

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

**Д.И. Шишлянников, А.В. Николаев,
В.Г. Островский, В.Ю. Зверев**

**ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА
БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО
ОБОРУДОВАНИЯ**

*Утверждено
Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2018

УДК 622.24+622.323].05-049.7(075.8)

О-75

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор *А.А. Рыбин*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет);
канд. техн. наук *Н.А. Лыкова*
(АО «Новомет-Пермь»)

Оснoвы эксплуатации и ремонта бурового и нефтегазодобывающего оборудования : учеб. пособие / Д.И. Шишлянников, А.В. Николаев, В.Г. Островский, В.Ю. Зверев. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2018. – 150 с.

ISBN 978-5-398-01931-5

Изложены основные положения по технической эксплуатации парка оборудования предприятий нефтегазовой отрасли. Рассмотрена организация технического обслуживания и ремонта буровых и нефтепромысловых машин. Описаны производственный процесс ремонта оборудования, способы восстановления и изготовления деталей.

Предназначено для подготовки студентов по направлению 151000.62 «Технологические машины и оборудование» по профилю «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов».

УДК 622.24+622.323].05-049.7(075.8)

ISBN 978-5-398-01931-5

© ПНИПУ, 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТЕ БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	6
1.1. Основные понятия и определения	6
1.2. Износ деталей машин.....	8
2. СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	12
2.1. Определение ремонта. Этапы ремонта.....	12
2.2. Система планово-предупредительного ремонта.....	15
2.3. Структура и расчет графика ППР	18
2.4. Организация ремонта бурового и нефтегазодобывающего оборудования по фактическому техническому состоянию	24
2.4.1. Общие сведения о СТОиР по фактическому техническому состоянию оборудования	24
2.4.2. RCM-методология	27
2.4.3. Контроль параметров работы и фактического технического состояния нефтегазодобывающего оборудования на примере штанговых скважинных насосных установок.....	32
2.5. Организация ремонта бурового и нефтегазодобывающего оборудования по факту возникновения отказа.....	40
3. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНЫХ СЛУЖБ НА ПРОИЗВОДСТВЕ	41
3.1. Организация ремонтной службы предприятия.....	41
3.2. Расчет людских и материальных ресурсов ремонтно- механического цеха.....	44
3.3. Заготовка запасных частей	46
4. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	48
4.1. Структура капитального ремонта нефтегазового оборудования.....	48
4.2. Разборка машины	48
4.3. Мойка, контроль и дефектация деталей.....	50
4.4. Определение неисправностей в машинах и методы дефектоскопии	53

4.4.1. Основные методы дефектоскопии.....	53
4.4.2. Дефектоскопия узлов нефтепромыслового оборудования методом возбуждения резонансных колебаний	55
4.5. Способы восстановления деталей буровых и нефтегазодобывающих машин	61
4.6. Восстановление типовых деталей бурового и нефтепромыслового оборудования.....	67
4.6.1. Ремонт резьбовых соединений	67
4.6.2. Ремонт валов	68
4.6.3. Восстановление шпоночных пазов и шлицев	70
4.6.4. Восстановление зубчатых колес и других деталей машин ...	70
4.7. Изготовление запасных частей	73
4.8. Технология сборки буровых и нефтегазодобывающих машин ...	76
4.9. Обкатка и испытание оборудования после ремонта.....	78
5. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ГОРЮЧЕ-СМАЗОЧНЫМИ МАТЕРИАЛАМИ.....	80
5.1. Общие сведения	80
5.2. Смазочные материалы	82
5.3. Системы смазки и смазочные устройства	84
5.4. Расчет необходимого количества смазочных материалов	89
5.5. Топлива	91
5.6. Технические жидкости	93
6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	94
6.1. Эксплуатация и ремонт узлов талевой системы	94
6.2. Эксплуатация и ремонт вертлюгов	99
6.3. Эксплуатация и ремонт буровых роторов	103
6.4. Эксплуатация и ремонт буровых лебедок	106
6.5. Эксплуатация и ремонт буровых насосов.....	110
6.6. Эксплуатация и ремонт турбобуров.....	111
6.7. Эксплуатация и ремонт буровых труб	115
7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ.....	117
7.1. Эксплуатация и ремонт фонтанной арматуры	117
7.2. Эксплуатация и ремонт штанговых скважинных насосных установок	118
7.2.1. Уравновешивание приводов ШСНУ	120

7.2.2. Техническое обслуживание и ремонт ШСНУ	123
7.2.3. Результаты опытно-промышленных испытаний перспективных приводов штанговых скважинных насосных установок	130
7.3. Эксплуатация и ремонт установок электроцентробежных насосов	141
7.4. Эксплуатация и ремонт резервуаров	144
7.5. Техника безопасности при эксплуатации и ремонте нефтепромыслового оборудования	145
7.5.1. Техника безопасности при эксплуатации фонтанной арматуры	145
7.5.2. Техника безопасности при эксплуатации ШСНУ	146
7.5.3. Техника безопасности при эксплуатации УЭЦН	147
Список рекомендуемой литературы	148

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТЕ БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

1.1. Основные понятия и определения

Эксплуатация – стадия жизненного цикла изделия, в ходе которой реализуется и поддерживается его качество, характеризуемое в текущий момент техническим состоянием изделия.

Жизненный цикл изделия включает последовательно реализуемые стадии:

- исследования и проектирования;
- изготовления (производства);
- эксплуатации.

На каждой стадии у изделия есть определенные свойства, в общем случае называемые технологичностью.

Технологичность – приспособленность конструкции изделия к проведению различных работ в ходе жизненного цикла. Технологичность бывает производственная, конструкционная и ремонтная.

Все свойства в конструкцию изделия закладываются на стадии исследования и проектирования. Плохо спроектированная машина вызовет проблемы как при изготовлении, так и при эксплуатации именно из-за отсутствия тех или иных составляющих технологичности.

Ресурс (технический ресурс) – наработка изделия от начала эксплуатации в ходе очередного жизненного цикла до перехода в предельное состояние.

Наработка – продолжительность или объем работы (использования по назначению) изделия.

Календарное время эксплуатации – наработка изделия и перемены в его работе, связанные с организационными, техническими и технологическими причинами.

Техническая эксплуатация – объединение стадий транспортирования, хранения, технического обслуживания и ремонта.

Качество – совокупность свойств изделия, обуславливающих его пригодность удовлетворять определенные потребности в соответствии с назначением. Качество – это комплексное свойство, включающее:

- характеристики назначения;
- надежность;
- технологичность;
- транспортабельность;
- стандартизацию и унификацию;
- безопасность и экономичность;
- эргономичность и эстетичность;
- экономические показатели.

Надежность – свойство изделия сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров (в первую очередь характеристики назначения), определяющих возможность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях эксплуатации.

Техническое состояние изделия – совокупность подверженных изменению в процессе его изготовления и эксплуатации свойств, характеризуемая в данный момент времени признаками, установленными в нормативно-технической документации.

Признаки технического состояния – это качественные и количественные характеристики свойств изделия. Эти характеристики называются диагностическими признаками или диагностическими параметрами.

У сложного оборудования диагностических признаков множество. Основными являются: производительность, качество продукции, показатели эксплуатационной надежности, затраты труда, денежных средств на эксплуатацию, косвенные характеристики (шумы, вибрации, температурный режим работы, люфты, требуемые для выполнения тех или иных операций усилия и др.).

Качество изделия реализуется путем его использования по назначению. Управление и поддержание качества (технического со-

стояния) изделия в определенных пределах осуществляется при помощи специальных управляющих воздействий: технологического обслуживания, технического обслуживания, ремонта.

1.2. Износ деталей машин

Встречающийся в процессе эксплуатации машин износ можно разделить на две основные группы: моральный износ, связанный с устарелостью конструкции, и физический. Физический износ подразделяют на естественный (нормальный) и преждевременный (аварийный).

Нормальный износ показывает, что машина эксплуатируется правильно. Аварийный износ почти всегда связан с дефектами в конструировании, изготовлении или уходе за машиной.

Наиболее характерные причины, вызывающие аварийный износ, следующие:

- нарушение нормального режима работы (например, сверхнормативные нагрузки):
 - нештатный режим смазки;
 - несвоевременная замена изношенных деталей и узлов;
 - усталостные явления в материале деталей;
 - воздействие низких и высоких температур;
 - старение материалов.

При эксплуатации машин могут возникнуть три вида разрушений: вязкое, хрупкое и усталостное.

Вязкое разрушение наступает при напряжениях, превышающих предел текучести материала; ему предшествует более или менее заметная пластическая деформация.

Повысить сопротивляемость разрушению можно ограничением перегрузки деталей (предохранительные устройства), повышением жесткости деталей, использованием материалов деталей с повышенными пределами прочности.

Хрупкое разрушение наступает без заметных следов пластической деформации; оно обычно вызвано перегрузкой при ударном приложении нагрузки.

Сопротивляемость этому разрушению можно повысить снижением жесткости ударной нагрузки (амортизирующие свойства), устранением вредного влияния концентраторов напряжений.

Усталостное разрушение связано с усталостными трещинами, которые развиваются под действием растягивающих напряжений при наличии концентраторов напряжений.

Основными средствами повышения усталостной прочности, кроме ранее перечисленных, являются: упрочнение деталей поверхностным пластическим деформированием; применение термической и химико-термической обработки деталей и др.

Механическое изнашивание происходит в процессе эксплуатации машин и механизмов при естественном изменении количественных и качественных характеристик элементов этих машин и механизмов. Это связано с различными видами изнашивания. В целом характер изнашивания во времени может выглядеть следующим образом (рис. 1). На первом этапе (зона I) имеет место ускоренный процесс, связанный с активным истиранием микронеровностей трущихся деталей. Удельное давление велико, вероятность образования жидкостного и полужидкостного трения незначительна. Процесс стабилизируется в течение относительно небольшого промежутка времени, называемого периодом приработки. Зона II характеризуется постоянной интенсивностью износа, при котором отношение износа ко времени $tga = const$, и называется периодом нормального изнашивания. Этот период во много раз больше первого. Зона III – зона аварийного изнашивания – характеризуется интенсивным износом. Период работы (срок службы) должен быть ограничен периодом зоны II.

Механику, проводящему техническое обслуживание и ремонт оборудования, важно знать срок его службы и время проведения соответствующего ремонта, замены деталей узлов и агрегатов машин.

На современном этапе развития науки и техники допустимую величину износа Δ можно определить аналитически для жидкостного трения или на основе статистических данных для других видов трения.

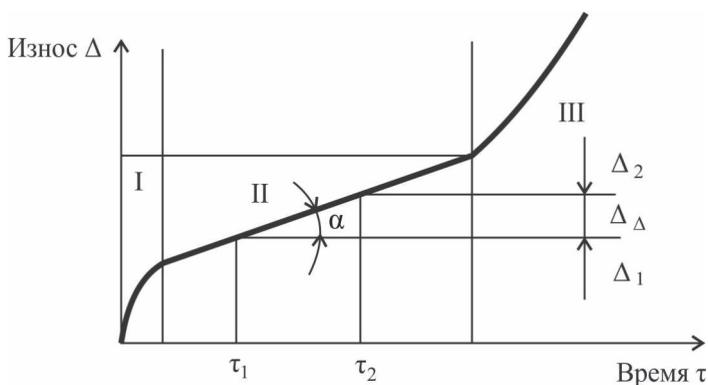


Рис. 1. Характер изнашивания деталей во времени

Пренебрегая периодом приработки, срок службы T можно определить по формуле

$$T = \Delta / \text{tg}\alpha,$$

$$\text{tg}\alpha = \delta\Delta / \delta\tau = (\Delta_2 - \Delta_1) / (\tau_2 - \tau_1),$$

где $(\Delta_2 - \Delta_1)$ – величина износа между периодами времени τ_1 и τ_2 , который может быть определен в процессе проведения соседних технических осмотров или ремонтов машины после частичной или полной ее разборки.

Таким образом, зная допустимый износ и интенсивность изнашивания, можно разумно планировать сроки проведения ремонтов.

Смазка очень важна для нормальной работы машин и механизмов, она значительно влияет на характер и величину износа.

Жидкостное трение возникает в том случае, когда трущиеся поверхности разделены сплошным слоем смазочного материала, внутри которого действуют законы гидродинамики. Коэффициент жидкостного трения колеблется в пределах 0,003–0,01 и соответствует коэффициенту трения в подшипниках качения.

Наивыгоднейший зазор в сопряжении вал – втулка определяется по формуле

$$S_{\text{н}} = 0,46d\sqrt{\mu n/cq},$$

где d – диаметр сопряжения; μ – кинематический коэффициент вязкости; n – число оборотов вала; c – коэффициент, учитывающий конечную длину цапфы; q – удельное давление.

Полужидкостное трение занимает промежуточное значение между жидкостным и граничным трением.

Граничное трение происходит тогда, когда трущиеся поверхности разделены таким тонким слоем смазки, при котором она теряет несущую способность. При этом основную роль играет маслянистость, т.е. способность смазки образовывать на поверхности адсорбированную пленку.

Полусухое трение возникает тогда, когда адсорбированная пленка разрушена. В условиях полужидкостного, граничного и полусухого трения допустимый зазор

$$S_{\text{max}} = (2...3)S_{\text{н}}.$$

Сухое трение характеризуется отсутствием смазки. Коэффициент трения при этом колеблется в пределах 0,1–0,3.

Абразивный и гидроабразивный износ свойственен машинам, работающим в условиях сухого трения (транспортирующие машины); перекачивающим жидкости, содержащие абразивные частицы (скважинные и буровые насосы); осуществляющим разрушение горных пород (буровой инструмент).

Химическому и электрохимическому износу подвергаются детали, работающие при высоких температурах или в средах, проводящих электрический ток.

Основные методы повышения сопротивляемости износу следующие:

- соблюдение правильного режима смазки;
- покрытие рабочих поверхностей деталей защитным слоем (хромирование, никелирование и т.д.);
- упрочнение деталей поверхностным пластическим деформированием (дробеструйная обработка, обкатка роликами).

2. СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1. Определение ремонта. Этапы ремонта

Ремонт – процесс устранения неисправностей и восстановления работоспособности машин и аппаратов, в результате которого основные рабочие параметры бурового и нефтегазодобывающего оборудования приводятся в пределы, установленные его технической документацией.

Неисправность – состояние, при котором техническое устройство не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

Неработоспособность – состояние, при котором значение хотя бы одного заданного параметра, определяющего способность технического устройства выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

Проблемы ремонта оборудования решает *теротехнология* – наука об обслуживании техники. Она обобщает и систематизирует принципы и элементы технического обслуживания и ремонта с учетом морального износа. Теротехнология – технология обеспечения эффективного функционирования оборудования в течение всего срока службы. Она увязывает это обеспечение с качеством проектирования, монтажа и эксплуатации оборудования.

В процессе эксплуатации оборудования детали постоянно изнашиваются и изменяются под влиянием внешних нагрузок, внутренних технологических напряжений и коррозионного воздействия. Этот износ характеризуется отклонениями размеров и формы деталей, изменением механических и химических свойств поверхностных и внутренних слоев деталей. Совокупность таких изменений при достижении определенных границ называется эксплуатацион-

ным повреждением детали. Оно устраняется ремонтом или заменой данного узла. Для удлинения срока работы деталей необходимы:

- переход от приближенных расчетов на статическую прочность к расчетам, учитывающим усталость при повторно переменных нагрузках;

- учет явлений концентрации напряжений;
- применение износостойчивых материалов;
- поверхностное упрочнение деталей и т.п.

Ремонт оборудования включает в себя комплекс мероприятий, осуществляемых с целью восстановления нормальной работоспособности деталей, узлов, агрегатов. Ремонты состоят из следующих этапов:

- разборка машины и ее дефектация;
- ремонтная обработка детали;
- сборка узлов и машин с проверочными операциями;
- испытание машин и аппаратов.

Технологическое обслуживание – операция или комплекс операций по подготовке изделия к использованию по назначению, хранению и транспортированию и приведению его в исходное состояние после этих процессов. Типовые операции технологического обслуживания:

- настройка машины на правильное функционирование (наладка);
- заправка технологическими материалами;
- установка вспомогательных приспособлений;
- очистка машины после завершения работы и др.

Техническое обслуживание (ТО) – операция или комплекс операций по поддержанию изделий в работоспособном или исправном состоянии. Техническое обслуживание может осуществляться при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

Ожидание – нахождение изделия в состоянии готовности к использованию по назначению.

Система технического обслуживания и ремонта (СТОиР) – комплекс взаимосвязанных положений и норм, определяющих орга-

низацию и порядок проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту для заданных условий эксплуатации и показателей качества. Структура СТОиР представлена на рис. 2.

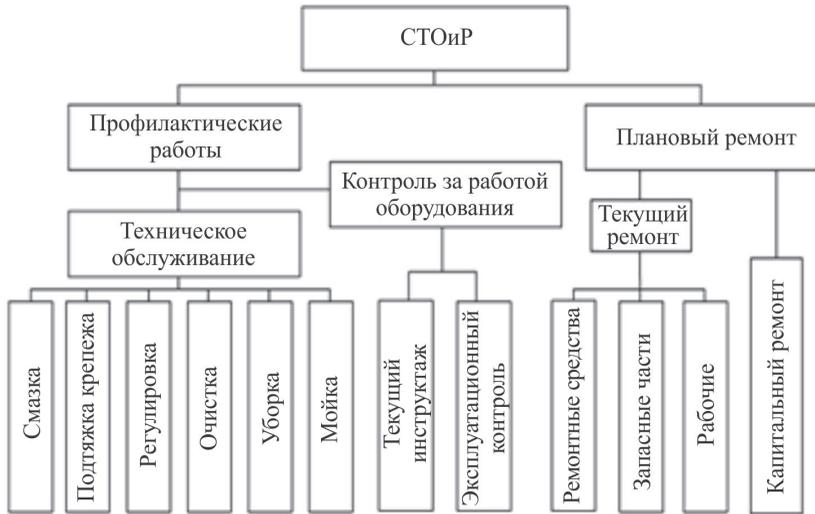


Рис. 2. Структура СТОиР

Различают три основные системы организации технического обслуживания и ремонта бурового и нефтегазодобывающего оборудования:

1. Обслуживание по фактическому техническому состоянию (послеосмотровая) – обязательные периодические осмотры машины в строго постоянные сроки. Данная система организации технического обслуживания и ремонта характеризуется широким применением средств диагностики и приборного контроля. По результатам проведенных осмотров определяют техническое состояние машин и назначают сроки и виды ремонта. В рабочем состоянии машины поддерживают проведением различных по объему текущих ремонтов.

2. Система планово-предупредительного ремонта (ППР) – проведение периодических осмотров и ремонтов через определен-

ные промежутки времени с учетом условий работы машины и ее состояния. Такая СТОиР применяется для машин, работающих в переменном режиме. Ремонтные мероприятия разделяют на три группы: межремонтное техническое обслуживание, текущие и капитальные ремонты.

3. Реактивная система – ремонт осуществляется по факту возникновения отказа.

Межремонтное техническое обслуживание бурового и нефтегазодобывающего оборудования состоит из ежесменного обслуживания, которое выполняется регулярно перед началом работы, а именно: наружный осмотр, проверка состояния гидро-, пневмо-, маслоохлаждающих систем, цепных и карданных передач, шпоночных, резьбовых и других соединений, тормозов, захватов, талей, а также очистка и смазка оборудования.

Периодическое ТО может различаться содержанием операций. В этом случае ТО нумеруют в порядке возрастания (ТО-1, ТО-2). Техническое обслуживание производится силами ремонтной службы и рабочими, эксплуатирующими обслуживаемую технику по графику, является обязательным, независимо от состояния оборудования. При периодическом ТО производят работы ежемесячного ТО: исправление мелких дефектов. Проверка состояния трущихся пар, зазоров, замена быстросменных изношенных деталей, набивка сальников, промывка, замена фильтров, регулировка тормозов и т.д. Все ТО и их результаты фиксируются в сменном или ремонтном журнале и в журнале учета проведения периодического ТО. Кроме того, механиком проводятся ежесуточные проверки правильной эксплуатации и технического обслуживания машины.

К плановым ремонтам относят текущий (Т) и капитальный (К) ремонты, полугодовые и годовые наладки и ревизии.

2.2. Система планово-предупредительного ремонта

Уровень безотказности бурового и нефтегазопромыслового оборудования определяется в первую очередь надежностью двигателей (30–40 % отказов), агрегатов трансмиссии (до 25 %), пневмо-,

гидроагрегатов (до 15 %), электрооборудования и электроники (до 20 %).

Безотказность машин снижается по мере эксплуатации. При определенной отработке ресурса и техническом состоянии эксплуатации машин без капитального ремонта нецелесообразна из-за высоких затрат на текущие ремонты. При сохраняющейся общей тенденции увеличения разноресурсности составных частей машин в машиностроении применяют такой принцип их создания, который предусматривает замену или восстановление составных частей.

Для поддержания в рабочем состоянии технологического оборудования необходим комплекс организационных и технических мероприятий по обслуживанию и ремонту машин и аппаратов, трубопроводов и арматуры. Таким наиболее распространенным комплексом является система планово-предупредительного ремонта. При этом мероприятия по обслуживанию и ремонту оборудования регламентированы и проводятся по заранее составленному плану для обеспечения безотказной работы оборудования. При реализации системы ППР достигаются следующие цели:

- предупреждение аварий оборудования;
- возможность выполнения ремонтных работ по плану, согласованному с планом производства;
- своевременная подготовка запчастей материалов и минимальный простой оборудования в ремонте.

Для каждого конкретного производства система ППР реализуется в виде графика, составляемого на один год службой главного механика. В графике на каждую единицу основного оборудования указываются виды ремонта (Т – текущий, К – капитальный) и сроки проведения их по месяцам. Также предусматриваются нормативы времени на производство ремонтных работ по каждому виду ремонта (T_1 – первый текущий ремонт; T_2 – второй текущий ремонт) и указывается исполнитель (ремонтная бригада).

Текущий ремонт – ремонт, необходимый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия, состоящий в замене или восстановлении основных частей. В него входит повто-

рение всех операций ТО: частичный разбор машин и узлов с наибольшим износом; очистка и промывка всех разобранных деталей; проверка зазоров в сопрягаемых деталях, замена изношенных шестерен, крепежа, сальников; ремонт предохранительных устройств, сборка разобранных узлов, опробование на холостом ходу и т.д.; выявление деталей, которые должны заменяться при очередном ремонте. Текущий ремонт осуществляется силами ремонтной службы и эксплуатационного персонала в сроки, предусмотренные графиком.

Капитальный ремонт необходим для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Перед капитальным ремонтом должны быть проведены подготовительные работы: сооружения лесов, изготовление фланцев, получение сложных узлов с машиностроительных заводов. Для капитального ремонта разрабатывается проект проведения ремонта, который включает следующие этапы:

- подготовку техдокументации (чертежи оборудования, ремонтные чертежи);
- описание технологии ремонта;
- описание и подготовку ремонтной оснастки;
- составление дефектной ведомости.

В дефектной ведомости (рис. 3) перечисляются дефекты по каждому узлу с указанием заменяемой или ремонтируемой детали. Она является основным документом для определения стоимости ремонтных работ. В ней указываются все детали и узлы, подлежащие ремонту, стоимость всех работ. Также определяются трудоемкость ремонтных работ, количество ремонтных рабочих.

Капитальный ремонт финансируется из амортизационных отчислений. После капитального ремонта оборудование сдается по акту комиссии в составе главного механика, инженера-энергетика, инженера по технике безопасности и начальника производства.

ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ

на _____ ремонт. Заказ № _____
 Наименование оборудования _____
 Инв. № _____ марка _____ модель _____

Наименование детали, сборочной единицы	Номер чертежа	Количество деталей сборочных единиц	Описание дефекта	Наименование ремонтных работ	Наименование материалов и покупных изделий	Масса	Стоимость	Объем работ, чел./ч	Потребное количество рабочих
0									

Дата составления ведомости _____
 Место ремонта _____
 Представитель службы главного механика _____
 Бригадир ремонтников _____

Рис. 3. Типовая дефектная ведомость

Следует отметить, что при планировании ремонтов с длительной остановкой оборудования, особенно капитального ремонта, предусмотрено проведение этих мероприятий в теплое время года, так как часть оборудования находится на открытых площадках.

2.3. Структура и расчет графика ППР

Месячный график плановых ремонтов составляется на основании годового графика, в обязательном порядке указывается трудоемкость по каждому виду ремонта и исполнители.

При составлении плана учитывается межремонтный цикл – это время работы оборудования между двумя капитальными ремонтами. В ремонтный цикл входят кроме T_1 , T_2 и K также и техническое обслуживание ТО.

Приспособленность различных типов машин к ТО определяется коэффициентом технического обслуживания $K_{\text{ТО}}$ и рассчитывается по формуле

$$K_{\text{ТО}} = \frac{T_{\text{ТО}}}{T_{\text{м}}},$$

где $T_{\text{ТО}}$ – время, потраченное на ТО; $T_{\text{м}}$ – время наработки за период эксплуатации. Обычно этот коэффициент находится в пределах 0,14...0,2.

Нормативами на ремонт оборудования вводится еще два коэффициента: $K_{\text{п}}$ – коэффициент использования парка по рабочему времени; $K_{\text{и.м}}$ – коэффициент использования оборудования по машинному времени

$$K_{\text{и.м}} = \frac{T_{\text{м}}}{T_{\text{к}}}, \quad K_{\text{п}} = \frac{T_{\text{э}}}{T_{\text{к}}},$$

где $T_{\text{э}}$ – время эксплуатации оборудования в течение смены; $T_{\text{к}}$ – календарное время нахождения оборудования на предприятии.

Обычно значение коэффициента $K_{\text{и.м}}$ находится в пределах от 0,6 до 1. Например, если $K_{\text{и.м}} = 0,8$, а количество однотипных машин на предприятии $N_{\text{м}} = 20$, то количество одновременно работающих машин

$$N_{\text{р.м}} = K_{\text{и.м}} N_{\text{м}} = 0,8 \cdot 20 = 16.$$

Указанные коэффициенты необходимы для расчета потребности предприятия в соответствующем оборудовании для выполнения заданной программы.

Объем и характер технического обслуживания машин определяется в каждом конкретном случае инструкцией завода-изготовителя.

Ремонтный цикл связывает виды ремонтов и сроки проведения их по месяцам. Структура ремонтного цикла с комплексом восстановительных мероприятий К-3Т₁-Т₂-3Т₁-К представлена на рис. 4.

Исходными данными для разработки годового графика ППР бурового и нефтегазодобывающего оборудования являются: плано-

вые объемы работ оборудования на год; объем работ, выработанный машиной от последнего капитального ремонта или от начала ее работы (для новых машин); структура ремонтного цикла и межремонтные периоды работы оборудования.

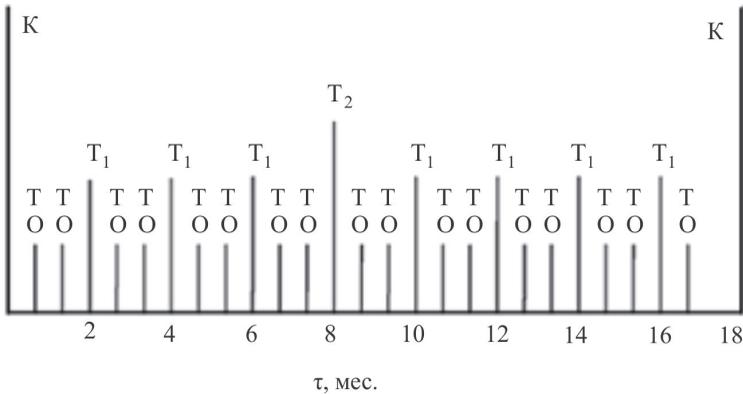


Рис. 4. Схема межремонтного цикла

Число ремонтов можно определить аналитическим методом, методом номограмм и графическим.

Аналитический метод и метод номограмм позволяют определить число и виды ремонтов, но не дают возможности определить сроки проведения этих мероприятий.

При аналитическом методе потребность в ремонтах каждой машины определяется из выражения

$$N = \frac{A + A_n}{\Pi} - N_n,$$

где N – число рассчитываемых видов ремонтов; A – наработка машины на начало планируемого года от последнего одноименного ремонта; A_n – плановая наработка машины на расчетный год; Π – периодичность выполнения ремонта, по которому ведется расчет; N_n – число всех видов ремонтов с большей периодичностью того вида, по которому ведется расчет.

Расчет ведется в следующем порядке: определяют требуемое количество капитальных ремонтов N_k , текущих ремонтов N_{T_2} , N_{T_1} и технических обслуживаний N_{TO} . При расчете необходимого числа капитальных ремонтов принимают $N_n = 0$. Числовые значения N всегда округляют до целого числа в сторону уменьшения вне зависимости от дробной части. Значение A определяется числителем дробной части, получаемым при делении наработки от последнего капитального ремонта или с начала эксплуатации на периодичность того вида ремонта, по которому ведется расчет.

Пример. Определить число ремонтов и ремонтных осмотров бурового насоса НБ-32, если он к началу планируемого года отработал от последнего капитального ремонта 1400 маш.-ч. На следующий год на каждый месяц запланирована выработка 200 маш.-ч, т.е. на год 2400 маш.-ч. Межремонтные периоды для бурового насоса, маш.-ч: $\Pi_k = 8640$, $\Pi_{T_2} = 4320$, $\Pi_{T_1} = 2160$, $\Pi_{TO} = 720$.

1. Определяем число капитальных ремонтов

$$N_k = \frac{A_k + A_n}{\Pi_k} = \frac{1400 + 2400}{8640} = 0,43 < 1.$$

Принимаем $N_k = 0$.

2. Определяем число текущих ремонтов N_{T_2} .

$$A_{T_2} = \frac{A}{\Pi_{T_2}} = \frac{1400}{4320} < 1.$$

Принимаем значение $A_{T_2} = 1400$ маш.-ч.

$$N_{T_2} = \frac{A_{T_2} + A_n}{\Pi_{T_2}} - N_k = \frac{1400 + 2400}{4320} = 0,87 < 1.$$

Принимаем $N_{T_2} = 0$.

3. Определяем число текущих ремонтов T_1 .

$$A_{T_1} = \frac{A}{\Pi_{T_1}} = \frac{1400}{2160} < 1.$$

Принимаем значение $A_{T_1} = 1400$ маш.-ч.

$$N_{T_1} = \frac{A_{T_1} + A_n}{\Pi_{T_1}} - (N_k + N_{T_2}) = \frac{1400 + 2400}{2160} = 1,75.$$

Принимаем $N_{T_1} = 1$.

4. Определяем период проведения ТО.

$$A_{TO} = \frac{A}{\Pi_{TO}} = \frac{1400}{720} = 1 \frac{680}{720} \Rightarrow A_{TO} = 680,$$

$$N_{TO} = \frac{A_{TO} + A_n}{\Pi_{TO}} - (N_k + N_{T_2} + N_{T_1}) = \frac{680 + 2400}{720} - 1 = 3,27.$$

Принимаем $N_{TO} = 3$.

Таким образом, всего в течение года должны быть выполнены три технических обслуживания бурового насоса и один текущий ремонт T_1 .

Номограммы для определения ремонтов на планируемый год (рис. 5) строят следующим образом. На осях абсцисс и ординат откладывают структуру ремонтного цикла для рассматриваемой машины в определенных единицах (маш.-ч, м³, т), затем одноименные мероприятия соединяют прямыми линиями. После этого на оси абсцисс откладывают отрезок, равный наработке машины после капитального ремонта или с начала эксплуатации (точка A), а на оси ординат – годовую наработку (точка B). Из точек A и B восстанавливают перпендикуляры до их взаимного пересечения в точке C . Виды и количество ремонтов определяют числом наклонных линий, пересекающих перпендикуляр AC .

Если на номограмму нанести данные, полученные в примере, то результаты определения будут такие же, как и при аналитическом методе расчета, т.е. $N_{T_1} = 1$, $N_{TO} = 3$ (рис. 6).

Графический метод дает возможность определять не только виды и число ремонтов, но и примерные сроки их проведения.

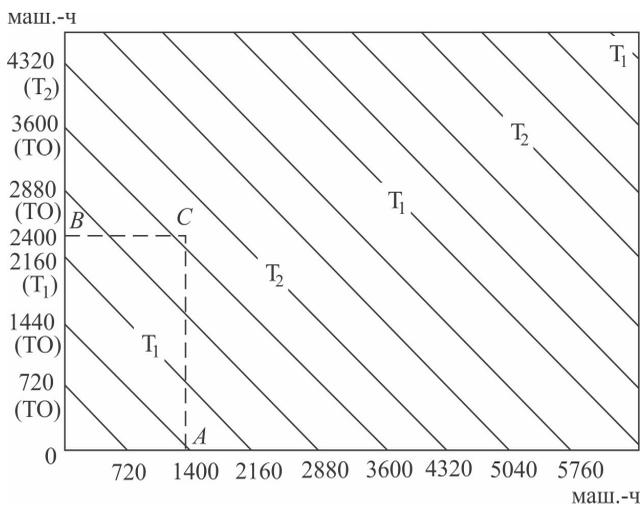


Рис. 5. Номограмма для определения периодов ТОиР бурового насоса НБ-32

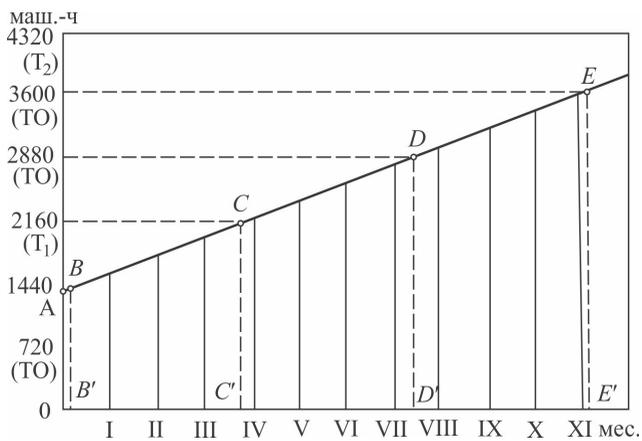


Рис. 6. График для определения периодов ТОиР бурового насоса НБ-32

Для построения графика на оси абсцисс откладывают календарное время в днях и месяцах, а на оси ординат – структуру ремонтного цикла для данной машины (рис. 6). Далее для конца каж-

дого месяца по оси ординат нарастающим итогом откладывают плановую наработку. Если машина новая или эксплуатируется в плановом году сразу же после капитального ремонта, то первая точка совпадает с началом координат. Если новая машина после ввода ее в эксплуатацию или после капитального ремонта имела к началу планируемого года определенную наработку, то первая точка лежит на оси ординат на высоте, соответствующей этой наработке (точка *A*). Соединив найденные точки, получают интегральную линию *AE*, отражающую наработку машины за планируемый период.

Вид и число ремонтов определяют по точкам пересечения интегральной линии наработки с горизонтальными линиями, соответствующими видам ремонтов (точки *B, C, D, E*). Для определения примерных сроков начала их проведения из точек пересечения опускают перпендикуляры на ось абсцисс. Точки пересечения перпендикуляров с осью абсцисс *B', C', D', E'* показывают примерные сроки проведения ремонтов.

Составление графиков ППР и учет их выполнения – сложная техническая задача, для решения которой используют быстродействующие ЭВМ и создают автоматизированные системы управления.

2.4. Организация ремонта бурового и нефтегазодобывающего оборудования по фактическому техническому состоянию

2.4.1. Общие сведения о СТОиР по фактическому техническому состоянию оборудования

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию (послеосмотровая СТОиР) основывается на проведении профилактических, восстановительных и диагностических работ через интервалы времени (наработки), определенные по фактическим показателям надежности, результатам предыдущих диагностических контролей, значениям параметров оценки работоспособного состояния данного вида оборудования с учетом срока службы каждой единицы оборудования.

В системе технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию проводятся:

- техническое обслуживание;
- диагностические контроли (оперативный, плановый, неплановый);
- ремонт по фактическому состоянию в объеме текущего или капитального ремонта;
- регламентные остановки.

Продолжительность и структура ремонтного цикла, а также периодичность ТО, диагностических контролей и ремонтов для каждого вида оборудования определяются в соответствии с руководящей документацией.

Целью СТОиР по фактическому состоянию является повышение надежности бурового и нефтегазодобывающего оборудования и снижение эксплуатационных расходов. Необходимые работы по ТОиР назначают в зависимости от фактического технического состояния конкретного объекта и предполагаемого изменения его состояния в процессе эксплуатации.

Значительный опыт применения ТО по фактическому состоянию позволяет дать оценку получаемому эффекту:

- снижение затрат на обслуживание;
- снижение количества обслуживаний;
- снижение числа аварийных отказов.

Основой такого вида ТО является техническое диагностирование (ТД) и прогнозирование состояния объекта. С помощью средств ТД проводят непрерывный или периодический контроль параметров состояния. Прогнозирование выполняют при непрерывном контроле для определения времени, в течение которого сохранится работоспособное состояние, а при периодическом контроле – для определения момента времени следующего контроля.

Результаты диагностирования и контроля – основа для принятия решений о необходимости ТО, времени его проведения и объеме, а также о времени проведения очередного контроля технического состояния.

Необходимые условия применения ТО по состоянию:

- экономическая целесообразность;
- наличие приборной базы;
- наличие методики определения технического состояния оборудования;
- обученный персонал;
- контролепригодность оборудования.

В практике нефтегазовой отрасли применяют следующие методы технической диагностики:

- измерение ударных импульсов подшипников качения;
- измерение вибрации роторных машин, редукторов – виброскорости, виброускорения, спектра огибающей высокочастотной вибрации;
- измерение температуры – контактное и бесконтактное;
- визуальный контроль;
- определение состояния смазочного масла, содержания в нем воды и механических примесей;
- определение толщин стенок сосудов и труб, корпусных конструкций;
- измерение сопротивления изоляции кабелей и обмоток электрических машин, трансформаторов;
- анализ параметров питающей сети.

Ключевым вопросом эффективности применения ТО по состоянию является задача выбора стратегии диагностирования и назначения допустимых уровней диагностических параметров.

Важным элементом системы ТО по состоянию является служба технической диагностики. В ее задачи входит выполнение плановых обследований оборудования, заявок на внеплановое диагностирование, участие в приемке оборудования из ремонта, а также выдача рекомендаций по предотвращению отказов. Необходимо обеспечить достаточный статус службы, весомость ее рекомендаций для руководства цехов. Сотрудники службы должны быть обучены применению средств диагностики и результатов.

В настоящее время существуют несколько вариантов стратегии при обслуживании нефтегазового оборудования по фактическому техническому состоянию. Подробнее рассмотрим одну из наиболее прогрессивных технологий организации ТОиР – *RCM*-методологию.

2.4.2. *RCM*-методология

Одна из ключевых технологий управления надежностью оборудования – *RCM*-методология (*Reliability Centered Maintenance*). Данная технология организации ремонта направлена на поддержание заданного уровня надежности оборудования при оптимальных затратах. В основу принятия решений по заменам и ремонтам положена оценка риска, связанная с каждой конкретной единицей оборудования и производственной системой в целом, – вероятность отказа (оценка технического состояния) и последствия в случае отказа для основного процесса. На этих оценках строится план действий по снижению рисков до приемлемого уровня.

Методика *RCM* базируется на так называемом *RCM*-анализе, который может быть применен к любому активу в производственной системе.

Цель такого анализа – предотвратить или уменьшить последствия отказов оборудования, при этом иногда совершенно не обязательно предотвращать сами отказы, самое главное предсказать, когда отказ наступит.

Чтобы применять методику *RCM*, необходимо для каждого конкретного актива определить:

1. Какие функции выполняет актив, как основные, так и вспомогательные. При этом нужно не только выяснить, как должен функционировать актив с точки зрения пользователя, но и убедиться, что данный актив способен выполнять те функции, которых от него хочет пользователь.

2. Какие возможны отказы, влекущие за собой прекращение выполнения этих функций. В методологии *RCM* состояние оборудования, при котором возник дефект, препятствующий продолжению

работы оборудования, называется функциональным отказом. Обычно путем экспертных оценок первоначально определяют, какие обстоятельства могут привести к возникновению дефекта, а затем определяются те события, которые непосредственно привели к возникновению дефекта.

3. Что является причиной каждого из возможных отказов. Типичный список причин отказа (режимы отказа) включает дефекты, вызванные старением и износом. Однако список должен включать также и дефекты, вызванные ошибками персонала, и дефекты, вызванные просчетами в проектировании. Все эти дефекты необходимо включать в список для того, чтобы иметь возможность при их возникновении действовать по заранее подготовленному плану.

4. К каким последствиям приводит каждый из отказов. Детальный анализ типичного производства обычно приводит к списку от 3000 до 10 000 возможных режимов отказов. Каждый из этих режимов некоторым образом влияет на функционирование предприятия, но результат в каждом конкретном случае разный. Размер последствий дефекта напрямую влияет на тот объем мер, которые мы готовы предпринять для избегания этого дефекта. Другими словами, чем серьезнее возможные последствия дефекта, тем больше мы готовы платить за меры по его устранению. Фактически *RCM* предписывает применение технического обслуживания и ремонта оборудования не для предотвращения дефектов как таковых, а для избегания или минимизации возможных последствий дефектов. Последствия в системе приоритизируются на основании балльной оценки для каждого последствия. К таким негативным последствиям обычно относят: последствия для безопасности людей, экологии, функционирования предприятия, качества продукции, бесперебойного снабжения потребителя. Особую роль играют прямые затраты на устранение любого дефекта, которые могут быть выражены в виде не только затрат на ремонт, но и штрафов, неустоек и т.д. Нужно сказать, что особое значение в *RCM* придается охране окружающей среды и безопасности жизнедеятельности, т.е. для дефектов, угрожающих этим двум критериям, баллы всегда проставляются наибольшие.

На основании этого анализа определяются наиболее «критичные» активы, а для каждого актива выбираются разные варианты воздействий (рис. 7). Отличие *RCM*-методологии от общепринятой практики состоит в том, что тип воздействия на актив выбирается из четырех программ:

- 1) реактивной – обслуживание оборудования по факту отказа;
- 2) превентивной – плановое обслуживание;
- 3) проактивной – основанной на поиске первопричин отказов, т.е. организация ремонтов по фактическому техническому состоянию;
- 4) прогнозной – основанной на прогнозе с определенной надежностью времени выхода из строя оборудования.

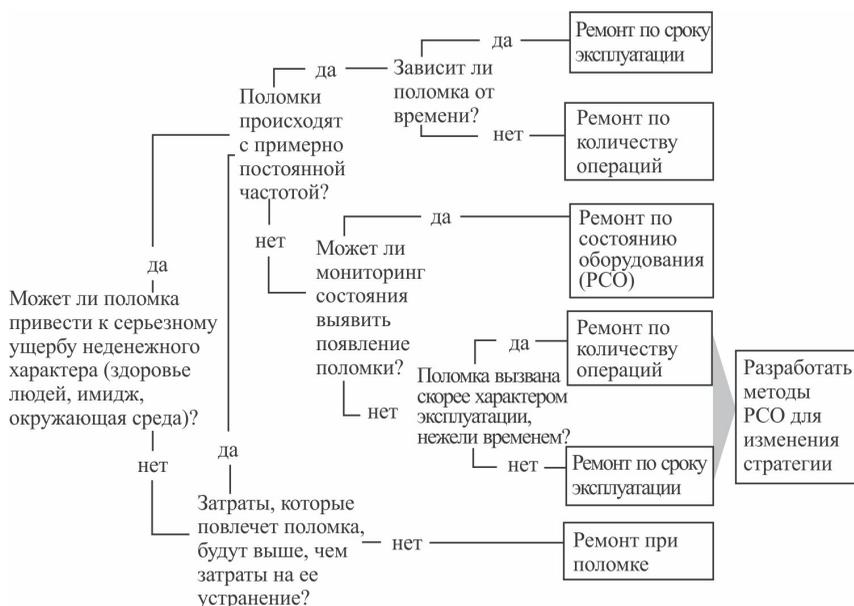


Рис. 7. Логика *RCM*-подхода

Для понимания смысла указанного подхода обратимся к истории возникновения методологии. Методология *RCM* зародилась в 1970-х гг. в авиации. Попытка сократить межремонтный интервал, дабы увеличить надежность оборудования, привела к обратному ре-

зультату: число отказов возросло, надежность уменьшилась. Детальный анализ состояния оборудования и ремонтных работ позволил сделать неожиданный вывод: вероятность отказов, как и надежность функционирования производственных активов, на 85 % не зависят от длительности нормальной эксплуатации. Иными словами, выполнение СТОиР на основе принципа временных интервалов не рационально для 85 % оборудования.

RCM-анализ базируется на концепции эффективного учета возможных видов отказов оборудования, оценки вероятности выхода из строя и потенциальных последствий. Каждый элемент производственного актива может вести себя по разному. Одни могут деградировать быстрее, другие медленнее, третьи переходят в критические состояния дискретно. Одни параметры могут деградировать «автономно», не оказывая влияния на другие характеристики, деградация других приводит к множественному отказу. Деградация параметра может происходить разнообразно. Для каждого параметра необходимо понять характер деградации, ввести предельное значение и начать отслеживать его. Одним из основных плюсов методологии *RCM* является то, что с годами исследований практически по всем видам производственных активов накоплена база знаний, помогающая выстраивать вероятностные кривые отказов для каждого типа производственного актива. С использованием кривых отказа (рис. 8) по каждому активу можно с довольно большой надежностью определить продолжительность так называемой наработки на отказ – среднее время безотказной работы. На основании уже полученных данных можно определить оптимальное время для ремонта оборудования.

Оптимально, когда воздействия проводят, попадая в *P–F*-интервал, где *P* – *potential failure* (точка возможного сбоя или отказа), *F* – *functional failure* (оборудование не выполняет возложенную функцию), чтобы, с одной стороны, исключить преждевременный ремонт нормально функционирующего оборудования, а с другой – вовремя предотвратить отказ оборудования.

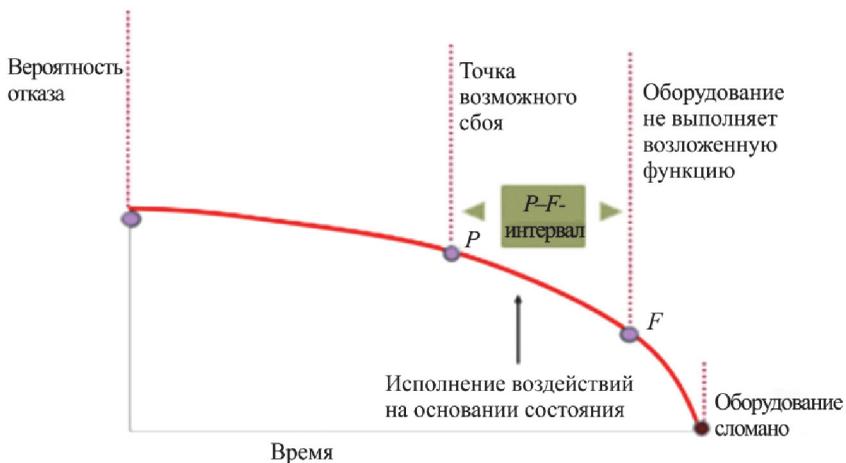


Рис. 8. Определение оптимального времени ремонтного воздействия

Внедрение прогрессивных методов обслуживания затратно (например, требует оснащения датчиками), но использование данных концепций уменьшает простои оборудования, а значит, увеличивает прибыль компании и ее конкурентоспособность.

Нужно сказать, что практика некоторых попыток освоения перечисленных методов обслуживания в России обнаружила еще одну их особенность: это не только техническая задача. Без изменения существующих бизнес-процессов, без повышения культуры производства и управления эффект будет нулевым. Но самое главное – практический опыт многих компаний показывает, что данные методики невозможно реализовать без *IT*-поддержки.

Результатом *RCM*-анализа является создание обширной и хорошо документированной базы данных по технологии обслуживания для каждого значимого актива на предприятии. Это делает возможным быструю адаптацию к изменяющимся условиям работы (например, начало работы с новыми коллегами по смене или освоение новой технологии обслуживания) без надобности разрабатывать все процедуры заново с чистого листа. Наличие подробной базы данных также дает ремонтным подразделениям обоснование проводимых

ими работ: делается именно то, что нужно и без чего активы не смогут функционировать с требуемой производительностью. И наконец, наличие детальной базы данных уменьшает зависимость предприятия от конкретных людей, занятых в обслуживании или на производстве. Вся необходимая информация по обслуживанию теперь хранится в базах данных и может быть передана вновь нанимаемым на работу людям без потерь.

RCM-анализ требований к обслуживанию каждого актива позволяет гораздо точнее оценить необходимую квалификацию обслуживающего его персонала, а также минимально необходимый набор запчастей актива, хранимых на складе.

2.4.3. Контроль параметров работы и фактического технического состояния нефтегазодобывающего оборудования на примере штанговых скважинных насосных установок

Практическую реализацию основных положений СТОиР по фактическому техническому состоянию нефтепромыслового оборудования рассмотрим на примере эксплуатационного контроля штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ), оснащенных механическим приводом – балансирными станками-качалками (СК). Данные установки представляют собой консервативный комплекс оборудования, конструкция которого принципиально не меняется на протяжении последних 40 лет. К основным достоинствам ШСНУ с механическим приводом следует отнести длительные периоды эксплуатации, простоту устройства и обслуживания, а также возможность использования штанговых насосов на малодебитных скважинах при осложненных геологических условиях (высокая обводненность, значительное содержание абразива, серы, парафина в пластовой жидкости и т.д.). Однако значительные динамические составляющие и изменчивость внешних нагрузок, подверженность узлов СК неблагоприятному воздействию атмосферы, ошибки монтажа и наладки, ненадлежащее техническое обслуживание и эксплуатация СК сверх нормативных периодов обуславливают высокую аварийность ШСНУ, что ведет к увеличению эксплуатационных затрат и снижению рентабельности процесса нефтедобычи.

Наиболее частыми аварийными отказами балансирных СК ШСНУ являются: разрушение и выход пальца из кривошипа (41 %), износ и разрушение тихоходного вала редуктора (20 %), обрыв шатуна (17 %). Среди основных причин, обуславливающих возникновение внезапных отказов, названы усталость металла, превышение нормативных нагрузок и низкий уровень обслуживания ШСНУ.

Наиболее распространенными причинами выхода из строя штанговых скважинных насосов являются обрывы штанг, дефекты приемных и нагнетательных клапанов, коррозионные и абразивные повреждения рабочих поверхностей. Следует отметить, что одним из ключевых факторов, оказывающих существенное влияние на наработку ШСНУ, является уравнированность СК, определяющая уровень динамических нагрузок на узлы станка и величину удельных энергозатрат на подъем пластовой жидкости. В настоящее время на нефтепромыслах России балансировка СК осуществляется, как правило, посредством использования токовых клещей, контролирующих величину действующего тока в обмотках статора асинхронного электродвигателя. Поскольку обычно приводные двигатели СК в рабочем режиме недогружены, то в обмотках двигателей преобладают реактивные составляющие мощности, не связанные с нагрузкой, что обуславливает низкую эффективность балансировки СК по действующим токам. По данным подрядных организаций, осуществляющих технический сервис ШСНУ, на промыслах России неправильно отбалансировано около 65 % имеющегося парка СК.

Сложные условия функционирования нефтепромыслового оборудования, многофакторность процессов взаимодействия элементов ШСНУ между собой и с внешней средой, а также ценовые ограничения (рентабельность, конкурентоспособность изделия в условиях рынка) обуславливают необходимость поиска технически простых и надежных решений при проектировании автоматических систем контроля параметров работы и оценки технического состояния насосных установок. Одним из наиболее перспективных способов приборного контроля и диагностирования ШСНУ является анализ величины и характера изменения внешних нагрузок, определяе-

мых посредством замеров мгновенных значений токов, напряжений и расчета мощностей, потребляемых электродвигателями балансирующих СК.

Сотрудниками ООО НПП «РОС» (г. Пермь) разработан и серийно производится программно-регистрирующий комплекс «АКД-СК», предназначенный для непрерывного мониторинга станка-качалки по электрическим параметрам. Комплекс применяется для регистрации ваттметрограмм на работающем оборудовании без предварительного отключения, что позволяет осуществлять диагностирование и контролировать уравновешенность СК, а также передавать полученные результаты в операторскую сеть нефтепромысла.

В состав оборудования комплекса «АКД-СК» входят контроллер с блоком световой индикации, токоизмерительные клещи и отметчик магнитного типа (рис. 9). Комплекс монтируется непосредственно в станцию управления СК, имеет внешний выходной разъем для подключения в операторскую сеть нефтепромысла и дополнительную опцию беспроводной передачи данных от контроллера в сеть, ноутбук или планшет.

Для питания комплекса и регистрации мгновенных значений напряжения, потребляемого приводным двигателем СК, соединительный кабель питания контроллера заводится с одной из входных фаз магнитного пускателя и шины заземления. Токоизмерительные клещи устанавливаются на один из фазовых проводов, идущий с выхода магнитного пускателя. Фиксация нижнего (верхнего) положения головки балансира СК осуществляется посредством использования отметчика магнитного типа, который устанавливается на раму СК рядом с выходным валом редуктора, при этом на выходной вал монтируется магнит в месте, соответствующем нижнему (верхнему) положению головки балансира СК. Полученные данные сохраняются в энергонезависимой памяти контроллера и по запросу передаются в операторскую сеть промысла. Визуализация и обработка ваттметрограмм (рис. 10) осуществляется с использованием специализированного программного обеспечения, установленного на персональных компьютерах (и/или ноутбуках) сотрудников инженерно-технических служб нефтепромысла.

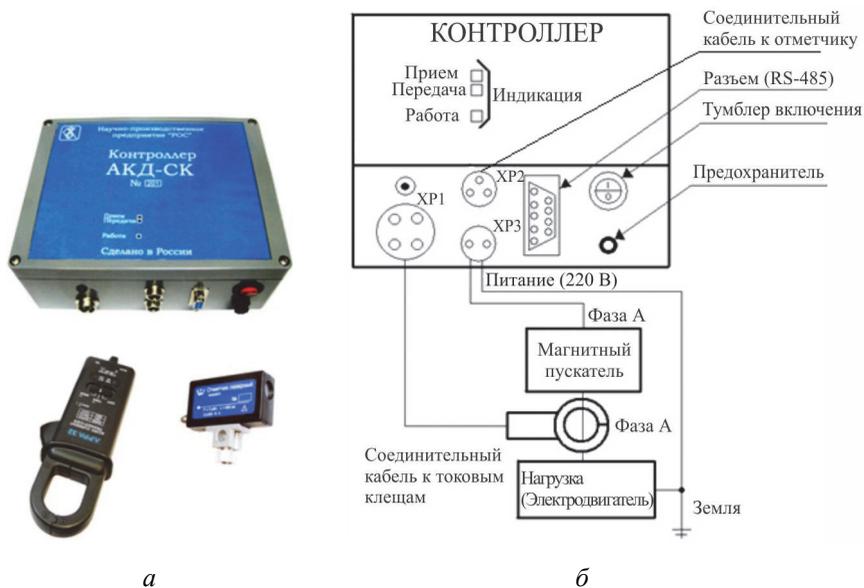
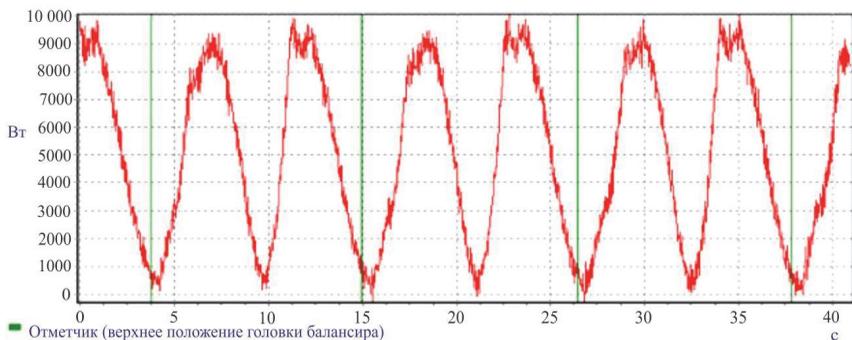
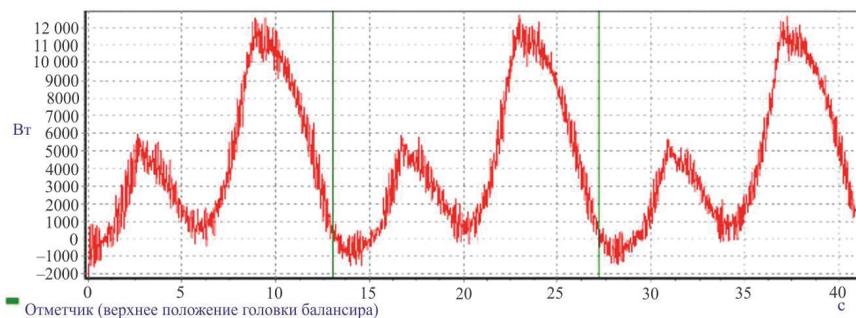


Рис. 9. Комплекс «АКД-СК»: *а* – внешний вид; *б* – структурная схема

Ваттметрограмма полностью уравновешенного и исправного СК (рис. 10, *а*) на каждый полный ход штока скважинного насоса имеет два полупериода с выраженными пиками, соответствующими горизонтальным положениям кривошипа. Согласно установленным нормативам разница величин максимальных значений мощности, потребляемых приводным двигателем СК при опускании и подъеме штока скважинного насоса, не должна превышать 10 %. Недостаточная величина противомомента, создаваемого кривошипными грузами при опускании колонны штанг скважинного насоса при неуравновешенном СК (рис. 10, *б*), обуславливает переход приводного двигателя в генераторный режим работы, а рабочий ход штока насоса сопровождается повышенными нагрузками на редуктор и двигатель СК. Следствием указанных процессов является увеличение удельных энергозатрат на подъем пластовой жидкости, высокая динамика и превышение нормативных значений нагрузок на элементы СК.



a

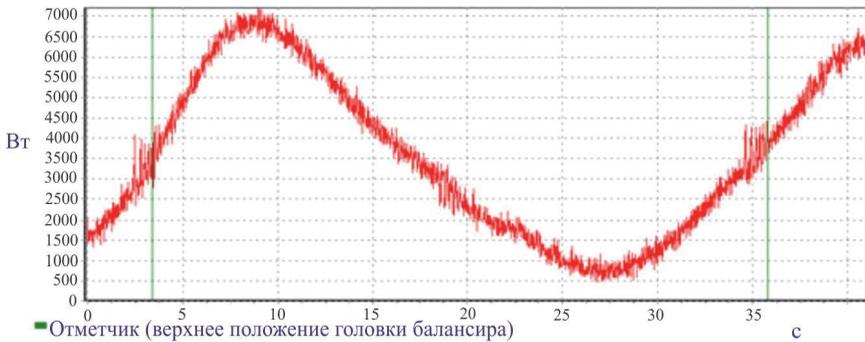


б

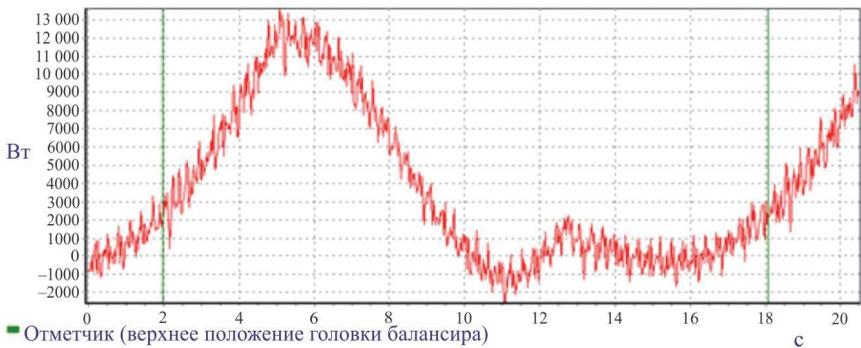
Рис. 10. Ваттметрограммы: *a* – полностью уравновешенного СК (техническое состояние хорошее); *б* – неуравновешенного СК (груз мал)

Анализ полученных ваттметрограмм позволяет диагностировать наиболее распространенные дефекты штанговых скважинных насосов (рис. 11).

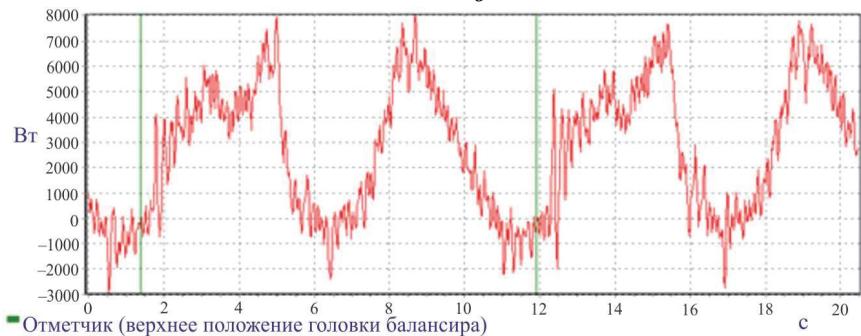
Диагностическим признаком обрыва колонны штанг ШСНУ является увеличение пиковых значений активной мощности, потребляемой двигателем при опускании головки балансира (вес колонны штанг не компенсирует противомомент, создаваемый грузами кривошипа), и отсутствие на ваттметрограмме полупериода нарастания мощности при подъеме балансира (рис. 11, *a*), что обусловливается отсутствием внешней нагрузки, создаваемой при подъеме столба пластовой жидкости из скважины.



a



б



в

Рис. 11. Диагностические признаки дефектов штанговых скважинных насосов на ваттметрограммах СК: *a* – обрыв штанг; *б* – дефект нагнетательного клапана; *в* – дефект приемного клапана

Схожим образом проявляются дефекты нагнетательного клапана погружного насоса: существенное снижение мощности, потребляемой двигателем при подъеме поршня, обусловлено утечкой большей части пластовой жидкости через неисправный нагнетательный клапан поршня обратно в цилиндр насоса и, как следствие, значительным снижением нагрузки в точке подвеса колонны штанг (рис. 11, б). Неравномерность нарастания нагрузки при опускании колонны штанг, увеличение динамических составляющих силовых воздействий на привод ШСНУ является признаком неисправности приемного клапана скважинного насоса (рис. 11, в).

Спектральный анализ сигналов активных мощностей (рис. 12), полученных посредством измерительного программно-регистрирующего комплекса «АКД-СК», позволяет выявить частотные составляющие от 0 до 30 Гц, характеризующие колебания кинематической цепи «скважинный насос – станок-качалка – редуктор – приводной двигатель». Дефекты рабочих узлов и механических передач ШСНУ обуславливают возникновение переменных нагрузок, что вызывает появление новых спектральных составляющих. Периодическое измерение величин в спектре мощности, характеризующих конкретные дефекты в приводном электродвигателе и механической трансмиссии, позволяет наиболее просто осуществлять оценку технического состояния ШСНУ и, при необходимости, ремонтные воздействия, направленные на предупреждение аварийных отказов.

Посредством спектрального анализа записей потребляемых мощностей в асинхронных электродвигателях (рис. 12, а) могут быть обнаружены дефекты электрической части ротора, включая обрывы обмотки ротора и замыкания пластин активного сердечника; электрической части статора, включая обрывы и электрическую несимметрию силовой обмотки, замыкания пластин активного сердечника; статический и вращающийся эксцентриситеты; дефекты подшипников, приводящие к флуктуациям формы воздушного зазора. По характеру изменения спектра сигнала потребляемой мощности могут быть диагностированы неисправности зубчатых зацеплений, посадки шестерен на вал, перекосы ведомых валов и их опор вращения, дефекты клиноременных передач (рис. 12, б).

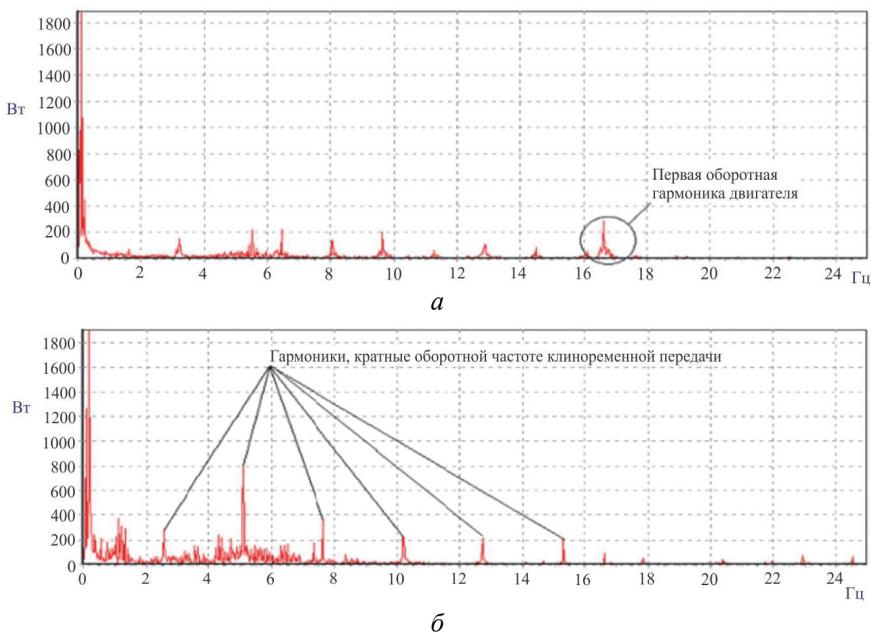


Рис. 12. Спектры ваттметрограмм: *а* – при наличии дефекта электродвигателя станка-качалки; *б* – при наличии дефекта клиноременной передачи

К недостаткам способа оценки технического состояния ШСНУ по потребляемой мощности относится трудность выявления ряда дефектов в начальной стадии развития. В первую очередь это неисправности подшипников качения, проворачивание, износ и разрушение пальцев кривошипов. Зарождение и развитие данных дефектов сопровождаются изменением спектров диагностических сигналов в более высоком частотном диапазоне.

Повышение информативности и достоверности диагноза возможно посредством многопараметрового технического контроля (акустико-эмиссионная, вибрационная диагностика), реализуемого как опция контроллера «АКД-СК». Например, установка беспроводных акустико-эмиссионных и/или вибрационных датчиков на пальцы кривошипа позволит предотвратить более 40 % внезапных отказов СК.

Таким образом, непрерывная регистрация сигналов активных мощностей, потребляемых приводными электродвигателями ШСНУ, позволяет наиболее просто и достоверно осуществлять контроль эксплуатационной нагруженности узлов насосной установки, качественно выполнять балансировку СК, что обуславливает уменьшение удельных энергозатрат на подъем пластовой жидкости и снижение динамических нагрузок на детали ШСНУ. Анализ актуальной информации о величине и характере изменения нагруженности приводных электродвигателей СК позволяет выполнять оценку технического состояния, полного и остаточного ресурса элементов ШСНУ.

2.5. Организация ремонта бурового и нефтегазодобывающего оборудования по факту возникновения отказа

Ремонтное обслуживание нефтегазового оборудования по факту отказа (в мировой практике *Run to Breakdown – RtB*), также известно как реактивная СТОиР, обычно применяется для объектов, отказ которых не вызывает существенных последствий, а проведение работ по восстановлению несложно. Реактивная СТОиР является наиболее простой системой обслуживания, но и наиболее дорогостоящей. При данной системе ТО не производятся какое-либо мероприятия по поддержанию технического состояния машин в течение запланированного периода эксплуатации, в том числе не контролируются технические и технологические параметры оборудования. Ремонт или замена оборудования производятся при выходе его из строя (аварийный отказ) или при выработке ресурса. Как правило, стоимость ремонта по факту аварии многократно превышает планируемые расходы. Увеличение затрат связано с необходимостью устранения последствий аварийных отказов (разливы нефти, глушение скважин и т.д.), заменой сопрягаемых деталей и узлов, увеличенным временем ожидания оборудования в ремонте, оплатой сверхурочных сотрудникам сервисных служб и т.д. В связи с тем, что нефтегазовое оборудование представляет собой сложные технические системы, и зачастую относится к изделиям высокой категории опасности, реактивная СТОиР применяется для обслуживания бурового и нефтегазодобывающего оборудования крайне редко.

3. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНЫХ СЛУЖБ НА ПРОИЗВОДСТВЕ

3.1. Организация ремонтной службы предприятия

Ремонт и эксплуатацией технологического оборудования, сооружений и коммуникаций руководит служба главного механика нефтегазового предприятия. Главный механик подчиняется главному инженеру и директору.

Структура службы главного механика нефтедобывающего предприятия представлена на рис. 13.

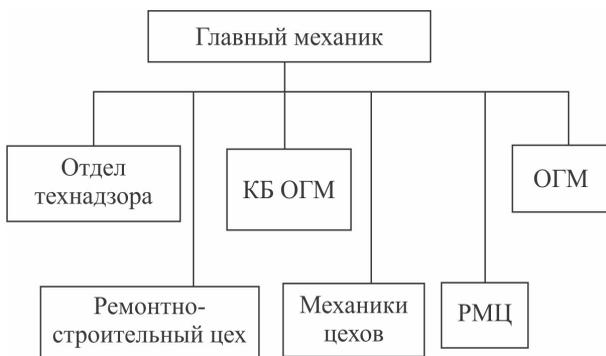


Рис. 13. Структура службы главного механика нефтедобывающего предприятия

Отдел технического надзора службы главного механика выполняет следующие функции:

- контролирует соблюдение сроков и объемов ремонта, требований нормативных документов, в том числе к качеству ремонтно-восстановительных работ;

- контролирует соответствие выполняемых ремонтно-восстановительных работ, применяемых конструкций, инструментов, изделий, материалов и поставляемого оборудования требованиям нормативных документов;

- проверяет наличие документов, удостоверяющих качество используемых предприятием изделий и материалов (технических

паспортов, сертификатов, результатов лабораторных испытаний и т.д.);

- проводит освидетельствование оборудования совместно с работниками экспертных организаций и сотрудниками государственного надзора;

- контролирует наличие и правильность ведения технической документации;

- контролирует исполнение подрядными организациями указаний и предписаний органов государственного контроля.

Конструкторское бюро отдела главного механика (КБ ОГМ) осуществляет:

- разработку мероприятий по предупреждению аварий, поломок и повышенного износа оборудования;

- разработку или подбор чертежей запасных деталей;

- обеспечение работ по модернизации оборудования;

- внедрение в практику ремонта прогрессивной технологии, высокоэффективных ремонтных приспособлений, механизация трудоемких процессов;

- представление заключений по рационализаторским предложениям и изобретениям и обеспечение внедрения принятых предложений, обобщение и распространение передового опыта работы новаторов производства и оказание всемерной помощи рационализаторам и изобретателям.

К функциям отдела главного механика (ОГМ) относят:

- организацию мероприятий по ремонту;

- разработку годовых, квартальных и месячных планов и графиков всех видов ремонта оборудования, сооружений;

- участие в составлении и проверке дефектно-сметной ведомости на ремонтируемое оборудование;

- учет выполнения планов и графиков ремонта, контроль за качеством ремонта;

- подготовка заявок соответствующим службам на материалы и комплектующие изделия для ремонта и обслуживания технологического оборудования;

- контроль стоимости ремонтных работ;
- составление отчетов по ремонту.

Ремонтно-механический цех (РМЦ) осуществляет:

- изготовление запасных частей для ремонта оборудования;
- изготовление нестандартного оборудования, оснастки;
- текущий и капитальный ремонт оборудования предприятия.

Ремонтно-строительный цех занимается ремонтом сооружений, зданий, возведением фундаментов, подведением коммуникаций (трубопроводов, линий электропередач). Зачастую ремонтно-строительный цех входит в состав РМЦ.

Механики цехов нефтегазодобычи обеспечивают:

- безаварийную и надежную работу всех видов оборудования, правильную эксплуатацию машин, своевременный качественный ремонт и техническое обслуживание;

- технический надзор за состоянием и ремонтом защитных устройств оборудования;

- прием и установку нового оборудования;

- проведение работ по аттестации и рационализации рабочих мест;

- модернизацию и замену малоэффективного оборудования высокопроизводительным.

Сама ремонтная служба нефтегазового предприятия может быть централизованной, децентрализованной и смешанной.

Централизованная служба предполагает, что ремонт всего оборудования выполняется силами РМЦ предприятия. Для децентрализованной службы характерно то, что все виды ремонтных работ выполняются силами специализированных подрядных организаций. При смешанной системе организации ремонтных служб ТО и текущего ремонт выполняются силами РМЦ, а капитальные ремонты осуществляются подрядными организациями. Как правило, подрядчиками в данной ситуации являются сервисные службы заводоизготовителей ремонтируемого оборудования.

3.2. Расчет людских и материальных ресурсов ремонтно-механического цеха

Длительность ремонта оборудования и связанный с ним простой зависят от многих факторов: вида ремонта, организации ремонтных работ, обеспеченности материалами, оборудованием, инструментами и т.д.

Степень сложности ремонта оборудования оценивается выраженной в условных единицах категорией сложности ремонта R , которая зависит от конструктивных и технологических особенностей оборудования.

В нефтегазовой промышленности одна условная единица ремонтной сложности механической части технологического оборудования при капитальном ремонте (отнесенная к тарифной сетке слесщика 4-го разряда) равна 40 чел.-ч. Условная единица сложности электрической части того же оборудования – 15 чел.-ч. Так, если ремонтосложность механической части 50 единиц, а электрической 20 единиц, то общая трудоемкость капитального ремонта составит $40 \cdot 50 + 20 \cdot 15 = 2300$ чел.-ч.

Чтобы определить трудоемкость различных видов ремонта (ТО, T_1 , T_2 , К), надо знать соотношение их трудоемкостей. В нефтегазовой промышленности для механической части $K : T_2 : T_1 : TO = 1 : 0,5 : 0,17 : 0,025$. Для электрической части $K : T_2 : T_1 : TO = 1 : 0,5 : 0,14 : 0,02$.

Зная общую трудоемкость ремонтных работ по данному виду оборудования, определяют необходимое число ремонтных рабочих исходя из следующих соотношений: слесари и электрослесари – 70 %; токари-станочники – 10 %; кузнецы и прессышники – 8 %; электросварщики – 5 %; прочие – 7 %.

Календарное время t , затрачиваемое на ремонт оборудования, определяется по формуле

$$t = T_{\text{ц}} / (N_{\text{сл}} t_{\text{см}} m k_{\text{н.в}}),$$

где $N_{\text{сл}}$ – число ремонтных слесарей; $T_{\text{ц}}$ – длительность ремонтного цикла; $t_{\text{см}}$ – продолжительность смены; m – количество смен, $m = 2$; $k_{\text{н.в}}$ – коэффициент выполнения нормы времени, $k_{\text{н.в}} = 1,15$.

Для определения общего штата работников РМЦ широко используется методика стоимостного (ценового) расчета. Исходным параметром расчета служит годовая стоимость ремонтных работ A_r . Она берется в размере 10 % от общей стоимости оборудования $A_{\text{общ}}$ и рассчитывается по формуле

$$A_r = A_{\text{общ}} k_{\alpha} \cdot 0,1,$$

$$A_{\text{общ}} = \sum a_i \cdot n_i,$$

где k_{α} – коэффициент внеплановых работ, $k_{\alpha} = 1,4 \dots 1,7$; a_i – цена за единицу оборудования; n_i – количество единиц оборудования.

Размер общего фонда заработной платы $\Phi_{3.п}$ равен 30 % стоимости ремонтных работ A_r :

$$\Phi_{3.п} = A_r \cdot 0,3.$$

Общий годовой фонд рабочего времени РМЦ (суммарная трудоемкость работ) определяется по формуле

$$\Phi_{р.в} = \frac{\Phi_{3.п}}{p k_n},$$

где $\Phi_{р.в}$ – годовой фонд рабочего времени, чел.-ч; p – стоимость одного часа работы сдельщика 4-го разряда; k_n – коэффициент начисления на заработную плату, берется фактический с данного предприятия. В расчетах принимают $k_n = 5 \dots 7$.

Штат производственных рабочих M рассчитывается по формуле

$$M = \frac{\Phi_{р.в}}{\beta D_p},$$

где β – коэффициент выполнения нормы выработки, $\beta = 1,05 \dots 1,1$; D_p – годовой фонд времени одного рабочего.

Годовой фонд времени одного рабочего рассчитывается по формуле

$$D_p = [C \cdot (365 - В - П - О) - C_1 \cdot П_1] \cdot \eta,$$

где C – продолжительность рабочей смены, ч; $В$ – число выходных дней в году; $П$ – число праздничных дней в году, $В + П = 116$ дней;

O – продолжительность отпуска, $O = 24$ дня; C_1 – укорочение рабочей смены в предпраздничный день на 1 ч; Π_1 – число предпраздничных дней в году, $\Pi_1 = 10$ дней; η – коэффициент потерь рабочего времени (болезни и др.), $\eta = 0,97$.

Общий штат РМЦ включает также непроизводственных рабочих: такелажников и подсобных рабочих (10 % от штата производственных рабочих), и обслуживающий персонал (8 % от штата производственных рабочих). Таким образом, общий штат ремонтно-механического цеха $M_{\text{общ}}$ рассчитывается по формуле

$$M_{\text{общ}} = 1,18M.$$

Необходимое число станков $n_{\text{ст}}$ рассчитывается по формуле

$$n_{\text{ст}} = \frac{\delta \Phi_{\text{р.в}}}{l D_{\text{ст}} \eta_{\text{вр}}},$$

где δ – коэффициент станочных работ, характеризующий долю станочных работ в общей трудоемкости ремонта, $\delta = 0,2 \dots 0,35$; l – фактическое число смен работы мастерских в сутки, $l = 2$; $D_{\text{ст}}$ – годового фонда рабочего времени станка,

$$D_{\text{ст}} = [C \cdot (35 - B - \Pi) - C_1 \Pi_1] \cdot \eta_{\text{ст}},$$

где $\eta_{\text{ст}}$ – коэффициент потерь рабочего времени на ремонт и обслуживание станка.

Зная общее количество станков, определяем необходимое число конкретных типов оборудования исходя из следующих соотношений: токарно-винтовые станки – 30 % от общей части; сверлильные – 25 %; точно-обдирочные – 15 %; прочие – 30 %.

3.3. Заготовка запасных частей

Для проведения ремонтов нефтегазового оборудования необходимо обеспечить его запасными деталями и узлами для замены изношенных за нормальный период эксплуатации и в случае преждевременного износа по разным причинам.

Потребность предприятий в запасных деталях и узлах обеспечивается изготовлением новых и восстановлением бывших в употреблении деталей и узлов в РМЦ; заказом деталей и узлов на машиностроительных предприятиях и заводах, специализирующихся на производстве запасных частей.

Перед ремонтом необходимо получить сложные узлы (трубные пучки, роторы компрессоров и т.п.) с машиностроительных заводов. Необходимо также иметь определенный запас деталей для ремонта. Различают две группы запасных деталей: а) систематически заменяемые детали; б) резервные детали, заменяемые при капитальном ремонте, аварии и внеплановом ремонте.

Норма запаса деталей определяется по выражению

$$H = \frac{ADPK_a K_d}{T},$$

где A – количество действующих однотипных машин; D – количество однотипных деталей в одной машине; P – срок, на который следует делать запас (он равен сроку на заказ, изготовление, поставку детали); K_a и K_d – поправочные коэффициенты, зависящие от A и D ; T – срок службы данной детали. K_a и K_d определяют по данным табл. 1.

Таблица 1

Значение коэффициентов при расчете нормозапасов

A	K_a	D	K_d
1–5	1	1	1
6–10	0,9	2	0,8
11–15	0,8	3–4	0,7
16–20	0,7	5–6	0,6
21–25	0,6	7–8	0,5
26–30	0,5	9–10	0,4
Свыше 30	0,4	11–12	0,3

4. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

4.1. Структура капитального ремонта нефтегазового оборудования

На предприятиях нефтегазового комплекса ремонт машин осуществляется в следующей последовательности:

- подготовка машины к сдаче в ремонт конструкторским, технологическим, материальным и организационными этапами;
- сдача-приемка машины по акту;
- очистка и разборка машины на узлы и детали;
- мойка и дефектация деталей;
- восстановление изношенных деталей;
- изготовление новых деталей;
- сборка и испытание узлов;
- общая сборка и испытание машины;
- сдача машины в эксплуатацию.

4.2. Разборка машины

Технологический процесс разборки машины представляет собой часть производственного процесса, непосредственно связанного с последовательным разъединением машины на узлы, подузлы (сборочные единицы) и детали.

Разборка может осуществляться методами последовательного и комбинированного хода операций.

В первом случае время, затраченное на разборку,

$$T = \sum t_i,$$

где t_i – время, затрачиваемое на одну разборочную операцию.

Во втором случае

$$T = k_b \sum t_i,$$

где k_b – коэффициент, учитывающий одновременность выполнения операций, $k_b < 1$.

Трудоемкость разборочно-сборочных работ составляет более половины трудоемкости ремонта машин. При этом около 60 % трудоемкости приходится на резьбовые, а около 20 % на прессовые соединения.

Поступающие в ремонт машины должны быть чистыми. Наружную мойку машин производят струей воды из моечных установок. В высоконапорных передвижных моечных установках типа ОМ-5285, ОМ-5360, ОМ-5359 машины очищаются струями воды под высоким давлением (до 12 МПа), температура воды на выходе из установки 30–85 °С.

До начала разборки необходимо:

- подготовить около машины площадь, достаточную для нормальной работы слесарей-ремонтников и правильной укладки снятых с машины деталей, а также для их кантовки;

- обеспечить наличие необходимых средств освещения на монтажной площадке, смонтировать отдельное распределительное устройство, средства радио- или телефонной связи;

- проверить наличие всех необходимых для работы исправных и испытанных стопоров, грузозахватных приспособлений;

- заготовить требуемое количество прокладок, распорок и козел для укладки снятых деталей.

При разборке необходимо соблюдать следующие правила:

- разборку нужно вести инструментами или приспособлениями, применение которых исключает возможность порчи годных деталей;

- удары молотком следует наносить по деталям, используя проставки из дерева или мягкого металла, разбираемые детали надо снимать аккуратно, без перекосов и повреждений;

- к трудно снимающимся деталям нельзя прилагать большие усилия, следует выяснить причину заедания и устранить ее;

- разборка длинных валов должна производиться с применением нескольких опор;

– детали каждого разбираемого механизма необходимо укладывать в отдельные ящики, а не нагромождать одну на другую, особенно осторожно следует укладывать детали с хорошо отделанными поверхностями;

– ящики с деталями обязательно закрывать крышками;

– болты, шайбы и другие крепежные детали при полной разборке сборочной единицы укладывают в специальный ящик, при частичной разборке целесообразно крепежные детали вставлять обратно в предназначенные для них отверстия;

– крупные детали укладывают на подставки возле ремонтируемой машины.

Необходимо отметить, что при выполнении монтажно-демонтажных работ следует с особой тщательностью следить за соблюдением требований техники безопасности. Большинство несчастных случаев на ремонтном производстве происходит именно на этих этапах ремонтно-восстановительных работ.

4.3. Мойка, контроль и дефектация деталей

После разборки машин детали очищают, промывают и обезжиривают. Качество очистки деталей влияет на их восстановление и дефектацию. Выбор способа очистки зависит от материала, конфигурации и размеров детали, вида ее загрязнения. Широкое применение для очистки получила струйная мойка в моечных ваннах, а также погружение деталей в выварочные ванны с сильнодействующими моечными средствами, оборудованные устройствами для перемешивания жидкости. В ремонтном производстве для очистки деталей из черных металлов от ГСМ применяют 3–4%-ный водный раствор каустической соды Na_2CO_3 , подогретой до температуры 80–90 °С.

Лучшее качество очистки обеспечивает обмывка деталей в горячем растворе в специальных выварочных ваннах. Процесс очистки длится 6–20 ч. Детали перемещаются на конвейерах в специальных ящиках. Для мойки подшипников качения на конечных операциях применяют средства, не вызывающие коррозию металла (керосин).

Удаление нагара и накипи производят в растворах солей на основе едкого натра (60–65 %), азотнокислого натра (30–35 %), хлористого натра (5 %).

При виброабразивной очистке деталей контейнеру с мелкими деталями, помещенному в моечную жидкость с мелкозернистым абразивом, сообщают с помощью вибратора колебательное движение с частотой 25 Гц и амплитудой 2 мм. При этом зерна абразива разрушают твердые загрязнения на деталях.

Для очистки и мойки деталей гидро-, пневмоаппаратуры, подшипников качения и др. часто применяют ультразвук. Передаваемые щелочному раствору колебания (19–20 кГц) существенно интенсифицируют процесс очистки деталей. Продолжительность очистки составляет 0,5–4 мин.

Дефектацию деталей выполняют для определения их технического состояния и возможности дальнейшего использования. Руководством при проведении дефектации служат технические условия, где указывают возможные дефекты деталей и способы их определения, критерии выбраковки, размеры и технические характеристики деталей, не подлежащие ремонту, ремонтируемые или используемые без ремонта, способы восстановления деталей. В процессе дефектации все детали разделяют на три группы:

1. Годные детали, размеры которых лежат в пределах допустимых величин. Их отправляют на сборку или склад готовой продукции.
2. Детали, подлежащие ремонту, износ и повреждение которых могут быть исправлены. Их отправляют на ремонт или склад деталей, ожидающих ремонта.
3. Детали забракованные. Восстановить их невозможно или экономически нецелесообразно. Их отправляют на склад утиля как лом.

Для того чтобы не смешивать детали различных групп годности, их маркируют краской: годные – белой; подлежащие ремонту – зеленой; негодные – красной.

Контроль деталей осуществляют работники ОТК. Детали, имеющие большую массу и габариты, контролируются на местах ремонта машин.

Контроль деталей можно производить следующими способами:

1. Наружным осмотром (простукивание, ослушивание) устанавливают трещины, обломы, ослабление заклепок.

2. Промер универсальными (штангенциркулями, микрометрами и др.) и специальными (калибрами) инструментами определяет овальность, конусность, допускаемые размеры.

3. Специальные методы дефектоскопии – ультразвуковой, магнитно-акустический, рентгеновский, люминесцентный, электромагнитный – определяют наличие мелких трещин, раковин и др.

4. Гидравлическими испытаниями на стендах проверяют герметичность блоков цилиндров, радиаторов, топливных баков и т.д.

5. Корпусные детали из стального литья бракуются (окончательно) при обнаружении сквозных трещин, изгибов, изломов, нарушающих прочность и влияющих на монтажные размеры.

6. Оси и валы при наличии трещин, изломов или остаточных деформаций списываются.

7. Зубчатые колеса не подлежат восстановлению, если имеются поломанные зубья, трещины, питтинг на большом числе зубьев, отслоения на рабочей стороне зубьев цементированного слоя.

8. Шариковые и роликовые подшипники бракуются при наличии трещин на кольцах, борозчатых выработок, сыпи, чешуйчатости и отслаивании на поверхности беговых дорожек колец, шариков или роликов, при отсутствии части шариков (роликов), при проявлении на поверхности металла цветов побежалости, а также при наличии рабочего зазора, превышающего допустимый. Узлы и детали электрооборудования бракуются, если не отвечают требованиям взрывобезопасности. Электродвигатели независимо от состояния отправляются в электроцех, где они проходят осмотр и определяется их пригодность.

9. Уплотнения из кожи, резины, прокладки из неметаллов повторно не используются. Болты, гайки, шпильки бракуются при срыве (износе) более двух ниток резьбы, потере товарного вида. Деформированные шпонки всех видов бракуются и повторно не используются.

4.4. Определение неисправностей в машинах и методы дефектоскопии

4.4.1. Основные методы дефектоскопии

Методы дефектоскопии принято делить на две группы: органолептические (визуальный и акустический контроль) и инструментальные (с использованием мерительного инструмента и специализированных приборов).

Визуальный осмотр – самый простой метод дефектоскопии. При внешнем осмотре отдельных деталей можно обнаружить различные поверхностные пороки (трещины); более детальное изучение поверхности осуществляется посредством оптических приборов.

Акустический метод применяется для проверки состояния частей работающей машины, недоступных для непосредственного осмотра и проверки. Осуществляется ослушиванием посредством, например, стетоскопа, при помощи которого выявляется стук, отличный от шума и звука, сопровождающих нормальную работу механизмов. С помощью различных шумомеров анализ шумов проводится как по гармоникам, так и по общему уровню шума. При этом в спектре шумов возможно выделение шумов отдельных узлов и соединений: детали с трещинами дают дребезжащий или приглушенный звук.

Ультразвуковой метод дефектоскопии основан на том, что высокочастотные звуковые волны (0,5–10 МГц) в однородных твердых телах распространяются почти без затухания, а на границе металл – воздух, металл – жидкость почти полностью отражаются. Этим способом можно обнаружить в металле, пластмассах и других материалах пустоты, трещины, пороки литья и дефекты на глубине от нескольких миллиметров до метра.

Магнитно-акустический метод основан на слабом намагничивании изделия. При перемещении прибора-искателя возле дефектного места в приемнике, выполненном в виде катушки колебательного контура, меняется наведенная электродвижущая сила (ЭДС). Внезапное изменение ЭДС обуславливает изменение тона звукового

сигнала. Этот метод применяется для контроля сварочных швов, вагонных осей, рельсов.

Рентгеновский метод – просвечивание рентгеновскими лучами на пленку или экран – позволяет контролировать сварочные швы, литье из легких сплавов. Рентгеновские лучи поглощаются различными химическими элементами по-разному, в частности воздухом они задерживаются меньше, чем металлом. На пленке видны дефекты.

Гамма-дефектоскопия – метод выявления скрытых внутренних дефектов в материалах путем их просвечивания. Применяют два метода гамма-дефектоскопии: фотографический и ионизационный. Первый более нагляден и позволяет получить объективную информацию о дефектах. Второй менее чувствителен, но имеет преимущества в скорости контроля. Чувствительность при просвечивании гамма-лучами от радиоактивных изотопов в 3–4 раза меньше, чем при просвечивании рентгеновскими лучами, но этот метод во много раз дешевле рентгеновского.

Люминесцентный метод – облучение ультрафиолетовыми лучами деталей в растворе минерального масла. Им можно выявить трещины толщиной менее 5 мм. Детали погружают на 3 мин в раствор трансформаторного или промышленного масла с керосином. Затем детали просушивают и посыпают порошком окиси магния, после чего осматривают под ультрафиолетовыми лучами. Дефектные места, благодаря раствору масла с керосином, который вытягивается магниевой пудрой на поверхность, ярко светятся.

Электромагнитный метод – прохождение электрического тока или магнитного потока по исследуемому изделию. По распределению магнитного потока судят о наличии посторонних включений, повреждений, раковин, трещин и волосовин. Испытуемое изделие (металлическое) располагается между полюсами сильного электромагнита постоянного тока. Поскольку трещины почти не деформируют электромагнитное поле, если их направление совпадает с направлением магнитного потока, то изделие должно быть намагничено в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

Магнитная дефектоскопия складывается из четырех основных операций: намагничивание изделий, покрытие намагниченных изделий порошком, осмотр поверхностей и размагничивание изделий.

Применяют следующие основные способы размагничивания: протягивание намагниченной детали через катушку, питаемую переменным током, пропускание через деталь переменного тока.

В качестве магнитного порошка обычно применяют крокус (Fe_2O_3), измельченный до 10 мкм и превращенный в ферромагнитную модификацию нагревом до 700 °С с последующим охлаждением.

4.4.2. Дефектоскопия узлов нефтепромыслового оборудования методом возбуждения резонансных колебаний

Одним из наиболее перспективных методов дефектоскопии узлов нефтепромысловых машин является метод возбуждения резонансных колебаний. Данный метод основан на анализе распространения возбужденных колебаний внутри конструкции и связан с внутренней структурой объекта. Импульсное возбуждение (произведенное с помощью молоточка или импульсного источника колебаний) приводит к возникновению в исследуемом объекте резонансных колебаний, отличающихся гармоническим составом и затухающих во времени с разной скоростью. В однородной среде, после импульсного воздействия, чаще всего преобладают моноколебания, затухающие в течение длительного периода времени. Наличие трещин (раковин, иных несплошностей), а также ослабление структуры внутренней среды объекта из-за старения материалов увеличивает количество гармоник в спектре сигнала, сокращает время колебаний за счет поглощения энергии в зонах дефектов. Измерение временных параметров движения волны внутри объекта позволяет анализировать параметры среды и выявлять зону возникновения дефекта. Метод применяется для обнаружения внутренних дефектов, трещин полостей в различном оборудовании и конструкциях, в том числе в металлических, керамических, пластмассовых и многокомпонентных деталях, сварных швах, местах заделки деталей в опоры, внутренних соединений элементов оборудования и конструкций, позволяет выявлять признаки усталости материала, локализовать зоны вероятного расположения дефектов.

Для практической реализации описываемого метода дефектоскопии можно использовать многоканальный синхронный анализатор колебаний типа «Камертон» производства компании ООО НПП «РОС» (рис. 14). В состав анализирующего комплекса входят от 2 до 16 пьезоакселерометрических датчиков, предназначенных для измерения возбужденных колебаний; синхронный аналого-цифровой преобразователь для нормирования и первичного преобразования сигналов; анализатор на базе персонального компьютера или специального контролера; возбудитель резонансных колебаний в виде молоточка с весом бойка не более 100 г или импульсного источника колебаний с заданным частотным диапазоном.

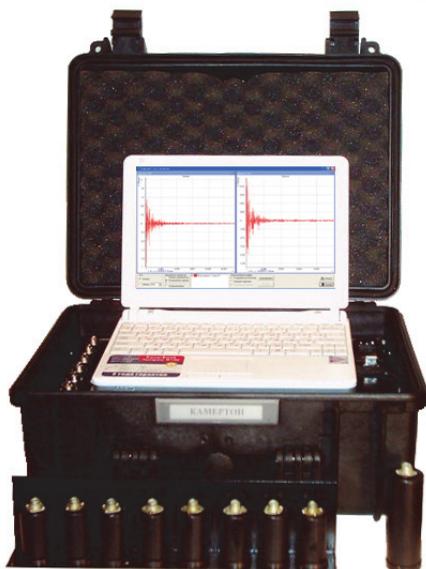


Рис. 14. Многоканальный анализатор «Камертон» производства компании ООО НПП «РОС» (г. Пермь)

Возбуждение колебаний производится молоточком, реже при помощи специального импульсного источника колебаний. Ударное возбуждение является наиболее распространенным способом: отсутствие влияния на обследуемый объект переменной нагрузки, созда-

ваемой весом импульсного источника колебаний, является существенным преимуществом при испытаниях легких конструкций, так как изменение нагрузки от одной точки к другой может вызвать сдвиг частот при различных циклах измерений. Кроме того, отсутствие необходимости использования крепежных приспособлений для установки импульсного источника колебаний обуславливает удобство проведения неразрушающего контроля непосредственно на месте эксплуатации технологического оборудования.

Методика проведения дефектоскопии описываемым методом предусматривает установку необходимого количества датчиков непосредственно на элементах обследуемого объекта (рис. 15). Удаленность датчиков друг от друга может быть различной и зависит от размеров элемента и плотности материала, из которого изготовлена конструкция. Например, на узлах, изготовленных из твердых металлов и сплавов, датчики могут устанавливаться на значительном удалении друг от друга, так как в твердых средах сигнал возбуждения может передаваться на значительные расстояния, а чем мягче материал, тем более близким должно быть расположение датчиков друг к другу.

После установки датчиков на элементе производится возбуждение резонансных колебаний. Для повышения достоверности диагностирования и исключения случайных помех необходимо для каждого элемента производить не менее четырех-пяти аналогичных циклов измерений подряд. Нормальные регистрации представляют собой плавно затухающие гармонические сигналы (рис. 16), в которых отсутствуют резкие локальные выбросы, изломы, «зашкаливания».

Импульсное возбуждение обуславливает возникновение в излучении резонансных волновых процессов, имеющих характерные особенности развития в пространстве и времени. В однородной по плотности среде временные, скоростные и частотные параметры сигнала отклика идентичны параметрам сигнала возбуждения. При наличии трещин (раковин, несплошностей), а также при старении материала (когда происходит разрежение или ослабление его структуры) условия прохождения вызванных импульсной нагрузкой ко-

лебаний на различных участках объекта в значительной степени отличаются друг от друга, что позволяет выявить однородные и неоднородные участки в объекте. Анализ энергетических составляющих каждого зарегистрированного сигнала позволяет провести не только качественную, но и количественную оценку состояния объекта.



Рис. 15. Примеры установки датчиков на тройнике трубопровода (*а*) и элементах фонтанной арматуры (*б*), на роторах (*в*) и статорах (*г*) больших электрических машин

Обработка зарегистрированных прибором сигналов производится одной из экспертных диагностических систем типа «Камертон», основанной на анализе спектрального состава резонансных колебаний элементов конструкции (или соединений) и расчете обобщенных параметров качества элемента или соединения.

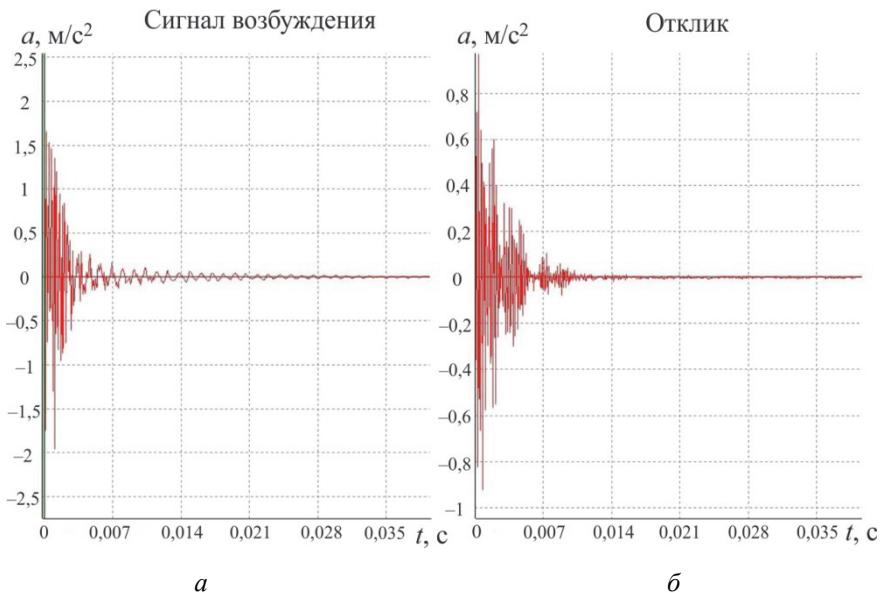


Рис. 16. Сигнал возбуждения (а), генерируемый импульсным источником колебаний, и отклик (б), регистрируемый датчиком-пьезоакселерометром

При анализе состояния детали машины или элемента конструкции в каждом сигнале определяется скорость затухания резонансных колебаний, ударная (несущая) частота, наличие отклонений ударной частоты от нормального для данного материала диапазона значений, производится распознавание образа спектральной картины сигнала отклика (рис. 17). Спектральный образ дефектов в отдельных элементах технических объектов одинаков, что позволяет применять данный метод для определения состояния различных по твердости и составу материалов.

Анализ состояния соединений ведется с помощью оценки степени затухания сигнала в соединении и сравнения спектральных параметров сигнала возбуждения и сигнала отклика. Каждое соединение анализируется два раза при различном направлении движения сигнала, когда возбуждение производится с двух сторон соединения поочередно.

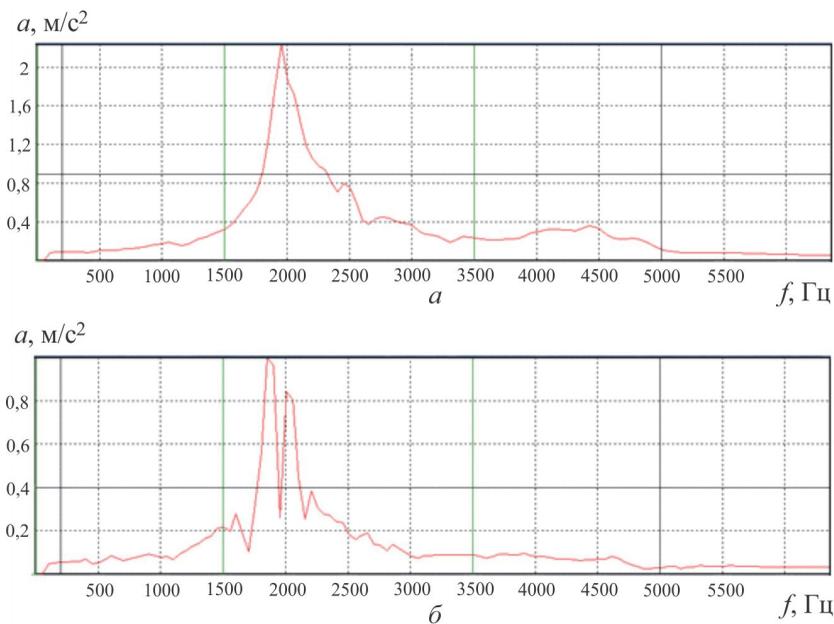


Рис. 17. Примеры спектров сигнала-отклика, полученного при обследовании методом возбуждения резонансных колебаний балансира станка-качалки:
a – дефект отсутствует; *б* – наличие трещины в металле

После проведения полного цикла измерений производится обработка сигналов всех регистраций методами математической статистики. Экспертное программное обеспечение при определении критериев качества элемента и соединения использует следующие параметры:

- средняя несущая резонансная частота по всем имеющимся сигналам для элемента или соединения;
- средняя скорость затухания колебаний в элементе или соединении;
- взаимное отклонения частот в соединении и элементе;
- вероятность утонения стенок или снижения плотности, ослабления структуры материала элемента, вероятность наличия трещин, раковин, несплошностей в элементе или соединении.

Состояние элементов конструкций и соединений определяется обобщенным условным коэффициентом качества, вычисляемым на основе корреляции вышеперечисленных параметров.

Метод оценки технического состояния узлов нефтепромыслового оборудования посредством возбуждения резонансных колебаний позволяет проводить дефектоскопию технических объектов без вывода их из эксплуатации. По эффективности и оперативности данный метод не имеет аналогов в сравнении с традиционными методами неразрушающего контроля оборудования: магнитопорошковым, магнитной памяти металла, ультразвуковой дефектоскопией, ультразвуковой толщинометрией, радиографическим, металлографическим и т.д. В ряде случаев, например для конструкций из материалов неоднородной структуры типа армированной пластмассы или армированного бетона, является единственно возможным методом диагностирования.

4.5. Способы восстановления деталей буровых и нефтегазодобывающих машин

При ремонте деталей бурового и нефтегазодобывающего оборудования восстанавливают их работоспособность, геометрическую форму, размеры, посадку, прочность, твердость и другие параметры. Для этого используют три группы способов восстановления деталей:

1. Пополнение металла в местах износа деталей. К этой группе относятся: наплавка (газовая, электродуговая, плазменная); напыление (электрическое, газовое, высокочастотное и плазменное); осаждение металла (электролитическое хромирование и остаивание, химическое никелирование); пластическое деформирование (осадка, раздача, обжатие, наклеп).

2. Удаление изношенных элементов деталей (зубчатых венцов, бандажей, накладок из полимерных материалов) и замена их новыми или сменными компенсирующими (втулками-компенсаторами) деталями.

3. Способ ремонтных размеров.

При восстановлении деталей способом **ремонтных размеров** с поверхности одной из сопрягаемых деталей снимается изношен-

ный слой и она получает новый ремонтный размер, отличный от номинального. Другая деталь заменяется или восстанавливается под ремонтный размер первой. Такой ремонт можно производить несколько раз, причем диаметр вала, как правило, постепенно уменьшается, а диаметр отверстия увеличивается. При решении вопроса, какую из деталей сопряжения заменять и какую восстанавливать, обычно руководствуются тем, что детали большей стоимости целесообразно восстанавливать, а меньшей – заменять. Преимущества этого способа восстановления – простота и доступность применения в условиях ремонтных мастерских. Ремонтные размеры могут быть двух видов: стандартные, т.е. заранее установленные, и свободные. Детали со стандартными ремонтными размерами (поршни, поршневые пальцы, тонкостенные вкладыши, втулки, клапаны и др.) выпускают заводы по производству оборудования или запасных частей. Под их размер на ремонтных предприятиях обрабатывают сопрягаемые детали (цилиндры, шейки валов и др.), что обеспечивает принцип частичной взаимозаменяемости при сборке и сокращает продолжительность ремонта.

Восстановление деталей **заменой изношенного элемента** легко пояснить на примере червячного колеса с бронзовым венцом и стальной ступицей. Данный метод реализуется путем замены венца с сохранением ступицы.

Восстановление деталей **пополнением металла (материала) в местах** износа получило весьма широкое распространение в ремонтном производстве. Рассмотрим наиболее часто встречающиеся разновидности.

Восстановление деталей методом **пластического деформирования** основано на способности материала детали изменять форму и размеры за счет перераспределения металла. При этом металл в холодном или горячем состоянии с нерабочих участков детали перемещают к изношенным поверхностям (правка, осадка, обжатие, обкатка и раскатка роликами). Этим способом можно восстановить деталь при условии, что перемещение металла не отразится на ее дальнейшей работе.

Ручная сварка и наплавка малоуглеродистых и низколегированных сталей. При наплавке присадочный материал (электрод)

расплавляется электрической дугой, газовым пламенем или другим источником тепла и соединяется с металлом детали. Для стабилизации процесса наплавки и легирования наплавленного слоя присадочный материал покрывают специальной обмазкой, также осуществляют наплавку под слоем флюса или в среде защитных газов. В результате получают наплавленный слой с высокой сопротивляемостью изнашиванию, твердостью. Основные виды наплавки представлены в табл. 2.

Таблица 2

Виды наплавки

Наплавка	Толщина наплавленного слоя, мм	Твердость после наплавки HRC	Производительность, кг/с	Область применения
Ручная электродуговая	1,0–1,2	65	0,8–3,0	Восстановление деталей из углеродистых и легированных сталей, черных и цветных металлов, работающих при умеренных нагрузках
Автоматическая электродуговая вибродуговая	0,5–2,5	65	1,3–2,3	Восстановление цилиндрических деталей, работающих при умеренных нагрузках
под слоем флюса	1,5–2,0	65	2,5–3,0	Восстановление деталей из черных и цветных металлов, работающих при любых нагрузках
в среде защитных газов	0,5–2,5	55	2,8–4,0	Восстановление тонкостенных деталей из черных и цветных металлов
Газовая	1,0–5,0	37	0,6–1,5	Восстановление сложных деталей из черных и цветных металлов
Электродуговая	1,0–5,0	55	1,2–5,0	Наплавка деталей из черных и цветных металлов

Высокое качество сварки и наплавки стальных деталей в большей степени зависит от содержания в них углерода и легирующих элементов. Малоуглеродистые и низколегированные стали с содержанием углерода менее 0,2 % и легирующих элементов менее 5 % свариваются без затруднений. Сварка сталей с содержанием углерода более 0,35 % и легирующих элементов более 8 % приводит к закалке материала, возникновению трещин и остаточных напряжений. При сварке таких деталей не допускаются поры, непровары, шлаковые включения.

Наплавку ведут штучными неплавящимися или плавящимися металлическими электродами. В качестве неплавящихся применяют вольфрамовые, угольные и графитовые электроды. В этом случае наплавку ведут порошками марок С-2М, ФБХ6-2, БХ, КБХ. Плавящиеся электроды изготовляют преимущественно из сварочной проволоки Св-08, Св-08А со стабилизирующими или ионизирующими покрытиями толщиной 0,2–0,4 мм и защитно-легирующими качественными покрытиями толщиной 1–3 мм. Из стабилизирующих покрытий наиболее распространены меловые, состоящие на 80–85 % из мела и 20–25 % жидкого стекла. Сваривать могут без предварительного подогрева детали (холодная сварка) или с предварительным подогревом до температуры 650–850 °С (горячая сварка).

При ремонте широко применяют электроды следующих марок: Т-590, Т-620, УОНИ 13/15, УОНИ 13/55, УОНИ 13/85, ОЗН-250У, ОЗН-300У, ОЗН-400У. Для электродуговой сварки используют постоянный или переменный ток. На ремонтных предприятиях сваривают, как правило, переменным током от сварочных трансформаторов типа СТЭ, СТН, ТС и ТСК. Сварку дугой постоянного тока широко применяют в полевых условиях от стационарных и передвижных сварочных агрегатов.

Сварка чугуновых деталей представляет значительные трудности, вызванные природой и свойствами чугуна. Основными металлургическими трудностями являются: охрупчивание сварного шва и зоны термического влияния в связи с отбеливанием при охлаждении после сварки; склонность к образованию холодных трещин

в связи с образованием хрупких структур и наличием высоких сварочных напряжений; пористость из-за интенсивного газовыделения при сварке.

К техническим трудностям можно отнести следующие факторы: повышение жидкотекучести чугуна, что затрудняет удержание расплавленного металла шва от вытекания; отсутствие пластического состояния перед переходом из твердого состояния в жидкое; образование на поверхности расплавленного металла тугоплавких оксидов (SiO_2), которые затрудняют формирование шва, способствуют появлению непроваров.

Недостатки ручной сварки, наплавки, резки: низкая производительность, тяжелые условия труда, снижение усталостной прочности наплавляемых деталей, большая зона термического влияния.

Автоматическую наплавку под слоем флюса применяют для восстановления цилиндрических деталей (осей, валов, барабанов, электровозных скатов и др.) и плоских, имеющих износ более 3–5 мм. По сравнению с ручной электродуговой наплавкой она обеспечивает производительность в 8–10 раз больше и лучшее качество наплавленного слоя.

При описываемом способе наплавки (рис. 18) к детали 1 подают с помощью специального устройства (автомата) через мундштук 4 электродную проволоку и самотеком из бункера 5 гранулированный флюс 6. Дуга горит под жидким слоем расплавленного флюса в газовом пространстве 2. В дуге 3 проволока плавится, и капли металла смешиваются с расплавленным металлом детали, образуя сварочную ванну. При этом расплавленный флюс образует жидкий шлак, который изолирует от воздуха не только столб дуги, но и всю зону сварки. После остывания получается наплавленный слой 8, покрытый шлаковой коркой 7.

Для автоматической наплавки широко применяют плавные флюсы АН-348А, АН-348АМ, ОСЦ-45, используемые совместно с электродной проволокой марок Св-08А, Св-08ГА, Св-30ХГСА, Св-20ХГСА и др. Наплавку ведут преимущественно постоянным током.

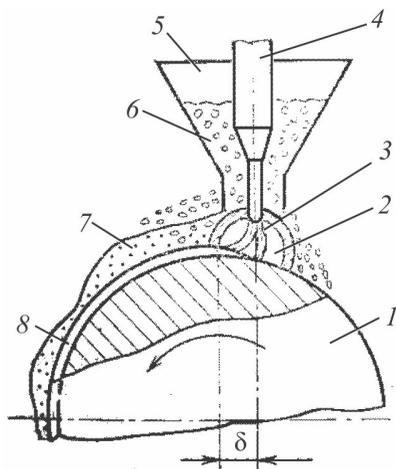


Рис. 18. Схема наплавки детали под слоем флюса (δ – смещение электрода)

Недостатки этого способа наплавки – изменение структуры и механических свойств основного металла, сложность наплавки деталей диаметром менее 45 мм, использование дорогостоящих материалов.

Восстановление деталей в среде защитных газов (аргона, гелия, углекислого газа) осуществляется в тех случаях, когда невозможно применить сварку под слоем флюса (тонкостенные детали, внутренние поверхности деталей, детали сложной конфигурации и т.д.). Для наплавки используют проволоку с повышенным содержанием марганца и кремния (Св-08ГС, Св-10ГС, Св-18ХГСА) диаметром 0,8–2 мм. Наплавку ведут с помощью специального оборудования или обычных шланговых полуавтоматов и наплавочных аппаратов с головками. Процесс ведется на постоянном токе обратной полярности. К недостаткам наплавки деталей в среде защитных газов можно отнести невысокие механические свойства наплавленного слоя и большие потери металла в результате разбрызгивания (до 20 %).

Электролитические покрытия применяют для восстановления деталей с незначительным износом. По сравнению с наплавкой

процесс протекает практически без нагрева детали и не вызывает структурных изменений металла.

В ремонтном производстве получили широкое распространение электролитическое хромирование и осталивание, реже использует никелирование, меднение, цинкование.

Хромирование применяют для получения покрытий небольшой толщины, обладающих высокой твердостью, износостойкостью (рис. 19). В качестве источников постоянного тока при хромировании используют специальные низковольтные двухполюсные генераторы постоянного тока от 500 до

5000 А и напряжением 6 или 12 В или выпрямители напряжения. К основным недостаткам хромирования относят: длительность процесса, невозможность восстановления деталей с большим износом, низкий (12–18 %) КПД хромовых ванн, снижение на 30–40 % усталостной прочности сталей, высокая стоимость хромирования.

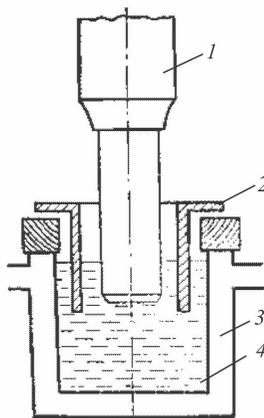


Рис. 19. Ванна для хромирования:
1 – деталь (катод); 2 – анод;
3 – ванна; 4 – электролит

4.6. Восстановление типовых деталей бурового и нефтепромыслового оборудования

4.6.1. Ремонт резьбовых соединений

В резьбовых соединениях повышенные износы и повреждения возникают из-за недостаточной затяжки винтов, особенно в соединениях, воспринимающих во время работы большие или знакопеременные нагрузки. Резьба нарушается также из-за чрезмерной затяжки гайки или винта. Кроме того, соединения выходят из строя в результате износов элементов резьбы.

Изношенные или поврежденные крепежные болты или винты не ремонтируют, а заменяют новыми. Ремонт соединений, в которых произошел обрыв винта или шпильки, производят различными способами. Если винт или шпилька сломались в глубине отверстия, то обломки извлекают с помощью керн или бородка. Используя шпильку, высверливают отверстие диаметром меньше диаметра резьбы с забивкой в него ребристого закаленного стержня. У деталей значительного диаметра с изношенной наружной резьбой срезают старую резьбу и нарезают новую (если это допускается условиями прочности) или на деталь насаживают втулку или бандаж с резьбой.

Изношенную или сорванную резьбу в отверстиях детали обычно не восстанавливают. Отверстие просверливают на большую глубину (если это возможно) и снова нарезают в нем резьбу. В углубленное отверстие ввинчивают новый винт с удлиненной резьбовой частью. Отверстия могут высверливаться рядом с изношенным резьбовым отверстием с последующей нарезкой резьбы и с заглушкой изношенных резьбовых отверстий либо без таковой.

При необходимости восстановление резьбы осуществляется следующими способами. При нарезании резьбы ремонтного размера изношенную резьбу удаляют и нарезают на валах резьбу уменьшенного, а в отверстиях – увеличенного размеров (например, резьбы $M20 \times 1,5$ на валу заменяют на $M18 \times 1,5$, а в резьбовом отверстии на $M22 \times 1,5$). При восстановлении резьбы того же (или нормального) размера (это, как правило, корпусные детали и крупные валы) изношенную резьбу в отверстиях удаляют, а отверстие заваривают (наплавляют). Валы наплавляют без предварительной механической обработки. После наплавки отверстия и валы подвергают механической обработке и нарезают нормальную резьбу. Так, для восстановления наружной резьбы $M20 \times 1,5$ наплавка вала должна быть осуществлена до диаметра 25 мм.

4.6.2. Ремонт валов

Наиболее распространенными дефектами валов являются износ поверхности цапф, который приводит к изменению их диаметра и формы, а также к появлению царапин и задиров; износ, смятие,

срез и выкрашивание рабочих поверхностей шпоночных пазов, шлицев и резьб; остаточные прогибы и углы закручивания.

Выбор наиболее целесообразного способа ремонта цапфы изношенного вала зависит от величины и характера износа. Местные неглубокие дефекты, типа рисок и раковин, могут быть удалены на месте шлифованием, если их площадь не превышает 7 % площади поверхности цапфы. Если вал опирается на подшипник скольжения, то его обычно обтачивают до следующего ремонтного размера с соответствующей заменой вкладышей и заливкой нового антифрикционного слоя. Обычно уменьшение диаметра более чем на 10 % не допускается из-за снижения прочности и долговечности опорного узла.

Если в качестве опор вала используют подшипники качения или уменьшение диаметра вала не допускается, ремонт вала ведется способом восстановления первоначальных размеров.

Восстановление цапф валов до номинальных размеров путем установки ремонтной втулки осуществляют в следующем порядке. Вал отжигают, обтачивают, на него напрессовывают втулку из того же материала. Для повышения надежности полученного соединения втулку по торцу расклепывают или приваривают к валу и шлифуют. При необходимости вал термообработывают. Нарращивание слоя металла вала можно осуществить наплавкой проволокой Св-18ГХС диаметром 1,2 мм в углекислом газе или другими видами наплавки: приваркой стальной ленты, нанесением гальванических и полимерных покрытий. После черновой механической обработки проверяют и при необходимости исправляют остаточный прогиб вала, проверяют и исправляют центровочные отверстия, после чего проводят окончательную обработку вала, балансируют, а при необходимости осуществляют термическую обработку.

Если остаточный прогиб вала превышает допустимое значение, которое обычно принимают равным 0,2–0,3 мм на 1 м длины, то вал выправляют. Слабо изогнутые валы правят в центрах токарного станка при помощи винтового пресса или местным нагревом; сильно изогнутые валы правят на прессах в холодном состоянии.

4.6.3. Восстановление шпоночных пазов и шлицев

При большом износе шпоночный паз ремонтируют наваркой грани с последующим фрезерованием либо полной заваркой шпоночного паза с последующим его фрезерованием до номинального размера. Возможен и другой вариант ремонта: паз расширяют и углубляют, полностью устраняя следы износа, затем к нему изготавливают специальную шпонку. При отсутствии на чертеже указаний о фиксированном положении шпоночного паза допускают фрезерование шпоночного паза в другом месте без заделки испорченного (не более одного на сечение) либо с его заваркой. Новый паз фрезеруют параллельно старому в диаметральной плоскости, расположенной относительно паза под углом 90, 135 и 180°.

Изношенные шпонки не ремонтируют, а изготавливают новые. Шлицы небольших валов не ремонтируют, детали с изношенными шлицами большей частью заменяют новыми. Исключение составляют детали трудоемкие в изготовлении. Ремонт шлицев в данном случае проводят путем наварки металла с последующей механической обработкой в точном соответствии с размерами и расположением шлицев на соединяемой детали. Наплавку шлицев во избежание перегрева и появления коробления детали ведут в определенном порядке. Сначала металлом заполняют впадины шлицев, а затем накладывают второй слой металла на поверхность выступов шлицев. После наплавки каждого слоя с валов удаляют шлак.

Наиболее эффективным способом восстановления шлицевых валов является восстановление электродуговой наплавкой и пластическим деформированием. К вершинам шлицев контактной сваркой приваривают присадочный материал (полосу или проволоку) с одновременной осадкой и раздачей их по ширине.

4.6.4. Восстановление зубчатых колес и других деталей машин

Зубчатые колеса подлежат замене при износе зубьев по толщине на делительном диаметре более 30 % для любых передач с чугунными колесами и открытых передач со стальными. Для закрытых передач, работающих с окружной скоростью до 5 м/с, допускается

износ менее 20 %, а если передача реверсивная, то он должен быть менее 15 %. Независимо от степени износа немедленной замене подлежат зубчатые колеса, у которых выкрашивание составляет более 30 % рабочей поверхности зуба и глубина ямок выкрашивания превышает 10 % толщины зуба. Выбраковываются зубчатые колеса, у которых имеются трещины на зубьях, выломы. Кроме того, в процессе эксплуатации встречаются следующие дефекты: износ посадочного отверстия ступицы или вала, смятие и износ шпоночных пазов и шлицев.

На основе опыта восстановления зубчатых колес разработано четыре основные схемы:

1. Восстановление исходного эвольвентного профиля уменьшением толщины зубьев. В этом случае основные геометрические и кинематические показатели передачи не изменяются, а боковой зазор увеличивается.

2. Восстановление углублением зубьев колеса передачи с использованием шестерни с параметрами, отличными от параметров парной шестерни, работавшей с колесом до его восстановления. В этом случае необходимо назначать параметры шестерни исходя из нагрузочной способности и технологических возможностей.

3. Восстановление углублением зубьев колеса передачи с регулируемым межосевым расстоянием и использованием парной шестерни без изменения ее параметров.

4. Восстановление первоначальных размеров зубьев колес с применением пластического деформирования или наплавки с последующей отделочной зубообработкой.

При износе обода шкивов плоскоременных передач шкив подвергают механической обработке с целью придания ему правильной формы. Если требуется обеспечить постоянство передаточного числа, то протачивают оба шкива.

При износе канавок на шкивах клиноременных передач, в результате которого ремень ложится на дно канавки и не заклинивается в ней, канавки углубляют. Износ отверстия в ступице обычно компенсируется растачиванием отверстия под ремонтную втулку,

в которую запрессовывают ступицу и дополнительно стопорят. При износе торцов ступицы торец протачивают и устанавливают компенсирующее кольцо.

Изломы и трещины устраняют заваркой после соответствующей слесарной подготовки мест под заварку. Перед заваркой шкив равномерно нагревают по всему диаметру, иначе при сварке появятся внутренние напряжения, что вызовет образование трещин в других местах. По окончании заварки шкив погружают в нагретый песок для медленного охлаждения. При наличии нескольких трещин в стальных шкивах их выбраковывают. Чугунные шкивы выбраковывают при любом количестве трещин. После сборки шкивы проверяют на радиальное и торцевое биение.

Дефектами гидроцилиндров являются изнашивание внутренней поверхности корпуса, отверстия под шток в передней крышке, изнашивание отверстия и излом проушины в задней крышке, прогиб штока, изнашивание поршня.

Изношенную внутреннюю поверхность корпуса восстанавливают под ремонтный размер протягиванием (износ примерно 0,1 мм) с последующим хонингованием на вертикально-хонинговальном станке. При восстановлении под нормальный размер после растачивания рекомендуется оставление и хонингование.

Изношенное отверстие под шток в передней крышке растачивают, в него запрессовывают бронзовую втулку, которую развертывают под шток с зазором 0,02–0,1 мм.

Изношенные отверстия проушины в задней крышке обрабатывают зенкерами и развертками под ремонтный размер. До нормального размера отверстие восстанавливают путем запрессовки втулки, приваривая ее с последующей обработкой разверткой. Излом проушины восстанавливают сваркой, а изношенную наружную поверхность штока – хромированием (больше 0,02 мм) с последующим шлифованием на бесцентровом шлифовальном станке. Под ремонтный размер поверхность штока только шлифуют. Изношенное отверстие вилки штока обрабатывают зенкером, а затем развертками.

Изогнутые штоки выправляют на прессе. Непрямолинейность оси отремонтированного штока должна быть не более 0,03 мм на 500 мм длины, биение рабочей поверхности относительно оси – не более 0,01 мм.

Изошенную наружную поверхность поршня восстанавливают под номинальный размер осталиванием или наплавкой латуни ЛО62-1 с последующей проточкой.

4.7. Изготовление запасных частей

Детали, не подлежащие восстановлению, в процессе ремонта заменяют новыми, производимыми заводами – изготовителями оборудования или изготавливаемыми самими ремонтными предприятиями. Ограниченное количество запасных частей, поставляемых заводами-изготовителями, и длительные сроки заказов вынуждают ремонтные предприятия выпускать большую номенклатуру деталей. Так, ремонтные предприятия изготавливают втулки и вкладыши, оси и валы, звездочки, зубчатые рейки, ролики опорно-поворотных устройств, канатные блоки и т.д.

Все детали необходимо изготавливать только из материалов, указанных в чертежах завода – изготовителя оборудования. Замену одних марок материалов другими допускают в том случае, если они удовлетворяют техническим требованиям, предусмотренным чертежами.

При изготовлении нефтегазового оборудования широко применяют прокат конструкционных сталей марок Сталь 40, Сталь 50, 20Х, 40Х, 40ХН, 34ХН1М, 34ХМ1А, 30ХГСА, 38ХГН. Буквы в обозначении стали показывают ее химический состав, а цифры – процентное содержание элементов.

Буквами обозначают следующие легирующие элементы: Х – хром (Cr), Н – никель (Ni), М – молибден (Mo), С – кремний (Si), Г – марганец (Mn), В – вольфрам (W), Ф – ванадий (V), Б – ниобий (Nb), Т – титан (Ti), Ц – цирконий (Zr), Р – бор (B), А – азот (N), Ю – алюминий (Al), К – кобальт (Co), Д – медь (Cu). Например, сталь 38ХГН содержит 0,38 % углерода, а хрома, марганца и никеля менее 1,5 % каждого.

Сортовой прокат имеет круглое, прямоугольное, шестигранное и специальное сечения. При выборе заготовки размеры и форма проката должны быть близки к размерам детали. Заготовки из поковок получают обычно из проката. Их применяют для изготовления деталей сложной формы. Детали, полученные ковкой, имеют повышенные показатели механических свойств. Так изготавливают валы, вал-шестерни, траверсы, крюки и т.д.

Штампованные заготовки по сравнению с заготовками, полученными свободной ковкой, имеют меньшие припуски. Штамповкой в закрытых штампах изготавливают заготовки коленчатых валов, крестовины карданов, поворотных цапф, зубчатых колес, крюков и др. Методом холодной листовой штамповки получают заготовки звеньев втулочно-роликовых цепей, крышек конвейеров, масляных картеров, кожухов, дисков колес и др. Несмотря на высокую производительность, процесс получения заготовок штамповкой требует сложной технологической оснастки и машин.

Из литых сталей в нефтегазовом машиностроении получили применение стали марок: 30Л, 35Л, 40Л, 45Л, 50Л, 55Л, 20ГЛ, 35ГЛ, 30ГСЛ, 40ХЛ, 35ХМЛ, 30ХНМЛ и др. Из стальных отливок изготавливают ходовые и зубчатые колеса, тормозные шкивы, балансиры, канатные блоки, грузовые барабаны, корпуса подшипников и др. (табл. 3).

Литые заготовки из чугуна применяют для изготовления деталей, которые в процессе работы не подвергаются ударам и деформации растяжения. Это буксы роликов конвейеров, корпуса подшипников скольжения, корпуса редукторов, канатные блоки, звездочки цепей подвесных конвейеров, корпусные детали двигателей внутреннего сгорания. Для отливок используется серый чугун марок СЧ 15-32, СЧ 18-36, а также высокопрочный чугун марок ВЧ 45-5, ВЧ 40-10.

Из литых бронз, латуней и антифрикционных сплавов для изготовления деталей применяют следующие марки: Бр. ОЦС5-5-5, Бр. ОЦС6-6-3, Бр. АЖМц10-3-1,5, Бр. ОФ10-1, Бр. АЖ9-4, ЛМцС58-2-2, ЛМцА57-3-1.

Таблица 3

Материалы, применяемые для изготовления типовых деталей бурового и нефтегазодобывающего оборудования

Детали	Вид повреждений	Материал
Колеса зубчатых передач	Изгиб зубьев, деформации контактного сжатия и сдвига рабочих поверхностей зубьев, трения и удары	Стали углеродистые от 35 до 50; легированные стали марок 35X, 40X, 45X, 40XН, 45XН, 18ХГТ, 30ХГТ, 12ХН3А, 12Х2НЧА, 20ХН3А, 40ХНМА. Чугуны серые СЧ15-32 до СЧ35-56 и ковкие (тихоходные передачи)
Болты, шпильки	Статические напряжения от предварительной затяжки и переменные от нагрузок	Стали углеродистые качественные от Ст. 5 до Сталь 40, стали конструкционные хромистые марок 35X, 40X, 45X
Валы, оси	Деформации изгиба и кручения, трение скольжения в подшипниках	Углеродистые стали Ст. 3, Ст. 4, Ст. 5 и качественные марок от 25 до 45; легированные стали; модифицированные чугуны
Опоры скольжения	Трение скольжения между опорой и цапфой	Антифрикционные сплавы на основе олова, свинца, меди, алюминия, цинка, антифрикционные чугуны, металлокерамические антифрикционные материалы
Пальцы	Сухое трение при высоких удельных давлениях и ударных нагрузках	Стали марок 50, 50Г, 50Г2 или 27СГ
Звенья гусениц	Контактные нагрузки, трение качения с проскальзыванием о беговую дорожку и поверхности катков	Аустенитная высокомарганцовистая сталь марок 110Г13Л, 35Л-1, Сталь 45, 20ХГСНМ
Опорные катки	Контактные давления и ударные нагрузки, трение качения с проскальзыванием беговой дорожки и боковых поверхностей	Стали марок Сталь 50, 45Л, 45ГЛ, 27СГ, 38ХС

Заготовки из металлокерамики получают способом порошковой металлургии. В качестве компонентов используют смеси железомедных, меднографитовых и других порошков.

При ремонте особое внимание обращают на упрочнение поверхностного слоя деталей, которые должны сохранить как можно дольше такие качества, как твердость, износостойкость и др. Повысить износостойкость поверхностного слоя можно объемной и поверхностной термической обработкой (поверхностной закалкой с нагревом токами высокой частоты или ацетилено-кислородным пламенем), химико-термической обработкой (азотированием, цементацией, борированием), механической обработкой (обкаткой поверхностей роликами или раскаткой, обдувкой стальной дробью), покрытием (хромированием, никелированием), наплавкой износостойкими металлами и сплавами. Выбор способа упрочнения поверхностного слоя детали определяют условиями ее эксплуатации.

Объемную термическую обработку (нормализацию или закалку с отпуском) применяют для улучшения механических свойств металла деталей, изготовляемых из среднеуглеродистых и легированных сталей. Объемной закалке с отпуском подвергают зубчатые колеса, валы и другие детали. Поверхностную закалку с нагревом токами высокой частоты (ТВЧ) используют для деталей, у которых металл сердцевины должен быть вязким, а металл поверхностного слоя – твердым. Например, шестерни, валы. При этом деталь нагревают до температуры 820–880 °С, а затем быстро охлаждают.

4.8. Технология сборки буровых и нефтегазодобывающих машин

Технологическим процессом сборки называют комплекс сборочных и слесарных операций, выполняемых с целью получения из отдельных деталей, сборочных единиц и агрегатов готовой машины.

Общую сборку оборудования производят во время заводского ремонта на прицевых сборочно-разборочных площадках или в сборочных цехах, а во время полевого – на ремонтных площадках. Во всех случаях сборку выполняют в соответствии с сетевыми и ка-

лендарными графиками при непрерывности сборочных работ и одновременном выполнении технологически не связанных операций.

В процессе сборки соединяют разнообразные детали. Все соединения можно разбить на четыре класса:

1) неподвижные разъемные соединения (при помощи винтов, болтов, гаек, полумуфт, неподвижных шлицевых и шпоночных соединений) составляют примерно 35 % от всех соединений;

2) неподвижные неразъемные соединения (заклепочные, сварные, паяные, полученные развальцовкой или гибкой) составляют примерно 15 % от всех соединений;

3) подвижные разъемные (около 45 % всех соединений);

4) подвижные неразъемные соединения (соединения колец и шариков в шарикоподшипниках) составляют менее 5 % всех соединений.

Построение технологических процессов общей и узловой сборки описывают с помощью технологических схем сборки. Элемент, с которого начинают сборку изделия (его составной части), называют базовым. Технологические схемы сборки снабжают надписями – сносками, поясняющими характер сборочных работ (запрессовку, пайку, клепку, выверку, проверку зазоров) и выполняемый при сборке контроль. Предпочтительна та конструкция изделия, которая позволяет выполнить его сборку из предварительно собранных, взаимозаменяемых частей. В этом случае сборка составных частей и изделий происходит параллельно, что сокращает ее длительность.

Технологические схемы сборки на одно и то же изделие можно составить в нескольких вариантах, которые отличаются структурой и последовательностью комплектования сборочных элементов. В общем случае процесс сборки состоит из следующих последовательно выполняемых этапов: предварительная сборка, промежуточная сборка, узловая сборка, общая сборка изделия.

Достаточно высокая блочность бурового и нефтегазодобывающего оборудования позволяет широко применять узловую сборку, что повышает ее качество и снижает общую трудоемкость сбо-

рочных работ. Поступление на ремонтную площадку с ремонтного предприятия крупных сборочных единиц значительно сокращает объем сборочных работ.

Сборка зубчатых передач включает в себя установку и закрепление на валах зубчатых колес, установку в сборе валов в корпус, а также проверку и регулировку зацепления. На правильность зацепления цилиндрических зубчатых колес существенно влияет положение валов в корпусе.

Сборка подшипников скольжения заключается в установке в корпусе вкладыша и его подгонке по шейке вала. Для определения степени прилегания внутренней поверхности вкладыша к валу последний покрывают тонким слоем краски и проворачивают несколько раз. Если число пятен контакта составляет не менее шести, то подгонка выполнена правильно.

Сборка подшипников качения заключается в их закреплении на валу и в корпусе. Подшипник с натягом насаживают на вал с помощью прессы или другого приспособления. Подшипники малых и средних размеров перед установкой нагревают в течение 10–15 мин в минеральном масле с температурой 90–110 °С.

Вибрации быстроизнашивающихся маховиков, шкивов, дисков сцепления, карданных и коленчатых валов вследствие их неуравновешенности играют значительную роль в надежности оборудования. Неуравновешенность, возникающую в результате неточности размеров деталей, неравномерной плотности материала, погрешности сборки устраняют при механической обработке, сборке, с помощью статической или динамической балансировки.

4.9. Обкатка и испытание оборудования после ремонта

Капитально отремонтированное оборудование должно пройти обкатку для взаимной приработки деталей, выявления и устранения возможных ошибок сборки и монтажа, а также регулировки сборочных единиц и агрегатов. Правильно выполненная обкатка обеспечивает надежную эксплуатацию оборудования и значительно повышает срок его службы. Обкатку оборудования начинают с минималь-

ной скорости без нагрузки, так как трущиеся поверхности после механической обработки имеют различно направленные микронеровности (волнистость, шероховатость, царапины, гребни) и площадь соприкосновения сопрягаемых поверхностей значительно меньше расчетной. Это вызывает повышенные затраты мощностей на преодоление трения и увеличение температуры в зоне контакта. При постепенном увеличении нагрузки происходит срезание, оплавление и смятие неровностей, увеличивается площадь контактов трущихся поверхностей, начинает стабилизироваться температура, уменьшаются удельные давления. Оплавление неровностей с быстрым охлаждением сопровождается образованием закалочных структур, а смятие – наклепом поверхностей, что способствует повышению их твердости и износостойкости. Конец обкатки, как правило, характеризуется определенной стабильностью величины неровностей, определяющей наименьший износ трущихся поверхностей деталей в данных условиях изнашивания. Подача смазки в зону контакта обеспечивает смазывание и удаление срезаемых частиц металла. Режим обкатки оборудования определяет завод-изготовитель.

Целью всех испытаний является определение качественной и количественной связи между следующими параметрами: производительностью, расходом энергии и материалов на ремонт, надежностью, прочностью.

После ремонта буровое и нефтегазовое оборудование проходит испытания технадзора. Освидетельствование включает осмотр, проверку всех механизмов, электрооборудования, приборов безопасности, тормозов и аппаратуры управления, освещения, сигнализации, состояния металлоконструкций, канатов, осей. Результаты заносят в паспорт оборудования. Для оборудования с электрическим приводом испытания проводят в соответствии с действующими правилами устройства электроустановок. Для предохранения поверхности деталей от воздействия окружающей среды (коррозии), а также придания им товарного вида оборудование красят.

При выдаче оборудования из ремонта ремонтное предприятие прилагает: технический паспорт завода-изготовителя с отметкой

о проведении ремонта, акт о выдаче оборудования из ремонта, акт испытаний, предусмотренных действующими правилами и нормами, гарантийный паспорт, а также сопроводительный лист и описание.

5. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ГОРЮЧЕ-СМАЗОЧНЫМИ МАТЕРИАЛАМИ

5.1. Общие сведения

Своевременная и качественная смазка узлов бурового и нефтегазодобывающего оборудования является одним из основных условий, позволяющих увеличить его долговечность, повысить работоспособность, сократить простой.

Минеральные масла, топлива и технические жидкости получают перегонкой и химической обработкой нефти. Для придания горюче-смазочным материалам специальных физических и химических свойств (повышения вязкости и сопротивления масла окислению кислородом воздуха, понижения температуры застывания и т.п.) в них вводят присадки, улучшающие эксплуатационные свойства.

Основные физико-химические свойства масел: вязкость, плотность, температура вспышки и застывания, содержание кислот, щелочей, смолистых веществ, воды, золы и механических примесей; степень очистки, коксуемость, липкость.

Вязкость характеризует внутреннее трение, возникающее между мельчайшими частицами смазочного материала при их относительном перемещении под действием внешней силы. Вязкость смазочного материала зависит от температуры и давления. Единицы измерения вязкости – стоксы ($1 \text{ Ст} = 1 \text{ см}^2/\text{с}$).

Температура вспышки масла – это температура, при которой масло выделяет пары, воспламеняющиеся от огня. Она определяет пригодность масла для работы с сильно нагретыми поверхностями.

Температура воспламенения масла – это температура, при которой нагретое масло загорается от огня и горит не менее 5 с.

Температура застывания масла – это температура, при которой масло теряет свою подвижность. Она определяет пригодность масла для использования его в определенных температурных условиях.

Смазочные материалы выполняют следующие функции:

- снижают силы трения, следовательно, уменьшают потери мощности на преодоление этих сил;

- снижают износ трущихся поверхностей деталей вследствие создания жидкостного или граничного трения, а также смывают с поверхностей трения продукты износа и абразивные частицы;

- охлаждают детали, работающие в условиях высоких температур или нагревающиеся при преодолении сил трения;

- амортизируют ударные нагрузки;

- уплотняют зазоры и защищают поверхности трения от попадания извне агрессивных жидкостей, газов, паров, пыли, грязи, абразивных частиц;

- снижают шум и вибрации при контакте металлических поверхностей;

- защищают от коррозии.

Основными критериями при выборе смазочных материалов являются:

- конструкция узла трения;

- режим работы, т.е. нагрузка, скорость, температура;

- особенности рабочего и технологического процессов;

- параметры внешней среды, т.е. температура воздуха, его влажность, запыленность, наличие агрессивных газов и т.д.;

- профессиональность обслуживающего персонала и удобство смазки механизма;

- требования надежности и экономические факторы.

Организация смазки узлов буровых и нефтепромысловых машин требует выполнения следующих положений:

- использовать рекомендованные для смазки сорта масел;

- соблюдать установленные режимы смазки;

- поддерживать в исправности смазочные, удаляющие, промывочные, контрольные устройства и средства смазки;

– обеспечивать безопасность применения, хранения и распределения смазочных материалов.

Выбор смазочных материалов производится при разработке конструкции машины или же при ее модернизации, а также при изменении условий эксплуатации. В эксплуатационных документах на машину должны быть представлены схема и карта смазки.

Схема смазки – схематические чертежи машины с четко нанесенными точками залива и слива масла, маслоуказателями, масленками и другими смазочными приборами.

Карта смазки – это таблица, в которой приводятся сведения о порядковых номерах точек смазки на схеме, наименовании смазываемого узла или детали, типе смазочного материала, начальном количестве смазки, способе и режиме смазки. Карта смазки служит основным документом по выбору смазочных материалов и периодичности смазки отдельных узлов конкретной машины. Разрабатывается заводом-изготовителем и поставляется вместе с машиной.

5.2. Смазочные материалы

Приведем перечень наиболее распространенных в нефтегазовой промышленности смазочных материалов.

Для смазки быстроходных механизмов широкое распространение получили индустриальные масла. Масло И-12А имеет вязкость 10–14 сСт при температуре 50 °С. Его применяют, например, для смазки подшипников качения генераторов и электродвигателей при частоте вращения до 1000 об/мин. Масло И-20А имеет вязкость 20 сСт при 50 °С и температуру застывания –20 °С. Его применяют для смазки подшипников генераторов и электродвигателей мощностью свыше 100 кВт.

Масла И-30А, И-40А, И-50А применяют для смазки зубчатых передач приводов конвейеров, лебедок, центробежных насосов, электровозов, вентиляторов, трансмиссий и др.

Турбинные масла используются для смазки подшипников турбокомпрессоров, турбин различных мощностей (турбинное масло 22п, турбинное 30, турбинное 40).

Компрессорные масла применяют для смазки цилиндров воздушных компрессоров и воздуходувных машин. Масло компрессорное К-12 используют для одно- и многоступенчатых компрессоров низкого и среднего давления (2,5–4 МПа) при температуре от –25 до +40 °С. Масло компрессорное К-19 используют для одно- и многоступенчатых компрессоров среднего и высокого давления с перепадом давления до 10 МПа. Рабочий диапазон температур от –10 до +40 °С.

Для смазки зубчатых колес используют трансмиссионные масла ТСП-10, ТСП-15К, ТАп-15В. Пластинчатые смазки получают в результате механического смешивания маловязких или средневязких минеральных масел (80–90 %) с загустителями (10–20 %). В качестве загустителей применяют кальциевые, натриевые, литиевые, бариевые и другие соли естественных и синтетических жирных кислот, а также твердые углеводороды: парафин, церезин, петролатум. Широко применяют пластические смазки с кальциевым загустителем (солидолы).

Солидол синтетический – однородный смазочный материал коричневого цвета, водостойкий, общего назначения для узлов трения и качения, работающих при температуре от –20 до +70 °С.

Солидол жировой – водостойкий, антифрикционный и консервационный смазочный материал, применяемый для смазывания узлов трения и скольжения машин и механизмов, работающих при температуре от –25 до +65 °С.

Униол-2 – влагостойкий, гигроскопичный смазочный материал, обладающий противозадирными свойствами и работающий в диапазоне температур от –10 до +160 °С. Предназначен для смазывания узлов трения нефтегазового оборудования с системами централизованной подачи смазки.

Циатим-221 – высокотемпературный, влагостойкий смазочный материал, белого или светло-серого цвета, работоспособен при температуре от –60 до +150 °С. Предназначен для смазывания узлов трения и сопряженных поверхностей металл – металл и металл – резина, работающих в агрессивных средах.

Циатим-201 – пластичный антифрикционный смазочный материал, работоспособен при температуре от –60 до +90 °С. Предназначен для узлов трения, работающих с малым усилием сдвига при невысоких нагрузках.

Литол-24 – многоцелевой, водостойкий смазочный материал, работающий при температуре от –40 до +120 °С. Его применяют для основных узлов трения машин на колесном или гусеничном ходу.

Лита – консервационный, влагостойкий смазочный материал, работоспособен при температуре от –50 до +100 °С и используемый для смазки узлов трения механизмов переносного инструмента с механическим или электрическим приводами.

Зимол – влагостойкий, с улучшенными противозадирными свойствами смазочный материал, применяется для узлов трения наземной техники, эксплуатируемой в районах Крайнего Севера.

БНЗ-3 – литиевый смазочный материал, употребляемый для смазки роликовых опор конвейеров, узлов экскаваторов, буровых станков, бульдозеров и т.д.

Смазочный материал канатный 39У – влагостойкий, используемый для смазки канатов подъемно-транспортных машин, рудничного и бурового исполнения.

Основные свойства консистентных смазок: теплостойкость, прочность, влагостойкость, антикоррозионность, стабильность, содержание механических примесей и антифрикционность.

5.3. Системы смазки и смазочные устройства

Для подачи смазки к трущимся поверхностям деталей машин применяются смазочные устройства, которые разделяются на индивидуальные и централизованные. К первой группе принадлежат маслянки различных конструкций, обслуживание которых отнимает много времени. Это особенно ощущается в тех случаях, когда на машине много маслянок и они находятся на значительном расстоянии друг от друга.

Централизованная смазка проводится с помощью насоса ручным или автоматическим способом. Через трубки-маслопроводы

масло нагнетается непосредственно к трущимся поверхностям или в центральный распределитель-маслосборник, откуда оно самотеком поступает к местам смазки. Централизованная система смазки позволяет экономить время на обслуживание машины и качественнее осуществлять процесс смазки.

Различают смазочные устройства для жидких (минеральных) и густых (консистентных) масел. Устройства для жидкой смазки подразделяются на проточные и циркуляционные.

При проточной системе смазки масло поступает в комплекс трения, а после смазки трущихся поверхностей вытесняется за пределы механизма. Таким образом, масло используется только однократно. Способы подачи масла при проточной системе: ручной, фитильный, капельный, путем набивки и др.

Устройства для индивидуальной смазки различают по способу смазки: ручному и автоматическому. Масленка с шариковым клапаном (рис. 20, *а*) используется для ручной смазки, которая осуществляется посредством шприца. Шприц нажимает на шарик, и через образовавшуюся щель подается смазочный материал.

Колпачковая масленка (рис. 20, *б*) применяется для подачи густых смазочных материалов. Завинчиванием колпачка масленки создается давление, при котором смазочный материал подается к смазываемой поверхности. Недостаток рассмотренных смазочных устройств заключается в том, что обслуживающему персоналу приходится часто повторять операцию смазки.

Масленки автоматического действия обеспечивают лучшие условия смазки и сокращают время обслуживания оборудования.

Непрерывно действующая фитильная масленка (рис. 20, *в*) подает масло к месту смазки через фитиль 1, очищая его при этом. Конец фитиля, помещаемый у места смазки, всегда расположен ниже конца, находящегося в резервуаре 2 масленки. Количество подаваемого масла зависит от толщины фитиля и плотности его посадки в канале масленки. Чем плотнее фитиль посажен в канале, тем меньше подача масла.

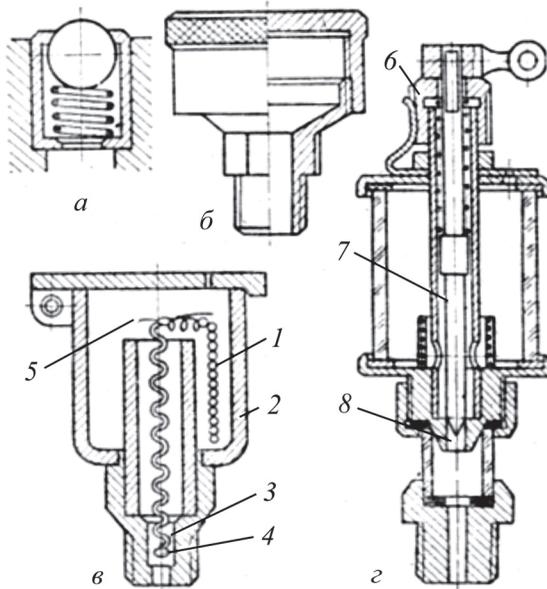


Рис. 20. Масленки индивидуальной смазки:
а – с шариковым клапаном; *б* – колпачковая;
в – фитильная; *г* – капельная

Фитиль изготавливают из шерстяных ниток и вводят в специальную петлю 4, сделанную из мягкой тонкой проволоки. Посредством петли, а также усиков 5 фитиль устанавливают на ту или иную глубину в канале 3 масленки. Загрязненный фитиль заменяют новым.

В тех случаях, когда смазка должна производиться точными дозами масла, применяются капельные масленки (рис. 20, *г*). Количество подаваемого масла регулируется в них подвинчиванием гайки 6. Масло поступает к смазываемым рабочим поверхностям через отверстие 8, сечение которого увеличивается или уменьшается в зависимости от положения иглы 7. О количестве подаваемого масла судят по частоте падения капель, видимых через смотровой глазок у основания масленки.

Циркуляционные системы смазки характеризуются тем, что масло, поступая в зону трения из емкости (бака, резервуара, карте-

ра), снова возвращается в емкость, циркулируя многократно между емкостью и поверхностями трения. При этом циркуляция может быть свободной и принудительной. При свободной циркуляции смазка осуществляется из емкости путем разбрызгивания масла или при помощи колец. При принудительной смазке масло поступает в комплексы трения под действием силы тяжести, подается насосом и сжатым воздухом.

Кольцевая смазка осуществляется посредством свободно сидящих на валу колец. Диаметр кольца должен быть значительно больше диаметра вала, причем нижняя часть кольца погружается в масляную ванну (емкость для масла), расположенную под подшипником. Вращаясь, вал увлекает за собой кольцо вместе с маслом, которое растекается по всей длине подшипника и стекает обратно в ванну. Достоинством кольцевой системы смазки является простота обслуживания, заключающаяся в периодическом наблюдении за уровнем масла. Кольцевая система смазки может быть реализована только при горизонтальном положении вала.

Картерная смазка (рис. 21), как и кольцевая, является разновидностью циркуляционной системы со свободной циркуляцией масла.

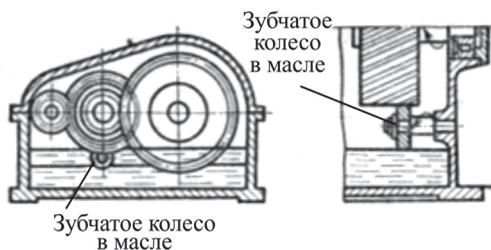


Рис. 21. Схема редуктора с картерной смазкой

При этом смазывание происходит путем частичного погружения трущихся деталей в масло или разбрызгиванием масла, находящегося в картере. В последнем случае одна из деталей механизма (колесо, шестерня), соприкасаясь с маслом, разбрызгивает его на другие детали. Картерная смазка эффективна и надежна, она может

обеспечить жидкостное трение и минимальный износ трущихся поверхностей.

Системы смазки с **принудительной циркуляцией масла** (рис. 22) обеспечивают хорошее смазывание трущихся поверхностей. Масло из резервуара 1 подается насосом 2 через фильтр тонкой очистки 3 в распределитель 4, откуда под давлением поступает по маслопроводам к трущимся поверхностям подшипников, муфт и зубчатых колес. Пройдя через смазываемые поверхности, масло собирается на дне картера 5, откуда через сливной фильтр 6 возвращается в резервуар 1. Контроль за подачей масла осуществляется по маслоуказателям на распределителе 4, а уровень контролируется по маслоуказателю 8. Масло заливают в резервуар через отверстие 7.

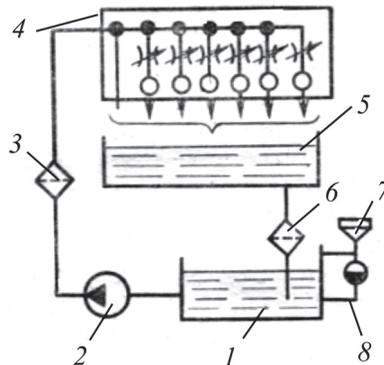


Рис. 22. Схема циркуляционной системы смазки под давлением

Циркуляционные системы смазки под давлением с успехом применяются для автоматического обслуживания большого количества сборочных единиц с узлами трения одного или нескольких агрегатов и механизмов. При обслуживании нескольких агрегатов такие системы называют централизованными.

Смазка масляным туманом применяется для высокооборотных сборочных единиц с подшипниками качения. При смазке туманом капли масла впрыскиваются в поток воздуха и распыляются, образуя туман с мельчайшими частицами масла диаметром не более

0,1–0,03 мм. Эти частицы масла легко проникают в труднодоступные механизмы, зазоры, полости и образуют масляную пленку на поверхностях трения. При этом способе смазываемые детали эффективно охлаждаются.

Масло и воздух, используемые для образования масляного тумана, должны быть тщательно очищены от пыли и посторонних примесей тонкой фильтрацией, воздух должен быть сухим.

Устройства для консистентных смазочных материалов относятся к проточным системам. Это объясняется тем, что густые смазочные материалы, использованные однажды, теряют свои смазочные свойства и не могут быть использованы вторично. Густой смазочный материал подается к поверхностям трения под давлением вручную шприцем, автоматически пружиной, насосом.

5.4. Расчет необходимого количества смазочных материалов

Расчет количества смазочных материалов осуществляется в соответствии с картами смазки (химологическими картами), которые являются основными документами по выбору смазочных материалов и периодичности смазки отдельных узлов конкретной машины. Химологические карты разрабатываются заводом-изготовителем и поставляются вместе с машиной. Это таблицы, в которых приводятся сведения о порядковых номерах точек смазки на схеме, наименовании смазываемого узла или детали, типе смазочного материала, начальном количестве смазки, способе и режиме смазки.

Годовой расход смазочных материалов рассчитывается по формуле

$$P_{\text{см}} = V_{\text{нач}} (1 + n_{\text{зам}} + n_{\text{дол}} H_{\text{дол}}),$$

где $P_{\text{см}}$ – годовой расход смазочного материала, кг; $V_{\text{нач}}$ – первоначальная заправка масла (определяется по химологической карте), кг; $n_{\text{зам}}$ – количество замен смазки (округляется до целого числа в меньшую сторону); $n_{\text{дол}}$ – количество доливок масла; $H_{\text{дол}}$ – масса последующих доливок масла.

Количество замен смазочных материалов рассчитывается по формуле

$$n_{\text{зам}} = \frac{D_{\text{раб}}}{P_{\text{зам}}},$$

где $D_{\text{раб}}$ – фонд рабочего времени, ч; $P_{\text{зам}}$ – периодичность полной заправки (определяется по химологической карте оборудования).

Количество доливок масла рассчитывается по формуле

$$n_{\text{зам}} = \frac{D_{\text{раб}}}{P_{\text{дол}}},$$

где $P_{\text{дол}}$ – периодичность доливки (определяется по химологической карте).

Масса доливок масла определяется по формуле

$$H_{\text{дол}} = 0,02V_{\text{нач}}.$$

Фонд рабочего времени, с учетом ввода машины в эксплуатацию, определяется по формуле

$$D_{\text{раб}} = N_{\text{г}} c n_{\text{см}} m' / 12,$$

где $N_{\text{г}}$ – количество рабочих дней в году; c – продолжительность рабочей смены; $n_{\text{см}}$ – число рабочих смен в сутки; m' – количество месяцев с момента ввода в эксплуатацию.

Результаты расчетов представляют по форме табл. 4 и 5.

Таблица 4

Перечень и количество смазочных материалов для отдельных единиц оборудования

Наименование оборудования	Тип и ГОСТ смазочного материала	Объем первоначальной заправки $V_{\text{нач}}$, кг	Периодичность		Годовой расход смазочного материала, кг
			$P_{\text{зам}}$	$P_{\text{дол}}$	

Расход смазочных материалов по предприятию

№ п/п	Наименование и ГОСТ смазочного материала	Суммарное количество смазочного материала, кг

5.5. Топлива

В качестве топлива для приводных двигателей внутреннего сгорания бурового и промышленного оборудования применяют бензин и дизельное топливо. Основные эксплуатационные свойства жидких топлив определяются их составом, способом очистки и стабилизации, качеством смесеобразования, надежной работой приборов питания, нормальным протеканием процесса сгорания, легкостью пуска двигателя и его долговечной работой.

Характер протекания процесса сгорания топлива в двигателях различен. В карбюраторных и инжекторных двигателях топливо должно обладать свойствами быстрого предпламенного окисления и не вызывать резкого возрастания давления при сгорании. Скорость распространения пламени в камере сгорания составляет 20–40 м/с. При перегреве двигателя из-за перегрузки, плохого охлаждения или неправильной регулировки скорость распространения пламени повышается в сотни раз и приводит к возникновению взрывных процессов. При этом падает мощность двигателя, появляются металлические стуки, происходит усиленный износ подшипников, пригорание клапанов и т.д.

Детонационную стойкость бензинов оценивают октановым числом – показателем, численно равным процентному содержанию (по объему) изооктана в такой его смеси с нормальным гептаном, которая по детонационной стойкости равноценна испытываемому топливу при оценочных исследованиях на стандартном бензине. Для улучшения антидетонационных свойств к бензину добавляют специальные присадки – антидетонаторы. Наиболее распространенной из них является этиловая жидкость.

На сегодняшний день промышленность выпускает следующие марки бензина: А-80, Аи-92, Аи-95. В марке бензина буква А обозначает, что он автомобильный, буква И показывает, что октановое число определено по исследовательскому методу, а цифры указывают минимально допустимое октановое число.

Дизельное топливо для обеспечения надежной и эффективной работы двигателя должно обладать хорошей способностью к распылению, определяющейся вязкостью топлива. При малой вязкости топливо свободно проникает через зазоры в плунжерной паре топливного насоса, нарушает дозировку подачи топлива и, соответственно, снижает мощность двигателя. Использование топлива с повышенной вязкостью приводит к появлению в камере сгорания крупных капель топлива, не успевающих испариться. В результате этого увеличивается расход топлива, снижается мощность двигателя, повышается нагарообразование и скорость изнашивания деталей двигателя.

С понижением температуры дизельное топливо постепенно густеет, переходит в студнеобразное состояние и мутнеет вследствие образования мелких кристаллов твердых углеводородов, поэтому для бесперебойной работы двигателей дизельное топливо должно иметь температуру застывания на 15–20 °С ниже минимально возможной для данной климатической зоны.

Оценочный показатель самовоспламеняемости дизельного топлива – его цетановое число. Оно равно процентному (по объему) содержанию цетана в такой смеси его с метилнафталином, которая обладает той же самовоспламеняемостью, что и испытываемое топливо в стандартном двигателе. Цетановое число для летних сортов дизельного топлива должно составлять 40–45 и зимних 45–50 единиц.

У двигателей, работающих на дизельном топливе с небольшим цетановым числом, появляются стуки и большая нагрузка на детали поршневой группы. С повышением цетанового числа снижается жесткость работы двигателя, уменьшаются нагрузки на его детали и увеличивается надежность двигателя.

Промышленность выпускает дизельные топлива следующих марок: Л – летнее, рекомендуется применять при температуре окружающей среды 0 °С и выше; З – зимнее (выше –20 °С); ЗС – зимнее северное (выше –25 °С).

В качестве заменителя некоторых марок зимнего дизельного топлива может быть использован керосин с октановым числом 40 и 45.

5.6. Технические жидкости

В машинах, используемых в нефтегазовой промышленности, применяют значительное количество технических жидкостей. Это охлаждающие жидкости, рабочие жидкости для гидросистем, гидросилителей, гидромеханических передач, тормозов, амортизаторов, термостатов, жидкостей для борьбы с обледенением стекол и т.д.

Охлаждающие жидкости применяют для отвода тепла от деталей двигателей внутреннего сгорания. Они должны иметь низкую температуру замерзания, высокую теплоемкость, химическую стабильность, незначительные колебания вязкости при изменении температуры, не формировать осадки, не разрушать резиновые детали и не вызывать коррозию металла. Наиболее часто в качестве охлаждающих жидкостей применяют воду и специальные незамерзающие жидкости – антифризы.

Антифризы представляют собой смесь воды с двухатомным спиртом – этиленгликолем – прозрачной, бесцветной или желтоватого цвета жидкостью без запаха. Этиленгликоль обладает неограниченной растворимостью в воде. С увеличением содержания этиленгликоля в водном растворе температура застывания смеси понижается. Смесь, состоящая из 33 % воды и 67 % этиленгликоля, имеет самую низкую температуру застывания (–75 °С). Этиленгликоль и его смеси очень ядовиты и оказывают коррозирующее воздействие на металлы. Широкое применение получили две марки антифризов – 40 и 65.

Рабочие жидкости для гидросистем должны обладать высокими смазывающими и антикоррозионными свойствами, иметь низкую

температуру застывания (ниже температуры окружающей среды на 10–15 °С), обладать достаточной вязкостью, стабильностью химических и физических свойств, быть долговечными, экономичными и недефицитными, не оказывать коррозирующего воздействия на детали гидросистем. Наиболее широко в нефтегазовой промышленности распространены рабочие жидкости следующих марок: ВМГЗ, МГ-30, АУ (И-30А).

Тормозные жидкости, применяемые в гидравлических тормозных системах, должны удовлетворять следующим требованиям: не расслаиваться и не вызывать коррозию металлических деталей, не менять вязкость, обладать смазывающей способностью, химической и физической стабильностью, иметь температуру кипения не ниже 105 °С, а также незначительную испаряемость. Наибольшее применение получили тормозные жидкости марок БСК, ГТЖ-22М.

Амортизационные жидкости отличаются незначительным изменением вязкости при температурных колебаниях и низкой температурой застывания. Широко используются жидкости для амортизаторов марок АЖ-12Т и МГП-10, применяемые для автомобилей и другой техники.

6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

6.1. Эксплуатация и ремонт узлов талевого системы

Талевая система любой буровой установки включает в себя кронблок, талевый канат, талевый блок и крюк. Кронблок является неподвижным узлом талевого системы и предназначен для поддержания на весу талевого блока, крюка и подвешенного на нем груза.

Талевый блок (рис. 23) является подвижной частью талевого системы и состоит из двух щек *1* и *10*, соединенных между собой верхним щитом *9* и нижним щитом *14*. В щеках закреплена ось *4*, на которой установлены канатные блоки *8*, посаженные на роликовые опоры *5*, разделенные кольцами *6*, *3* и *11*. Смазка к подшипникам подается через масленки *12* по каналам в оси *4*. Ось *4* закреплена

гайкой 13, которая стопорится шайбой. От проворота ось удерживается штифтом 2. На серьгу 15 подвешивается крюк. Она соединена со щеками при помощи пальцев 16, а щеки между собой скрепляются болтами 17. Канатные ролики закрываются откидными кожухами 7, которые предназначены для исключения соскакивания каната.

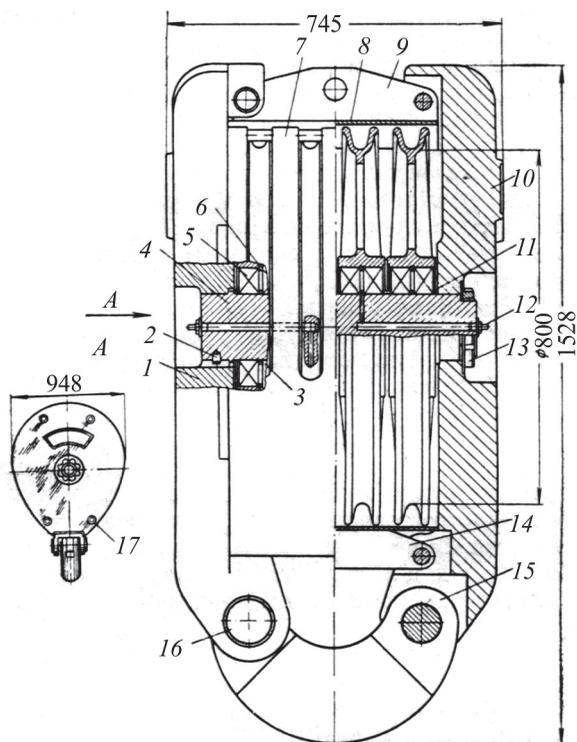


Рис. 23. Талевый блок: 1, 10 – щеки; 2 – штифт; 3, 6, 11 – кольца; 4 – ось; 5 – роликоподшипники; 7 – откидные кожухи; 8 – канатный блок; 9 – верхний щит; 12 – масленки; 13 – гайка; 14 – нижний щит; 15 – серьга; 16 – палец; 17 – болт

При эксплуатации талевых блоков следят за надежностью крепления деталей и их своевременной смазкой, которая осуществляется согласно карте смазки один раз в неделю. Состояние под-

шипников контролируется вращением канатных блоков 8, которые должны вращаться свободно, без заедания и шума, не задевая кожухи. Если подшипники при работе нагреваются свыше 70 °С, необходимо промыть их при помощи ручного насоса керосином, дизельным топливом или бензином, а затем – веретенным маслом, подогретым до 80–100 °С. После этого подшипник набивают универсальной среднеплавкой смазкой. Шум в подшипниках при вращении свидетельствует об их износе, а заедание канатных блоков вызвано поломкой подшипников. В обоих случаях подшипники подлежат замене.

Канатные блоки обычно отливаются из стали 35Л. Поверхности канавок закаляются и шлифуются. Трение каната вызывает износ канавок, причем более интенсивно изнашиваются блоки, расположенные ближе к ходовому концу. Для равномерного распределения износа и увеличения срока службы всего узла неразрезную ось или ось секции блоков поворачивают на 180°. Можно менять секции местами при трехопорной конструкции. Для этого талевый блок кладут на пол буровой, снимают канат, изменяют положение осей с блоками, после чего вновь производят оснастку. Износ ручья вызывает углубление и уменьшение диаметра канавки блока и контролируется проходным и непроходным калибрами. Блоки, в канавки которых проходит непроходной калибр или которые имеют забоины и вмятины на поверхности ручья, подлежат замене и восстановлению в ремонтно-механическом цехе.

Кронблок разбирают в следующем порядке: открепляют и снимают кожух, расшплинтовывают и отвинчивают гайки опор, снимают крышки опор и ось с роликами, отвинчивают стопорные винты запорной втулки и снимают канатные блоки с подшипниками, затем выпрессовывают подшипники из ступиц. Отремонтированный кронблок собирают в обратном порядке.

Выработка в щеках талевых блоков восстанавливается наплавкой. Вмятины в кожухах кронблоков и талевых блоков выправляются после нагрева газовой горелкой, а надрывы заваривают. Места сварки зачищают абразивным кругом и закрашивают.

Буровые крюки и крюкоблоки служат для поддержания на весу бурильной колонны с вертлюгом во время бурения, для подвешивания с помощью штропов и элеватора обсадных и бурильных колонн при СПО, а также для выполнения вспомогательных работ в процессе бурения и монтажно-демонтажных работ. По конструкции крюки бывают однорогими, двурогими и трехрогими. По способу изготовления крюки делятся на литые, кованные и составные. Последние (рис. 24) наиболее просты в изготовлении. Крюк 1 выполнен из стальных пластин, вырезанных из листового проката высоколегированной стали и соединенных между собой заклепками. В расточенное в пластине крюка отверстие запрессована ось 22, образующая со скобами 21 и осью крепления скоб 20 боковые рога для подвески штропов. Скобы предохраняют штропы от соскакивания во время работы. Пластинчатый крюк шарнирно соединен со стволом 11 пальцем 19. Ствол через гайку 12, стакан 14 и подшипник 15 опирается на траверсу 18. Стакан снабжен легкоуправляемым стопором поворота 6 с пружиной 7. Шаровой упорный подшипник состоит из верхнего 10 и нижнего колец 8. Элементами качения являются шарики 9. Защелка зева крюка, снабженного подушкой 2, выполняется достаточно длинной для облегчения захвата хомута вертлюга и исключения его выпадения при работе. Защелка состоит из корпуса 4, стопора 5 и пружины 3. При полной нагрузке ствол своим фланцем садится на площадку стакана, сжимая пружину 13. Усилие пружины достаточно для подъема свечи с элеватором и штропами на высоту, несколько большую, чем длина замковой резьбы, что значительно ускоряет операцию подъема, так как при этом после отвинчивания не требуется поднимать лебедкой свечу для установки ее в магазин. Крюк подвешивается к талевому блоку при помощи штропа 16, который соединен с траверсой крюка осями 17. В крюкоблоках крюк присоединяется непосредственно к талевому блоку, образуя с ним одно целое. Ствол и гайка крюка закрыты сверху колпаком для защиты полости стана от грязи и влаги. Защелка зева крюка закрывается автоматически давлением штропа вертлюга. Для открытия защелки необходимо ослабить стопор в зеве

и потянуть за кольцо. При свинчивании и развинчивании ствол крюка должен вращаться. Для освобождения стопора *б* надо потянуть за петлю и повернуть ее на 90°.

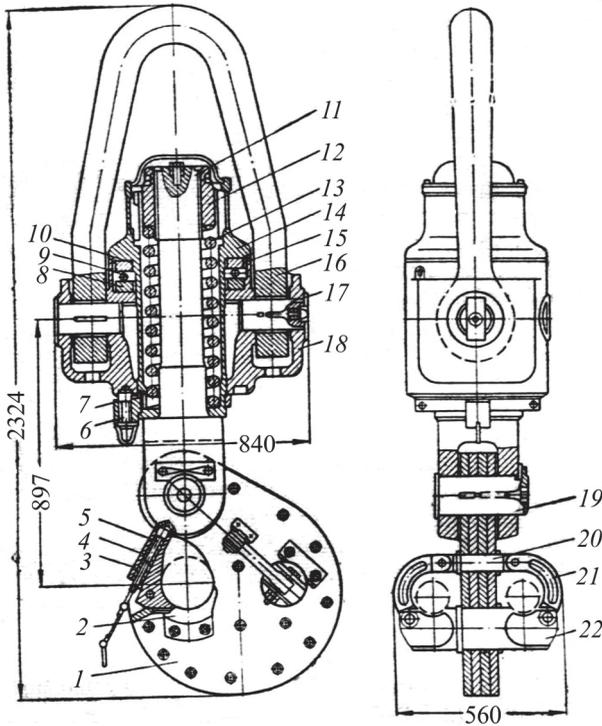


Рис. 24. Буровой крюк: 1 – крюк; 2 – подушка защелки; 3 – пружина защелки; 4 – корпус защелки; 5 – стопор защелки; 6 – стопор стакана; 7 – пружина стакана; 8 – нижнее кольцо упорного шарового подшипника; 9 – шарики подшипника; 10 – верхнее кольцо подшипника; 11 – ствол; 12 – гайка; 13 – пружина; 14 – стакан; 15 – подшипник; 16 – штропы; 17 – ось; 18 – траверса; 19 – палец; 20 – ось крепления скоб; 21 – скобы; 22 – ось

Во время эксплуатации периодически смазывают упорный подшипник, оси штропа и палец крюка согласно карте смазки. Проверка технического состояния заключается в контроле легкости вращения крюка вокруг вертикальной оси и легкости качения штро-

па. Неисправным крюком работать запрещается. Наиболее частыми неполадками являются ослабление или поломка пружины ствола крюка, защелки и стопора, что требует их замены. Погнутые или поломанные стопоры тоже заменяются новыми. Продолжительность ремонтного цикла для крюков составляет 36 месяцев, а межремонтных периодов 9 месяцев при сроке службы 9 лет.

При среднем ремонте крюки разбирают, детали подвергают тщательному контролю. Для определения состояния пружины измеряют ее длину. Ослабленные пружины заменяют новыми. Изношенные поверхности беговых дорожек радиально-упорного подшипника шлифуют и проверяют шаблоном. Тела качения с дефектами на поверхности заменяют, а остальные комплектуются так, чтобы их диаметры не отличались более чем на 0,02 мм.

Особое внимание уделяют контролю ствола крюка, резьба которого должна быть в исправном состоянии, а тело без усталостных трещин. Последние могут быть обнаружены с помощью магнитной порошковой дефектоскопии. Метод основан на способности ферромагнитных частиц, находящихся в магнитном поле, ориентироваться в направлении поля и скапливаться в местах наибольшей плотности магнитного потока. Стволы крюка и резьбовой конец намагничивают с помощью электромагнита и поливают раствором магнитной суспензии (25–30 г магнитной окиси железа на 1 л керосина или трансформаторного масла). В трещине, где имеется поток рассеяния, образуется хорошо видимая линия скопления частиц порошка. Такой ствол заменяют новым. При капитальном ремонте крюков штроп снимается с осей для проверки износа сопряженных поверхностей. В случае ослабления крепления пластин крюка они могут быть переклепаны. Подушка с выработкой глубже 3 мм заменяется или восстанавливается наплавкой.

6.2. Эксплуатация и ремонт вертлюгов

Вертлюг соединяет невращающуюся талевую систему с колонной бурильных труб, обеспечивая свободное вращение колонны и подачу в нее под давлением промывочной жидкости через шланговое соединение.

Вертлюг (рис. 25) подвешивается на крюке штропом 2, который соединяется с корпусом 16 при помощи пальцев 17.

Глинистый раствор из нагнетательного рукава через подвод 1 и грязевую трубу 6 попадает в ствол 19, к которому в нижней части через переводник 31 присоединяется на резьбе ведущая штанга. Через ведущую штангу и ствол вес бурильной колонны передается на основную опору 20, плиту опоры 21 и корпус вертлюга. Над опорным подшипником и ниже на стволе вертлюга установлены два роликовых подшипника 18, обеспечивающих центровку ствола при вращении. Между опорой основного конического роликоподшипника и нижним центрирующим роликоподшипником установлен упорный шариковый подшипник 22 с опорой 23, который в отличие от главной опоры воспринимает осевые нагрузки, действующие вверх.

Внутренняя полость корпуса вертлюга является масляной ванной для всех подшипников, что обеспечивает их работоспособность. Упорный шариковый подшипник и внутреннее кольцо нижнего центрирующего подшипника укреплены специальной установочной гайкой 24, выполненной в виде втулки, навинчивающейся на ствол вертлюга и предохраняемой от проворота установочными винтами 25. В целях устранения течи масла ствол в корпусе уплотняется втулкой 26 и сальником 28, который крепится болтами 27.

Между неподвижной грязевой трубой 6 и вращающейся верхней частью ствола вертлюга установлены самоуплотняющиеся манжеты 10 грязевого сальника, который состоит из грундбуксы 32, пружины 34, кольца поджимного 35, нажимной гайки 7, втулки 9 и масленки 8. Масло, находящееся в корпусе вертлюга, предохраняется от загрязнения верхним масляным сальником, который состоит из корпуса 11, самоуплотняющихся манжет 12 и втулки 13. Крышка 5 соединяется с корпусом вертлюга шпильками 15. На ней расположен верхний масляный сальник. Крышка служит для крепления грязевой трубы 6 и отвода 1 болтами 3 и гайками 4. Плита основной опоры стопорится в корпусе специальными винтами 29. Пробка 33 служит для залива и замера уровня масла, а пробка 30 – для слива масла из корпуса.

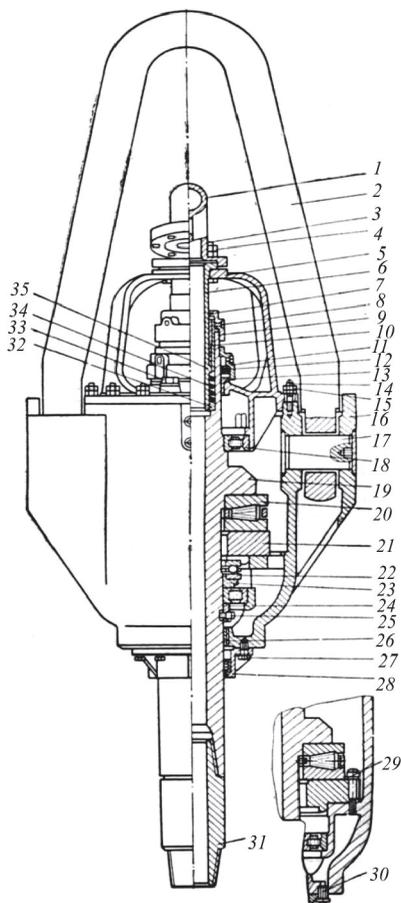


Рис. 25. Вертлюг: 1 – подвод; 2 – штроп; 3 – болты; 4 – гайка; 5 – крышка; 6 – грязевая труба; 7 – нажимная гайка; 8 – масленка грязевого сальника; 9 – втулка грязевого сальника; 10 – самоуплотняющиеся манжеты грязевого сальника; 11 – корпус масляного сальника; 12 – самоуплотняющиеся манжеты масляного сальника; 13 – втулка масляного сальника; 14, 15 – шпильки; 16 – корпус; 17 – палец; 18 – роликовый подшипник; 19 – ствол; 20 – основная опора; 21 – плита опоры; 22 – шариковый упорный подшипник; 23 – опора шарикового подшипника; 24 – установочная гайка; 25 – установочные винты; 26 – втулка; 27 – болты; 28 – сальник; 29 – специальные винты; 30 – пробка для слива масла; 31 – переводник; 32 – грундбукса грязевого сальника; 33 – пробка для залива масла; 34 – пружина грязевого сальника; 35 – поджимное кольцо

Надежность и долговечность работы узлов и деталей вертлюга во многом зависят от смазки. Полная утечка масла из ванны корпуса может привести к выходу из строя основного упорного роликоподшипника. Смазка всех точек вертлюга, а также заливка и смена масла в ванне должны производиться в полном соответствии с указаниями в карте смазки.

Смазку меняют в среднем через 3 месяца. Уровень масла проверяют с помощью пробки со стрежнем, конец которого окрашен белой краской на определенной длине. Уровень масла должен находиться в пределах крашеной части указателя. Когда стержень не достаёт до масла, доливают. Если замечено, что масло загрязнено, его необходимо слить, а ванну промыть керосином, затем еще раз веретенным маслом, нагретым до 80–100 °С. Необходимо следить, чтобы температура корпуса вертлюга не поднималась выше 70 °С, так как при более высокой температуре масло теряет свои смазывающие свойства.

Вертлюг меняют, если резьба переводника забита, резьбовое соединение переводника и ствола пропускает раствор, а в стволе обнаружены трещины или ствол не проворачивается. Заедание ствола может быть вызвано разрушением одной из опор вертлюга. Ствол исправного вертлюга должен свободно проворачиваться от усилия одного рабочего, приложенного к ключу с плечом в 1 м.

Если происходит утечка, меняют манжеты и одновременно контролируют состояние грязевой трубы. В случае значительного износа она должна быть заменена. Надежность крепления отвода к крышке, крышки и нижнего фланца к корпусу должна периодически проверяться. В случае проявления утечки между грязевой трубой и отводом подтягивают гайки, а если это не дает результата, меняют прокладку. При смене прокладок необходимо одновременно проверять состояние отвода.

Контроль за состоянием смазки и вертлюга должен производиться не реже 1 раза в смену. Средний и капитальный ремонты осуществляются в мастерских. Разборка вертлюга ведется в такой последовательности: отвинчивают переводник, очищают, обмывают

снаружи корпус вертлюга и спускают в шурф; сливают масло; отвинчивают гайки и снимают горловину; отвинчивают и снимают нажимную гайку грязевого сальника; вынимают грязевую трубу манжеты, распорную пружину, кольцо и грундбуску; отвинчивают контргайки, гайки и снимают крышку корпуса; вывинчивают нажимную гайку и снимают верхний масляный сальник; вынимают из корпуса ствол, предварительно отвинтив винты плиты основной опоры; поднимают вертлюг из шурфа, кладут на бок, отвинчивают и снимают нижний сальник; выпрессовывают нижнюю втулку корпуса. Следующей операцией будет демонтаж подшипников со ствола вертлюга.

Изношенные роликоподшипники заменяют новыми. Перед их запрессовкой необходимо проверить диаметры посадочных отверстий в расточках корпуса вертлюга и крышки, а также диаметры посадочных шеек на стволе вертлюга. Замеренные диаметры должны соответствовать размерам, указанным в чертежах. Перед посадкой на ствол подшипников с коническими роликами и шарового подшипника необходимо проверить опорные поверхности на грибовидном фланце ствола вертлюга в плите основной опоры. Неровности и задиры должны быть зашабрены. Торцовая вибрация опорной поверхности ствола относительно посадочной поверхности под конусную шайбу основной опоры должна быть не более 0,05 мм. Конусные ролики комплектуются по размерам.

6.3. Эксплуатация и ремонт буровых роторов

Роторы буровых установок предназначены для вращения буровой колонны при роторном бурении, для закрепления ее от проворачивания реактивным моментом при турбинном способе, а также для поддержания на весу колонны бурильных или обсадных труб при их свинчивании и развинчивания. Ротор представляет собой угловой редуктор с конической зубчатой передачей (рис. 26).

Срок службы ротора зависит от правильной и своевременной смазки, которая должна производиться в соответствии с картой смазки. Роликоподшипники ведущего вала имеют самостоятельную

масляную ванну, отделенную от общего картера уплотнением и имеющую заливную и сливную пробки. Главная опора и коническая передача смазываются разбрызгиванием из ванны станины, снабженной маслоуказателем и пробками.

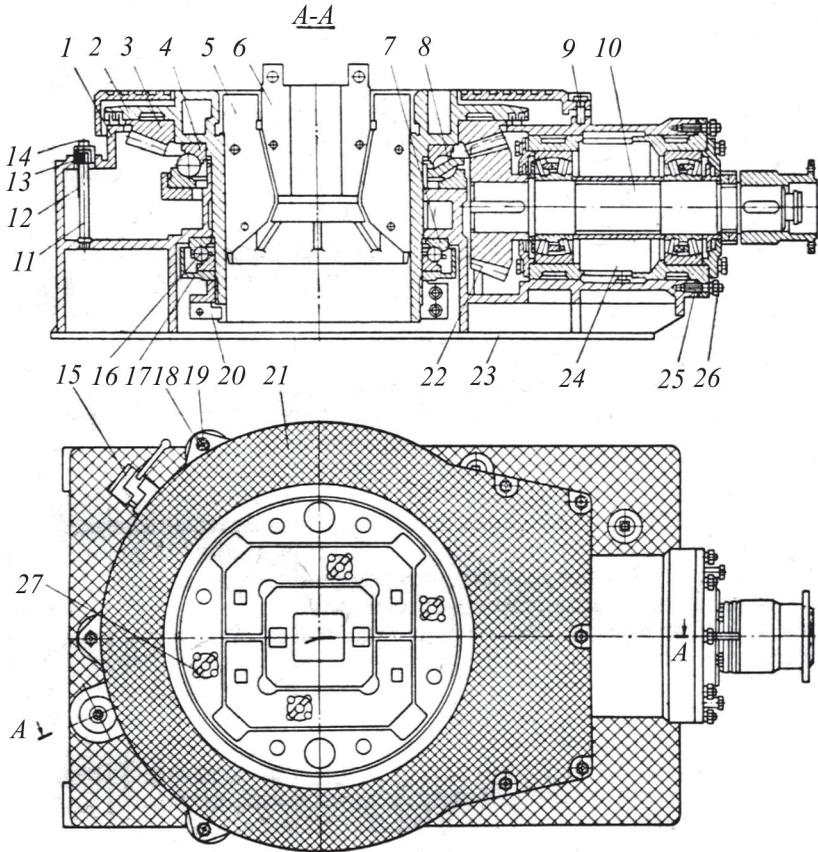


Рис. 26. Буровой ротор: 1 – станина; 2 – стол; 3 – венец конический; 4 – верхняя опора; 5 – вкладыш; 6 – зажим; 7 – нижняя опора; 8 – сепаратор; 9 – болт; 10 – приводной вал; 11 – сливная пробка; 12 – указатель уровня; 13 – патрубок; 14 – пробка; 15 – защелка стола; 16 – сепаратор нижней опоры; 17 – картер нижней опоры; 18 – гайка; 19 – болт; 20 – крепление стола; 21 – кожух; 22 – ведущая шестерня; 23 – полоз станины; 24 – корпус подшипников; 25 – шпилька; 26 – гайка

Текущий, средний и капитальный ремонты ротора обычно проводятся в ремонтных мастерских, где его разбирают и заменяют изношенные детали и узлы. Перед разборкой из масляных ванн сливают масло. Для замены подшипников отвинчивают контргайку и гайку, отогнув усик стопорной шайбы. Вынимают болты из крышки подшипников и извлекают вал вместе с конической шестерней. При необходимости восстановления или замены шестерня может быть снята с вала при помощи винтовой стяжки или прессы, так как она сопряжена с валом неподвижной посадкой. Полная разборка ротора выполняется при капитальном ремонте. Изношенные детали заменяют новыми или восстановленными, а также ремонтируют ствол и станину ротора.

Ремонт стола ротора обычно связан с восстановлением электродуговой сваркой лабиринтных уплотнений и резьбы под гайку. При работе ротора от динамических нагрузок изнашиваются посадочные поверхности в горловине, вследствие чего нарушается сопряжение осей зубчатой передачи, что приводит к неправильной работе шестерен, появлению шума, толчков, ударов в передаче и износу зубьев. Износ устраняют металлизацией посадочных поверхностей с последующей расточкой.

При среднем и капитальном ремонте особое внимание должно быть уделено подшипникам. В процессе работы вследствие износа опор стола увеличивается осевой люфт. Стол при работе начинает подпрыгивать.

Демонтированные детали опор осматривают и измеряют. При наличии задиров на поверхности беговых дорожек кольца протачивают и шлифуют. Кольца с трещинами заменяют новыми. Тела качения опоры осматривают и замеряют. Изношенные пары заменяют новыми. Тела качения в комплекте не должны отличаться по диаметру более чем на 0,02 мм. При сборке ротора необходимо получить осевой люфт, равный 0,3 мм. При малом осевом люфте ротор будет греться, а при большом – стол будет подпрыгивать относительно станины, что вызывает динамические нагрузки в опорах и их разрушение. При износе подшипников быстроходного вала возникает большой радиальный люфт, что сказывается на работе зубчатого

зацепления и цепной передачи. Изношенные подшипники подлежат замене.

Передача больших крутящих моментов ротором приводит к износу конической передачи. Резкий стук и толчки во время работы являются следствием повышенного износа или поломки зубьев. Проверку следует начинать с малой шестерни. При износе зуба по толщине на 10–12 %, что определяется зубомером, или при поломке зубьев шестерню заменяют новой, подбирая ее по венцу ротора. Для посадки на вал шестерню нагревают до 100–120 °С. Венец при ремонте не разбирают, так как он сопряжен со столом горячей посадкой. Ремонт сводится к протачиванию поверхностей зубьев по наружному конусу и к подрезке торцов.

Перед сборкой ротора внутренние поверхности станины и коуха окрашиваются светлой маслостойкой краской.

Ремонт пневматических клиньевых захватов заключается в основном в замене сальника и манжет поршня цилиндра управления. Во время эксплуатации необходимо не реже одного раза в неделю проверить крепление узлов, состояние поверхностей, подвергающихся износу, и производить регулировку механизмов. При осмотре механизмов следует заполнять смазкой места, указанные в карте смазки. Необходимо следить за чистотой и смазкой конусных поверхностей клиньев и вкладышей ротора, загрязнение которых может привести к заеданию клиньев в роторе. Необходимо периодически сливать конденсат из цилиндра. Пневматический цилиндр необходимо разбирать 1–2 раза в год и смазывать его внутренние поверхности и шток. Следует постоянно проверять зубчатые поверхности плашек клиньев, чтобы своевременно заменить износившиеся новыми, и систематически, после спуска или подъема 20 свечей, смазывать конусную часть их графитной смазкой.

6.4. Эксплуатация и ремонт буровых лебедок

Лебедка рассчитана на длительную работу в тяжелых условиях. Безотказная работа лебедки обеспечивается при условии регулярного проведения всего комплекса профилактических мероприя-

тий по уходу и хранению. При длительных остановках, но не реже одного раза в неделю, должны быть проверены все механизмы, их крепление и регулировка.

Закрепление талевого каната на барабане лебедки является весьма ответственным моментом, поэтому должно производиться особенно тщательно. Крепящие болты должны быть затянуты до отказа и зашплинтованы проволокой.

Необходимо регулярно проверять состояние шкивов тормоза. Запрещается работа с изношенными до металла колодками тормоза. Необходимо оберегать шкивы муфт и тормоза от попадания на них масла. Все защитные кожухи должны быть исправны и надежно закреплены на своих местах.

Появление резких рывков цепей и ударов в цепных передачах при включении указывает на то, что цепи удлиннились и имеют большое провисание. Работа удлинненными цепями приводит к преждевременному их разрыву. Нормальным натяжением цепей считается такое, при котором провисание цепи составляет менее 0,02 расстояния между центрами звездочек.

Нагрев роликовых подшипников буровой лебедки не должен превышать 70–80 °С. Особого и постоянного наблюдения и регулировки требует ленточный тормоз. Во время работы необходимо следить за тормозными лентами и подтягивать их по мере износа колодок.

Перед сдачей смены бурильщик должен проверить надежность стопорения тормозного рычага на зубчатом секторе. В течение смены необходимо строго соблюдать рекомендацию по уходу за узлами пневматического управления.

Уход за фрикционной катушкой заключается в своевременной регулировке тормозных лент и смазке. Нужно стремиться обеспечить полное растормаживание обоих шкивов катушки, что является необходимым условием для получения небольших усилий при сматывании каната. При наличии в лебедке карданных передач за ними необходим тщательный уход, который заключается в систематической смазке шарниров. При появлении повышенного шума необхо-

можно проверить с помощью какого-либо рычага радиальное качание дисков на цапфах. Если качание заметно на глаз, то диски нужно снять и сменить регулировочные кольца.

Смазка поверхностей трения является повседневной обязанностью обслуживающего персонала. Без смазки работа лебедки невозможна.

В процессе эксплуатации гидротормоза необходимо регулярно смазывать все трущиеся поверхности, аккуратно включать и своевременно отключать кулачковую муфту, следить за чистотой воды, подводимой к холодильнику. В гидротормозе ежедневно смазываются роликоподшипники, манжеты уплотнения. Для подшипников, манжет и кулачковой муфты требуется качественная смазка, обладающая достаточной тугоплавкостью и нерастворимостью в воде.

При эксплуатации лебедки могут обнаружиться следующие характерные неисправности:

- крюк поднимается с остановками, вызванными попаданием масла в муфты. Причина попадания масла должна быть устранена, а шкивы тормоза лебедки промыты бензином и вытерты;

- порожний крюк медленно опускается. Необходимо проверить, полностью ли растормаживаются колодки и не трут ли они о реборды шкивов;

- тормозной рычаг доходит до крайнего нижнего положения, но не тормозит. Причиной этой неисправности может быть попадание масла на шкивы или износ колодок. В первом случае шкивы промывают бензином, во втором – подтягивают тормозные ленты;

- фрикционная катушка не дает обратного хода при растормаживании. Необходимо отрегулировать ленты тормозных шкивов;

- не включается барабан или ротор. Неисправность необходимо искать в пневматической системе.

При мелком ремонте устраняют следующие неисправности:

- свободно посаженные на валах лебедки цепные колеса начинают вращаться без включения кулачковых муфт, что вызвано загрязнением смазки или отсутствием ее на трущихся поверхностях. В этом случае узел промывают керосином и затем шприцуют подшипник скольжения до выхода смазки на торцах цепного колеса;

– в случае нагрева подшипников лебедки, гидротормоза или коробки скоростей выше 75–85 °С необходимо промыть подшипники в керосине и на 2/3 объема заполнить свежей смазкой. Если после этого подшипники продолжают греться, следует проверить параллельность и горизонтальность валов. При любом ремонте, связанном со снятием валов, нельзя срубить планки, фиксирующие корпуса подшипников;

– при повторном удлинении цепи ее заменяют новой;

– чрезмерный нагрев тормозных шайб может быть вызван недопустимым износом тормозных колодок, которые должны быть заменены полным комплектом.

Средний ремонт лебедок приурочивают к окончанию бурения скважины и производят в мастерских. При повышенных радиальных зазорах валов, связанных с износом подшипников, валы демонтируют, подшипники выпрессовывают винтовыми съемниками. По фактическому размеру посадочной поверхности вала подбирают подшипник с заданным натягом. В случае износа посадочную поверхность наплавляют или металлизуют, а затем обтачивают до первоначальных размеров. Новые подшипники запрессовывают, предварительно нагрев их до 90 °С.

При капитальном ремонте, кроме перечисленных выше работ, производят полную разборку лебедки и тщательный контроль узлов и деталей. Деформированные валы со значительным прогибом заменяют новыми. Замене подлежат также изношенные тормозные шкивы, опоры всех валов, шарнирные узлы тормозной системы, краны, шланги и вертлюжки пневмосистемы.

Капитальный ремонт предназначен для полного восстановления работоспособности лебедки, поэтому качество ремонта должно соответствовать техническим требованиям отраслевых нормалей. После контроля качества сборки отремонтированную лебедку обкатывают на холостом ходу, устраняя замеченные неисправности. Затем лебедку окрашивают и данные о ремонте заносят в ее паспорт.

6.5. Эксплуатация и ремонт буровых насосов

Поршневые приводные насосы служат для подачи промывочной жидкости в скважину и выноса разбуренной породы из скважины, а при турбинном бурении и для привода турбобура.

Высокое давление в нагнетательной линии и наличие абразивных частиц в перекачиваемой жидкости вызывают интенсивный износ гидравлической части насоса, а большие динамические нагрузки разрушают его приводную часть.

Система профилактического ремонта насосов включает ремонт трех видов: текущий первый (T_1), текущий второй (T_2) и капитальный (К). Ремонт T_1 выполняется силами буровой бригады в период, когда насос не участвует в бурении. При этом в основном устраняются неисправности в работе гидравлической части насоса.

При ремонте T_1 выполняют следующие работы:

- проверяют и подтягивают болтовые соединения;
- заменяют быстроизнашивающиеся детали: цилиндрические втулки, поршни, клапаны, седла и клапанные пружины. Для замены этих деталей снимают крышки гидравлической коробки, вынимают клапаны, шток с поршнем и выпрессовывают специальным приспособлением втулку. Седла клапанов выпрессовывают с помощью съемников;
- заменяют уплотнительные манжеты цилиндрических крышек и крышек клапанов, уплотнения штоков;
- регулируют направляющие и накладки крейцкопфа;
- проверяют крепление надставок со штоком;
- регулируют натяжение текстурных ремней на приводном шкиве;
- смазывают все подшипники не реже одного раза в неделю.

Проверяют щупом уровень смазки в картере и доливают масло. Смена масла производится не реже одного раза в 3 месяца, а также после окончания бурения скважины.

При ремонте T_2 в дополнение к перечисленным работам проверяют и регулируют подшипники кривошипного и трансмиссионного валов, заменяют изношенные корпуса сальников, пальцы, втулки направляющие и накладки крейцкопфа.

Нагрев подшипников при работе в большинстве случаев объясняется загрязнением смазки или недостаточностью ее в подшипнике. Подшипник необходимо промыть в керосине и заполнить на 2/3 свежей смазкой. Изношенные подшипники заменяют новыми. Важной операцией является регулировка осевого зазора в конических роликовых подшипниках.

При капитальном ремонте насос полностью разбирают, промывают узлы и детали и составляют дефектную ведомость. Замене подлежат все подшипники и стаканы, шестерня и зубчатое колесо редуктора, а также все уплотнения. Гидравлическую коробку или заменяют, или восстанавливают. Основными дефектами гидравлических коробок являются: нарушение уплотнительных поверхностей в местах уплотнений цилиндрических сменных втулок и седел клапанов, трещины в корпусе цилиндра, а также облом шпилек для креплений крышек.

После сборки насос обкатывают на испытательном стенде сначала без нагрузки, а потом под давлением. Обкатку и испытание обычно проводят на воде. При испытании замеряют число двойных ходов, действительную производительность насоса, давление всасывания и нагнетания, подводимую мощность, а также снимают индикаторную диаграмму. По полученным данным подсчитывают полезный напор насоса, гидравлическую и индикаторную мощности. Всё это позволяет определить коэффициент производительности.

6.6. Эксплуатация и ремонт турбобуров

Турбобур представляет собой многоступенчатую гидравлическую осевую турбину. Он применяется в качестве забойного двигателя для бурения нефтяных скважин. Конструкция турбобура представлена на рис. 27. Вращающаяся часть турбобура состоит из вала 10 с переводником 19, на котором неподвижно закреплены втулка нижней опоры 18, удерживаемая от проворота шпонкой 20, упор 16, роторы 12, втулки промежуточных опор 14, диски пяты 7 и кольца пяты 8. Затяжка деталей ротора осуществляется роторной гайкой 5, которая стопорится от самоотвинчивания колпаком 3 и контргай-

кой 2. Неподвижная часть турбобура образована корпусом 15, в который вставлены упорная втулка 4, подпятники 6, регулировочное кольцо 9, статоры 11, средние опоры 13, затянутые в корпусе ниппелем 17. Присоединение турбобура осуществляется переводником 1. Все детали турбобура работают в абразивной среде при больших давлениях и осевых нагрузках, что вызывает интенсивный износ деталей.

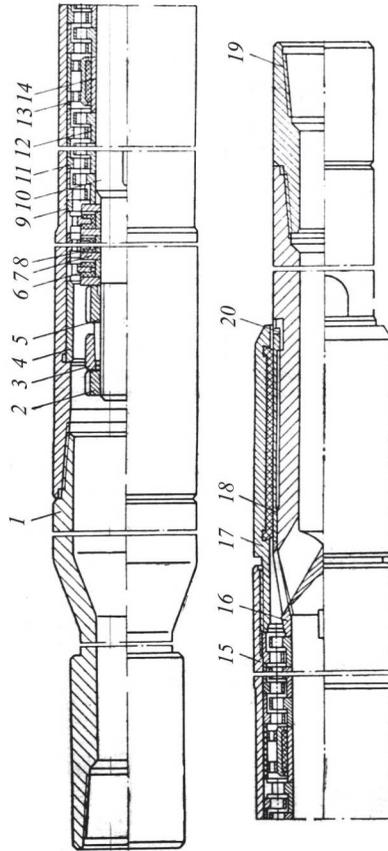


Рис. 27. Турбобур: 1 – переводник; 2 – контргайка; 3 – колпак; 4 – упорная втулка; 5 – роторная гайка; 6 – подпятники; 7 – диски пяты; 8 – кольца пяты; 9 – регулировочное кольцо; 10 – вал; 11 – статор; 12 – ротор; 13 – средняя опора; 14 – втулка промежуточной опоры; 15 – корпус; 16 – упор; 17 – ниппель; 18 – втулка нижней опоры; 19 – переводник; 20 – шпонка

В процессе работы турбобура могут возникнуть следующие неисправности:

1. Остановка турбобура, вызванная чрезмерной нагрузкой на долото. Если при уменьшении нагрузки турбобур не вращается, проверяют производительность насосов по снижению давления на манометре. Если насосы работают нормально, то турбобур необходимо поднять на поверхность и проверить его работу на ведущей трубе. Причиной неисправности может служить ослабление затяжки роторной гайки или ниппеля, что приводит к соприкосновению статоров и роторов. Другой причиной может быть повреждение резины опор или ее набухание. Эти неисправности определяются по осевому зазору.

2. Резкое снижение осевой нагрузки, при которой турбобур останавливается. Причиной может явиться износ осевой опоры и ослабление затяжки роторной гайки, что вызывает соприкосновение роторов и статоров.

3. Резкое повышение давления, что свидетельствует о засорении фильтра или турбобура шламом. Засоренный турбобур необходимо поднять и промывать в течение 10–15 мин. Если промывка не помогает, отправить на ремонт.

4. Резкое падение давления может свидетельствовать об износе резьбовых соединений труб. В этом случае необходимо поднять на поверхность турбобур. Малейшая негерметичность в соединениях верхнего переводника с корпусом и корпуса с ниппелем может привести к износу деталей и оставлению турбобура на забое.

Состояние резьб деталей турбобура проверяют внешним осмотром, резьбовыми калибрами, а также свинчиванием резьбового соединения. Перед проверкой резьба должна быть очищена и промыта. Детали, поступающие на сборку, не должны иметь дефектов в резьбе. При проверке конических резьб измеряется натяг резьбы, который должен соответствовать установленным нормам. Изношенные резьбы перенарезают. У вала проверяют состояние шпоночных пазов. При смятии шпоночного паза или значительном увеличении его ширины на валу под углом 90 или 180° фрезеруют новый паз.

Корпус, имеющий радиальную выработку внутренней поверхности, выбраковывают. При восстановлении резьбы корпуса часть его отрезают и заменяют новой надставкой, которую устанавливают с предварительным нагревом 400–450 °С.

Резиновые обкладки подпятников не должны иметь повреждений. Допускается дальнейшее использование подпятников при износе до 1 мм и соответствующем уменьшении по высоте колец пяты. Последние при износе наружной поверхности больше чем на 1 мм отбраковываются. Диски пяты при наличии гладких рабочих поверхностей и износе по высоте менее чем на 1 мм могут использоваться повторно.

Перед сборкой ступени подбирают в комплекты. Все турбины одного комплекта должны иметь одинаковую номинальную высоту и осевой зазор.

Комплект с износом по высоте лопатки до 2 мм не рекомендуется применять при бурении скважин глубиной свыше 3000 м. Турбобур, укомплектованный ступенями с износом по высоте лопатки более 2 мм, можно применять только при бурении верхних интервалов, где имеется возможность компенсировать снижение мощности турбобура соответственным увеличением производительности насосов.

Укомплектованные детали турбобура собираются на сборочном стенде. Основным условием правильной сборки является получение заданного осевого зазора при полной затяжке деталей подвижной и неподвижной частей. Необходимый осевой зазор получают с помощью регулировочного кольца, которое является компенсирующей деталью.

Турбобур считается правильно собранным, если:

- все конические резьбовые соединения свинчены до упора в торцы;
- величина натяга ниппеля, т.е. расстояние между торцом корпуса и торцом ниппеля в затянутом состоянии, находится в пределах 15–25 мм;
- вал легко и равномерно вращается от момента до 2 кН · м;
- осевой зазор, замеряемый при перемещении вала в крайнее верхнее и нижнее положения, находится в заданных пределах.

6.7. Эксплуатация и ремонт буровых труб

В практике бурения скважин обычно применяют буровые трубы с наружным диаметром 89, 114, 127, 141 и 168 мм. В процессе бурения трубы соединяют между собой замками. Замок состоит из двух частей: ниппеля и муфты, имеющих резьбу с большой конусностью (1:4 или 1:6), шагом 5–6 мм, благодаря чему при свинчивании или развинчивании требуется всего 5–7 оборотов, что сокращает время спуско-подъемных операций. При износе резьбы количество оборотов уменьшается до 2–3, однако прочностные качества соединения остаются удовлетворительными. Ниппели и муфты соединяются с трубой на мелкой трубной резьбе (шаг 2,5–3,5 мм) с небольшой конусностью (1:16 или 1:32). В процессе эксплуатации буровые трубы изнашиваются по наружному и внутреннему диаметру. Многократные свинчивания и развинчивания приводят к износу замковых резьб.

Буровые трубы подвержены также:

- усталости и коррозионной усталости металла;
- большим растягивающим напряжениям при резком торможении или посадке с ударом колонны на ротор;
- большим скручивающим напряжениям при роторном бурении.

После проводки скважины комплект буровых труб подлежит проверке и ремонту. Обычно эти работы проводятся на специализированном ремонтном предприятии – трубной базе, состоящей из проверочной площадки, отделения для опрессовки труб и механической мастерской, выполняющей правильные сварочные и трубонарезные работы.

Основными признаками, ограничивающими дальнейшее применение труб и замков, служат:

- износ стенки трубы или замка по диаметру ниже допустимых пределов;
- суммарное количество оборотов, совершенных трубой, достигло установленной нормы (10–20 млн оборотов);
- количество оборотов, необходимое для свинчивания изношенного замка, которое составляет 0,25–0,3 первоначального количества оборотов нового замка;

- наличие на трубах трещин, вмятин, промытых отверстий, глубоких рисок и других дефектов;
- кривизна, исправление которой нарушит прочность трубы;
- участие труб в аварии или ловильных работах, в результате чего они подверглись нагрузкам, при которых возникли напряжения выше предела текучести.

Проверочная площадка трубной базы служит для установления степени износа труб. Перед этим трубы промывают и очищают.

Критерием определения износа служат суммарное количество оборотов, совершенное трубами, и износ по диаметру. В зависимости от степени износа трубы разделяются на три класса: 1-й класс – трубы с условным износом от 0 до 50 %; 2-й класс – от 51 до 85 % износа с предельной глубиной бурения 0,65–0,75 от глубин, допускаемых для 1-го класса; 3-й класс – условный износ от 86 до 100 %. Предельная глубина бурения для труб 3-го класса составляет 0,7–0,75 от глубин, допускаемых для 2-го класса. Состояние труб проверяется визуально, обмерами и с применением различных дефектоскопов, которые позволяют обнаружить невидимые трещины, каверны на внутренней поверхности, а также определить минимальную толщину стенки трубы. Прямолинейность труб определяют с помощью стальной натянутой проволоки, а кривизну отдельных участков – с помощью линейки длиной 2–3 м. Линейку прикладывают к образующей трубы и измеряют просвет между ребром линейки и поверхностью трубы, при этом трубу медленно вращают на опорах вокруг своей оси. Труба считается годной, если величина просвета не превышает 1 мм на 1 м длины. Фактический натяг и конусность резьбы измеряют гладкими и резьбовыми кольцами, калибрами и щупами. Перед проверкой резьба должна быть тщательно промыта и высушена. Проверку резьбы ведут в соответствии с правилами контроля, установленными ГОСТами или техническими условиями.

Замковая резьба ремонтируется путем проточки конической части, подрезки торцов и нарезки новой резьбы. Износ наружных поверхностей замков и переводников восстанавливают наплавкой ручным, полуавтоматическим и автоматическим способами.

Подбор может быть осуществлен как на основе измерения резьб калибрами, так и путем непосредственного свинчивания вручную без смазки трубы с замком. Свинчивание труб и замков должно осуществляться в горячем состоянии. Температура нагрева для замков труб диаметром 73–89 мм составляет 400–430 °С, а для труб диаметром 114 мм и выше – 380–400 °С. Признанные годными и восстановленные бурильные трубы проверяют на герметичность опрессовкой под давлением.

7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

7.1. Эксплуатация и ремонт фонтанной арматуры

Фонтанная арматура подвергается истирающему действию песка, выносимого вместе с нефтью, газом и водой. Наибольшее истирание происходит в тройниках елки и в запорных устройствах.

В процессе эксплуатации арматуры с прямоточными задвижками требуется через два-три месяца смазывать подшипники шпинделя солидолом. Необходимо также через штуцер в днище корпуса задвижки в соответствии с инструкцией набивать смазку.

Разборка фланцевой арматуры не представляет затруднений, так как болты, скрепляющие фланцы, отвинчиваются сравнительно легко. Болты с забитыми резьбами могут быть срезаны. Большие трудности вызывает разборка резьбовой арматуры. Отвинчивание производится либо вручную двумя цепными ключами, либо с помощью лебедки, оцинкованный канат которой крепят к плечу шарнирного ключа, применяемого для бурильных труб.

После разбора фонтанной елки моют и осматривают отдельные ее детали. Детали с трещинами, промывами и с сильно утонченными в результате эрозии стенками выбраковываются. Наиболее сложными деталями для ремонта являются задвижки. Прежде всего проверяют легкость открытия и закрытия задвижек. Затем разбирают крышку, извлекают маховик вместе со штоком (шпинделем)

и запорным органом (клином, плашками, клапаном) и проверяют состояние уплотняющих поверхностей.

Если на уплотнительных поверхностях имеются изношенные участки, их шлифуют. Износ глубиной до 0,1 мм ликвидируют притиркой, которую производят с помощью паст. Износ дефектных задвижек устанавливают обмером и восстанавливают наплавкой с последующей механической обработкой для получения первоначальных размеров и чистоты поверхности. Так ремонтируют запорное устройство и корпус. Уплотняющие поверхности перед сборкой притирают. Часто запорные устройства бывают изношены настолько, что их заменяют новыми. Шпиндели проверяют на прямолинейность и годность резьбы. Резьба должна быть полной, чистой и незабитой.

Резьбы деталей задвижек восстанавливают описанными выше методами. Отремонтированные и частично вновь изготовленные детали после пригонки отдельных узлов собирают в порядке, обратном разборке.

Фонтанную елку собирают на стенде, который использовался при разборке. Резьбы перед свинчиванием покрывают графитной смазкой.

Правильность сборки ствола елки проверяют шаблоном соответствующего диаметра длиной 2 м. После сборки фонтанную арматуру опрессовывают пробным давлением, проверяя герметичность всех соединений.

7.2. Эксплуатация и ремонт штанговых скважинных насосных установок

Штанговые скважинные насосные установки (ШСНУ) используются для добычи нефти из скважин дебитом от десятков килограмм в сутки до нескольких тонн, при обводненности продукции скважин до 99 %, температуре до 130 °С, содержании механических примесей до 1,3 г/л, содержании H_2S и CO_2 до 200 мг/л, минерализации воды до 200 мг/л, водородном показателе рН 4,0–8,0. Насосы опускают на глубину от нескольких десятков метров до 3000 м, иногда до 3200–3400 м.

Скважинные штанговые погружные насосные установки по типу используемого привода делятся на механические, гидравлические, пневматические. Механические же, в свою очередь, делятся на балансирующие и безбалансирующие.

Насосная установка состоит из привода, оборудования устья скважины, насосных штанг, насосно-компрессорных труб, подвешенных на планшайбе, и скважинного штангового насоса (рис. 28). посредством колонны насосных штанг плунжеру насоса передается возвратно-поступательное движение от привода (от электродвигателя через редуктор и кривошипно-шатунный механизм станка-качалки).

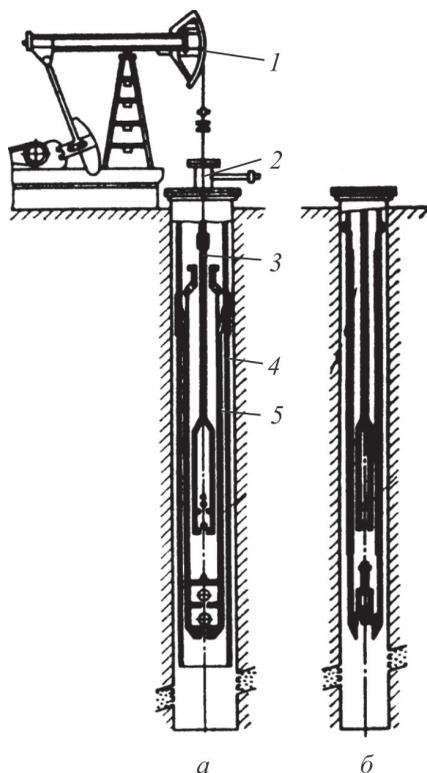


Рис. 28. Принципиальная схема скважинной насосной установки: *а* – вставной насос: 1 – привод; 2 – оборудование устья скважины; 3 – штанги; 4 – трубы; 5 – скважинный насос; *б* – невставной насос

В зависимости от состава и вязкости откачиваемой жидкости (наличие песка, газа, парафина, воды), дебита, а также от глубины скважины подбирают тип и размер скважинного штангового насоса, привода, диаметр насосно-компрессорных труб, штанг и определяют режим работы установки. Скважинный насос опускают в скважину под уровень жидкости.

Невставные насосы опускают в скважину узлами, т.е. цилиндр – на насосных трубах, а плунжер в сборе с всасывающим и нагнетательным клапанами – на штангах (рис. 28, б). Вставной насос спускают в скважину в собранном виде на насосных штангах. На приеме насоса устанавливают фильтр для сепарации нефти от свободного газа и песка (рис. 28, а).

В течение цикла работы скважинного насоса ШСНУ на колонну насосных штанг действуют нагрузки, как остающиеся постоянными по величине и направлению на протяжении всего цикла или значительной его части, так и переменные. Знакопеременные нагрузки отрицательно сказываются на величине ресурса основных узлов и деталей станка-качалки. Удары в зубчатых зацеплениях колес и шестерен редуктора обуславливают ускоренный износ и поломку зубьев. Значительные динамические составляющие нагрузок являются причиной выхода из строя пальцев кривошипов и обрывов траверс. Снижение динамических воздействий на узлы станков-качалок возможно посредством правильного уравнивания.

7.2.1. Уравнивание приводов ШСНУ

Основное назначение уравнивающего устройства – накопление потенциальной энергии при ходе штанг вниз и отдача ее при ходе штанг вверх. При этом отдаваемая потенциальная энергия превращается в работу, которая вместе с работой, совершаемой приводным двигателем, расходуется на перемещение точки подвеса колонны штанг вверх.

- Потенциальная энергия может накапливаться за счет:
- поднятия расчетного груза на некоторую высоту;
 - вращения махового груза;

- сжатия газа в аккумуляторе (пневмоцилиндре);
- создания подвижной жидкостной опоры в цилиндре за счет перетекания из него жидкости с расчетной скоростью, т.е. создания гидравлического сопротивления;
- комбинированного способа.

Уравновешивание привода скважинного насоса сводится к определению таких параметров этого устройства, которые в зависимости от условий работы установки позволили бы создать оптимальный режим работы двигателя и обеспечили бы приемлемые энергетические показатели установки.

При выборе способа уравновешивания обязательно имеют в виду и следующее обстоятельство. Компоновка внутрискважинного оборудования со временем может меняться и режим эксплуатации любой скважины во времени непостоянен, поэтому непременным требованием к конструкции уравновешивающего устройства является возможность изменения его энергоемкости достаточно простым способом непосредственно на скважине.

Существуют следующие разновидности уравновешивания приводов ШСНУ: гидравлическое, пневматическое и механическое уравновешивание.

Длительная практика проектирования и эксплуатации штанговых установок привела к тому, что для наиболее распространенных станков-качалок (СК) применяется почти исключительно механическое уравновешивание. Многочисленные попытки применения других разновидностей уравновешивания пока не увенчались успехом вследствие низкой эффективности, усложненности конструкции, пониженной долговечности или других причин.

Разновидностями механического уравновешивания являются: балансирное, кривошипное (роторное) и комбинированное в виде их сочетания.

Балансирное уравновешивание – наиболее старый и простой способ, осуществляемый с помощью набора тяжелых плит, устанавливаемых на заднем конце балансира. Величина уравновешиваемой работы связана с колебательным движением балансира, т.е.

с переменными ускорениями, поэтому при изменении числа ходов привода состояние уравновешенности установки меняется. Кроме того, инерционные нагрузки, связанные с неравномерным движением балансира, расшатывают металлоконструкцию станка-качалки, особенно при большой грузоподъемности и частоте хода. Вследствие этого балансирное уравнивание как самостоятельный способ в серийных отечественных станках-качалках в настоящее время практически не применяется. Надо, однако, отметить, что в тихоходных станках-качалках балансирное уравнивание имеет преимущества не только вследствие простоты изменения режима уравнивания, но и из-за улучшения условий работы зубчатых передач редуктора вследствие исключения отрицательных значений крутящего момента.

При роторном уравнивании груз в виде противовесов помещают на тяжелых кривошипах, масса которых также участвует в процессе уравнивания установки. Кривошипы вращаются с постоянной угловой скоростью, не создавая дополнительных инерционных нагрузок на механизм станка-качалки, поэтому такой способ уравнивания более благоприятен, чем балансирный. Однако с увеличением грузоподъемности станка-качалки и соответственным возрастанием массы кривошипов и противовесов создаются тяжелые условия нагруженности опорных подшипников редуктора. Поэтому «чисто» роторное уравнивание приемлемо лишь для СК с усиленными редукторами (обычно это мощные, тяжелые СК).

Большинство как отечественных, так и зарубежных СК относится к средним по грузоподъемности, и в них принято комбинированное, роторно-балансирное уравнивание как наиболее эффективное.

Необходимое условие уравнивания балансирных СК предполагает, что при крайнем нижнем положении точки подвеса штанг центр тяжести кривошипа с противовесами должен находиться на вертикальной линии, проходящей через кривошипный центр. Если это условие не выдерживается, то вместо прямых кривошипов применяются фигурные.

Поскольку потенциальная энергия превращается в работу, то удобнее всего в качестве критерия уравновешенности принимать работу за один двойной ход точки подвеса штанг. Число противовесов, необходимых для уравновешивания, определяют по графикам, прикладываемым к инструкции по монтажу и эксплуатации станка-качалки. Для установки противовесов на требуемом расстоянии от центра кривошипного вала кривошип снабжен шкалами, нулевые отметки которых находятся против центра вала. При уравновешивании кривошипными грузами возможны четыре способа их установки, т.е. от одного до четырех грузов на каждом кривошипе.

Уравновешенность привода ШСНУ контролируют замером величины тока (потребляемой мощности) электродвигателя, максимальные значения которого при ходе штанг вверх и вниз должны отличаться не более чем на 10 %.

Уравновешивание привода ШСНУ – необходимое условие для обеспечения его нормальной работы. Во время работы неуравновешенного привода в течение каждого двойного хода двигатель нагружается неравномерно. Так, при ходе плунжера вверх балансир поднимает колонну и столб жидкости над плунжером насоса. При ходе вниз двигатель разгружается и не производит работы, так как плунжер идет вниз под действием веса колонны штанг. Если не принимать специальных мер, то такие резкие колебания нагрузок приводят к ускоренному износу всех узлов механических приводов ШСНУ и создают неблагоприятный режим работы электродвигателя.

7.2.2. Техническое обслуживание и ремонт ШСНУ

Техническое обслуживание ШСНУ проводится с целью предотвращения возникновения возможных неисправностей и увеличения сроков службы насосной установки. Нормативными документами нефтедобывающих предприятий предусмотрены следующие виды работ при техническом обслуживании ШСНУ:

- контрольный осмотр (не реже одного раза в три дня);
- собственно техническое обслуживание (ТО);
- текущий и капитальный ремонт по фактическому техническому состоянию.

При **контрольном осмотре** работающей ШСНУ необходимо проверить следующее:

- уравновешенность СК – при наличии амперметра (уравновешенность удовлетворительная, если разность между показаниями амперметра при ходах вверх и вниз не превышает $\pm 10\%$ от полусуммы двух максимальных значений силы тока за цикл);

- наличие вибрации и необычных шумов – визуально и на слух определить, какие из частей СК предположительно являются их источником.

На остановленном СК (головка балансира в верхнем положении) проверить:

- состояние деталей, являющихся источником обнаруженных вибраций и необычных шумов (визуально);

- степень нагрева электродвигателя (на ощупь – температура допускается не более $80\text{ }^{\circ}\text{C}$);

- наличие заземления СК. Кондуктор (техническая колонна) соединяется с рамой СК не менее чем двумя заземляющими стальными проводниками, приваренными в разных местах. Сечение прямоугольного проводника не менее 48 мм^2 , толщина стенок угловой стали не менее 4 мм, диаметр круглых заземлителей 10 мм. Заземляющий проводник прокладывается в швах между плитами фундамента. Швы бетонируются. В остальных местах проводник должен быть доступен для осмотра, в том числе в местах присоединения заземлителя к раме и к кондуктору;

- нахлест проводников на раму СК и кондуктор должен быть круглого сечения, не менее шести диаметров, либо прямоугольного сечения, не менее ширины проводника;

- присоединение сваркой должно производиться по периметру, сварочный шов всех заземлителей должен быть длиной не менее 5 см;

- наличие крепежных изделий металлоконструкций СК, их состояние, состояние резьбовых соединений;

- целостность и отсутствие взаимного смещения деталей, их изогнутость, наличие трещин и т.д.;

- целостность рамы СК (трещины, деформации, наличие и состояние жесткой связи с ж/б основанием, сварным постаментом);
- крепление рамы СК к сварному постаменту выполняется при помощи анкерных шпилек в количестве, соответствующем паспортным данным СК, крепление рамы СК к постаменту с помощью сварки не допускается;
- целостность ж/б блоков (трещины, разрушения, наличие закладных деталей, состояние жесткой связи с рамой СК);
- целостность сварного постамента (трещины, деформации, наличие жесткой связи с рамой СК и ж/б плитами);
- чистоту наружных поверхностей металлоконструкций, узлов СК, вертикальную соосность установки СК относительно устья скважины (визуально);
- смещение устьевого штока в сальниковом устройстве (визуально);
- правильность траектории талевого каната на головке балансира (визуально);
- канатную подвеску устьевого штока на предмет скручивания;
- в подвеске устьевого штока канат должен выходить за нижнюю траверсу не более чем на 50 мм, при этом концы его должны быть аккуратно обрублены и перевязаны или заделаны;
- состояние талевого каната. Отбраковка каната производится при обрыве одной пряди каната, при числе обрывов проволок более 12 штук на 1 м каната, уменьшении диаметра проволок при износе к первоначальному диаметру более 40 %, уменьшении диаметра каната при вытягивании, плющении более 25 % от первоначального;
- отсутствие касания верхнего конца устьевого штока о головку балансира;
- расстояние между нижней траверсой подвески устьевого штока и устьевым сальником при нижнем положении головки балансира, которое должно быть не менее 200 мм;
- комплектацию и натяжение клиновых ремней. Количество ремней клиноременной передачи СК должно соответствовать количеству ручьев шкива электродвигателя. Натяжение клиновых ремней

должно быть равномерным, что достигается тщательным подбором их по длине. Величина натяжения каждого ремня должна соответствовать следующим требованиям: при нагрузке в 50 Н в центре верхней ветви одного ремня стрела прогиба его должна равняться 20–45 мм. Рабочие поверхности ремней должны быть гладкими, без складок, трещин, выпуклостей, торчащих нитей, срывов резины. Ремни должны быть пластичными. При обрыве одного ремня в передаче подлежат замене все ремни, так как при замене одного или двух ремней работа передачи значительно ухудшается;

- состояние центровки шкивов клиноременной передачи. Допускается несовпадение торцов шкивов не более чем на 3 мм;

- уровень масла в картере редуктора при помощи масломерного щупа или по указателю уровня;

- укомплектованность крепежными изделиями крышки смотрового люка редуктора;

- плотность прилегания крышки к поверхности редуктора;

- фиксацию гайки пальца кривошипа, которая должна производиться контргайкой через стопорную шайбу или через корону гайки шплинтом, если гайка корончатая;

- исправность тормозного узла. Тормозные колодки своими рабочими поверхностями-накладками должны полностью и равномерно охватывать рабочую поверхность тормозного шкива. Износ рабочей поверхности тормозной ленты не должен превышать 25 % от первоначальной толщины;

- усилие торможения. Надежность торможения при любом положении кривошипов должна обеспечиваться при усилии на рукоятку тормоза не более 150 Н;

После проведения контрольного осмотра внести соответствующую запись в журнал учета.

При **техническом обслуживании ШСНУ** проводятся следующие виды работ:

- все операции контрольного осмотра;

- проверка горизонтальности рамы СК (допускаемое отклонение от горизонтальности в поперечном направлении – 2 мм/м, в про-

дольном направлении – 4 мм/м). Проверка горизонтальности проводится с помощью брускового уровня в двух взаимно перпендикулярных направлениях в начале и конце рамы;

- техническое диагностирование (дефектоскопия) ответственных узлов, деталей, сварных соединений;

- проверка отклонения продольной оси кривошипа от плоскости, проходящей через ось ведомого вала и продольную ось второго кривошипа;

- проверка наличия смазки и, при необходимости, смазка подшипниковых узлов (смазка узлов СК производится согласно карте смазки);

- доливка масла в редукторе в количестве, не превышающем контрольный уровень (при необходимости). При доливке масла в картер редуктора следует предварительно слить конденсат из картера частичным отворотом сливной пробки. При применении в редукторе магнитного улавливающего устройства следует через 15 дней работы СК (после его пуска) без замены масла очистить магнитное устройство от металлических частиц и установить его на место. В последующем очистку производить при доливке и замене масла;

- проверка осевых и радиальных перемещений ведущего и ведомого валов (нормативы допустимого осевого перемещения валов редукторов Ц2НШ-450 и Ц2НШ-750 приведены в табл. 6);

Таблица 6

Нормативы допустимого осевого перемещения валов редукторов Ц2НШ-450 и Ц2НШ-750

Тип редуктора	Новый редуктор	Редуктор после капремонта	Критерий вывода редуктора из эксплуатации
Быстроходный вал			
Ц2НШ-450	до 3 мм	до 6 мм	свыше 8 мм
Ц2НШ-750	до 4 мм	до 8 мм	свыше 9 мм
Тихоходный вал			
Ц2НШ-450	до 1,5 мм	до 2 мм	свыше 2 мм
Ц2НШ-750	до 1,5 мм	до 2 мм	свыше 2 мм

- проверка состояния уплотнительных элементов валов редуктора, манжет, уплотнительных колец, прокладок крышек валов и смотрового люка;
- проверка состояния тормозного шкива, шкивов электродвигателя и редуктора;
- проверка состояния и замена крепежных и стопорных деталей при наличии износа, вмятин и погнутости;
- проверка фиксатора головки, замена крепежных, стопорных деталей при наличии износа, вмятин и т.д.;
- обслуживание электродвигателя;
- проверка электросхемы станции управления (далее – СУ), зачистка контактов пускателя, обслуживание автоматического выключателя и других коммутационных приборов;
- замер уровня сопротивления изоляции кабеля от СУ до электродвигателя и, при необходимости, замена, замер сопротивления изоляции обмоток электродвигателя;
- восстановление надписи на СК;
- проверка технического состояния и обслуживание головки балансира.

По результатам оценки фактического технического состояния ШСНУ с механическим приводом при необходимости выполняются следующие виды работ, относящиеся к **текущему ремонту**:

- замена подшипников, втулок, пальцев, осей и других элементов СК;
- устранение дефектов фундамента или рамы;
- ремонт или замена электродвигателя;
- ремонт или замена редуктора;
- ремонт или замена балансира;
- ремонт или замена шатунов;
- ремонт или замена кривошипов СК;
- устранение дефектов клиноременной передачи;
- устранение дефектов в металлоконструкциях и деталях;
- замена крепежных и стопорных деталей;
- замена шкивов клиноременной передачи;

- ремонт или замена станции управления;
- ремонт площадки обслуживания СК, лестниц, ограждений;
- замена канатной подвески;
- замена масла в редукторе.

Замена масла в редукторе производится каждые 12 месяцев. В новом (капитально отремонтированном редукторе) замена масла производится через 15 дней после пуска в работу. При этом картер редуктора промывается дизельным топливом, не содержащим воды и кислоты, и заливается новое масло. При применении в редукторе магнитного улавливающего устройства следует через 15 дней работы СК (после его пуска) без замены масла очистить магнитное устройство от металлических частиц и установить его на место. Впоследствии очистку производить при доливке и замене масла.

Капитальный ремонт СК и скважинных насосов производится в соответствии с согласованным техническим заданием, с ревизией и последующим ремонтом либо заменой изношенного узла и включает следующие этапы работы с корректировкой на группу оборудования (цех по ремонту СК):

1. Предварительное составление дефектной ведомости станка на комплектность по механической части и электрооборудованию.
2. Полная разборка станка и всех его узлов.
3. Дефектовка, контроль, сортировка деталей.
4. Промывка и протирка всех деталей.
5. Уточнение предварительно составленной дефектной ведомости по деталям, требующим восстановления или замены.
6. Измерение износа трущихся поверхностей перед ремонтом базовых деталей.
7. Ремонт/замена электрической части станка-качалки: электрошкафа, разводки, шин, жгутовки, диагностика.
8. Ремонт/замена деталей и узлов, имеющих износ или повреждения в соответствии с дефектной ведомостью, устранение которых технически возможно и экономически целесообразно.
9. Замена изношенных подшипников качения.
10. Ремонт редуктора.

11. Замена системы смазки.
 12. Ремонт/замена деталей, имеющих повреждения, устранение которых либо невозможно по техническим причинам, либо экономически нецелесообразно (включая замены деталей оборудования).
 13. Замена и подгонка регулировочных клиньев и прижимных планок.
 14. Замена изношенных крепежных деталей.
 15. Ремонт ограждений (щитков, кожухов, крышек).
 16. Сборка всех узлов станка, проверка правильности взаимодействия узлов и механизмов.
 17. Шпаклевка и покраска в соответствии с требованиями к отделке оборудования.
 18. Обкатка на холостом ходу станка-качалки на разных скоростях и подачах.
 19. Проверка на жесткость и соответствие нормам точности.
 20. Предварительные пусконаладочные работы станка-качалки.
- Низкий уровень автоматизации процессов диагностирования нефтепромыслового оборудования, необходимость привлечения специализированных подрядных организаций и оплаты труда высококвалифицированных специалистов-диагностов обуславливает значительные материальные затраты на обслуживание и поддержание работоспособности ШСНУ.

7.2.3. Результаты опытно-промышленных испытаний перспективных приводов штанговых скважинных насосных установок

В настоящее время на территории России и стран СНГ свыше 60 % скважин эксплуатируются с использованием ШСНУ, оснащенных преимущественно механическим приводом – балансирными станками-качалками. К основным достоинствам балансирных СК следует отнести простоту устройства и обслуживания, длительные периоды эксплуатации, невысокую стоимость комплектующих и изделия в целом. Однако существенная металлоемкость СК, наличие подвижных узлов с значительными моментами инерции, использование в конструкции клиноременных передач и асинхронного

электропривода приводит к возникновению ряда недостатков, отрицательно влияющих на эффективность эксплуатации ШСНУ. Традиционно к недостаткам балансирных СК относят:

- необходимость устройства массивных фундаментов, что не всегда возможно в условиях неустойчивых грунтов (болотистые почвы, вечная мерзлота и т.д.);

- наличие горизонтальных составляющих опорных реакций фундамента при работе привода, расшатывающих его и вызывающих необходимость корректировки положения привода относительно оси скважины;

- существенные материальные и временные затраты на монтаж и демонтаж СК на скважине;

- снижение коэффициента мощности асинхронного привода вследствие изменчивости, цикличности внешних нагрузок;

- ограниченный диапазон регулирования скорости поступательного движения головки балансира;

- низкое быстродействие и недостаточная точность систем управления, что обуславливается наличием асинхронного привода и клиноременных передач в кинематической цепи механизма СК.

С целью устранения указанных недостатков специалистами инженерно-технических служб ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» были спланированы и проведены производственные испытания перспективных приводов ШСНУ.

Гидроприводы ШСНУ. Известно, что снижение металлоемкости и габаритных размеров машин и механизмов, а также улучшение регулировочных свойств их систем управления может быть обеспечено посредством использования гидравлического привода. На нефтепромыслах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» прошли опытно-промышленные испытания гидроприводов штанговых скважинных насосов НПК-10-8-6 (производитель ООО «НПК», г. Пермь) и ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» (производитель ООО НПП «ПСМ-Импэкс», г. Екатеринбург).

Оба гидропривода имеют модульное исполнение и состоят из силового гидроцилиндра и маслостанции; оснащаются встроенными

системами телеметрии, что позволяет удаленно следить за характеристиками скважины и оборудования, а также оперативно вносить изменения в параметры работы гидропривода. Построение динамограмм на гидроприводах происходит путем пересчета давления в гидроцилиндре в нагрузку на штоке, что исключает необходимость использования специальных динамографов.

Привод НПК-10-8-6 (рис. 29) предназначен для придания возвратно-поступательного движения плунжерам глубинных штанговых насосов при откачке жидкости из скважины с максимальной нагрузкой на штоке 80 кН. Привод монтируется непосредственно на колонном фланце устьевого арматуры, что исключает необходимость центрирования и предотвращает утечки рабочей жидкости по штоку гидроцилиндра. Однако данный способ монтажа обуславливает значительные нагрузки на устьевую арматуру, что существенно ограничивает область применения привода. Гидропривод НПК-10-9-6 обеспечивает бесступенчатое изменение длины хода штока от 0,1 до 6 м и числа двойных ходов штока в диапазоне от 0,1 до 6 мин⁻¹. Регулирование числа качаний осуществляется посредством включения/отключения насосов маслостанции и заданием пауз в конце хода штока. Маслостанция и станция управления гидроприводом устанавливаются на раме, лежащей на земле. В гидроприводе НПК-10-8-6 реализован пневматический способ уравнивания: при опускании колонны штанг осуществляется зарядка пневмоаккумулятора, запасенная энергия расходуется при подъеме пластовой жидкости.

Гидропривод ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» (рис. 30) монтируется над устьем скважины на фундаментных плитах. Силовой гидроцилиндр установлен на опоре шатрового типа, не имеющей непосредственной связи с устьевым оборудованием. Маслостанция и станция управления располагаются в блок-боксе, который исключает воздействие внешних факторов на работу оборудования и повышает безопасность эксплуатации. Размещение оборудования в укрытии и наличие нагревательного элемента в маслостанции обеспечивают самостоятельный запуск установки после аварийного отключения электроэнергии при температурах ниже –20 °С.

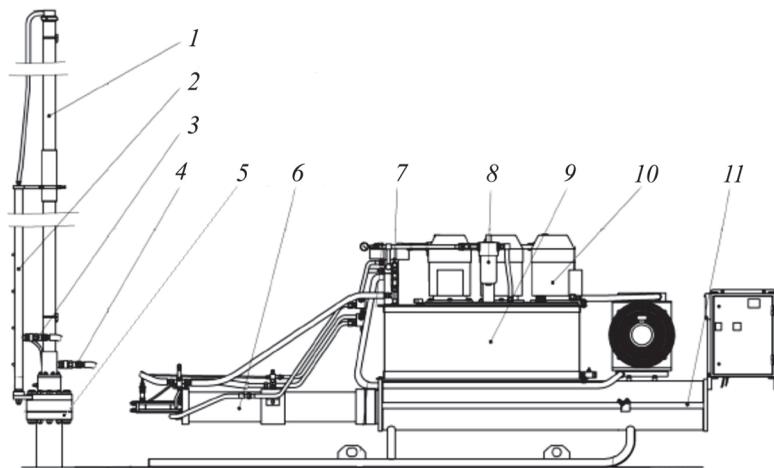


Рис. 29. Гидропривод штанговой скважинной насосной установки НПК-10-8-6: 1 – силовой гидроцилиндр; 2 – рама мачты; 3, 4 – быстроразъемные соединения трубопроводов; 5 – устьевое оборудование скважины; 6 – вспомогательные гидроцилиндры; 7 – панель гидрораспределителей; 8 – фильтр; 9 – маслостанция; 10 – приводные электродвигатели; 11 – рама

Регулирование числа качаний на «Гейзере» осуществляется посредством использования частотного преобразователя в диапазоне от 1 до 6 двойных ходов в минуту, длина хода штока изменяется от 1 до 3,5 м. Уравновешивание реализовано с использованием электродинамического торможения: при ходе штока вниз приводной электродвигатель работает в генераторном режиме. Интеллектуальная система управления ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» позволяет подключать периферийные устройства, например эхолоты, что обеспечивает комплексную оценку работы системы привод – скважина.

Сравнительные испытания приводов ШСНУ проводились на скважинах Сосновского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Обливского месторождения ТПП «РИТЭК–Уралойл». При проведении испытаний определялись удельные энергозатраты на добычу пластовой жидкости при использовании традиционных балансирных станков-качалок типа СК-8, гидравлических приводов ШСНУ НПК-10-8-6 и ГПШСН 80-3,5 «Гейзер».

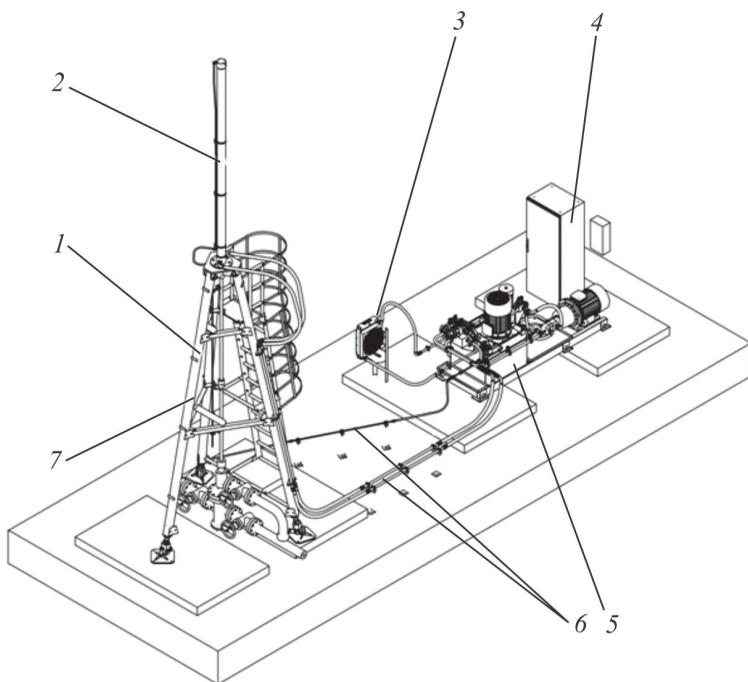


Рис. 30. Гидропривод штанговой скважинной установки ГПШСН 80-3,5 «Гейзер»: 1 – опора; 2 – силовой гидроцилиндр; 3 – радиатор; 4 – станция управления; 5 – маслостанция; 6 – рукава высокого давления; 7 – узел подвески насоса

Привод штангового скважинного насоса НПК-10-8-6, смонтированный на скважине 1096 Обливского месторождения, эксплуатировался со следующими параметрами: длина хода штока 2,5 м, число двойных ходов 5 мин⁻¹. Удельное энергопотребление составило 24,4 кВт·ч/м³, что в 1,9 раза выше, чем на балансирующем механическом СК, с использованием которого данная скважина эксплуатировалась ранее (табл. 7). Значительные удельные энергозатраты при работе НПК-10-8-6 объясняются несовершенством выбранных способов управления и уравнивания гидропривода. Изменение числа качаний посредством задания пауз в конце хода штока обуславливает снижение КПД привода. Энергии, запасаемой пневмоак-

кумулятором при опускании колонны штанг, объективно недостаточно для сколько-нибудь существенного уменьшения мощности, потребляемой приводом во время подъема пластовой жидкости.

Таблица 7

Результаты сравнительных испытаний приводов ШСНУ

Показатели	Месторождение, скважина					
	Обливское, №1096		Сосновское, № 404		Западное, №1001	
Привод ШСНУ	СК-8	НПК-10-8-6	СК-8	ГПШСН 80-3,5 «Гейзер»	СКДР-8-3	СКДР-8-3
Тип двигателя	асинхронный					вентильный
Мощность двигателя, кВт	22	11	22	37	22	22
Частота вращения вала двигателя, об/мин	970	1480	970	1480	980	980
Длина хода штока, м	2,5	2,5	2,5	2,5	3	3
Число двойных ходов штока, мин ⁻¹	5	5	5	5	5,6	5,6
Длительность замеров, сут	9	27	6	5	12	14
Удельное потребление электроэнергии, кВт·ч/м ³	12,8	24,4	11,25	12,76	5,4	4,7
Изменение удельного энергопотребления, %	100	190,6	100	113,4	100	87

Наряду с указанными недостатками выявлены существенные достоинства гидроприводов НПК-10-8-6. В процессе опытной эксплуатации зафиксировано отключение гидравлического привода в связи с зависанием колонны штанг по причине образования в скважине асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Из пробоотборника выходил газ с фрагментами парафина. Нагрузка на

штоке при движении вверх – 90 кН, при движении вниз – 0 (зависание). Подача горячей нефти под давлением в затрубное пространство результатов не дала, циркуляция жидкости отсутствовала. Гидравлический привод был запущен в режиме реанимации скважины, при котором скорость движения вниз и длина хода штока автоматически варьировались в соответствии с нагрузкой в точке подвеса колонны штанг. Установлено число качаний 1 мин^{-1} , длина хода в начале работ составляла 0,5 м. Совместно с работой гидравлического привода в затрубное пространство подавалась горячая нефть. В течение двух часов автоматической работы привода ход штока увеличился до установленного значения 2,5 м, снизилось давление подачи горячей нефти, появилась циркуляция жидкости. Через 2,5 ч после начала работ был закачан весь планируемый объем горячей нефти. Через 3 ч работы привода нагрузка на штоке нормализовалась, режим работы ШСНУ возвращен к номинальному.

Таким образом, использование гидравлического привода позволило промыть АСПО и восстановить подачу жидкости без проведения текущего ремонта скважины. Следует отметить, что в период подконтрольной эксплуатации не зафиксировано ни одного случая остановки ШСНУ по причине неисправности гидравлического привода, длительность безотказной работы которого составила 220 сут.

По результатам замеров на скважине № 404 Сосновского месторождения ЦДНГ10 удельные энергозатраты на добычу пластовой жидкости ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» и станка-качалки СК-8 находятся на одном уровне (см. табл. 7). Некоторое увеличение удельных энергозатрат при работе гидропривода «Гейзер» объясняется использованием насосов с малым ходом поршня, что обуславливает ухудшение условий работы приводных электродвигателей в генераторном режиме: сокращается период работы электродвигателя с постоянной скоростью, увеличивается время разгона и торможения.

В ходе опытной эксплуатации гидроприводов «Гейзер» определены узлы, лимитирующие ресурс данных установок. Низкими показателями надежности характеризуются насосы и электродвигатели маслостанций. Отсутствие жесткой связи силового цилиндра с устьевой арматурой обуславливает необходимость периодического

центрирования мачты-опоры, перекос которой приводит к интенсивному износу уплотнений и возникновению утечек рабочей жидкости по штоку силового гидроцилиндра. Уравновешивание с использованием электродинамического торможения определяет существенное снижение коэффициента мощности, что негативно сказывается на работе электрических машин нефтепромыслов. В то же время мобильность, простота монтажа, широкие пределы регулирования режимных параметров, наличие совершенных телеметрических систем контроля и управления являются несомненными плюсами рассмотренных установок.

Опытно-промышленные испытания СК с вентильным электроприводом. Автоматизация механических балансирных станков-качалок возможна посредством модернизации электропривода и оснащения насосных установок современными станциями управления. Снижение удельных энергозатрат и повышение точности управления при работе балансирных СК обеспечивается при использовании вентильных электродвигателей (ВД) с возбуждением от постоянных магнитов.

Конструктивно ВД, как и любой электродвигатель, состоит из статора и ротора. Статор – неподвижная часть электродвигателя; содержит обмотки, служащие для создания вращающегося электромагнитного поля внутри двигателя. Статор ВД монтируется непосредственно на редуктор СК, на крепеж крышки подшипника входного вала редуктора. Ротор – вращающаяся часть электродвигателя, устанавливается на входной вал редуктора СК и не имеет собственных подшипниковых опор (рис. 31). На поверхности ротора крепятся постоянные магниты, количество которых определяет число полюсов ВД.

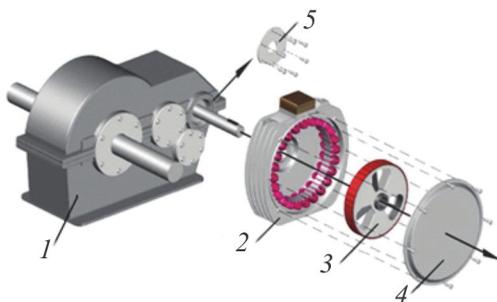
ВД обладают всеми достоинствами асинхронных электродвигателей, характеризуются высокой надежностью (наработка на отказ свыше 10 000 ч), большими значениями КПД и коэффициента мощности, меньшими тепловыми потерями, меньшими массами и габаритными размерами.

Работа вентильных двигателей ШСНУ осуществляется с использованием станций управления типа VLT SALT, принцип дейст-

вия которых основан на реализации программных алгоритмов, заложенных в память технологического контроллера. Станция управления контролирует текущее состояние ВД, величину и характер изменения нагрузки на валу двигателя, формирует соответствующие заданию и текущим условиям значения действующего напряжения и тока, фазу между напряжением и током, частоту питающего напряжения. Данный процесс во время работы ШСНУ реализуется непрерывно: от цикла к циклу, в соответствии с заложенным алгоритмом, технологический контроллер адаптирует задание к режиму минимального энергопотребления при оптимальной производительности установки.



а



б

Рис. 31. Установка вентильного двигателя на редуктор балансирующего СК: *а* – общий вид; *б* – принципиальная схема; 1 – редуктор балансирующего СК; 2 – статор ВД; 3 – ротор ВД; 4 – крышка ВД; 5 – крышка подшипникового узла входного вала редуктора

Крепление ротора ВД на валу редуктора позволяет устранить проскальзывания и потери, возникающие при работе клиноременной передачи. Совместное использование ВД с интеллектуальной станцией управления обеспечивает возможность регулирования пара-

метров ШСНУ в широких пределах: частота вращения вала двигателя уменьшается в крайних точках хода штока, контролируются предельные нагрузки и осуществляется регулировка скорости движения на участках подъема и опускания штанг.

Сравнительные испытания балансирных СК, оснащенных вентильным двигателем ВДПМ-СК-22В (производитель ООО «ЭПУ-ИТЦ», г. Москва) и асинхронным электродвигателем 4АМИ200МУ3/22/980 с клиноременной передачей, проводились на скважине № 1001 Западного месторождения ЦДНГ-7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Испытания проводились в два этапа с использованием станции управления Danfoss-SALT, станка-качалки СКДР-8-3 с редуктором ЦЗНШ-450-40. На первом этапе станок-качалка оборудовался вентильным двигателем, осуществлялась настройка станции управления, устанавливались заданные технические параметры работы ШСНУ. Методикой исследования предусматривалось проведение ежедневных замеров энергопотребления и дебита скважины. На втором этапе осуществлялся демонтаж вентильного двигателя и установка на СК шкивов клиноременной передачи и асинхронного двигателя. Программа испытаний повторялась в полном объеме с идентичными режимными параметрами работы ШСНУ.

Результаты испытаний показали снижение удельных энергозатрат при использовании ВД на 13 % (см. табл. 7). Исключение из кинематической цепи СК клиноременной передачи и применение интеллектуальных станций управления типа VLT SALT обеспечивает возможность регулирования параметров работы ШСНУ в широких диапазонах с высокими быстродействием и точностью. Однако наряду с указанными достоинствами следует отметить и недостатки, выявленные в ходе опытно-промышленных испытаний вентильных двигателей: значительная стоимость интеллектуальной станции управления типа VLT SALT и ВД; сложность настройки станции управления; высокая вероятность заклинивания двигателя при нарушении работы подшипниковых опор редуктора СК и появлении радиальных биений на приводном валу.

Анализ результатов опытно-промышленных испытаний приводов штанговых скважинных насосных установок, выполненных специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», позволяет сделать следующие выводы. Применение гидравлических приводов ШСНУ рационально при разработке вновь вводимых в эксплуатацию скважин, при периодической и кратковременной эксплуатации скважин, а также при устранении АСПО. Мобильность и меньшая металлоемкость, по сравнению с механическими СК, обуславливают снижение временных и материальных затрат на монтаж привода. Наличие совершенных систем телеметрии и управления позволяет осуществлять комплексную оценку системы привод – скважина и изменять параметры работы гидропривода в широких пределах. В то же время актуальными остаются задачи снижения энергопотребления, совершенствования конструкции и повышения надежности узлов гидравлических приводов ШСНУ.

Оснащение механических балансирных СК вентильными двигателями и интеллектуальными станциями управления позволяет контролировать показатели работы ШСНУ, осуществлять точное регулирование с высоким быстродействием режимных параметров работы установок. Автоматизация механических приводов ШСНУ обуславливает уменьшение удельных энергозатрат процесса добычи нефти и, при соответствующей подготовке обслуживающего персонала, обеспечивает повышение надежности и эффективности использования промыслового оборудования.

Ключевым фактором, сдерживающим внедрение и широкое использование перспективных приводов ШСНУ, является их высокая стоимость по сравнению с балансирными СК, оснащенными асинхронными двигателями. В условиях неблагоприятной ценовой конъюнктуры на нефтяных рынках добывающие компании вынуждены снижать издержки и уменьшать затраты на закупку промыслового оборудования. Одним из путей снижения стоимости перспективных приводов ШСНУ является отказ от импортных комплектующих и использование отечественных аналогов при их производстве.

7.3. Эксплуатация и ремонт установок электроцентробежных насосов

Установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси. Ими оборудовано свыше 35 % всего фонда скважин страны. ЭЦН имеют широкий диапазон подач – от 10 до 1000 м³/сут и более, обеспечивают напор до 3500 м. На рис. 32 представлено оборудование, входящее в компоновку УЭЦН.

В процессе эксплуатации УЭЦН подвергается воздействию различных разрушающих факторов:

- воздействие высокоминерализованной пластовой жидкости обуславливает интенсивное протекание коррозионных процессов. Сочетание воздействия высокоминерализованной воды и электрического тока приводит к возникновению электрохимической коррозии металла;

- наличие в пластовой жидкости газа обуславливает протекание кавитационных процессов в рабочих ступенях насоса. Также свободный газ вызывает колебание развиваемого насосом давления, при этом создаются дополнительные нагрузки на погружной электродвигатель (ПЭД). Срыв подачи насоса является результатом перекрытия проточного тракта насоса газовыми пробками;

- высокие температуры откачиваемой пластовой жидкости. Долговечность материала изоляции кабеля и обмоточного провода погружного электродвигателя уменьшается с увеличением температуры, что приводит к пробоям в изоляции и выходу из строя ПЭД.

При отказе какого-либо узла УЭЦН полностью прекращается процесс добычи пластовой жидкости. Процесс извлечения и замены вышедшего из строя узла требует подъема всего комплекса оборудования, находящегося в скважине, что значительно увеличивает время обнаружения дефекта, его устранения и повторного монтажа оборудования в скважине для воспроизведения процесса добычи. По сравнению с другими способами скважинной добычи добыча

нефти с использованием УЭЦН является наиболее технически сложной. Ремонт данного оборудования, очевидно, является также дорогостоящим.

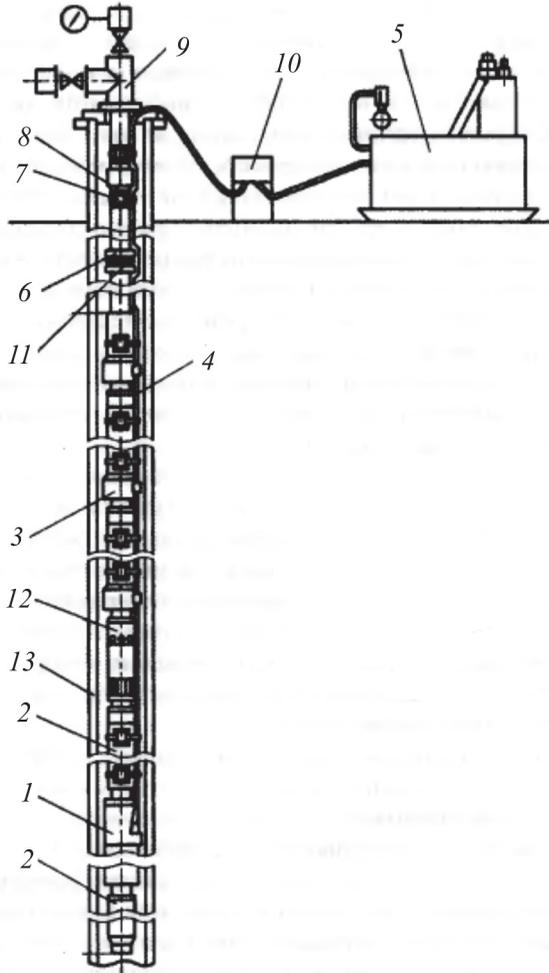


Рис. 32. Структурная схема УЭЦН: 1 – электродвигатель; 2 – гидрозащита; 3 – насос; 4 – кабельная линия; 5 – комплектное трансформаторное устройство; 6 – клапан спускной; 7 – пояс; 8 – НКТ; 9 – оборудование устья скважины; 10 – выносной пункт подключения кабеля; 11 – клапан обратный; 12 – газосепаратор; 13 – обсадная колонна

Вышеперечисленные факторы обуславливают дополнительные требования к точности определения ресурса на стадии проектирования и изготовления УЭЦН, так как именно от точности определения ресурса деталей установки зависит своевременное техническое обслуживание и ремонт УЭЦН, что определяет непрерывность процесса добычи нефти и экономическую выгоду предприятия.

Срок эксплуатации насоса и межремонтные периоды зависят от условий его работы и абразивных свойств перекачиваемой жидкости. При незначительном содержании песка в пластовой жидкости межремонтный период составляет от 9 до 24 месяцев.

Во всех случаях в процессе эксплуатации погружные электронасосы не требуют постоянного ухода за ними. Устройство станции управления позволяет контролировать работу УЭЦН на заданном режиме. Наблюдение за работой погружного оборудования заключается в следующем:

- не реже одного раза в сутки замеряют подачу насоса (при наличии интеллектуальной СУ контроль осуществляется непрерывно);
- при спуске установки, а также еженедельно замеряют напряжение и ток электродвигателя (при наличии интеллектуальной СУ контроль осуществляется непрерывно);
- при отключении установки повторно пускают ее только после измерения сопротивления изоляции системы кабель – двигатель;
- периодически очищают аппаратуру станции управления от пыли и грязи, проверяют затяжку болтов на вводе, выводе и перемычках трансформатора.

Насосы проходят только текущие и капитальный ремонты, которые осуществляются в специализированных ремонтных мастерских. Основными неисправностями в работе насоса могут быть следующие: уменьшение подачи насоса, что может быть вызвано либо засорением приемной сетки, либо износом рабочих органов; полное прекращение подачи и остановка двигателя. Последняя неисправность может быть вызвана заклиниванием или большим сопротивлением вращению вала из-за износа опорных шайб рабочих колес. Разборка насоса производится на сборочно-разборочном стенде, куда насос поступает после наружной очистки.

Все детали насоса направляют в моечную машину. Чистые и сухие детали проходят контроль. Направляющие аппараты и рабочие колеса замеряются специальными калибрами и скобками. Конец вала насоса в месте посадки сальника проверяется микрометром. Визуально проверяются выточки под стопорные кольца. Вал насоса в случае изгиба подлежит правке. Шлицевой конец восстанавливают. Шпонку вала в случае смятия заменяют новой. Корпус насоса проверяют аналогично корпусу турбобура на прямолинейность и в случае необходимости правят, а дефектные участки резьб удаляют. Изношенные резиново-металлические подшипники выпрессовывают из корпусов и заменяют новыми, так же как элементы пят, упорные шайбы рабочих колес, кольца сальника и подшипники качения. Наружный диаметр последних должен сопрягаться с основанием насоса скользящей посадкой. Внешнее кольцо подшипника одевается на втулку в горячем состоянии напряженной посадкой. Втулка подшипника собирается с валом плотной посадкой. Изношенные рабочие колеса и направляющие аппараты заменяют новыми. Рабочие колеса должны свободно перемещаться вдоль вала. Направляющие аппараты с корпусом сопрягаются ходовой посадкой. Изношенные уплотнительные втулки выпрессовывают из направляющих аппарата, а на их место запрессовывают новые. Зазор между внутренним диаметром уплотнительной втулки и ступицей рабочего колеса не должен превышать 0,2 мм. Собирают насосы в обратном порядке.

Все насосы, прошедшие ремонт, должны быть подвергнуты обкатке и испытаниям на стенде-скважине. Целью испытаний является снятие комплексной характеристики насоса и проверка готовности его к эксплуатации.

7.4. Эксплуатация и ремонт резервуаров

Все эксплуатируемые на нефтепромыслах резервуары подвергаются осмотрам, текущему и капитальному ремонтам. Периодичность их устанавливается в зависимости от свойств среды, хранимой в резервуаре. Осмотр же предохранительных клапанов, дренажных

устройств, задвижек и других устройств проводится систематически. Осмотру также подвергаются сварочные швы с целью своевременного устранения течи. Перед проведением ремонтных работ резервуар должен быть полностью опорожнен и тщательно очищен.

Приступать к ремонту можно только после того, как содержание паров продукта в резервуаре будет соответствовать допустимым нормам. Осадки на дне и стенках очищают деревянными лопатками, совками, скребками, щетками и метлами. Нельзя пользоваться предметами, которые могут вызвать искру.

Перед ремонтом стенки протирают ветошью, а коррозию очищают металлическими щетками. Обнаруженные при эксплуатации дефектные швы подваривают, предварительно удалив поврежденный участок шва газовой горелкой или механическим путем. Может быть удалена дефектная часть корпуса или установлена заплатка. Качество сварки проверяют различными методами: с одной стороны шов обдувают сжатым воздухом, а с другой – покрывают мыльным раствором. Если в течение времени (2–24 ч) не обнаружено пропусков воды и уровень ее не снизился, емкость считают выдержавшей испытания. Вакуумный контроль применяют тогда, когда применение других способов исключено. Вакуум создают переносной вакуум-камерой, которую устанавливают на проверяемом участке шва, обильно смоченном мыльным раствором. В результате разности давлений, созданной вакуум-насосом, на дефектном шве образуются пузыри, хорошо видимые через прозрачный верх камеры.

Также широко применяют рентгеновский способ контроля сварных швов сосудов нефтяных и газовых промыслов.

7.5. Техника безопасности при эксплуатации и ремонте нефтепромыслового оборудования

7.5.1. Техника безопасности при эксплуатации фонтанной арматуры

При установке фонтанной арматуры на колонную головку должны быть чистыми уплотнительные канавки на фланцах и правильно уложены прокладки. Во избежание перекоса фланцев

шпильки следует затягивать равномерно. Фонтанную елку устанавливают после спуска в скважину насосно-компрессорных труб и установки трубной головки. При эксплуатации фонтанной скважины должен быть установлен систематический контроль за арматурой, исправностью манометров, фланцевых соединений, дросселя и сальниковых уплотнений задвижек.

После установки арматуры на устье скважины требуется проверить набивку уплотнительной смазки запорных устройств и плавность работы затвора.

Работы по монтажу, демонтажу, устранение неисправностей, замена быстроизнашивающихся и сменных деталей при наличии давления в арматуре запрещаются. Не допускается эксплуатация арматуры при неисправных манометрах, клапанах в запорных устройствах.

Периодически необходимо затягивать фланцевые соединения при помощи накидных ключей без применения дополнительных рычагов.

7.5.2. Техника безопасности при эксплуатации ШСНУ

Основные положения по технике безопасности – ограждение движущихся частей станка-качалки и правильное выполнение требований при ремонте. При эксплуатации станков-качалок основными требованиями по технике безопасности являются следующие:

1. Все движущиеся части станка должны быть ограждены.
2. При нижнем положении головки балансира расстояние между траверсой подвески сальникового штока и устьевым сальником должно быть не менее 20 см.
3. Запрещается проворачивать шкив редуктора вручную и тормозить его подкладыванием трубы, лома.
4. Запрещается снимать клиновой ремень при помощи рычагов; устанавливать и снимать ремень необходимо путем передвижения электродвигателя.
5. Осмотр или замену отдельных частей станка необходимо выполнять при остановке и затормаживании станка.

6. До начала ремонтных работ на установке привод должен быть отключен, а на пусковом устройстве укреплен плакат: «Не включать – работают люди».

Скважинная насосная установка перед пуском в эксплуатацию должна быть заземлена.

7.5.3. Техника безопасности при эксплуатации УЭЦН

При эксплуатации установок электроцентробежных насосов основными требованиями по технике безопасности являются следующие:

1. В качестве заземлителя для электрооборудования погружного центробежного электронасоса должен быть использован кондуктор или техническая колонная скважина. Заземляющий проводник должен быть стальным, сечением не менее 48 мм², привариваться к кондуктору (технической колонне) не менее чем в двух местах и заглубляться в землю не менее чем на 0,5 м.

2. Если наземное электрооборудование погружных центробежных электронасосов установлено в будке, станция управления должна быть расположена таким образом, чтобы при открытых дверцах ее обеспечивался свободный выход наружу. Дверь будки должна открываться наружу.

3. При установке наземного электрооборудования УЭЦН под навесом оно должно быть ограждено, а пол рабочей площадки должен быть над уровнем земли (не менее чем на 200 мм).

4. Дверца станции управления должна иметь замок, ключ от которого должен находиться у лица электротехнического персонала, обслуживающего установку.

5. Бронированный кабель, идущий к устью скважины, должен быть проложен по специальным опорам. Через каждые 50 м трассы должны быть установлены предупредительные знаки.

6. Прокладывать кабель со стороны мостков и в местах, предназначенных для установки трактора-подъемника, запрещается.

7. Во время спуско-подъемных операций производить какие-либо работы на кабеле запрещается.

8. При длительных перерывах в эксплуатации скважины напряжение должно быть полностью снято со всей УЭЦН.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бойцов Ю.П., Иванов С.Л., Фокин А.С. Надежность, эксплуатация и ремонт металлургических машин и оборудования: учеб. пособие / С.-Петерб. гос. горн. ин-т (техн. ун-т). – СПб., 2006. – 99 с.
2. Бухаленко Е.И., Абдулаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. – М.: Недра, 1985. – 390 с.
3. Быков И.Ю., Цхадая Н.Д. Эксплуатационная надежность и работоспособность буровых машин: учеб. пособие / Ухт. гос. техн. ун-т. – Ухта, 2004. – 196 с.
4. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров, В.С. Каштанов, С.С. Пекин. – М.: Нефть и газ, 2002. – 824 с.
5. Кузнецов В.С. Обслуживание и ремонт бурового оборудования. – М.: Недра, 1973. – 270 с.
6. Лапицкая С.В. Эксплуатация и ремонт нефтепромыслового оборудования: курс лекций / Гомель. гос. техн. ун-т им. П.О. Сухого. – Гомель, 2007. – 75 с.
7. Результаты опытно-промышленных испытаний перспективных приводов штанговых скважинных насосных установок / И.И. Мазеин, А.Н. Устинов, М.В. Тяктев, А.А. Рыбин, Д.И. Шишлянников, М.М. Тяктев // Горное оборудование и электромеханика. – 2016. – № 9. – С. 8–14.
8. Махмудов С.А. Монтаж, эксплуатация и ремонт скважинных штанговых насосных установок: справочник мастера. – М.: Недра, 1987. – 208 с.
9. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Альянс, 2010. – 588 с.
10. Самохвалов М.А. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования: учеб. пособие. – Томск: Изд-во Том. политехн. ун-та, 2010. – 312 с.

11. Софьина Н.Н., Шишлянников Д.И., Корнилов К.А. Оценка технического состояния узлов горного и нефтепромыслового оборудования методом возбуждения резонансных колебаний // Горное оборудование и электромеханика. – 2016. – № 9. – С. 34–37.

12. Эксплуатационный контроль и диагностирование оборудования по параметрам питания электропривода на примере штанговых скважинных насосных установок / Н.Н. Софьина, Д.И. Шишлянников, И.О. Гришина, К.А. Корнилов // Горное оборудование и электромеханика. – 2015. – № 9. – С. 26–31.

13. Васильев Е.М., Николаев А.В., Королев Н.А. Система управления электроприводом нагнетательных вентиляторов и сетевого насоса для поддержания теплового режима в шахтных стволах // Горное оборудование и электромеханика. – 2015. – № 1(110). – С. 20–24.

14. Основные положения о работе устройств, применяемых в горной, нефтегазодобывающей и энергетической промышленности: учеб. пособие / А.В. Николаев, В.А. Николаев, С.В. Нусс, Р.И. Садыков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 73 с.

Учебное издание

ШИШЛЯННИКОВ Дмитрий Игоревич,
НИКОЛАЕВ Александр Викторович,
ОСТРОВСКИЙ Виктор Георгиевич,
ЗВЕРЕВ Валерий Юрьевич

ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА
БУРОВОГО И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО
ОБОРУДОВАНИЯ

Учебное пособие

Редактор и корректор *В.В. Мальцева*

Подписано в печать 25.12.2017. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 9,5. Тираж 100 экз. Заказ № 334/2018.

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33.