при ремонте скважины использовался передвижной агрегат, открепляют оттяжки вышки, крюко-блок поднимают на высоту, обеспечивающую его укладку на вышку, с помощью выносного пульта управления укладывают вышку в транспортное положение и прикрепляют к передвижной опоре, укладывают оттяжки, завинчивают до отказа винтовые домкраты ног задней опоры, поднимают их и фиксируют в верхнем положении. Затем открепляют заземляющий провод агрегата, переключатель основного пульта управления устанавливают в положение «отключено», выносной пульт укладывают в ящик для кабеля. После этого агрегат готов к перевозу на другую скважину.

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

При капитальном ремонте выполняются сложные и длительные работы: извлечение из скважины оставшегося в ней оборудования (насосно-компрессорные трубы, скважинные насосы, погружные центробежные электронасосы, кабель, штанги, защитные приспособления, канат и т. п.) или посторонних предметов; исправление колонн при сломе, смятии; крепление пород призабойной зоны различными вяжущими веществами (цемент, цементно-песчаная смесь, смола); изоляционные работы (закрытие вод, проникших из других горизонтов и из эксплуатируемого пласта); возврат на выше- или нижележащие горизонты; резка и бурение второго ствола.

Эти работы проводят специальные бригады. Перед началом капитального ремонта по геолого-технической документации и результатам обследования уточняют техническое состояние эксплуатационной колонны, ствола скважины и подземного оборудования.

Предварительное обследование колонны до ремонтно-изоляционных, ловильных работ и при переходе скважин на нижележащие горизонты обязательно, так как не обнаруженные до цементирования дефекты в колонне или фильтровой части могут обусловить осложнения.

При исследовании скважин устанавливают интенсивность притока жидкости из пласта через ее фильтр и через нарушения в эксплуатационной колонне.

Исследовательские и обследовательские работы в скважинах проводят с помощью глубинных контрольно-измерительных приборов, для спуска которых применяют установки для исследования скважин (см. гл. II).

Оборудование и инструмент для подземного ремонта скважин

В зависимости от вида и сложности ремонтных работ, а также аварийных ситуаций, возникающих в процессе ремонта скважин, оборудование может поставляться отдельными комплектами или узлами.

Для спуска и подъема подземного оборудования и инструмента применяют подъемные агрегаты, которые подразделяются на подъемники и агрегаты.

Подъемник — механическая лебедка, смонтированная на тракторе, автомашине или отдельной раме. Привод лебедки осуществляется от тягового двигателя трактора, автомашины или от самостоятельного двигателя внутреннего сгорания или электродвигателя.

Агрегат в отличие от подъемника оснащен вышкой и механизмом для ее подъема и опускания и применяется при безвысечной эксплуатации скважин.

Наиболее широко применяют тракторные подъемники ЛТ-11КМ, Азинмаш-43П, ЛПТ-8, агрегаты Азинмаш-37А, Азинмаш-43А, Бакинец-3М, УПТ1-50, А-50У, а также новые подъемные установки на раме ЛПП-10Э с электроприводом и комплекс оборудования КОРО-80 и КОРО-3-50. Подъемники предназначены для ремонта скважин, оснащенных стационарными вышками или мачтами (эклипсами) с кронблоками, талевой системой и подъемными крюками. В отдельных случаях в некоторых объединениях для ремонта скважин с подъемниками применяют передвижные мачты ПТМТ-40.

Подъемник Азинмаш-43П

Монтажной базой подъемника Азинмаш-43П является гусеничный болотоходный трактор Т-100МЗ-Б или обычный трактор Т-100МЗ.

Подъемник (рис. 71) на базе болотоходного трактора за счет увеличенной опорной поверхности по сравнению с обычным трактором обладает повышенной проходимостью в условиях бездорожья, особенно по снежной целине и заболоченной местности.

Техническая характеристика подъемника «Азинмаш-43П»

Тяговое усилие на канате, кН	75
Диаметр бочки барабана, мм	420
Длина бочки барабана, мм	800
Диаметр реборд, мм	1000
Вместимость барабана при диаметре каната 15 мм, м	2000
Диаметр тормозного шкива, мм	1000
Число тормозных шкивов	1
Число тормозных лент	2
Ширина одной тормозной ленты, мм	120

	на базе Т100М3-Б (болотоходный)	на базе Т100М3
Габаритные размеры, мм:		
длина	6385	5950
ширина	3250	2680
высота	3010	3100
Масса в заправленном состоянии, кг	18 200	16 200

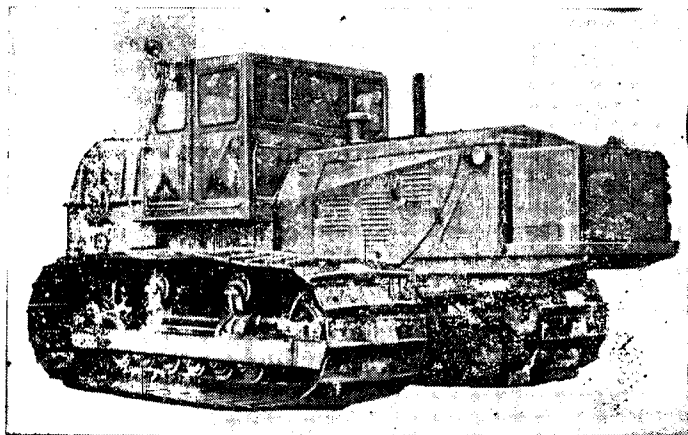


Рис. 71. Подъемник Азинмаш-43П

Глубина скважин, обслуживаемых подъемником, приведена в табл. 36.

Таблица 36

Диаметр насосно-компрессорных труб, мм	Глубина подвески труб (в м) при оснастке		
	2×3	3×4	4×5
48,3	6400	—	—
60,3	4000	6000	—
70,0	3000	4400	5700
88,9	2000	3000	4000
114,3	1500	2200	2800

К основным узлам подъемника относятся: трансмиссия, лебедка, пневматическая система и система управления.

Трансмиссия подъемника состоит из четырехскоростной реверсивной коробки перемены передач, приемный вал которой посредством шлицевой муфты соединяется с валом вывода мощности трактора.

Лебедка — однобарабанная. Все узлы и механизмы лебедки (барабанный вал в сборе, приводной вал, тормозная система, храповое устройство, а также ограждение и кожухи) собраны в цельносварной станине коробчатого типа. Барабан лебедки свободно посажен на вал, включение и отключение его осуществляются при помощи фрикционной муфты. На концах барабанного вала посажены справа по ходу — безопасная спиральная катушка для подтаскивания тяжестей, а слева — двухрядное цепное колесо для привода ротора (поставляется по требованию заказчика); тормоз — ленточный односторонний.

Для перемотки тартального каната с барабана лебедки на вспомогательный на конце приводного вала установлен клиноременный шкив.

Пневмосистема подъемника предназначена для управления фрикционной муфтой включения барабана, усиления тормоза, переключения скоростей в коробке передач и управления сцеплением двигателя. Питание пневмосистемы осуществляется от двухцилиндрового компрессора, привод которого осуществляется от шкива вентилятора двигателя.

Управление механизмами сосредоточено в кабине трактора. В подъемнике Азинмаш-43П введено электропневматическое управление.

Дублирование ручного управления тормоза лебедки ножным пневматическим обеспечивает снижение усилий на рычаге ручного тормоза, что необходимо при пуске в скважину тяжелой колонны труб.

Привод навесного оборудования подъемника осуществляется от тягового двигателя трактора через коробку скоростей трактора.

Значения частоты вращения вала барабана и тягового усилия на подвижной ветви каната при 1050 об/мин вала двигателя на втором ряду намотки в зависимости от включенной скорости приведены в табл. 37.

Таблица 37

Скорость	Частота вращения вала барабана, об/мин	Линейная скорость каната, м/с	Тяговое усилие, кН
I	35	0,88	75,0
II	58,3	1,46	45,3
III	96	2,42	27,5
IV	159	4,00	16,6

Подъемник ЛПТ-8

Подъемник ЛПТ-8, смонтированный на базе трактора Т-130 (рис. 72), предназначен для ремонта скважин глубиной до 2500 м.

Лебедка подъемника установлена на консольной раме, прикрепленной к задней стенке корпуса трактора.

Привод лебедки — от тягового двигателя трактора. Отбор мощности осуществляется от верхнего вала коробки скоростей трактора, через карданный вал передается на коробку передач. Коробка передач, установленная на задней стенке станины лебедки, шестисторостная (четыре прямые и две обратные), трехвальная с механическим ручным управлением.

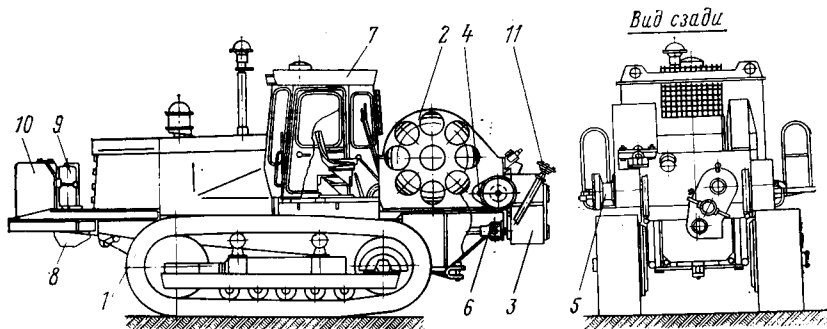


Рис. 72. Подъемник ЛПТ-8:

1 — трактор; 2 — лебедка; 3 — коробка передач; 4 — редуктор привода катушки; 5 — катушка лебедки; 6 — трансмиссия; 7 — кабина машиниста; 8 — компрессор; 9 — пневмосистема; 10 — топливный бак; 11 — упоры

При такой компоновке создаются лучшие условия для обслуживания коробки передач, доступа к прицепному устройству и бортовым фрикционам трактора. Управление лебедкой — комбинированное, ручное и электропневматическое, осуществляемое из кабины трактора.

Сиденья поворотные, регулируемые по оси трактора. Спереди трактора на удлиненной части рамы перед радиатором размещены бак и компрессор для питания пневмосистемы подъемника воздухом. Привод компрессора осуществляется от переднего носка коленчатого вала двигателя через карданную и ремennую передачи. Для крепления подъемника в рабочем положении имеются два откидных винтовых упора. В отличие от подъемника Азинмаш-43П этот подъемник имеет более мощную тормозную систему с быстросменными тормозными колодками.

Ограничитель подъема талевого блока универсальный, винтовой, приводимый от барабана цепной передачей. На консолях барабанного вала установлены безопасная катушка и механизм привода ротора. Муфта включения барабана однодисковая фрикционная, пневматическая с плавающими формованными вкладышами. На рис. 73 показана кинематическая схема подъемника ЛПТ-8.

Скорости подъема и грузоподъемность в зависимости от оснастки талевой системы (при частоте вращения вала двигателя 1250 об/мин) приведены в табл. 38.

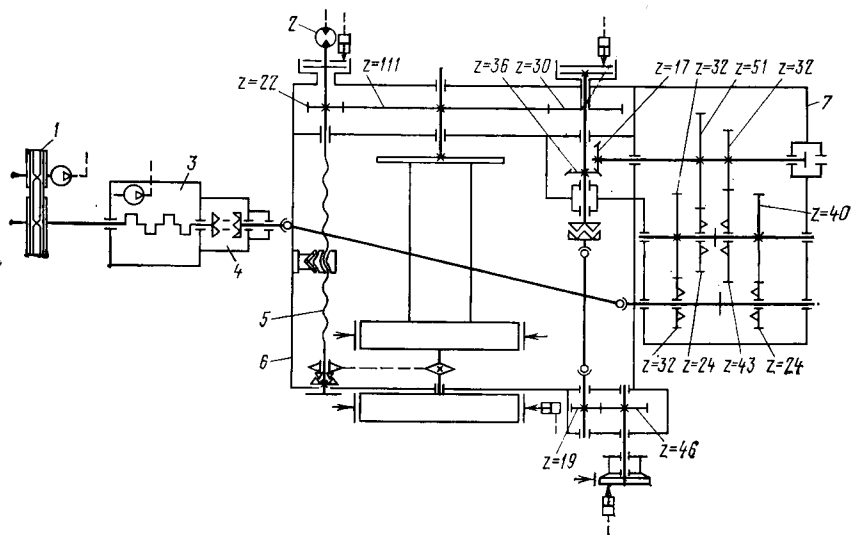


Рис. 73. Кинематическая схема подъемника ЛПТ-8:

1 — компрессор; 2 — гидравлический привод; 3 — двигатель; 4 — коробка отбора мощности; 5 — ограничитель подъема крюкоблока; 6 — лебедка; 7 — коробка передач

Таблица 38

Скорость лебедки	Частота вращения барабана, об/мин	Скорость набегания талевого каната на барабан, м/с	Тяговая сила на ходовом конце каната, кН	Оснастка талевой системы				
				2×3 (четырёхструнная)		3×4 (шестиструнная)		
				скорость подъема, м/с	грузоподъемность на крюке, т	скорость подъема, м/с	грузоподъемность на крюке, т	
Прямая	I	44,6	0,98	97,0	0,28	32,3	0,19	47,5
	II	75,8	1,67	57,0	0,48	18,8	0,32	27,6
	III	124,2	2,73	35,0	0,81	11,5	0,54	16,8
	IV	211,1	4,64	20,5	1,34	6,7	0,89	9,9
Обратная	I	67,8	1,49	—	0,43	—	0,29	—
	II	188,8	4,15	—	1,2	—	0,8	—

Техническая характеристика подъемника ЛПТ-8

Тяговое усилие на канате, Кн 84

Диаметр барабана, мм 420

Диаметр тормозных шкивов, мм 1000

Длина барабана, мм	800
Число тормозных шкивов	1
Ширина тормозных колодок, мм	230
Частота вращения вала привода, об/мин	1250
Габаритные размеры, мм:	
длина	6430
ширина	2550
высота	3250
Масса, кг	18 400

Подъемная установка ЛПР-10Э

Подъемная установка ЛПР-10Э (рис. 74) предназначена для освоения и подземного ремонта скважин глубиной до 3500 м при наличии стационарных подъемных сооружений.

Установка имеет однобарабанную подъемную лебедку, пневматическую фрикционную муфту включения барабана, расположенную консольно на трансмиссионном валу, двухленточную тормозную систему. Съёмные ретинаксовые тормозные колодки и храповое колесо смонтированы на жесткой сварной станине, на задней стенке которой установлена коробка передач. В лебедку вмонтирован и механизм ограничения высоты подъема крюка, работу которого можно регулировать в зависимости от длины наматываемого на барабан талевого каната.

Привод лебедки осуществляется от двух электродвигателей А02-91-4В через суммирующий редуктор, соединенный с электродвигателями с помощью шинно-пневматических муфт ШПМ-300×100, карданные передачи, четырехскоростную коробку передач, коническую и цилиндрическую зубчатые передачи. Питание электродвигателей производится от промышленной электросети.

Привод ротора Р-360 осуществляется от трансмиссионного вала через карданную передачу, реверсируемый редуктор и цепную передачу. Реверсирование ротора предусмотрено для возможности работы с бурильными трубами с левой и правой замковыми резьбами.

Подъемная установка укомплектована автоматом АПР-ГП с гидроприводом для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб, гидравлическим подвесным ключом КГП для свинчивания и развинчивания бурильных труб при капитальном ремонте, специальным гидрораскрепителем для крепления и раскрепления бурильных труб и катушкой-лебедкой с гидроприводом для механизации вспомогательных работ.

Питание гидромоторов автомата АПР-ГП, ключа КГП и цилиндра гидрораскрепителя осуществляется масляным насосом.

Управление механизмами подъемной установки осуществляется из отопляемой кабины, в которой размещены пульт, рычаги и педали управления для включения и реверсирования электродвигателей, включения шинно-пневматических муфт трансмиссии привода, переключения скоростей коробки передач, включения трансмиссии привода ротора и пневматических

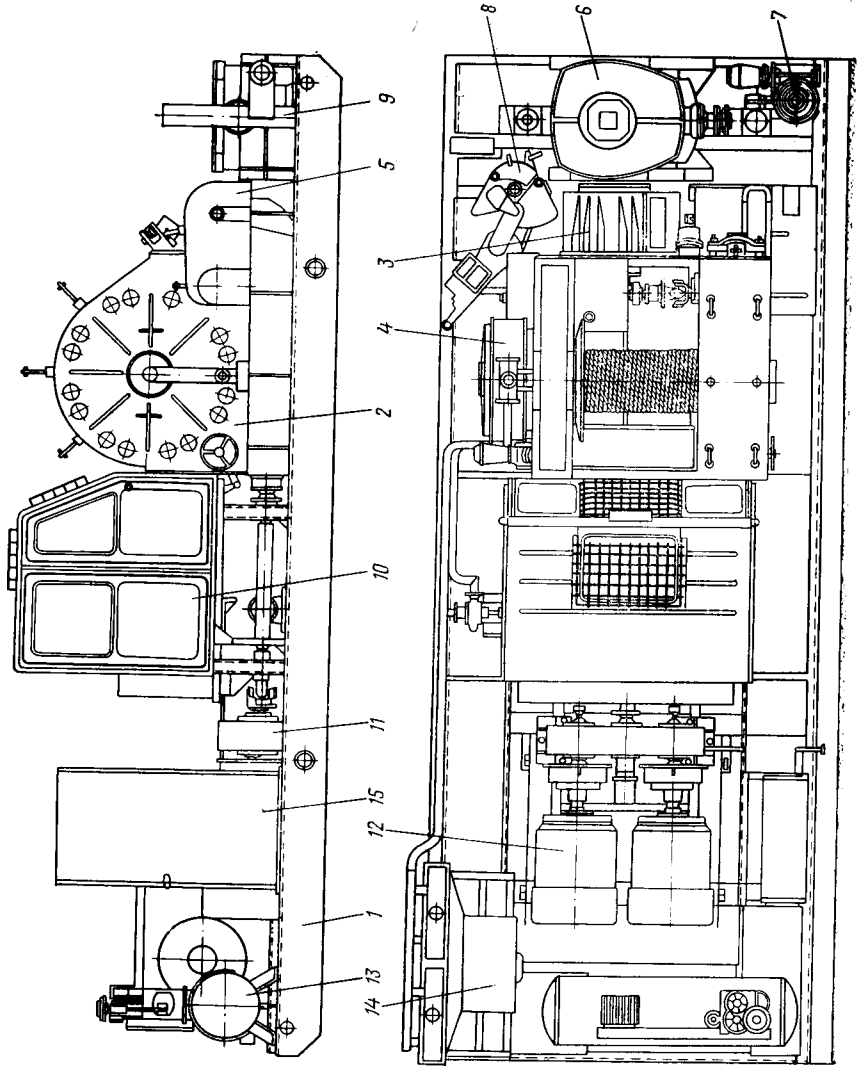


Рис. 74. Подъемная установка ЛПР-10Э;

1 — рама; 2 — лебедка; 3 — коробка передач; 4 — тор-моз электромагнитный по-рошковый; 5 — редуктор привода; 6 — ротора и насо-са; 7 — ротор; 8 — авто-мат. АПР-ЦП; 9 — ключ гидравлический, подвесной КПЦ; 10 — стойка; 11 — ка-бина машиниста; 12 — ре-дуктор суммирующий; 13 — компрессорная установка; 14 — система охлаждения ТЭЦ; 15 — электрошкаф

фракционных муфт привода барабана и ротора, управления тормозом лебедки и ее храповым устройством, гидрораскрепителем и катушкой-лебедкой. На пульте управления сосредоточены контрольно-измерительные приборы.

Питание органов управления сжатым воздухом осуществляется компрессорной установкой с электроприводом, установленной на задней части станины лебедки.

На раме за кабиной расположен масляный бак гидросистемы лебедки. Сбоку на настиле рамы установлен шкаф с электрооборудованием для подключения к промышленной сети электродвигателей привода лебедки, компрессора; в нем же находятся трансформатор и выпрямительная установка.

Скорости подъема и грузоподъемность подъемной лебедки приведены в табл. 39.

Таблица 39

Скорость лебедки	Частота вращения барабана, об/мин	Скорость ходового конца каната при намотке четвертого ряда каната на барабане, м/с	Тяговая сила на ходовом конце каната при намотке четвертого ряда каната на барабане, кН	Оснастка талевой системы					
				3×4 (шестиструнная)		4×5 (восьмиструнная)		5×6 (десятиструнная)	
				скорость подъема, м/с	грузоподъемность на крюке, т	скорость подъема, м/с	грузоподъемность на крюке, т	скорость подъема, м/с	грузоподъемность на крюке, т
I	50,6	1,56	100,5	0,26	56,0	0,195	73,5	0,156	90,0
II	86,0	2,64	58,8	0,44	32,8	0,33	43,0	0,264	52,7
III	141,0	4,33	35,9	0,72	20,0	0,54	26,2	0,433	32,2
IV	240,0	7,37	21,1	1,23	11,8	0,92	15,4	0,737	18,9

Техническая характеристика подъемной установки ЛПР-10Э

Наибольшая тяговая сила на канате, кН	100
Диаметр барабана, мм	420
Диаметр тормозного шкива, мм	1120
Длина барабана, мм	800
Число тормозных шкивов	2
Ширина тормозных колодок, мм	230
Грузоподъемность стола ротора, т	125
Частота вращения стола ротора, об/мин	20—165
Наибольший крутящий момент гидрораскрепителя, кН·м	35
Мощность двигателей, кВт	75
Частота вращения вала двигателя, об/мин	1470
Габаритные размеры, мм:	
длина	7000
ширина	2700
высота	2180
Масса, кг	12 500

Агрегат АР-20

Агрегат, смонтированный на шасси автомобиля КраЗ-255Б (рис. 75), предназначен для текущего ремонта нефтяных и газовых скважин, не имеющих стационарных подъемных сооружений. С помощью агрегата осуществляется механизированный спуск и подъем насосно-компрессорных труб, в том числе с кабелем, и штанг.

Компоновка узлов агрегата обеспечивает проведение ремонта скважин без оттяжек на грунт. Наличие вспомогательной лебедки и открытого центра в кронблоке и крюкблоке обеспечивает возможность подъема длинномерных УЭЦН с перехватом.

Основные узлы агрегата — рамы с подрамником, лебедка, мачта с талевой системой, кабина оператора с контрольно-измерительными приборами, система управления, гидродомкраты подъема вышки, откидные опоры, вспомогательная лебедка.

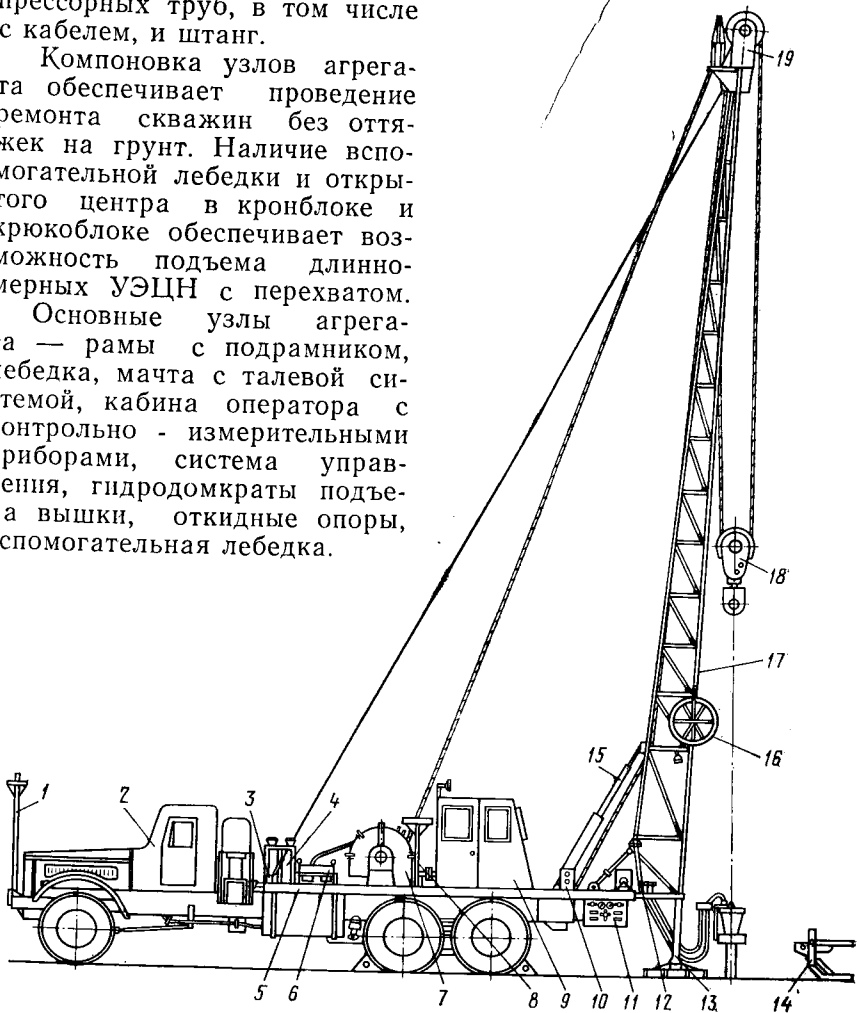


Рис. 75. Агрегат АР-20:

1 — передняя стойка; 2 — автомобиль КраЗ-255Б; 3 — ветровые оттяжки; 4 — масляный блок гидросистемы; 5 — несущая рама агрегата; 6 — коробка передач; 7 — лебедка; 8 — успокоитель талевого каната; 9 — кабина машиниста; 10 — пневмокраны противозатаскивателя; 11 — пульт управления гидросистемы; 12 — задняя опора мачты; 13 — гидравлические откидные опоры; 14 — мостки для укладки труб и штанг; 15 — гидродомкраты подъема мачты; 16 — кабельный ролик для работы с УЭЦН; 17 — мачта агрегата; 18 — кронблок; 19 — кронблок

В трансмиссию входят односкоростная коробка отбора мощности, установленная на раздаточной коробке автомобиля, и четырехскоростная (три прямые и одна обратная) коробка передач с двумя гидронасосами НПА-64 на давление 8 МПа. Привод механизмов от ходового двигателя ЯМЗ-238.

Лебедка агрегата однобарабанная с двухслойной навивкой талевого каната. Фрикцион лебедки трехдисковый. Управление тормозом и фрикционом лебедки ручное с пневмоуправлением; подача воздуха осуществляется от пневмосистемы автомобиля под давлением 0,6 МПа.

Тормоз лебедки двухленточный с колодками из ретинакса. Привод лебедки осуществляется от коробки передач трехрядной цепью с шагом цепи 31,75 мм.

Мачта агрегата решетчатая, односекционная с трехроличным кронблоком и двумя оттяжками на переднюю часть рамы агрегата.

Цельносварная рама, не несущая нагрузку при спуско-подъемных операциях, гидравлические откидные опоры в сочетании с подвижным соединением опоры мачты позволяют оперативно устанавливать агрегат на устье скважины. Подъем и опускание мачты выполняют гидродомкратами. Талевая система 2×3 постоянная, диаметр талевого каната 18 мм, диаметр роликов кронблока и крюкоблока по оси каната — 425 мм.

Техническая характеристика агрегата АР-20

	I	II	III	IV
Включенная передача	I	II	III	IV
Включенная передача КПП автомобиля	Прямая	Прямая	Прямая	Обратная
Скорость подъема крюкоблока, м/с	0,4	0,8	1,5	0,25
Грузоподъемность на крюке, т	200	10,85	5,5	20
Допустимый отбор мощности при 1500 об/мин, кВт			110	
Грузоподъемность вспомогательной лебедки, т			2	
Максимальная длина поднимаемой трубы, м			12	
Максимальная длина установки УЭЦН, м			30	

Агрегат комплектуется гидроприводными ключами для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб КМУ-ГП и насосных штанг КДГ, а также приемными мостками из труб, складывающимися и транспортируемыми на агрегате. Габариты мостков в рабочем положении 7860×4800×750 мм, масса 810 кг.

Техническая характеристика агрегата АР-20

Тяговая сила на канате, кН	62
Диаметр барабана, мм	370
Диаметр тормозного шкива, мм	750
Длина барабана, мм	500

Число тормозных шкивов	2
Ширина тормозной ленты, мм	150
Высота мачты до оси кронблока, м	16,0
Угол наклона мачты к вертикали в рабочем положении, градус	3°52'
Расстояние от оси скважины до опор вышки, мм	1500
Габаритные размеры, мм:	
длина	14895
ширина	2767
высота	4180
Масса агрегата, кг	19 700

Агрегат Азинмаш-37А

Агрегат (рис. 76), смонтированный на шасси автомобиля КраЗ-255Б, предназначен для текущего ремонта скважин глубиной до 2900 м. Номинальная грузоподъемность 32 т.

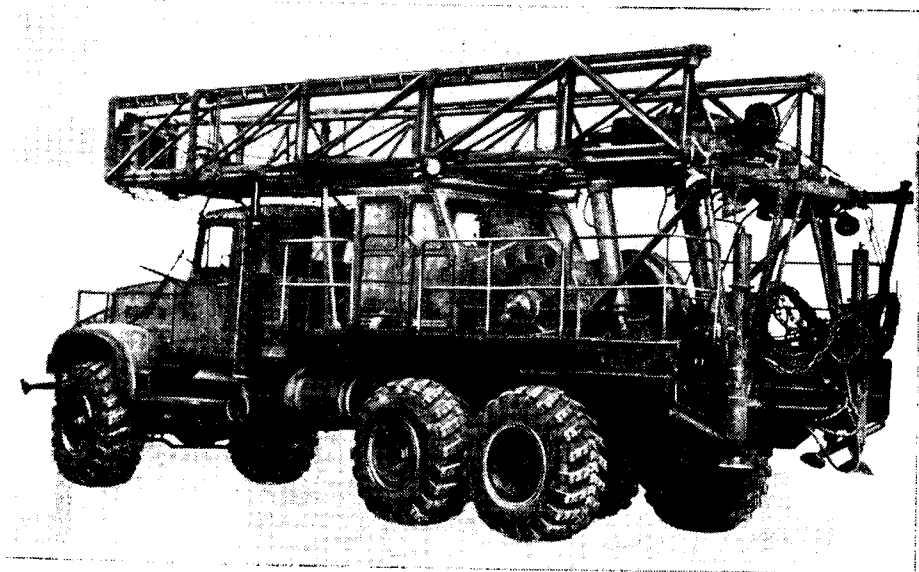


Рис. 76. Агрегат Азинмаш-37А

Привод навесного оборудования агрегата лебедки осуществляется от тягового двигателя автомобиля ЯМЗ-238 мощностью 176 кВт при 2100 об/мин через коробку скоростей и раздаточную коробку автомобиля.

Вышка сварная, решетчатая, телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью. Снабжена она ограничителями подъема верхней секции и подъема крюкоблока. При достижении крюкоблоком критического верхнего положения ограничитель отключает фрикцион лебедки и включает тормоз.

Талевая система включает одноосный четырехроличный кронблок и крюкоблок 2КРБ2×28, состоящий из двухроликового талевого блока и трехрогого крюка с амортизационной пружиной.

Гидравлическая система агрегата обеспечивает подъем вышки и опорных домкратов задней опоры, а также служит приводом для лебедки выдвижения верхней секции вышки и автомата АПР-ГП для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб.

Пневматическая система агрегата предназначена для управления муфтами включения барабана, гидронасоса, дистанционного управления сцеплением двигателя, упоров вышки; тормозом при срабатывании противозатаскивателя.

Управление тормозным устройством лебедки — ручное, с пневматическим усилителем от ножной педали.

При установке агрегата расстояние от оси опорных домкратов до центра скважины должно быть 1500 мм.

Оснастка талевой системы 3×2, максимальный диаметр каната 21,5 мм.

Габаритные размеры агрегата 10180×2700×4000 мм, масса агрегата с заправкой 19600 кг, в том числе заправки 300 кг.

Освещение агрегата, рабочей площадки и мостков осуществляется взрывобезопасными светильниками ФВН-64-1 и ФВН-64-2 с питанием от базового генератора или от сети через трансформатор или выпрямитель.

Грузоподъемность на крюке, частота вращения вала барабана, скорость подъема (на втором ряде намотки) приведены в табл. 40.

Таблица 40

Скорость включения	Скорость подъема крюка, м/с	Частота вращения вала барабана, об/мин	Грузоподъемность на крюке, т
I	0,34	54,6	32,0
II	0,70	115,9	15,1
III	1,45	230,0	7,5
Обратная	0,92	145,5	—

Агрегат комплектуется автоматом АПР-2ВБ или АПР-ГП (гидроприводной) для работы с насосно-компрессорными трубами и автоматом АШК-Т — со штангами.

Техническая характеристика агрегата Азинмаш-37А

Номинальная грузоподъемность, т	28
Максимальная грузоподъемность, т	32
Диаметр бочки барабана, мм	420
Длина бочки барабана, мм	800

Диаметр тормозного шкива, мм	1000
Число тормозных шкивов	1
Число тормозных лент	1
Ширина ленты, мм	120
Охлаждение тормоза	Воздушное принудительное
Высота вышки от земли до оси кронблока, м	18
Высота подъема крюка, м	12

Агрегат Азинмаш-43А

Агрегат, смонтированный на гусеничном болотоходном гидрофицированном тракторе Т-100МЗБГС (рис. 77), предназначен для текущего ремонта скважин глубиной до 2900 м в районах с тяжелыми дорожными условиями.

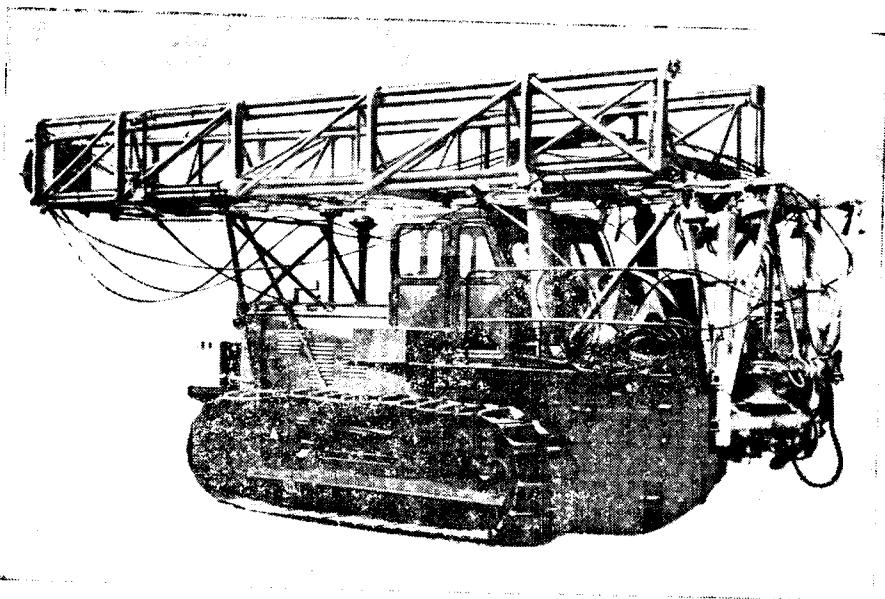


Рис. 77. Агрегат Азинмаш-43А

Основные технические данные и конструкция лебедки, вышки и талевой системы соответствуют агрегату Азинмаш-37А, но в отличие от него имеют по четыре прямые и обратные скорости.

Привод навесного оборудования агрегата осуществляется от тягового двигателя трактора Д-108 мощностью 86 кВт через коробку скоростей трактора.

Гидравлическая система агрегата предназначена для подъема вышки и опорных домкратов задней опоры, а также для привода в действие лебедки выдвигания вышки и автомата

АПР-2ГП для свинчивания и развинчивания труб. Давление в системе создается двумя насосами НШ-46, приводимыми в действие от двигателя трактора через специальный механизм привода.

Электропневматическое управление спуско-подъемными операциями осуществляется из кабины тракториста. С прекращением производства трактора Т-100МЗБГС агрегат выпускается на тракторе Т-130-1Г-1, при этом наибольшее натяжение каната составило 85 кН. Грузоподъемность на крюке, частота вращения вала и скорости подъема на втором ряде намотки приведены в табл. 41.

Таблица 41

Показатели	Т-100МЗБГС				Т-130-1Г-1			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Частота вращения вала барабана, об/мин . . .	35,0	58,3	96,0	159,0	41,6	69,4	114,3	189,3
Скорость перемещения крюка, м/с	0,225	0,356	0,615	1,0	0,27	0,434	0,732	1,19
Грузоподъемность на крюке, т	28,0	17,3	10,25	6,3	32,0	19,8	11,7	7,2
Габаритные размеры агрегата, мм:								
длина			10 050				10 050	
ширина			3 297				2 920	
высота			3 915				4 045	
Масса комплекта, кг . .			22 700				23 230	

Агрегат Бакинец-3М

Агрегат предназначен для спуско-подъемных операций при текущем ремонте скважин, он может быть использован также при капитальном ремонте скважин, освоении их и вводе в эксплуатацию из бурения или бездействия.

Бакинец-3М (рис. 78) смонтирован на тракторе Т-100МЗ, состоит из подъемной лебедки, телескопической вышки, кронблока, талевого блока с трехрогим крюком, механизма подъема вышки и коробки перемены передач.

Скорости подъема крюка и грузоподъемность при семи-струнной оснастке приведены в табл. 42.

Подъем вышки комбинированный: вначале посредством винтов осуществляется подъем вышки, а затем талевой системой выдвигается верхняя секция вышки.

Подъем и спуск вышки проводятся при включении 1-й скорости.

Барабан лебедки насажен на радиальносферические роликоподшипники. Концы вала барабана удлинены и предусмотрены

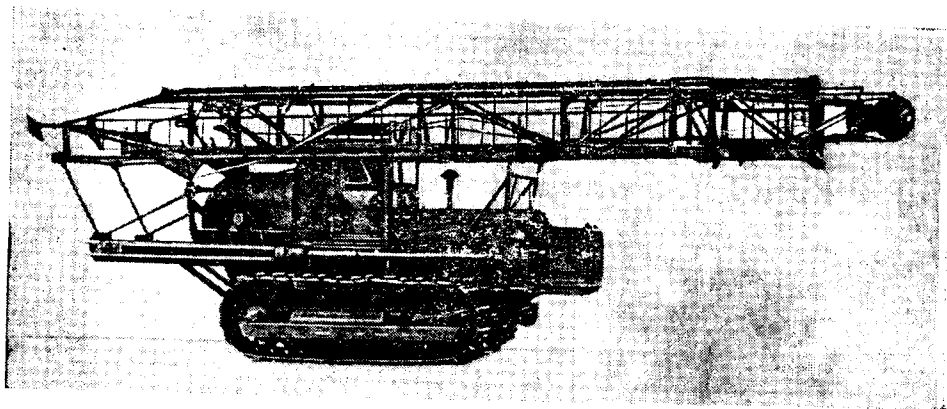


Рис. 78. Агрегат Бакинец-3М

Таблица 42

Скорость	Средняя скорость подъема крюка, м/с	Грузоподъемность, т
I	0,145	37,0
II	0,197	27,0
III	0,306	17,5
IV	0,594	8,9

для установки безопасной и автоматической катушек для закрепления труб. Данные о частоте вращения барабана, тяговом усилии и скорости намотки каната при 1050 об/мин вала двигателя на III ряде намотки каната 18,5 мм приведены в табл. 43.

Таблица 43

Скорость	Частота вращения вала барабана, об/мин	Тяговое усилие, кН	Средняя скорость намотки каната, м/с
I	47,6	57	0,965
II	65,0	41	1,325
III	100,0	27	2,040
IV	195,0	13,8	3,980

Техническая характеристика агрегата «Бакинец-3М»

Максимально допустимое тяговое усилие на подвижной ветви каната, кН	80
Диаметр бочки барабана, мм	320
Длина бочки барабана, мм	635

Вместимость барабана при намотке каната, м:	
18,5 мм	900
12,5 мм	2000
Диаметр тормозного шкива, мм	850
Число тормозных шкивов	1
Число тормозных лент	1
Ширина тормозных лент, мм	202
Максимальная грузоподъемность телескопической (из двух половин) вышки, т	40
Высота вышки до оси кронблока, мм	17360
Ширина вышки у основания, мм	1700
Угол наклона в рабочем положении, градус	6°30'
Время подъема вышки, мин	2—3
Грузоподъемность талевого системы, т	37
Число шкивов кронблока	4
Число шкивов талевого блока	3
Диаметр канатных шкивов, мм	450
Профиль канавки под канат диаметром, мм	18,5
Габариты агрегатов в транспортном положении, мм:	
длина	11 000
ширина	2440
высота	3800
Масса, кг	19 530

Установка тракторная подъемная УПТ1-50

Установка предназначена для спуско-подъемных работ с насосными штангами, насосно-компрессорными и бурильными трубами в процессе текущего и капитального ремонта скважин, не оборудованных стационарными вышками и мачтами.

Применяется она в районах с умеренным и холодным климатом.

Установка самоходная грузоподъемностью 50 т смонтирована на базе трактора Т-130 ИГ. Состоит она из следующих основных узлов: коробки передач, однобарабанной лебедки, вышки с талевой системой, передней и задней опор вышки, а также гидравлической, пневматической и электрической систем управления агрегатом, приводом ротора и других, вспомогательных узлов и механизмов.

Установка укомплектована автоматом АПР с гидроприводом для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб.

На установке имеются ограничитель подъема крюкоблока, система звуковой и световой сигнализации при установке вышки, контрольно-измерительные приборы для контроля работы двигателя и пневмосистемы, а также других систем блокировки, обеспечивающих безопасность работы установки на скважине при спуско-подъемных операциях.

На установке обеспечено освещение рабочего места у устья скважины, а также путь движения крюкоблока. Система освещения во взрывобезопасном исполнении питается от генератора трактора и аккумуляторной батареи.

Однобарабанная подъемная лебедка, пневматическая фрикционная муфта включения барабана, расположенная консольно

на барабанном валу, одноленточная тормозная система, съемные ретинаксовые тормозные колодки и храповое колесо смонтированы на жесткой сварной станине, на задней стенке которой установлена коробка передач. В лебедку вмонтирован также механизм ограничения высоты подъема крюка, работу которого можно регулировать в зависимости от длины наматываемого на барабан талевого каната.

Привод лебедки осуществляется от тягового двигателя трактора через коробку отбора мощности, карданную передачу, коробку передач, коническую и зубчатую передачи.

Привод ротора осуществляется от трансмиссионного вала через реверсируемый редуктор и цепную передачу. Реверсирование ротора предусмотрено для возможности работы с бурильными трубами с левой и с правой замковыми резьбами.

Коробка передач — четырехскоростная, трехвальная, реверсивная, с механическим ручным управлением.

Управление всеми механизмами агрегата при спуско-подъемных операциях осуществляется из кабины тракториста, а установкой и укладкой вышки — дистанционно с ручного выносного пульта, который можно располагать в радиусе 10 м.

Техническая характеристика установки УПТ-50

Размеры бочки барабана лебедки (диаметр × длина), мм . . .	420 × 800
Вместимость барабана, м:	
при намотке каната диаметром 13 мм	2300
при намотке каната диаметром 15 мм	2000
Диаметр тормозного шкива, мм	1120
Ширина тормозных колодок, мм	230

Скорость лебедки	Частота вращения барабана, об/мин	Скорость ходового каната при намотке третьего ряда на барабане, м/с	Тяговое условие на ходовом канате при намотке третьего ряда на барабане, кН	Скорость подъема крюка, м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	40,3	1,12	83,7	0,187	46,8
II	68,5	1,92	49,25	0,321	27,5
III	112,2	3,17	30,0	0,526	16,8
IV	190,7	5,37	18,8	0,895	10,5
Обратный ход					
I	61,2	1,73	—	0,288	—
II	170,6	4,80	—	0,800	—

Высота от земли до оси кронблока, м	19
Расстояние от оси опоры вышки до оси скважины, мм	1475
Оснастка талевого системы	3 × 4
Диаметр, мм:	
канатного шкива (по дну желоба)	630
каната	25
Напряжение в системе электрооборудования, питающегося от генератора трактора через аккумуляторную батарею, В	12

Габаритные размеры (в транспортном положении), мм:		
длина		11100
ширина		2475
высота		4090
Масса, кг		
полная		24530
комплекта		25000

Агрегат А-50У

Агрегат предназначен для спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин глубиной до 3500 м с укладкой труб на мостки, для разбуривания цементной пробки в колоннах диаметром 141—168 мм, промывки и тартальных работ.

Агрегат (рис. 79) состоит из трансмиссии 2, двухбарабанной лебедки 5 (подъемный и тартальный барабаны), телескопической вышки с талевой системой 4, ротора 8 с гидроприводом, компрессора 1, гидродомкратов подъема 3, вышки 6 и системы управления 7 агрегатом и лебедкой.

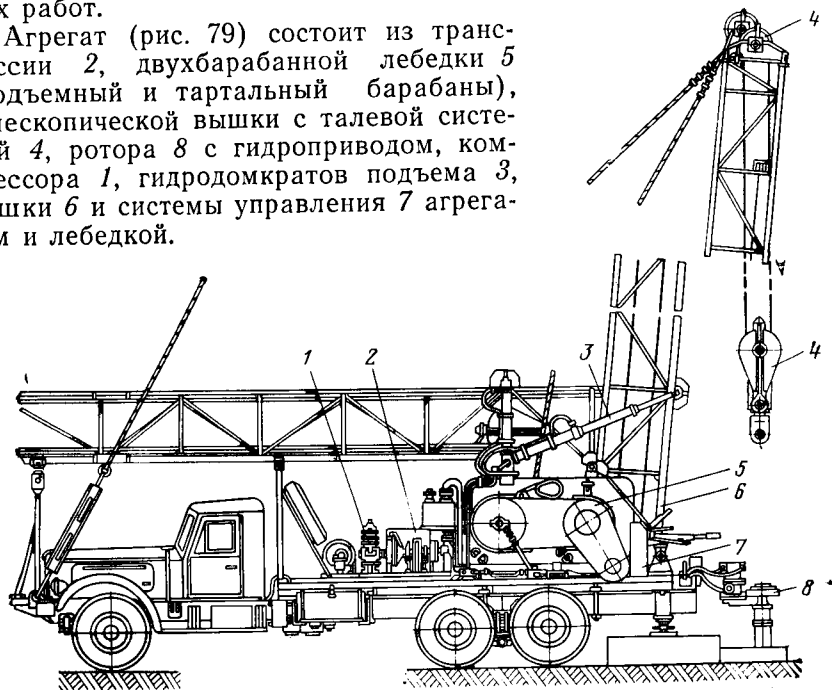


Рис. 79. Агрегат А-50У

Грузоподъемность агрегата при работе подъемного барабана лебедки и оснастке талевой системы 4×3 приведены в табл. 44.

Максимальное натяжение подъемного каната — 100 кН, тартального — 73 кН; диаметр талевых канатов 25 мм, тартального 13 мм. Вместимость подъемного барабана 300 м, тартального 2340 м.

Таблица 44

Скорость	Скорость каната, м/с	Скорость талевого блока, мм	Частота вращения вала барабана, об/мин	Грузоподъемность, т
I	1,088	0,181	39,8	50,0
II	1,9	0,317	69,8	34,5
III	4,17	0,695	153,0	12,6
IV	7,8	1,215	268,0	7,5

Телескопическая мачта в рабочем положении имеет угол наклона 6° . Высота мачты до оси четырехроличного кронблока, имеющего специальный ролик для тартального каната, 22 400 мм.

Максимальная статическая нагрузка на стол двухскоростного с приводом от гидромотора ротора 50 т. Проходное отверстие стола ротора 142 мм.

Управление механизмами агрегата пневматическое от компрессора М-155-2 производительностью до $0,6 \text{ м}^3/\text{мин}$ и давлением до 1 МПа. Охлаждение тормозов подъемного и тартального барабанов воздушное.

Привод навесного оборудования агрегата и промывочного насоса осуществляется от ходового двигателя автомобиля КраЗ-257 при работе на прямой передаче. Отбор мощности на механизм агрегата осуществляется от раздаточной коробки автомобиля.

Частота вращения вала и мощность ротора приведены ниже.

Включенная скорость	I	II
Частота вращения, об/мин	40	70
Мощность гидромотора М-20, кВт	23,5	44

Максимальное давление в гидросистеме привода ротора 13 МПа, а рабочее 8 МПа.

Промывочный насос 9МГР смонтирован на двухосном автоприцепе 2ПН-2. Максимальное давление насоса равно 16 МПа при подаче $6,1 \text{ л/с}$. Максимальная подача $9,95 \text{ л/с}$ обеспечивается при давлении 6 МПа.

Агрегат оснащен ограничителем подъема крюкоблока. В рабочем положении вышка закрепляется четырьмя оттяжками.

Габаритные размеры агрегата (в мм): длина — 12460, ширина — 2650, высота — 4160. Масса агрегата без насосного прицепа 22 400 кг; масса насосного прицепа 4124 кг.

Комплекс оборудования КОРО-3-50

Комплекс КОРО-3-50 состоит из самоходной подъемно-промывочной установки и передвижных мостков с рабочей площадкой и инструментальной тележкой.

Подъемно-промывочная установка смонтирована на четырехосном автомобиле МАЗ-543 высокой проходимости. В состав установки входят подъемная лебедка, промывочный насос с манифольдом, привод ротора, телескопическая вышка с талевой системой и комплекс механизмов для проведения спуско-подъемных операций. Привод основных механизмов установки (лебедка, насос и ротор) осуществляется от тягового двигателя автомобиля с использованием его гидромеханической трансмиссии, обеспечивающей бесступенчатое изменение скоростей и полный отбор мощности на всех режимах работы.

Подъемная лебедка с тяговым усилием ходового конца каната 10 т снабжена мощной тормозной системой, состоящей из двухленточного механического тормоза с ретинаксовыми колодками, сдублированного с электромагнитным порошковым тормозом.

Для удобства обслуживания, регулировки и смены отдельных исполнительных механизмов лебедки, редуктор привода вынесен на заднюю стенку станины; главный фрикцион размещен консольно на трансмиссионном валу; механизм ограничения высоты подъема крюкоблока вмонтирован в станину лебедки.

На шасси автомобиля размещен насосный бак, состоящий из промывочного насоса 15 Гр и манифольда с пусковой и контрольно-измерительной аппаратурой.

Привод ротора осуществляется от трансмиссионного вала лебедки через карданный вал, редуктор и цепные передачи. Ротор монтируется на специальной рабочей площадке над устьем скважины. Для работы с трубами, имеющими левую и правую резьбу, в редуктор встроены механизмы реверса. Включение привода ротора осуществляется муфтой, управляемой из кабины.

Телескопическая вышка установки выполнена из труб прямоугольного сечения.

Вышка снабжена устройством для автоматической установки верхней секции на упоры, кронштейном для подвески ролика кабеля при ремонте скважин с погружными центробежными электронасосами и системой сигнализации для безопасной установки вышки в рабочее положение. Кроме того, вышка имеет систему вертикальной установки труб и подвески штанг с укрытием верхового рабочего. Для механизации свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных и бурильных труб установка комплектуется автоматом АПР-ГП с гидроприводом и подвесным гидравлическим бурильным ключом КГП, а также гидрораспрепителем замковых соединений труб.

В подъемно-промывочной установке кабина управления механизмами трехместная, утепленная, с электрическим обогревателем; размещена она на шасси между лебедкой и насосом.

Управление подъемом и выдвижением вышки осуществляется дистанционно с выносного кнопочного пульта управления.

Система электрооборудования и освещения, выполненная от базовой электросистемы автомобиля, сдублирована с питанием от промышленной электросети через трансформаторно-выпрямительное устройство, смонтированное на установке. Кроме того, для питания электромагнитного порошкового тормоза и элементов его системы охлаждения на установке размещен специальный дизель — электрический агрегат мощностью 16 кВт, который при необходимости также может питать систему освещения, органы электропневматического и электрогидравлического управления и другое оборудование. Система освещения включает взрывобезопасные светильники ФВН.

Блок передвижных мостков с рабочей площадкой и инструментальной тележкой смонтирован на двухосном колесном прицепе, рама которого выполнена в виде приемного моста для труб, задняя часть — в виде рабочей площадки, а передняя поворотная и отделяемая часть является инструментальной тележкой. В транспортном положении на рабочей площадке перевозится ротор, а в инструментальной тележке — комплект инструментов для работы с насосно-компрессорными и бурильными трубами, промывочный шланг, эксплуатационный вертлюг ВЭ-50 и ключ для бурильных труб КГП.

Весь блок транспортируется вместе с подъемно-промывочной установкой.

Техническая характеристика установки КОРО-3-50

Грузоподъемность, т	50
Скорость подъема крюка, м/с	0,3—1,6
Оснастка талевого системы	3×4
Диаметр талевого каната, мм	25
Высота вышки, м	27
Емкость магазина вертикальной установки труб диаметром 73 мм, м	3000
Длина устанавливаемых за палец свеч, м	16—20
Гидравлическая мощность промывочного насоса 15Гр поршневого, двухцилиндрового, двойного действия, кВт	170
Диаметр сменных втулок, мм	110; 125;
	140
Максимальное давление при подаче 4 л/с, МПа	40
Максимальная подача при давлении 9 МПа, л/с	18
Грузоподъемность ротора Р-200	125
Диаметр отверстия, мм	200
Мощность привода, кВт	92
Скорость вращения стола, об/мин	30—180
Грузоподъемность вертлюга ВЭ-50, т	50
Рабочее давление, МПа	16
Вместимость стеллажей, м	3500
Длина укладываемых труб, м	12,5—20
Габаритные размеры комплекса в транспортном положении, мм:	
длина	34,0
ширина	3,0
высота	3,2
Масса комплекса оборудования, кг	52 000

Комплекс оборудования КОРО-80

Комплекс оборудования КОРО-80 предназначен для спуско-подъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами при разбуривании цементных мостов, ловильных работах, фрезеровании, нагнетании в скважину жидкостей и работ

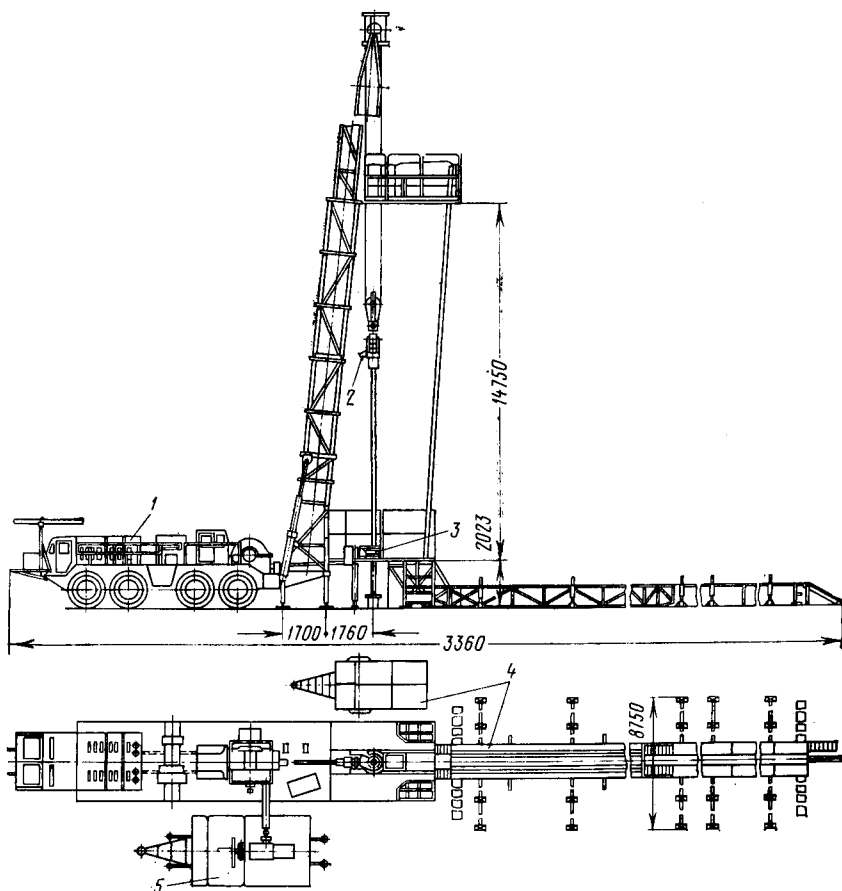


Рис. 80. Комплекс оборудования КОРО-80:

1 — подъемная установка УПА-80; 2 — вертлюг ВЭ-80×200; 3 — ротор Р-360; 4 — передвижные приемные мостки МПП-80; 5 — насосный блок БНП-15Гр

по исследованию скважин глубиной до 5000 м в процессе их освоения и капитального ремонта. Комплекс (рис. 80) состоит из трех блоков: самоходной подъемной установки УПА-80, смонтированной на четырехосном автомобиле-тягаче МАЗ-537 высокой проходимости; насосного блока БНП-15Гр, смонтированного на двухосном прицепе МАЗ-8926; передвижных приемных мостков МПП-80 на пневмоколесном ходу с рабочей площадкой и инструментальной тележкой.

Установка комплектуется ротором Р-360, промывочным вертлюгом ВП-80×200, механизированными ключами КГП с гидроприводом для бурильных труб диаметром 73 и 89 мм, гидроприводными автоматами АПР-ГП для насосно-компрессорных труб и комплектом инструмента для спуско-подъемных операций.

Подъемная установка УПА-80 состоит из однобарабанной лебедки с пневматической фрикционной муфтой, расположенной на консоли промежуточного вала. Основной ленточный тормоз имеет автономное водяное охлаждение, а вспомогательный электромагнитный тормоз — электропорошковый.

Вышка — телескопическая двухсекционная с талевой системой; она оснащена системой для вертикальной установки труб. В рабочем положении вышка устанавливается на четырех основных домкратах и двух дополнительных опорах, вынесенных в стороны. Имеется лебедка спуска приборов при исследовании скважин и система управления, расположенная в кабине машиниста. Привод лебедки и других механизмов осуществляется от двигателя автомобиля. Установка в рабочем положении укрепляется четырьмя оттяжками. Управление подъемом и спуском вышки осуществляется с выносного электрогидравлического пульта.

Насосный блок БНП-15Гр состоит из двухцилиндрового поршневого насоса 15Гр с манифольдом и запорной арматурой и двумерных емкостей. Привод насоса осуществляется от трансмиссионного вала лебедки через специальный карданный вал.

Передвижные приемные мостки МПП-80 состоят из рабочей площадки и собственно мостков, объединенных в один блок; блок инструментальной тележки в транспортном положении жестко соединен с блоком мостков и представляет собой, таким образом, переднюю часть двухосного прицепа. В результате работы, связанные с установкой рабочей площадки и мостков, сводятся к подведению мостков к устью скважины, подъему колес прицепа и развороту стеллажей для труб, т. е. сокращаются монтажно-демонтажные работы. Глубинная лебедка с гидроприводом позволяет спускать приборы при исследовании скважин на глубину до 6000 м. Диаметр проволоки 1,8 мм.

Приводы масляных насосов, водяного насоса, системы охлаждения, тормозов, генератора для питания электромагнитного тормоза и системы освещения агрегата осуществляются от специальной автономной силовой дизельной установки мощностью 55 кВт.

Кинематическая схема КОРО-80 приведена на рис. 81.

Техническая характеристика комплекса оборудования КОРО

Грузоподъемность на крюке, т	80
Скорость подъема крюка, м/с	0,2—1,2
Мощность двигателя автомобиля, кВт	386
Наибольшее тяговое усилие лебедки, т	18

Диаметр бочки барабана, мм	490
Длина бочки барабана, мм	750
Диаметр тормозного шкива, мм	1120
Число тормозных лент	2
Ширина тормозных лент, мм	230
Вместимость барабана при 15-мм канате, м	2500
Высота вышки от земли до оси кронблока, м	28
Наибольшая длина поднимаемых двух трубок, м	19
Оснастка талевой системы	4 × 5
Диаметр талевого каната, мм	28
Диаметр талевого шкива по дну желоба, мм	800
Приводная мощность двухцилиндрового насоса, кВт	214
Максимальное давление на выкиде, МПа	40
Наибольшая подача, л/с	16
Диаметр проходного отверстия ротора Р-360, мм	360
Нагрузка на стол, т	125
Диаметр проходного отверстия ствола корпуса вертлюга ВП-80 × 200, мм	75
Рабочее давление, МПа	20
Наибольшая длина укладываемой трубы, м	16
Вместимость стеллажей (трубы диаметром 73 мм), м	4500
Габаритные размеры рабочей площадки, мм:	
длина	3200
ширина	4100
высота	2100
Габаритные размеры в транспортном положении оборудова- ния установки, мм	

	УПА-80	БНП-15Гр	МПП-80
длина	15500	7800	17100
ширина	3200	2500	3200
высота	4250	3500	3100
Масса, кг	48000	8820	10785

Талевая система

Натяжение на подвижной ветви каната, наматываемого на барабан подъемника или агрегата при подземном ремонте скважин, уменьшается при помощи талевой системы, состоящей из системы неподвижных роликов — кронблоков; подвижных роликов — талевого блока, крюка и талевого каната.

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

Сила для подъема груза при любой оснастке

$$P = Q/n,$$

где Q — масса поднимаемого груза; n — число струн оснастки.

Длина каната, наматываемого на барабан,

$$L = n \cdot A,$$

где A — высота подъема груза.

Однако силы сопротивления в талевом механизме обуславливают увеличение P , т. е.

$$P = Q/n\eta,$$

где η — к. п. д. талевого механизма, величина которого 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

Кронблки

Кронблки эксплуатационные (рис. 82) изготавливаются для передвижных подъемных установок и стационарных эксплуатационных мачт (исполнение I) и для стационарных эксплуатационных вышек с подкронблочной рамой (исполнение II).

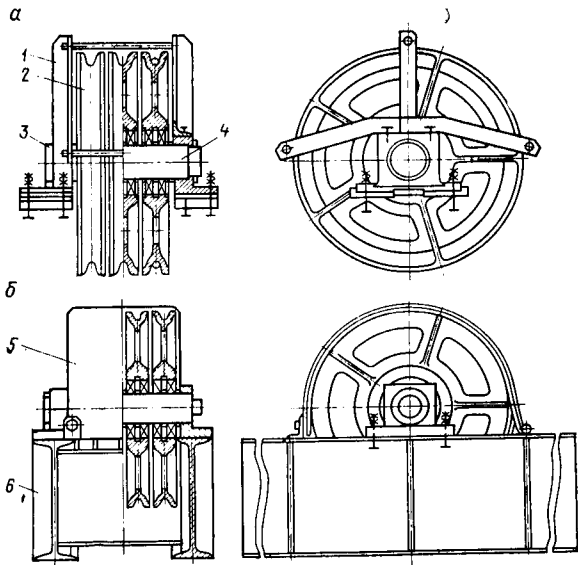


Рис. 82. Кронблки:
 а — исполнение I; б — исполнение II; 1 — ограждение; 2 — шкив; 3 — опора; 4 — ось шкивов; 5 — кожух; 6 — подкронблочная рама

Число канатных шкивов, устанавливаемых на подшипниках качения, зависит от грузоподъемности кронблока. Конструктивно кронблки всех грузоподъемностей не отличаются друг от друга. Шкивы у всех кронблоков расположены на одной неподвижной оси, покоящейся на опорах. Канатные шкивы посажены на ось на двух роликоподшипниках, отделяются друг от друга стопорными кольцами.

Во избежание перемещения шкивов вдоль оси кронблока последняя имеет с одной стороны бурт, а с другой — круглую гайку со стопорной шайбой. Смазка к роликоподшипникам поступает через продольное сверление внутри оси, которое связано радиальными сверлениями в месте установки подшипника с поло-

стью подшипников. Выходы продольного канала на концах оси закрываются шестигранными резьбовыми пробками. Шкивы снабжены крышками, предохраняющими подшипники от вытекания смазки и попадания грязи, и закрыты быстросъемным ограждением или кожухом для предотвращения соскальзывания талевого каната со шкивов (табл. 45).

Таблица 45

Техническая характеристика кронблоков

Показатели	КБЭ-12,5	КБ-20	КБ-32	КБ-50	КБР-50
Грузоподъемность, т	12,5	20	32	50	
Исполнение		I		II	
Число канатных шкивов	2		3		4
Диаметр канатных шкивов по дну желоба, мм	360	450	560	630	
Диаметр талевого каната, мм	14,5	18,5	22,5	25,0	
Габаритные размеры, мм:					
длина	500	600	720	850	2225
ширина	410	420	485	645	675
высота	460	560	690	760	970
Масса, кг	120	140	200	480	755

Продолжение табл. 45

Показатели	КБ-80	КБР-80	КБ-125	КБР-125
Грузоподъемность, т		80		125
Исполнение	I	II	I	II
Число канатных шкивов		4		6
Диаметр канатных шкивов по дну желоба, мм	—	—	710	—
Диаметр талевого каната, мм	—	—	28,0	—
Габаритные размеры, мм:				
длина	1020	2225	1020	2225
ширина	850	850	960	1055
высота	900	1045	940	1070
Масса, кг	850	1150	1200	1600

Талевые блоки

Талевые блоки (рис. 83) всех типоразмеров отличаются друг от друга только числом канатных шкивов, насаженных на роликоподшипниках на ось, неподвижно установленную в двух щеках и закрепленную гайкой. Канатные шкивы отделены друг от друга распорными кольцами, подшипники смазываются инди-

видуально через продольные и радиальные отверстия в оси. На торцах оси выходы продольного канала закрыты пробками. По аналогии с кронблоками канатные шкивы талевого блока имеют боковые крышки, предохраняющие от попадания грязи и вытекания из них смазки.

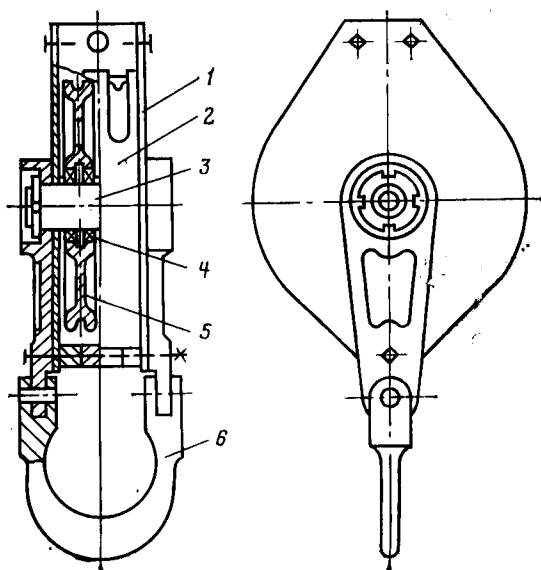


Рис. 83. Талевый блок:
 1 — щечка; 2 — боковой кожух;
 3 — ось шкивов; 4 — подшипник;
 5 — шкив; 6 — серьга

К нижней части щек подвешена серьга для соединения с крюком.

Канатные шкивы закрыты откидными, съемными кожухами с прорезями и имеют ограничители, предохраняющие от соскакивания талевого каната.

Таблица 46

Техническая характеристика талевых блоков

Показатели	БТ-12,5	БТ-20	БТ-32	БТ-50	БТ-80	БТ-125
Грузоподъемность, т.	12,5	20	32	50	80	125
Число канатных шкивов	2	2	2	3	3	5
Диаметр канатных шкивов по дну желоба, мм	360	450	560	630	710	710
Диаметр талевого каната, мм	14,5	18,5	22,5	25,0	28,0	28,0
Габаритные размеры, мм:						
длина	430	560	680	800	930	930
ширина	250	265	315	455	520	680
высота	800	990	1225	1405	1740	1800
Масса, кг	140	160	250	500	900	1300

Конструкция талевых блоков рассчитана на использование их в крюкоблоках, применяемых на подъемных установках. Серьга талевого блока снимается и щеки соединяются непосредственно с подвеской крюка (табл. 46).

Подъемные крюки

Крюки 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.

Крюк (рис. 84) состоит из кованого рога, подвески и серьги.

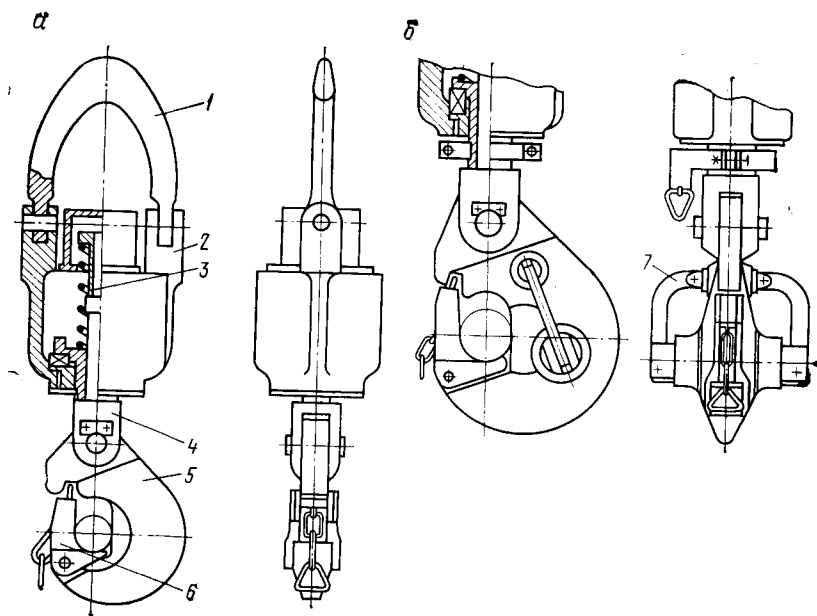


Рис. 84. Подъемные крюки:

а — исполнение I; б — исполнение II; 1 — серьга; 2 — корпус крюка; 3 — пружина; 4 — ствол крюка; 5 — рог крюка; 6 — седло; 7 — дополнительный рог со скобой

Рог крюка включает сменное седло с защелкой, которая фиксирует положение седла при спуско-подъемных операциях. В седле имеется вогнутая цилиндрическая поверхность под размер сопрягаемого с ним штропа элеватора или серьги вертлюга.

Крюки изготавливают однорогие (исполнение I) грузоподъемностью до 20 т и трехрогие (исполнение II) грузоподъемностью 32 и более (табл. 47).

Подвеска, соединяющая рог крюка с серьгой, состоит из литого стального корпуса; амортизирующей пружины; ствола, установленного на упорном подшипнике. Поэтому возможно сво-

Техническая характеристика подъемных крюков

Показатели	КР-12,5	КР-20	КР-32	КР-50	КР-80	КР-125
Грузоподъемность, т.	12,5	20	32	50	80	125
Исполнение	I	I	II	II	II	II
Диаметр зева основного рога, мм.	70	70	100	100	170	170
Просвет серьги, мм	255	255	253	285	380	380
Рабочий ход амортизационной пружины, мм	80	80	100	100	145	145
Габаритные размеры, мм:						
длина	155	185	230	330	350	400
ширина	270	300	425	520	710	830
высота	1010	1055	1355	1455	1800	2000
Масса, кг	65	95	180	280	400	650

бодное вращение рога крюка со стволом как под нагрузкой, так и без нее. Амортизационная пружина и упорный подшипник помещены внутри корпуса и закрыты крышкой для предохранения их от атмосферных осадков и загрязнения.

С помощью серьги крюк подвешивается к талевой системе.

Вертлюги

При надземном ремонте скважин применяются промывочные и эксплуатационные вертлюги, подвешиваемые на подъемный крюк. Вертлюг — соединительное звено между талевой системой и инструментом, который подсоединяется к вращающемуся стволу вертлюга.

Через вертлюг промывочная жидкость, поступающая по шланговому соединению, поступает в колонну труб и к забюю скважины.

Вертлюг эксплуатационный (рис. 85) состоит из неподвижной и вращающейся частей.

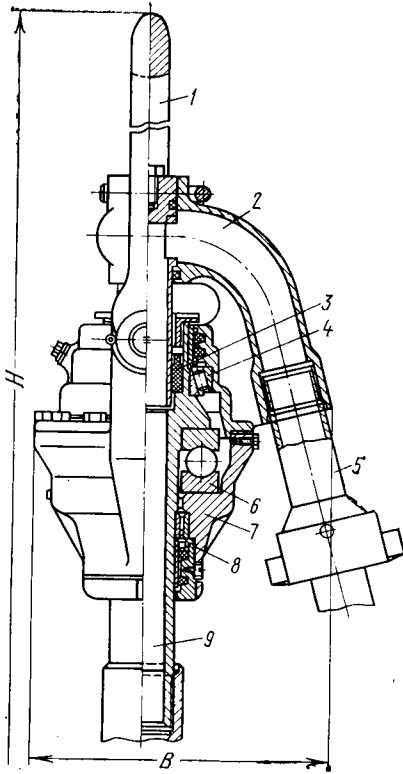
К неподвижной относятся корпус, крышка, серьга и отвод буровой трубы; к вращающейся ствол, установленный на трех подшипниках, которые обеспечивают центрирование его относительно корпуса и восприятие осевой и радиальной нагрузок.

В качестве основной средней опоры применен упорный шариковый подшипник. Верхний подшипник — роликовый конический, нижний — подшипник скольжения.

Корпус вертлюга представляет собой стальную отливку обтекаемой формы. Сверху он закрыт крышкой, выполненной заодно с отводом. Крышка крепится к корпусу болтами. В нижнюю часть корпуса ввинчена крышка масляного сальника, предотвращающего утечку масла из корпуса вертлюга. Верхний напорный сальник из V-образных самоуплотняющихся асбестографитовых манжет уплотняет зазор между стволом и напорной

Рис. 85. Вертлюг эксплуатационный ВЭ-50:

1 — серьга; 2 — отвод; 3 — манжетное уплотнение; 4 — верхняя опора; 5 — быстросборное соединение; 6 — основная опора; 7 — корпус; 8 — нижняя опора; 9 — ствол



трубой. Для заполнения маслом служит отверстие, расположенное в верхней части корпуса. Пробка, закрывающая это отверстие, имеет канал для выхода паров масла. В корпусе вертлюга имеется также отверстие для контроля уровня масла.

Внутренняя полость с помощью войлочных уплотнений предохранена от попадания в нее пыли и грязи.

Техническая характеристика эксплуатационных вертлюгов

	ВЭ-50	ВЭ-80
Максимальная нагрузка на ствол, т	50	80
Частота вращения ствола, об/мин	150	150
Диаметр проходного отверстия, мм	60	75
Максимальное давление прокачиваемой жидкости, МПа	16	20
Присоединительная резьба для условного диаметра труб на стволе вертлюга, мм		
под переводник	89	89
на отводе	73	114
Габаритные размеры, мм:		
высота Н	1330	1875
ширина В	415	588
ширина по оси пальца	370	505
Масса, кг	150	420

Ротор Р360-Ш14М

Назначение ротора — вращение бурильного инструмента и удержание колонны бурильных или обсадных труб при их свинчивании и развинчивании в процессе спуско-подъемных операций при поисковом бурении скважин небольшого диаметра и их капитальном ремонте.

Ротор (рис. 86) состоит из станины, стола с коническим зубчатым венцом, опирающимся на упорные подшипники.

Нижняя часть ствола служит одновременно масляной ванной нижнего упорно-радиального подшипника.

Вращение столу ротора передается через коническую зубчатую шестерню, закрепленную на конце ведущего вала 7.

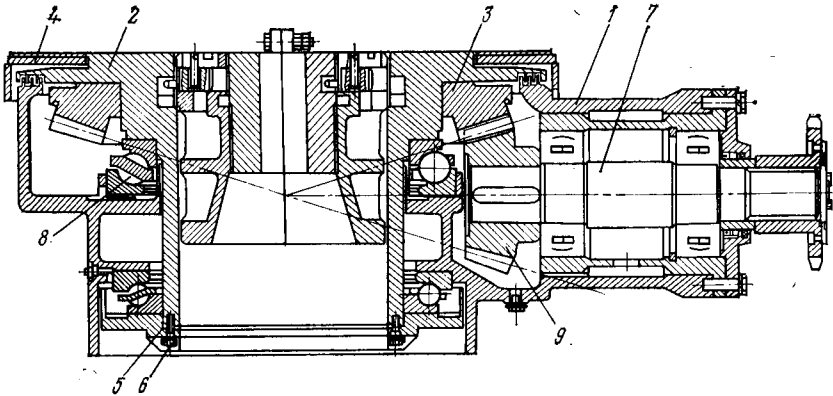


Рис. 86. Ротор Р360-ШММ:

1 — станина; 2 — стол ротора; 3 — зубчатый венец; 4 — кожух; 5 — масляная ванна; 6 — болт; 7 — вал ведущий; 8 — шарикоподшипник упорно-радиальный; 9 — коническая шестерня

Стол ротора огражден кожухом, являющимся одновременно неподвижной площадкой.

Техническая характеристика ротора Р360-Ш14М

Наибольшая статическая нагрузка, кН	1200
Проходное отверстие стола, мм	360
Наибольший крутящий момент, кН·м	12,3
Расстояние от цепной звездочки до центра стола ротора, мм	900
Наибольшая частота вращения стола ротора, об/мин	200
Передаточное число зубчатой конической передачи	3,29
Число зубьев на ведущей шестерне	17
То же, на ведомой шестерне (венце)	56
Модуль зацепления, т	14
Подшипник опоры стола ротора	Упорно-радиальный № 9168288
Габаритные размеры ротора с рамой, мм:	
длина	1385
ширина	925
высота	520
Масса ротора с рамой, кг	1330
Масса ротора без рамы, кг	1230

Роторная установка УРК-50

Установка состоит из смонтированных на одной металлической раме электродвигателя, коробки перемены передач и ро-

гора Р-360. Узел электросборки и пульт управления расположены отдельно.

Асинхронный обдуваемый электродвигатель ВАО-81-6 во взрывозащищенном исполнении имеет мощность 30 кВт; частота вращения его вала 980 об/мин. К фланцу электродвигателя крепится корпус фрикционной тракторной муфты сцепления, служащей для обеспечения плавного пуска привода, а также для ограничения крутящего момента.

Трехскоростная крупномодульная коробка перемены передач рассчитана на передачу больших крутящих моментов. С валом фрикционной муфты она соединяется с помощью упругой пальцевой муфты. Вращение на ротор от коробки передач передается через зубчатую муфту.

В комплект установки входит спайдер от механического ключа КМУ-50, нижняя часть корпуса которого выполнена для посадки в стол ротора вместо вкладышей и стопорения в нем.

При спуско-подъемных операциях с трубами для капитального ремонта скважин применяют гидравлический ключ КГП, входящий в комплект поставки. Установка имеет гидросистему для питания гидравлических ключей.

Блок электросборки состоит из плотнозакрывающегося металлического шкафа, брызгозащищенного исполнения. В шкафу размещены: автоматический выключатель, обеспечивающий максимальную и тепловую защиты приводного электродвигателя, два магнитных пускателя переменного тока для включения электродвигателя и понижающий трансформатор. На стенке шкафа смонтирован амперметр.

Блок электросборки соединяется гибким кабелем с кнопочным постом управления и электродвигателем.

Пульт управления служит стойка, на которой подвешен кнопочный пост управления. Пульт управления выполнен в виде самостоятельного узла и может устанавливаться в любом, удобном для бурильщика месте.

Механизмы для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг

В комплексе основных работ, связанных с подземным ремонтом скважин, к наиболее тяжелым и трудоемким относятся операции по спуску и подъему насосно-компрессорных труб и штанг. Они в зависимости от характера ремонта и количества находящихся в скважине труб и штанг занимают от 50 до 80 % от общего времени, затрачиваемого на ремонт скважины.

Применение автоматов для работы с трубами и штангами позволяет в 2—3 раза увеличить темп спуско-подъема и повысить качество крепления резьб.

Для механизации и частичной автоматизации наиболее трудоемких ручных операций при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб широкое применение получили автоматы

АПР-2ВБ с приводом от электродвигателя и АПР-ГП с гидравлическим приводом. При ремонте скважин с погружными электронасосами находят применение механические ключи КМУ грузоподъемностью 32 и 50 т.

Техническая характеристика автоматов АПР

	АПР-2ВБ	АПР-ГП
Максимальная грузоподъемность, т	80	80
Максимальный крутящий момент на водиле, кН·м	450	450
Частота вращения водила, об/мин	48	58
Условный диаметр труб, мм	48, 60, 73, 89, 114	
Габаритные размеры, мм:		
длина	950	810
ширина	525	525
высота	650	650
Масса, кг		
ключа в сборе	275	235
полного комплекта	485	445

Автоматы АПР

Автомат АПР используют для механического свинчивания и отвинчивания труб при помощи вращателя. Захват и удержание на весу колонны осуществляются при помощи автоматического спайдера, а для центрирования колонны труб предназначен центратор. Автомат рассчитан на использование его совместно с элеваторами ЭГ, подкладными вилками, трубными КТМ и стопорными ключами КСИ, а также с элеваторами ЭТА и трубными ключами КТГУ и КТД.

Автомат АПР-2ВБ (рис. 87) со взрывобезопасным электроприводом состоит из блока автомата, клиновой подвески, центратора, балансира с грузом, электрического инерционного взрывобезопасного привода с реверсивным взрывобезопасным переключателем.

Блок автомата представляет собой корпус клинового спайдера с червячным редуктором и водилом, передающим вращающее усилие трубному ключу. Редуктор защищен кожухом, образующим масляную ванну. Блок автомата крепится к пьедесталу центратора тремя шпильками.

Блок клиновой подвески состоит из направляющей с кольцами и основанием, к которому шарнирно подвешены три клина. Клинья для труб диаметром 48, 60 и 73 мм сборные и состоят из корпуса и сменных плашек, закрепляемых в корпусе шпильками.

Для труб 89 и 114 мм клинья монолитные. Клинья для труб диаметром 48—89 мм имеют усы-синхронизаторы, обеспечивающие синхронную работу их в момент захвата трубы.

Блок центратора для труб 48; 60; 73 и 89 мм состоит из пьедестала, к которому тремя шпильками крепится автомат.

Для труб диаметром 48—89 мм втулки центратора изготавливаются с гладкими и высаженными концами. Втулку закладывают сверху на борт пьедестала, и при подъеме труб с муфтами она удерживается фиксатором.

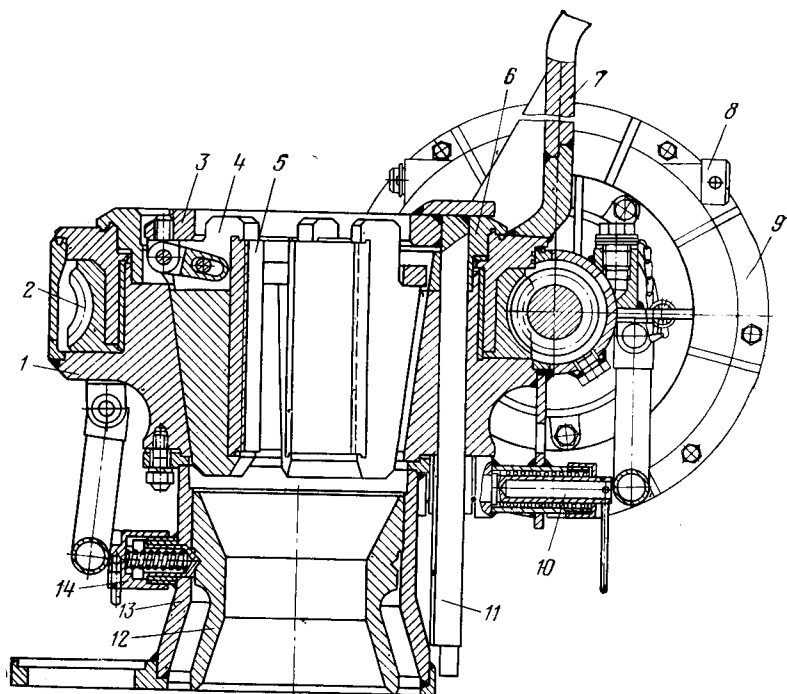


Рис. 87. Автомат АПР-2ВБ:

1 — корпус автомата; 2 — червячное колесо в сборе; 3 — клиновидная подвеска; 4 — корпус клина; 5 — плашка; 6 — опорный фланец; 7 — водило; 8 — вал и вилки включения маховика; 9 — электродвигатель; 10 — ось балансира; 11 — направление клиновидной подвески; 12 — центратор; 13 — пьедестал центратора; 14 — фиксатор центратора

Для работы с трубами 114 мм применяется специальный центратор, вкладыш которого имеет форму колодки. В процессе спуска или подъема центраторы автоматически центрируют колонну труб относительно автомата.

Блок балансира состоит из балансира и надетого на него груза. Для обеспечения перемещения клиновидной подвески вверх вниз балансир на время работы соединяют с блоком автомата.

Автомат АПР-2ВБ комплектуется взрывобезопасным электроприводом ПЭИ-ВБ и инерционным устройством.

На заднем щите электропривода монтируется взрывобезопасный пускатель ПРВ-ЗС, в корпусе которого смонтированы быстроедействующий реверсивный выключатель барабанного типа и вилки штепселя с контактными штырями.

Привод автомата осуществляется от взрывобезопасного электродвигателя АСВ-41-4А специального исполнения. Мощность двигателя 3,5 кВт; напряжение 380 В; частота вращения вала 1350 об/мин.

Переключатель — реверсивный взрывобезопасный, пускатель ПРВ-3С снабжен кабелем в нефтестойкой оболочке.

Ключи механические универсальные

Эти ключи применяются при текущем ремонте скважин для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию насосно-компрессорных труб с удержанием на весу и центрированием

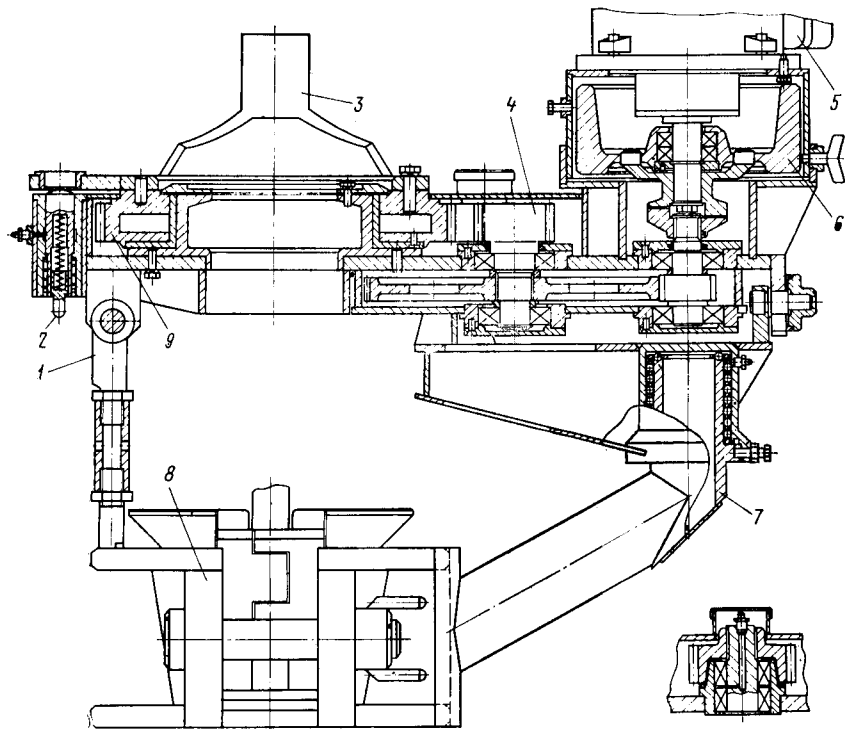


Рис. 88. Ключ механический универсальный КМУ:

1 — блокировочная рукоятка; 2 — механизм совмещения прорезей рабочей шестерни и корпуса; 3 — водило; 4 — редуктор; 5 — электропривод; 6 — сменный маховик; 7 — кронштейн; 8 — спайдер; 9 — вращатель

колонны труб. Наибольшее применение ключ получил при ремонте скважин с погружными центробежными электронасосами.

К основным узлам (рис. 88) относятся вращатель 9, электропривод 5, кронштейн 7 и разрезной спайдер 8.

Вращатель представляет собой редуктор с прямозубой цилиндрической передачей. Рабочий орган вращателя — большая

разрезная шестерня с закрепленным на ней водилом. Для привода шестерни применяется электродвигатель В100С-4У2-Б мощностью 3,5 кВт (1350 об/мин) во взрывобезопасном исполнении ВЗГ-4В с помощью маховика и полумуфты. Управление электропривода осуществляется с кнопочного поста управления через магнитный пускатель.

Вращатель с электроприводом прикреплен быстросъемными зажимами к поворотной стойке, состоящей из плиты — кронштейна, приваренного к спайдеру. Спайдер состоит из разрезного корпуса, клиньев и рукоятки управления. Колонна насосно-компрессорных труб заклинивается в спайдере. Ключ наводится на колонну труб поворотом вокруг кронштейна, при этом стяжной болт фиксатора вращателя, скользя по эксцентричной поверхности спайдера, попадает в паз спайдера и фиксирует совмещение вращателя со спайдером. Включением кнопки управления водило приводится во вращение.

Совмещение прорези большой шестерни с прорезью корпуса осуществляется специальным механизмом.

На базе ключа КМУ-32 разработан механический универсальный гидроприводной ключ КМУ-ГП. Этот ключ применяется на гидрофицированных самоходных ремонтных агрегатах.

Техническая характеристика ключей КМУ

	КМУ-32	КМУ-32-ГП	КМУ-50
Максимальная грузоподъемность, т	32	32	50
Максимальный крутящий момент на водиле, кг·м	450	450	450
Диаметр захватываемых труб, мм	48, 60, 73, 89, 114		
Габаритные размеры, мм:			
длина	840	950	920
ширина	410	410	560
высота	1020	1020	1020
Маеса, кг:			
ключа в сборе	370	330	370
полного комплекта	460	420	560

Ключ подвесной КГП

Ключ подвесной гидравлический КГП предназначен для свинчивания, закрепления, раскрепления и развинчивания буровых труб диаметром 73 и 89 мм с замками.

Ключ состоит (рис. 89) из рычага с редуктором; челюстей передней, задней и сменной; подвески; регулятора расхода для гидрофицированных установок А-50.

Рычаг с редуктором представляет собой сварную конструкцию, в средней части которой расположен шестеренчатый редуктор с гидромотором.

Гидромотор приводится в действие реверсивным золотником с ручным управлением, размещенным на конце рычага, или ди-

станционным при помощи золотника с поста бурильщика. При дистанционном управлении золотник, установленный на ключе, служит для изменения направления вращения бурильных труб.

Для передачи вращения ведущему ролику передней челюсти между выходным валом редуктора и осью ведущего ролика установлена цепная передача, закрытая кожухом.

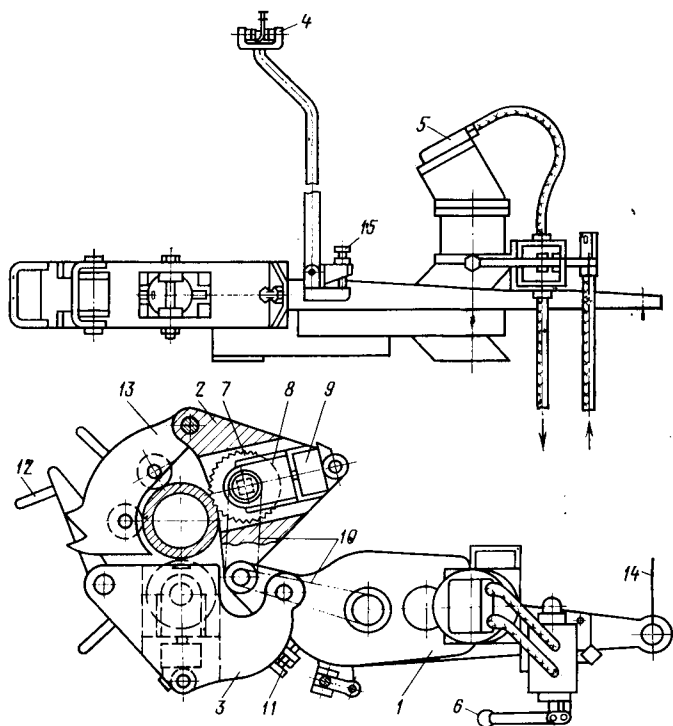


Рис. 89. Ключ подвесной КПП:

1 — рычаг с редуктором; 2 — челюсть передняя; 3 — челюсть задняя; 4 — подвеска; 5 — гидромотор; 6 — золотник реверсивный; 7 — ролик зубчатый; 8 — каретка; 9 — цилиндр; 10 — цепная передача; 11, 15 — болты регулировочные; 12 — защелка; 13 — челюсть сменная; 14 — канат гидрораскрепителя

Передняя и задняя челюсти ключа шарнирно укреплены на передней части рычага.

Внутри передней челюсти, шарнирно укрепленной на рычаге с редуктором, расположен ведущий ролик с зубчатой насечкой, который с помощью каретки и гидравлического цилиндра перемещается к бурильной трубе во время свинчивания или развинчивания.

В исходное положение ролик отводится с помощью пружины.

Вращение ролику передается цепной передачей от звездочки, установленной на рычаге с редуктором. Со стороны трубы установлены зубчатые сухари для захвата бурильного замка при его закреплении или откреплении. Внутри задней челюсти, шарнирно укрепленной с помощью оси на рычаге редуктора, установлен ролик с гладкой поверхностью, который так же, как и в передней челюсти, с помощью каретки и гидравлического цилиндра перемещается к бурильной трубе. На челюсти со стороны трубы также установлены зубчатые сухари для захвата бурильного замка при его закреплении и откреплении.

Для закрытия ключа на бурильной трубе челюсть имеет защелку. Сменная челюсть шарнирно прикреплена с помощью оси к челюсти передней. Внутри сменной челюсти установлены два гладких ролика. С левой стороны челюсть имеет два зуба, с помощью которых ключ может устанавливаться на бурильных замках диаметром 95 и 109 мм.

С помощью подвески ключ подвешивается на скважине. Горизонтальное положение ключа регулируется подвеской и болтом. В зависимости от сборки ключ КГП может быть правого или левого вращения.

Техническая характеристика ключа КГП

Диапазон работы ключа:	
с бурильными трубами диаметром, мм	73—89
с замками, мм	95—108
Максимальная частота вращения бурильной трубы при свинчивании, об/мин:	
диаметром 73 мм с замком диаметром 95 мм	144
диаметром 89 мм с замком диаметром 108 мм	125
Максимальный крутящий момент, кН·м:	
при свинчивании-развинчивании бурильной трубы	5,5
при раскреплении бурильной трубы	3,0
Максимальное давление в гидросистеме, МПа	8
Производительность гидросистемы, л/мин	60—70
Габаритные размеры, мм:	
длина	1370
ширина	624
высота	1180
Масса, кг	300

Спаyder АСГ-80

Спаyder используется в тех случаях, когда применение автоматов АПР по каким-либо причинам невозможно или нецелесообразно.

Спаyder предназначается для захвата, удержания, освобождения и центрирования колонны насосно-компрессорных труб при текущем и капитальном ремонтах скважин.

Спаyder (рис. 90) выполнен в виде кольцевого корпуса с внутренним коническим отверстием, внутри которого размещены три клина, которые шарнирно связаны со специальным направлением. С помощью пружины подвеска с клиньями выталкива-

ется в верхнее положение, а в нижнее положение подвеска опускается под действием силы веса элеватора или колонны труб.

Корпус спайдера соединен с центратором, имеющим вкладыши центратора для центрирования спускаемой или поднимаемой колонны труб.

Подвески с клиньями и вкладыши центратора — сменные, рассчитанные на трубы диаметром 48—114 мм. Грузоподъемность спайдера 75 т. Габаритные размеры 380×335×365 мм, масса 65 кг.

Особенность спайдера АСГ-80 — унификация основных его узлов и деталей с автоматом АПР-2ВБ. К ним относятся: клиновые подвески в сборе всех размеров; корпус центратора в сборе, втулки центраторов всех размеров, корпус клиньев, клинья, плашки, направления и детали подвески клиньев.

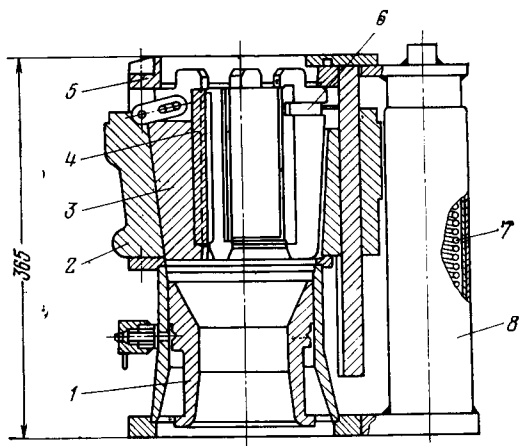


Рис. 90. Спайдер АСГ-80:

1 — вкладыш центратора; 2 — корпус; 3 — корпус клина; 4 — плашка; 5 — подвеска; 6 — синхронизатор клина; 7 — пружина ползуна; 8 — направляющая

Автоматический штанговый ключ АШК-Т

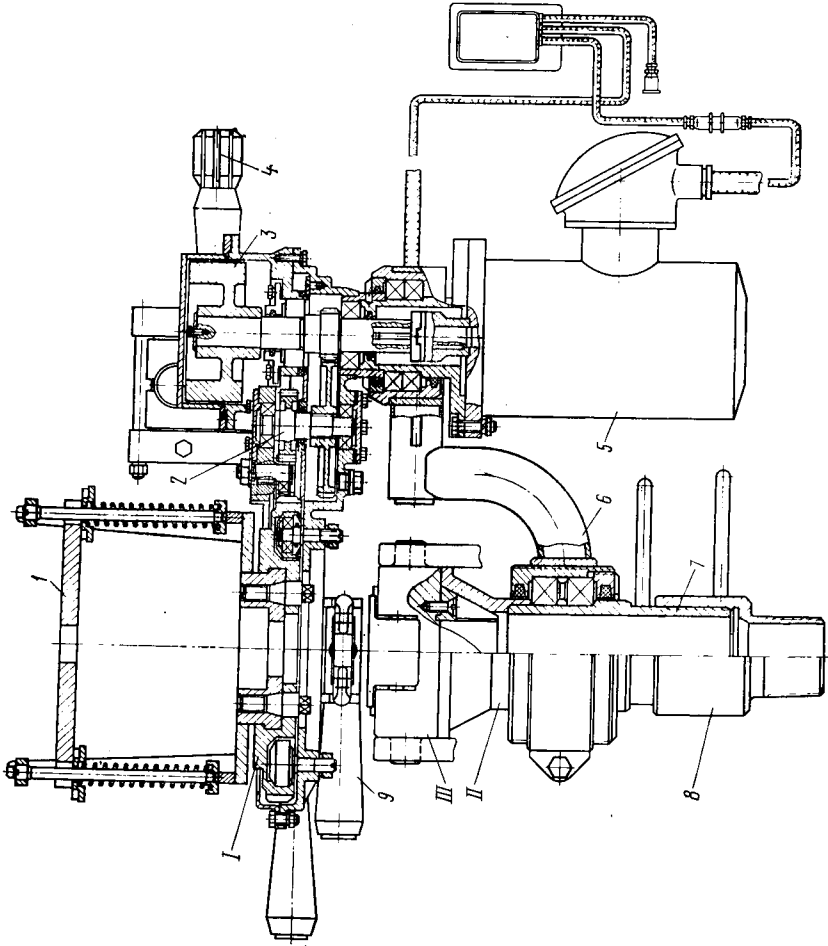
Ключ АШК-Т создан на базе механизма АШК-Г. Ключ АШК-Т (рис. 91) состоит из двух основных блоков: блока редуктора I и блока стойки II.

В блок редуктора входят захватная часть со сменными верхними ключами 1, редуктор 2, сменные маховики 3, пост управления приводом 4, стопорное устройство штанг 9 со сменными нижними ключами. Взрывобезопасный электродвигатель с питанием от промышленной сети.

Блок стойки состоит из кронштейна 6, основания-воронки 7, сменных переводников 8. Одним плечом кронштейн 6 смонтирован на основании-воронке 7 и может свободно вращаться относительно оси скважины. Редуктор ключа 1 может свободно поворачиваться относительно оси электродвигателя в подшипниках, расположенных на другом плече кронштейна 6.

В комплект АШК-Т входят также специальные ключи и штанговые элеваторы III. При монтаже ключа АШК-Т на скважине в резьбовую часть устьевого оборудования ввинчивается основание-воронка 7 с кронштейном 6 и сменным переводником 8 соответствующего размера. На кронштейне 6 монтируется блок редуктора 1. К промышленной сети подключается элек-

Рис. 91. Автоматический штан-
говый ключ АШК-Т



а пост управления приводом 4 крепится на стойке блока редуктора.

Перед началом работы в зависимости от типоразмера штанг в захватную часть 1 вставляется верхний ключ соответствующего размера, а в стопорное устройство 9 — нижний ключ. На вал электродвигателя 5 насаживается маховик 3 соответствующего размера. При свинчивании или развинчивании очередного резьбового соединения штанг оператор надвигает блок редуктора 1 на штангу так, чтобы грани квадрата верхней штанги совместились с гранями выреза сменного верхнего ключа. Затем оператор круговым вращением блока редуктора устанавливает на квадрате нижней штанги сменный нижний ключ стопорного устройства 9. После совмещения вырезов сменных ключей с квадратами резьбового соединения оператор включает электродвигатель 5 и осуществляет свинчивание и развинчивание соединения. По окончании этого процесса оператор отводит рукоятку стопорного устройства 9. При этом квадрат нижней штанги освобождается от сменного нижнего ключа. При последующем повороте блока редуктора относительно оси скважины осуществляется совмещение прорези сменного верхнего ключа с прорезью блока редуктора, после чего блок редуктора 1 отодвигается в исходное положение.

В последующем при свинчивании или развинчивании очередного резьбового соединения штанг цикл повторяется.

Техническая характеристика ключа АШК-Т

Максимальный крутящий момент на захватной части ключа, кг·м	110
Диаметр насосных штанг, мм	16—25
Частота вращения захватной части ключа, об/мин	110
Габаритные размеры, мм:	
длина	740
ширина	560
высота	720
Масса ключа без штанговых элеваторов, кг	140

Инструмент для спуско-подъемных операций

При спуско-подъемных операциях применяют трубные и штанговые элеваторы, ключи, штропы, спайдеры, различный инструмент и приспособления.

Трубные элеваторы

Трубные элеваторы предназначены для захвата трубы и удержания колонны труб на весу в процессе спуско-подъемных операций. Поскольку затвор должен обеспечить надежное соединение захватного устройства в период спуско-подъемных операций, он снабжен предохранительным устройством в целях предупреждения самооткрывания.

Конструктивное исполнение элеваторов зависит от диаметра захватываемых труб, от способа захватывания, массы несущей нагрузки и технологии ремонта. Этим объясняется многообразие конструкций трубных элеваторов, применяемых при подземном ремонте скважин. Для насосно-компрессорных труб применяют одно- и двухштропные элеваторы.

Одноштропные элеваторы

Элеваторы ЭГ предназначены для работы при механизированном свинчивании и развинчивании труб, а также при работе с клиновым захватом — спайдером. Автомат АПР для свинчивания и развинчивания труб имеет клиновый захват, заменяющий нижний элеватор, поэтому для подъема и спуска труб достаточно иметь только один висящий элеватор.

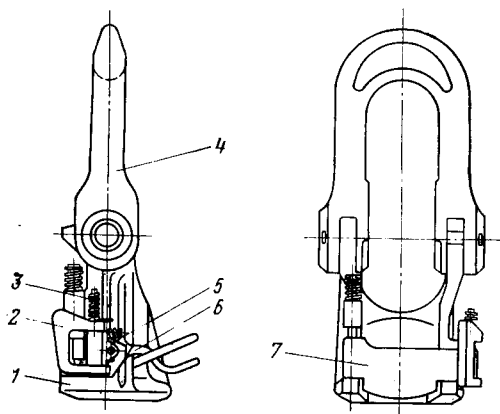


Рис. 92. Элеватор трубный ЭГ:

1 — корпус; 2 — защелка; 3 — пружина защелки; 4 — штроп; 5 — пружина фиксатора; 6 — фиксатор; 7 — створка

Элеватор (рис. 92) состоит из литого корпуса, изготавливаемого из стали 40ХНЛ, 15ХНЛЗЛ или 20ХНЗЛ, внутри которого имеется опорный бурт под муфту трубы, фиксатора с пружиной, шарнирного пальца и серьги; створки и защелки закреплены на осях. Элеваторы рассчитаны на работу с насосно-компрессорными гладкими и с высаженными наружу концами; последние в шифре имеют букву «В» (табл. 48).

Элеваторы ЭТВ с автоматическим захватом предназначены для работы с насосно-компрессорными трубами, имеющими гладкие и высаженные концы при механизированном свинчивании и развинчивании труб, а также при ручной работе со спайдером.

Элеватор (рис. 93) состоит из корпуса 4, серьги 1, соединенных шарнирно с помощью пальцев 2 и шплинтов 3. В корпусе помещен узел захвата 8, с тыльной стороны которого располагается рукоятка 5, соединенная с корпусом при помощи направляющей втулки 6 и двух штырей 7. Левая и правая направляющие 9, прикрепленные к корпусу элеватора болтами 10, обеспечивают раскрытие и закрытие челюстей захвата.

Корпус элеватора литой, из стали 40ХН. Внутренняя полость корпуса имеет опорную поверхность под захват для трубы. В тыльной стороне корпуса на верхнем торце имеется прилив для фиксирования рукоятки в закрытом положении элева-

Техническая характеристика элеваторов ЭГ

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

тора. Захват служит опорной поверхностью под муфты трубы и одновременно передает вес колонны корпуса элеватора. Состоит он из правой и левой челюстей, соединенных между собой при помощи оси, на которой установлен шток, оканчивающийся шлицами.

Захват является сменным узлом, подбираемым в зависимости от диаметра труб. Рукоятка выполняет роль обычной рабочей рукоятки элеватора, а также служит для закрытия и открывания находящегося в корпусе элеватора захвата труб и фиксации последнего в положениях «открыто» и «закрыто».

Рукоятка состоит из направляющей втулки, к которой приварены стойка и щека. К верхним концам щеки и стойки приварен стакан, который имеет прорезь, через которую верхний конец рычага входит в фиксатор, опирающийся своим буртом на пружину. Нижний конец рычага шарнирно соединен со стойкой при помощи оси. Скошенные части нижнего конца щетки фиксируют крайнее левое и правое положения рукоятки при открывании и закрытии элеватора.

Техническая характеристика элеваторов ЭТА

	ЭТА-52	ЭТА-50	ЭТА-80
Грузоподъемность, т	32	50	80
Условный диаметр труб, мм	48—73	48—89	73—114
Габаритные размеры, мм:			
длина	260	280	300
ширина	200	230	270
высота	525	550	575
Масса, кг	16,0	22,0	27,0

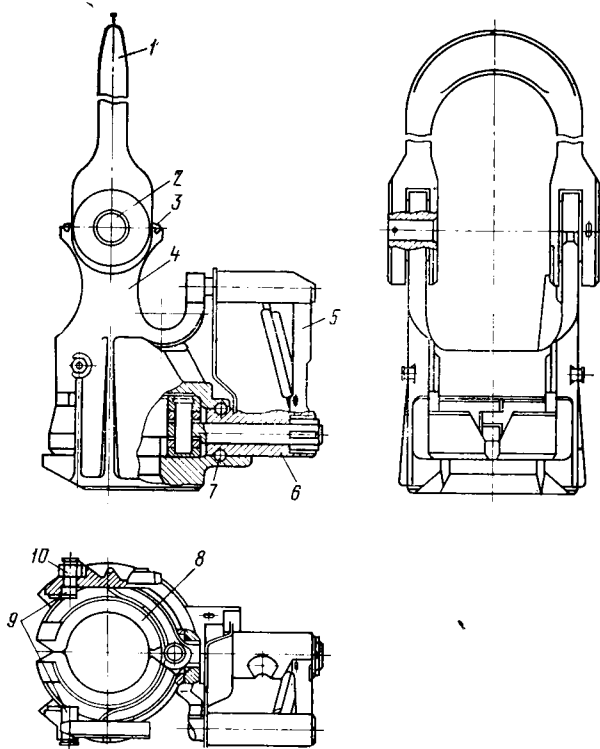


Рис. 93. Элеватор трубный ЭТАР

Элеваторы ЭТАР предназначены для работы в неглубоких скважинах при свинчивании и развинчивании вручную насосно-компрессорных труб. Применяются эти элеваторы при работе с трубами небольшого диаметра и полыми штангами.

Техническая характеристика элеваторов ЭТАР

	ЭТАР-12,5	ЭТАР-20
Грузоподъемность, т	12,5	20,0
Число сменных захватов	3	4
Условный диаметр труб, мм	26, 33, 42	42, 48, 60, 73
Габаритные размеры, мм:		
длина	190	250
ширина	230	260
высота	565	575
Масса с захватом, кг	14,65	16,6

Элеватор с автоматическим захватом состоит из корпуса, шарнирно соединенного с серьгой, сменных захватов для труб, рукоятки, выполняющей роль запорного устройства, и упора. Захват служит опорной поверхностью для муфт, труб и полых

штанг и передает вес колонны на корпус элеватора. Состоит захват из двух челюстей и штока, шарнирно соединенных между собой при помощи оси. На оси установлена пружина кручения для раскрытия челюстей захвата. Захват — сменный узел и может устанавливаться в элеватор ЭТАР-12,5 для работы как с полыми штангами, так и с трубами диаметрами 26, 33 и 42 мм. Затвор, находящийся в корпусе элеватора, фиксирует запирающие захваты. На оси валика затвора установлена пружина кручения для фиксации затвора в закрытом положении. Упор, установленный в корпусе элеватора, служит для ограничения перемещения захвата и для смены захвата в процессе работы. При смене захвата упор отвинчивается до его выхода, и после замены захвата упор завинчивается до отказа.

Двухштропные элеваторы

Элеваторы ЭХЛ применяются при работе со штропами.

Техническая характеристика элеваторов ЭХЛ

	ЭХЛ-60-15	ЭХЛ-73-25	ЭХЛ-89-35	ЭХЛ-114-40
Условный диаметр труб, мм	60	73	89	114
Грузоподъемность, т.	15	25	35	40
Диаметр расточки под трубу, мм	62	75	91	116
Габаритные размеры, мм:				
длина	370	370	395	440
ширина	155	160	180	215
высота	110	130	145	160
Масса, кг	18	20	29	35

Элеватор ЭХЛ состоит из корпуса с расточкой под трубу и боковыми проушинами под штропы. В верхней части корпуса имеется кольцевая выточка для затвора. Затвор свободно перемещается в кольцевой выточке. На корпусе имеется горизонтальная прорезь, через которую пропущена рукоятка для управления затвором. Для предотвращения открывания элеватор снабжен предохранителем, состоящим из стакана, штока с рукояткой и пружины, помещенной в стакан. Верх штока скошен под углом для автоматического запираения затвора. Для предотвращения штропов от выпадения отверстия в проушинах запираются шпильками.

Элеваторы ЭТАД (рис. 94) с захватным устройством автоматического действия предназначены для захвата под муфту насосно-компрессорных труб с условным диаметром от 48 до 114 мм и удержания их на весу в процессе спуско-подъемных операций при освоении и ремонте нефтяных и газовых скважин. Элеватор состоит из корпуса, шарнирно-выдвижного захвата, упоров, запирающего устройства с рукояткой и подпружиненных защелок штропов.

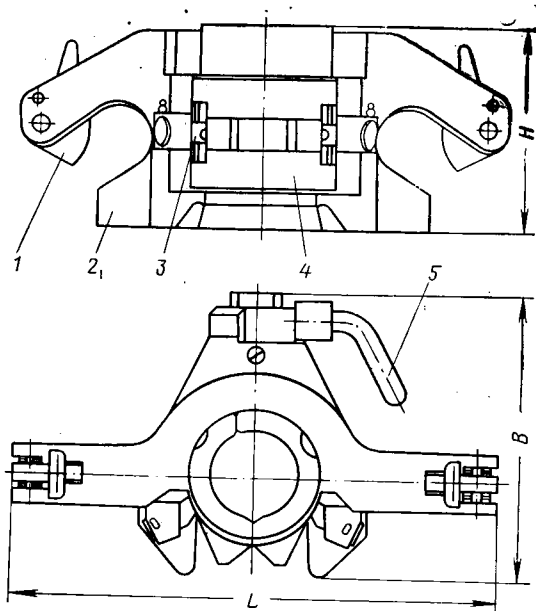


Рис. 94. Элеватор ЭТАД:

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

Для поднимаемой трубы каждого диаметра в корпус элеватора устанавливается соответствующий захват. В силу этого один комплект элеватора позволяет производить спуско-подъемные операции с трубами нескольких типоразмеров. Захват состоит из двух челюстей и штока, шарнирно соединенных между собой. На штоке захвата имеются два шлицевых выступа, расположенные под углом относительно друг друга, которые сопрягаются со втулкой запирающего устройства.

Запирающее устройство, служащее для фиксации положения челюстей элеватора «открыто» или «закрыто», представляет собой втулку с приваренной рукояткой. Запирающее устройство удерживается в корпусе с помощью шариков, наполняющих канавки втулки и корпуса.

Техническая характеристика элеваторов ЭТАД

	ЭТАД-50	ЭТАД-80
Грузоподъемность, т.	50	80
Условный диаметр захватываемых труб, мм	48, 60, 73,	73, 89, 102,
	89	114
Габаритные размеры, мм:		
длина	410	510
ширина	240	260
высота	175	220
Масса (без захвата), кг	21	35

Штропы эксплуатационные

Штропы эксплуатационные предназначены для подвешивания двухштропных элеваторов к крюкам талевых систем. Конструктивно это вытянутая стальная петля овальной формы. Изготавливают их цельноканатными или сварными.

Штропы изготавливают с круглым поперечным сечением по всему периметру штропа (тип I) и со сплюснутым поперечным сечением в верхней изогнутой его части (тип II). Кроме того,

штропы изготовляют без ручки (исполнение А) и с ручкой (исполнения Б и В).

Таблица 49

Техническая характеристика штропов

Штроп	РИ-Э/10	ШЭ-28	ШЭ-32	ШЭ-50	ШЭ-80
Тип	I		II		
Исполнение	А В	Б В	Б В	Б В	В
Грузоподъемность комплектной пары штропов, т	10	28	32	50	80
Диаметр поперечного сечения, мм	30	35	40	45	60
Габаритные размеры, мм:				890	
длина	920	850	220 370	225 375	240 400 485
ширина	180	210	37 39	48 50	120
Масса полного комплекта, кг	21 22	29 31			

Элеваторы штанговые

Элеваторы штанговые удерживают на весу колонну насосных штанг в процессе спуско-подъемных операций при ремонте скважин.

Элеватор штанговый ЭШН (рис. 95) состоит из кованого корпуса подковообразной формы, имеющего зев для ввода штанги. В кольцевую расточку корпуса вставляется разрезная втулка. К втулке шарнирно крепится рукоятка, с помощью которой открывается или закрывается зев элеватора. Для предотвращения выпадения втулки в корпус ввинчены два винта, концы которых выходят в кольцевой паз на наружной поверхности втулки. На опорном выступе корпуса элеватора расположен сменный вкладыш повышенной твердости, предохраняющий корпус от износа и преждевременного выхода из строя. Сменные вкладыши (три размера) крепятся к корпусу с помощью винта. Серьга шарнир-

Таблица 50

Техническая характеристика штанговых элеваторов

Элеватор	Грузоподъемность, т	Диаметр отверстия в сменных вкладышах при диаметре штанг, мм		Высота корпуса, мм	Диаметр штропа, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		16, 19, 22	25			длина	ширина	высота	
ЭШН-5	5	27	32	60	22	228	125	500	9,7
ЭШН-10	10	27	32	72	25	232	125	500	11,7

но укреплена на боковых выступах корпуса; изогнутая часть серьги в целях повышения прочности усилена. В рабочем положении при закрытом элеваторе рукоятка утапливается в расширенной части зева, что предохраняет от самопроизвольного открывания.

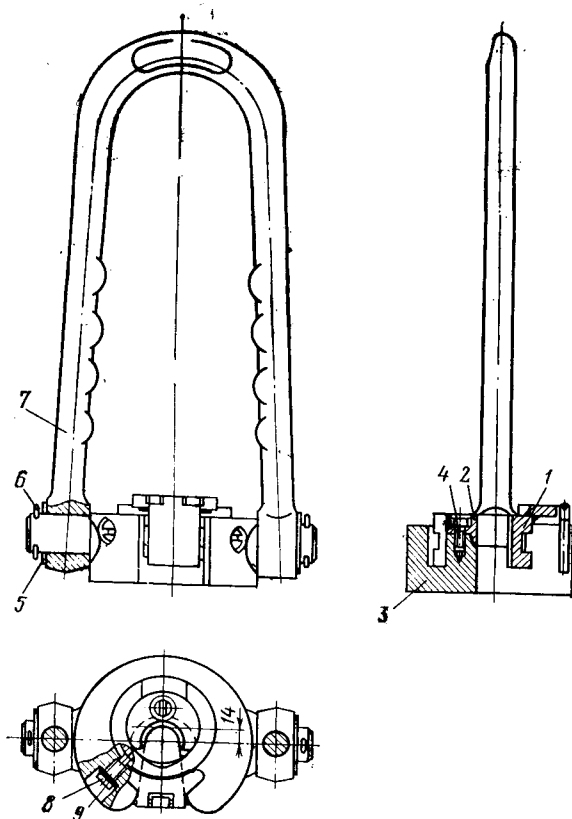


Рис. 95. Элеватор штанговый ЭШН:

1 — втулка; 2 — корпус; 3 — вкладыш; 4, 8 — винты; 5 — шайба; 6 — шплинт; 7 — серьга; 9 — шайба пружинная

Основные параметры и размеры элеваторов ЭШН приведены в табл. 50.

Ключи

Для свинчивания и развинчивания штанг насосно-компрессорных и бурильных труб при капитальном ремонте скважин применяются ключи различной конструкции. При работе с трубами в основном используются ключи шарнирные и цепные.

Первые легче цепных, удобны и просты в эксплуатации; при работе с ними наружная поверхность труб в меньшей степени повреждается.

Ключи трубные

Ключи трубные применяются при ручной работе с механическими ключами АПР и КМУ.

Ключи КТГУ, выпускаемые взамен ключей КТГ, применяются так же, как и ключи КТГ, при механизированном свинчивании и развинчивании труб с помощью автоматов АПР-2ВБ, АПР-ГП и механических ключей КМУ и КМУ-ГП. Ключ состоит (рис. 96) из рукоятки 6 и створки 4, шарнирно соединен-

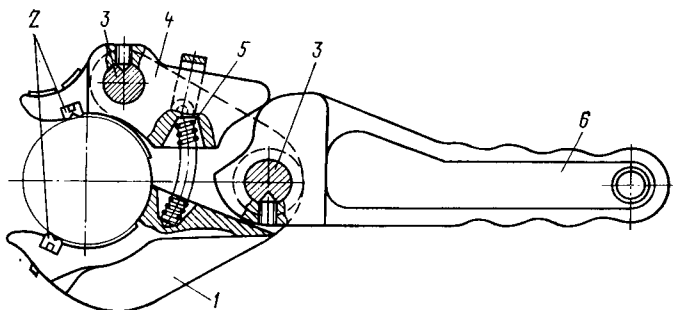


Рис. 96. Трубный ключ КТГУ

ных с челюстью 1 при помощи пальца 3. При надевании ключа на трубу створка 4 поворачивается вокруг пальца 3 и под действием пружины 5 плотно прижимается сухарем 2 к трубе.

Техническая характеристика ключей КТГУ

	КТГУ-60	КТГУ-73	КТГУ-89
Условный диаметр труб, мм	60	73	89
Максимальный крутящий момент, кН·м	2,5	3,4	3,5
Габаритные размеры, мм:			
длина	360	376	414
ширина	150	160	185
высота	46	55	55
Масса, кг	4	5	7

Ключ КТД применяется для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб вручную, а ключ КТДУ с укороченной рукояткой — для работы с механизмами.

Ключ (рис. 97) состоит из большой 1 и малой 2 челюстей, рукоятки 3, шарнирно соединенных между собой. На оси шарнира большой челюсти и рукоятки насажена пружина 7, стягивающая челюсти к центру образующихся дуг, за счет чего ключ

удерживается на трубе. На малой челюсти расположен самоустанавливающийся сухарь 5 с дугообразной зубчатой поверхностью, благодаря которой он всей поверхностью контактирует с трубой, что обеспечивает более надежное захватывание трубы, уменьшает давление на контактной поверхности и, следовательно-

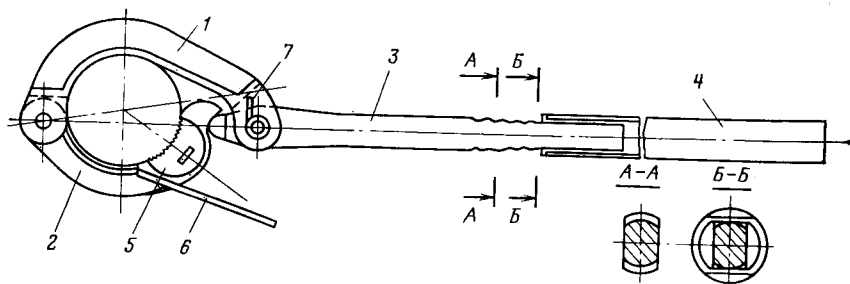


Рис. 97. Трубный ключ КТД-114:

1 — челюсть большая; 2 — челюсть малая; 3 — рукоятка; 4 — удлинитель; 5 — сухарь; 6 — вспомогательная ручка; 7 — пружина

но, предохраняет сухари и поверхность труб от износа и повреждения (табл. 51).

Таблица 51

Техническая характеристика ключей КТД

Ключ	Условный диаметр захватываемых труб (по ГОСТ 633—63)	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		длина	ширина	высота	
КТД-33	33	345	115	70	2,5
КТД-42	42	350	120		
КТДУ-48	48	300	175		3,0
КТД-48	48	400	178	72	4,0
КТД-56	56	462	178		4,9
КТДУ-60	60	375	200		4,5
КТД-60	60	465	200		5,0
КТДУ-73	73	390	200	75	5,0
КТД-73	73	640	230		7,0
КТДУ-89	89	405	230		5,5
КТД-89	89	655	210		7,5
КТД-102	102	660	210	82	8,0
КТД-114	114	670	235		8,4

У ключей КТД-114 рукоятка имеет на конце четыре кольцевые выточки для удобства захвата рукой. Удлинитель представляет собой патрубок со сплюсненными с двух сторон краями. Для зарядки ключа на трубу необходимо завести большую челюсть ключа на трубу и повернуть малую челюсть до соприкосновения сухаря с трубой, после чего опустить ручку. Рукоятка

3, нажимая упором на конец малой челюсти, запирает ключ на трубе. При одевании удлинителя 4 необходимо завести его на рукоятку по плоской ее части до выточки и затем развернуть удлинитель на 90° и надежно зафиксировать его на рукоятке.

Стопорный ключ КСИ предназначен для удержания колонны труб от проворачивания при механизированном свинчивании и развинчивании труб. Ключ (рис. 98) состоит из челюстей 1, соединенных шарнирно с помощью пальца 2, двух защелок 3 и сухаря 4. При надевании ключа на трубу под воздействием пружины одна защелка замыкает ключ, а вторая — предотвращает самооткрывание. Эксцентричная расточка внутренней поверхности челюсти обеспечивает заклинивание сухаря между трубой и челюстью. Для работы с трубами различных диаметров необходимо менять сухари на соответствующий диаметр труб.

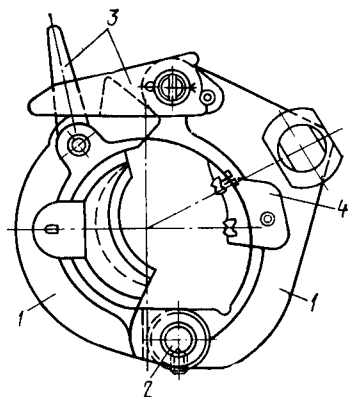


Рис. 98. Стопорный ключ КСИ

Техническая характеристика ключей КСИ

Условный диаметр труб, мм	60	73	89
Максимальный крутящий момент, кН·м	25,0	30,0	35,0
Габаритные размеры, мм:			
длина		265	
ширина		245	
высота		146	
Масса, кг		21	

Ключ КТНД предназначен для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и муфт к ним. Он состоит из сферической рукоятки, круглой плашки и пружины. Прижатие ключа к трубе обеспечивается пружиной, закрепленной на оси шарнира. Ключи КТНД отличаются от КТН тем, что вместо сегментного сухаря на оси рукоятки установлена круглая плашка.

Техническая характеристика ключей

	КТНД20-48	КТНД48-89	КТНД89-132
Диаметр захватываемых труб и муфт к ним, мм	20—48	48—89	89—132
Усилие максимальное на конце рукоятки, Н	400	800	1000
Габаритные размеры, мм:			
длина	400	650	730
ширина	360	128	190
высота	80	120	120
Масса, кг	60	7,6	8,2

Ключ цепной применяется при ручном свинчивании-развинчивании труб различного диаметра.

Ключ состоит из рукоятки, двух шарнирно-соединенных щек с зубьями и цепи с плоскими шарнирными звеньями. При работе ключа необходимо плотно уложить вокруг трубы и захватить одно звено выступом головки рукоятки.

Изготавливают цепные ключи КЦН — ключ цепной нормальный, КЦО — облегченный.

Техническая характеристика ключей

	КЦО-1	КЦН-1	КЦН-2	КЦН-3
Условный диаметр труб, мм	60—114	60—114	114—146	146—245
Допустимое усилие на рукоятке, кг	95	95	115	140
Длина цепи, мм	665	665	945	1370
Габаритные размеры, мм:				
длина	660	1160	1570	2100
ширина	92	92	122	150
высота	110	110	136	165
Масса, кг	9,2	17,1	24,6	46,1

Ключи штанговые

Свинчивание и развинчивание насосных штанг и муфт при ремонте скважин осуществляют при помощи штанговых ключей, изготавливаемых для работ вручную и с автоматами.

Ключ КШ (рис. 99, а) предназначен для ручной работы (табл. 52).

Таблица 52

Техническая характеристика ключей КШ

Ключ	Диаметр штанги, мм	Размер зева под трубу квадратного сечения (квадрат), мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	высота	
КШ 16	16	22	490			3,5
КШ 19-22	19, 22	27	710	103	30	4,7
КШ 25	25	32	710			6,5

Круговой штанговый ключ КШК (рис. 99, б) с регулируемыи зажимными плашками применяется для отвинчивания штанг при заклиненном плунжере глубинного насоса. Во время подземного ремонта скважин при заклиненном плунжере скважинного насоса приходится поднимать трубы вместе со штангами. Так как муфтовые соединения труб не совпадают с соединениями штанг, после отвинчивания очередной трубы над муфтой, установленной на элеваторе, будет находиться гладкое тело

штанги, захват которого штанговым ключом невозможен. Отвинчивать штанги цепным ключом опасно: поскольку штанги пружинят, ключ может вырваться из рук и нанести травму.

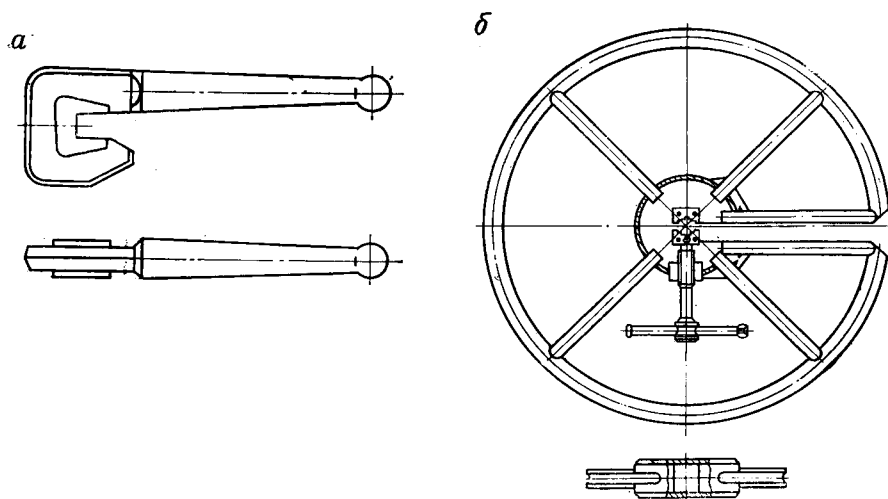


Рис. 99. Штанговые ключи:
a — КШ; *б* — круговой КШК

В круговом ключе штанги захватываются плашками, имеющими угловые вырезы с зубьями. Одна из плашек, неподвижная, прикреплена штифтами к внутренней части ключа, а вторая, подвижная, прикреплена к внутреннему концу зажимного стержня.

Техническая характеристика ключа КШК

Диаметр отвинчиваемых штанг, мм	12—25
Диаметр обода ключа, мм	560
Высота зева, мм	32
Масса, кг	5,5

Глава VI

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОМЫВКЕ И КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ СКВАЖИН

В нефтяной промышленности принята единая система работ по созданию безопасных условий труда. Единая система предусматривает: определение функций производственных подразделений и обязанностей должностных лиц по созданию безопасных условий труда; порядок обучения персонала безопасным методам работы; формы и методы пропаганды вопросов охраны труда; организацию и порядок осуществления ведомственного (оперативного) контроля состояния условий труда; порядок разработки и осуществления мероприятий по безопасным и здоровым условиям труда; расследование и анализ несчастных случаев на производстве, нарушений правил и норм безопасности, порядок оперативной информации по профилактике производственного травматизма; рекомендации по материальному стимулированию улучшения условий труда.

Кроме единой системы по созданию безопасных условий труда в нефтяной промышленности действуют и являются обязательными для всех предприятий и организаций «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности»¹, а также другие правила и инструкции, касающиеся безопасных условий труда.

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОМЫВКЕ СКВАЖИН

Промывка скважины сопряжена с применением различного оборудования, работающего под нагрузкой и при высоком давлении. Кроме того, в процессе промывки скважины возможны различные осложнения вплоть до фонтанного проявления. Учитывая это, при промывке скважины следует неукоснительно соблюдать правила и рекомендации, направленные на создание безопасных условий труда и обеспечение безаварийности выполняемой работы.

Очистка забоя скважины от песка при прямой промывке представляет большую опасность для работающих, чем обратная. При прямой промывке работающим приходится иметь дело с тяжелыми эксплуатационным или промывочным вертлюгом и шлангом. При наращивании труб двухтрубками рабочим приходится оттащить упругий и тяжелый шланг в сторону, чтобы он не мешал работе. Это связано с опасными последствиями

¹ Утверждены Госгортехнадзором СССР 31/1 1974 г.

для работающих. Кроме того, замедляется процесс промывки. Поэтому необходимо применять специальное приспособление для подвески промывочного шланга, чтобы освободить рабочее место у устья скважины и предотвращать опасные моменты при работе с вертлюгами.

Промывочная жидкость часто выливается прямо на площадку у устья скважины, загрязняя рабочее место и создавая опасность скольжения. Это особенно характерно для обратной промывки, поскольку промывочная жидкость переливается в течение всего процесса через верх промывочных труб, попадая на рабочих и загрязняя рабочую площадку. Поэтому необходимо пользоваться специальной головкой для отвода промывочной жидкости по резиновому шлангу.

Меры, предотвращающие осложнения при промывке скважины для удаления песчаных пробок, и правила, которые следует выполнять, заключаются в следующем.

1. Перед промывкой скважины необходимы подготовительные работы, к основным из которых относятся: проверка наземных сооружений, оборудования и инструмента; выбор и проверка промывочных труб, подъемника и промывочного агрегата; выбор способа промывки, промывочной жидкости и специальных приспособлений в случае фонтанных проявлений; замер глубины забоя.

2. При промывке наклонных и глубоких скважин следует пользоваться гидравлическим индикатором массы.

3. На скважинах, из которых возможны выбросы, на промывочных трубах следует устанавливать противовыбросовую задвижку или на устье герметизирующее устройство и применять промывочную жидкость такой плотности, чтобы обеспечилось гидростатическое давление столба, равное пластовому.

4. Когда в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор или нефть, необходима специальная система желобов для циркуляции жидкости.

5. Перед промывкой все коммуникации от насоса до устья скважины необходимо промыть водой и опрессовать не менее чем на полуторакратное рабочее давление, ожидаемое в процессе промывки.

6. При промывке водой подавать ее следует из двух самостоятельных источников. При промывке буровым раствором и нефтью их запас должен быть не менее трех объемов скважины.

7. Спуск колонны промывочных труб без восстановления циркуляции следует прекратить, не доведя башмак на 50—100 м до песчаной пробки.

8. После спуска промывочной колонны до установленной глубины и восстановления циркуляции следует восстанавливать ее после каждого наращивания.

Спускать трубы во время наращивания надо осторожно, чтобы не углубиться в песчаную пробку, т. е. не забить конец промывочных труб.

Во избежание погружения конца промывочных труб в пробку при очередном их наращивании длина верхней двухтрубки должна быть на 2—3 м больше длины любой двухтрубки, спускаемой в скважину.

Запрещается пробивать крепкие песчаные пробки промывочными трубами. Для этой цели следует применять специальные наконечники.

9. Если при наращивании промывочных труб конец их будет забит, не следует развивать чрезмерно высокие давления для восстановления циркуляции во избежание уплотнения пробки. В таких случаях после подъема на 100—150 м труб необходимо попытаться восстановить циркуляцию обратной промывкой. Если после неоднократных попыток восстановить циркуляцию не удастся, следует поднять всю колонну труб и очистить забитый конец.

10. При прекращении подачи жидкости насосом необходимо приподнять трубы и принять срочные меры к возобновлению промывки. Число приподнимаемых труб зависит от способа промывки, диаметров промывочных труб и эксплуатационной колонны, подачи промывочного насоса и высоты пробки. Обычно приподнимают не менее 70—100 м труб. До возобновления промывки через каждые 10—20 мин следует расхаживать колонну труб, внимательно наблюдая за показанием индикатора массы. Кроме того, следует соединить водяную линию с затрубным пространством.

11. Если при двух- и полуторарядном лифте колонна первого ряда труб прихвачена песчаной пробкой, освобождать ее следует только после удаления песчаной пробки внутри колонны труб первого ряда. Промывку ведут обычным путем до башмака колонны труб первого ряда. Затем без прекращения прокачки жидкости скважину промывают до полного удаления песка из кольцевого пространства между колонной труб первого ряда и эксплуатационной колонной.

Затем продолжают промывку до вскрытия фильтра.

Во избежание осложнений в процессе промывки при двухрядном лифте конец колонны труб первого ряда необходимо снабдить специальным башмаком. Кроме того, нижние муфты на колонне промывочных труб должны иметь конусные фаски с верхней стороны муфты.

12. При промывке буровым раствором скважин с высоким пластovým давлением необходимо систематически проверять плотность раствора. При снижении его плотности для предотвращения выброса или фонтанирования следует закачать в скважину буровой раствор заданной плотности до полной его замены. После этого продолжают промывку.

При первых признаках проявления необходимо прекратить промывку скважины, герметизировать устье и установить фонтанную арматуру.

13. Промывочный шланг должен иметь по всей длине петле-

вую оббивку из мягкого металлического канатика, прочно прикрепленного к стояку и вертлюгу.

14. При промывке песчаной пробки водой промывочную жидкость следует отводить в промышленную канализацию. Промывку пробки нефтью надо проводить по замкнутому циклу.

15. При промывке пробок в скважинах, из которых возможны выбросы на промывочных трубах, следует установить противовыбросовую задвижку или на устье установить герметизирующее устройство и применять промывочную жидкость такой плотности, чтобы обеспечивалось гидростатическое давление столба, равное пластовому давлению.

16. При внезапном выключении освещения во время промывки скважины находящуюся в ней колонну труб следует приподнять и посадить на элеватор, не прекращая циркуляцию промывочной жидкости.

При промывке песчаной пробки пенами необходимо выполнять следующие требования.

1. Устье скважины должно быть герметизировано.

2. На выкидных линиях, идущих от компрессора и промывочного агрегата к аэратору, должны быть установлены обратные клапаны

3. На водо-воздушной линии после аэратора должно быть установлено предохранительное устройство против разрыва промывочного шланга.

4. Приготовление и дозировка водного раствора ПАВ должны быть механизированы.

5. В верхней части колонны промывочных труб должен быть установлен обратный клапан.

6. При обратном способе промывки выходящую из промывочных труб пену с песком следует отводить в емкость при помощи отводного шланга.

7. Развинчивать подвертлюжную трубу следует только после снижения давления в обвязке.

8. Снижать давление в промывочных трубах под обратным клапаном следует при помощи специального приспособления.

Требования безопасности при работе на промывочном агрегате

К работе на промывочном агрегате допускаются лица, ознакомленные с инструкцией по эксплуатации промывочных агрегатов и с правилами техники безопасности, имеющие право на управление трактором.

Перед началом движения с места тракторист обязан убедиться в отсутствии людей на пути его следования и предупредить окружающих звуковым сигналом.

Для предотвращения бокового скольжения трактора в зимнее время на его гусеницах следует установить шипы.

Смотровые окна кабин трактора должны иметь стеклоочистители.

Перед началом работы необходимо проверить работу двигателя.

Запасные емкости с горюче-смазочными материалами должны быть удалены от места установки промывочного агрегата не менее чем на 20 м.

Выхлопная труба трактора должна быть оборудована глушителем, искрогасителем и выведена вверх с таким расчетом, чтобы выхлопные газы не попадали в кабину.

На насосе промывочного агрегата должны быть установлены манометр и предохранительное устройство для предотвращения разрыва насоса, напорной линии, шланга и запорной арматуры. Выкид от предохранительного устройства должен быть направлен под пол агрегата и укреплен.

Запрещаются эксплуатация неисправного оборудования агрегата и транспортировка неуккомплектованного агрегата.

Категорически запрещается работа агрегата при неисправных манометрах или при отсутствии одного из них, неисправном предохранительном клапане, давлениях, превышающих указанные в характеристике агрегата, не защищенной кожухом гидравлической части насоса, а также без огнетушителя.

Готовность огнетушителя необходимо проверять ежедневно.

Требования безопасности при эксплуатации автоцистерн

Автоцистерна должна быть оборудована искрогасителем, обеспечивающим безопасную эксплуатацию ее в пожароопасной зоне. Следует своевременно поджимать или менять сальниковую набивку крана и задвижек и следить за состоянием торцового уплотнения насоса.

В ночное время для освещения объекта работ надо пользоваться фарой на кабине водителя.

Запрещается пользоваться открытым огнем для освещения, осмотра и подогрева агрегатов автоцистерны. Подогревать замёрзшие участки рекомендуется паром или горячей водой.

Запрещается перевозить и перекачивать автоцистерной кислоты и щелочи и другие, агрессивные жидкости.

Не допускаются сварочные работы при ремонте составных частей автоцистерны при наличии в них нефтепродуктов или их паров. Следует регулярно проверять состояние цепочки для отвода статического электричества, во время движения автоцистерны цепочка должна касаться земли.

Категорически запрещается пускать в работу насосный блок, не заполненный жидкостью.

При перекачке вязких жидкостей частота вращения вала насосного блока не должна быть более 2000 об/мин.

При заполнении цистерны жидкостью или отборе ее из цистерны обязательно открывать откидную крышку люка-лаза.

Требования безопасности при эксплуатации промывочного вертлюга и шланга

В процессе работы с вертлюгом необходимо постоянно следить за тем, чтобы резьба переводника или подвертлюговой трубы не имела срезанных ниток, забоин и других дефектов. Патрубок вертлюга должен свободно вращаться на подшипниках. Уровень масла в корпусе вертлюга должен находиться между верхней и нижней контрольными пробками. Сальниковые уплотнения, а также места соединения промывочного шланга с вертлюгом и трубопроводом от выкидной линии насоса не должны пропускать промывочной жидкости.

Промывочный шланг с горловиной вертлюга надо соединять только при помощи штуцерных патрубков и хомутов. Штуцерные патрубки должны быть прочно насажены и скреплены хомутами. На промывочном шланге по всей его длине необходима петлевая обвивка из мягкого канатика (троса) или проволоки, концы которых прочно закрепляются на фланцах штуцерных патрубков. Чтобы промывочный шланг во время промывки не находился на полу рабочей площадки, его следует подвешивать на вышке при помощи приспособления, которое состоит из шарнирного хомута, устанавливаемого на шланге, и стального троса диаметром 8—9 мм (рис. 100).

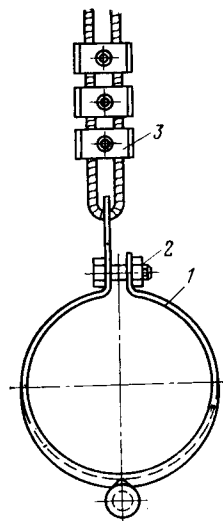


Рис. 100. Приспособление для безопасного крепления промывочного шланга:
1 — шарнирный хомут;
2 — болт; 3 — зажим

Требования безопасности при проведении кислотной обработки скважин

При кислотных обработках скважин возможны опасные ситуации, обусловленные высоким давлением вытеснения кислоты в пласт, гидравлическими ударами, возникающими в обвязке агрегатов и оборудовании, значительной вибрацией линий.

Для обеспечения безопасности ведения работ при кислотной обработке скважин необходимо строго выполнять следующие правила.

Кислотная обработка должна осуществляться специально подготовленной бригадой под руководством мастера или другого инженерно-технического работника.

Работники бригады должны быть обеспечены защитными средствами, предусмотренными при работе с кислотой.

Емкости для хранения кислоты на базисных складах должны быть снабжены поплавковыми уровнемерами и переливными трубами для отвода избытка кислоты.

Емкости базисных складов должны быть оборудованы перекачивающими средствами для слива кислоты из цистерн и налива ее в передвижные емкости (автоцистерны).

Соляная кислота должна храниться в стационарных емкостях с антикоррозийным покрытием.

Сальники насосов для перекачки должны быть закрыты специальными щитками, которые можно снимать только во время ремонта.

Слив кислот из бидонов в емкости (автоцистерны) должен быть механизирован.

Сосуды, предназначенные для хранения и транспортирования кислот, должны быть герметичными, а установленные на сосудах вентили — кислотостойкими.

Бутыли с кислотами должны храниться, перевозиться и переноситься в плетеных корзинах или деревянных ящиках с ручками.

На крыше мерника, используемого для приготовления раствора кислоты, должно быть не менее двух отверстий: одно для залива кислоты, другое для отвода ее паров.

У отверстий должны иметься козырьки или защитные решетки.

Для выливания кислоты из бутылей в мерник должна быть оборудована удобная площадка, позволяющая работать на ней двум рабочим. Переносить бутыли необходимо по трапам с перилами.

При отсутствии насосов для закачки кислоты в мерник разрешается подавать кислоту в бутылях.

При приготовлении солянокислотного раствора неразбавленную кислоту следует вливать в воду, а не наоборот.

До закачки раствора кислоты в скважину коммуникация от агрегата до заливочной головки должна быть опрессована на полторакратное ожидаемое рабочее давление.

Запрещается ремонтировать коммуникации во время закачки раствора кислоты в скважину.

При необходимости ремонта коммуникаций следует прекратить закачку кислоты, снизить давление до атмосферного, а коммуникации промыть водой.

На месте работы с кислотой должен быть необходимый запас воды.

После окончания работ по закачке кислоты в пласт все оборудование и коммуникации следует тщательно промыть водой.

Кроме выполнения указанных правил необходимо иметь специальные кислотные склады, обеспечивающие безопасный прием, хранение и разлив кислоты, специальные автоцистерны для перевозки кислоты, оборудование для приготовления кислотных смесей.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Глава I. Техника добычи нефти	3
Фонтанная эксплуатация скважин	3
Насосная эксплуатация скважин	12
Глава II. Приборы и установки для исследования скважин	41
Глава III. Повышение производительности скважин	49
Кислотная обработка скважин	49
Гидравлический разрыв пласта	54
Глава IV. Промывка скважин	67
Технология промывки скважин	68
Эксплуатация и ремонт оборудования для промывки скважин	118
Глава V. Ремонт скважин	130
Текущий ремонт скважин	130
Основные технологические процессы при подземном ремонте скважин	131
Капитальный ремонт скважин	135
Глава VI. Меры безопасности при промывке и кислотной обработке скважин	190
Техника безопасности при промывке скважин	190

*Егор Иванович Бухаленко,
Юсуф Гамдулла оглы Абдуллаев*

Техника и технология промывки скважин

Редактор издательства *З. А. Савина*
Обложка художника *К. В. Голикова*
Художественный редактор *В. Н. Шутько*
Технический редактор *А. В. Трофимов*
Корректор *М. Е. Лукина*

ИБ № 3294

Сдано в набор 15.03.82. Подписано в печать
14.06.82. Т-10296. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага ти-
пографская № 2. Гарнитура «Литературная».
Печать высокая. Усл. п. л. 12,5. Усл. кр.-отт.
12.,75. Уч.-изд. л. 13,5. Тираж 11 000 экз.
Заказ 1384/8824-6 Цена 30 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19
Московская типография № 6 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете СССР по делам
издательств, полиграфии и книжной торговли,
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

УВАЖАЕМЫЙ ТОВАРИЩ!
Издательство «Недра» готовит к печати
новые книги

БЕРНШТЕЙН М. А., ЮСУФОВА В. Д. Использование сточных вод для термоинтенсификации добычи нефти. — 12 л., — 60 к.

Показана экономическая целесообразность использования минерализованных морских и сточных вод для производства пара, применяемого с целью термоинтенсификации добычи нефти. Описаны схемы установок выработки водяного пара, методы борьбы с отложениями солей в теплообменных аппаратах, способы обработки природных и сточных вод до соответствующих параметров. Освещены вопросы коррозии и воднохимического режима работы теплообменных аппаратов.

Для инженерно-технических работников нефтедобывающей промышленности, занимающихся вопросами развития новых методов разработки нефтяных месторождений.

Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении/
Бурдынь Т. А., Горбунов А. Т., Лютин Л. В. и др. — 16 л., — 80 к.

Описаны различные методы разработки и увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении: циклическое заводнение с переменной направленностей фильтрационных потоков, с применением полимеров, мицеллярных растворов, щелочей, кислот, поверхностно-активных веществ, двуокиси углерода и др. Даны математические модели процессов, приведены способы контроля за ними и методы оценки их эффективности.

Для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием разработки и разработкой нефтяных месторождений и поддержанием пластового давления.

СПРАВОЧНОЕ руководство по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование и разработка нефтяных месторождений/Гиматудинов Ш. К., Орлов В. С., Петров А. И. и др. — 40 л. — 2 р. 50 к.

Рассматриваются методы комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений, их обустройства и эксплуатации, даются практические рекомендации и необходимый справочный материал.

Приводится характеристика физических и физико-химических свойств коллекторов и пластовых жидкостей, а также технологических процессов в добыче нефти; рассматривается методика расчета технологических показателей, анализа и регулирования процесса разработки, методы исследования скважин и обработки результатов исследований; даются рекомендации по выбору технологии вскрытия пласта и вызова притока, а также мероприятия по охране недр; рассмотрены вопросы подготовки и нагнетания воды в пласт.

Для инженерно-технических работников нефтяной промышленности, а также студентов нефтяных вузов и факультетов.

СПРАВОЧНОЕ руководство по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Техника и технология добычи нефти/Гиматудинов Ш. К., Молчанов Г. В., Желтов Ю. П. и др. — 40 л. — 2 р. 50 к.

Рассматриваются методы комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений, их обустройства и эксплуатации, даются практические рекомендации и необходимый справочный материал.

Изложена методика выбора систем промыслового обустройства; приведены основные данные по технологии добычи нефти и оборудованию скважин при различных способах эксплуатации нефтяных месторождений; описаны основные виды ремонта скважин, а также методы воздействия на призабойную зону и нефтесодержащий пласт; изложены принципы выбора безопасных методов работы при добыче нефти.

Для инженерно-технических работников нефтяной промышленности, а также студентов нефтяных вузов и факультетов.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга — почтой» магазинов: № 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61; № 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20.

Издательство «Недра»