**Содержание**

Предисловие 2

Ведение 3

1. Система планово-предупредительного ремонта и обслуживания оборудования 7

2. Структура ремонтных служб нефтепромысловых предприятий. Паспортизация оборудования 11

3. Организация ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования 15

Заключение 28

Список литературы 29

**Предисловие**

В разработанной экономической стра­тегии исключительно важная роль отводится формированию мощной топливно-энергетической базы страны, наращиванию темпов развития нефтяной и газовой промышленности. Дости­жение высокого уровня добычи нефти и природного газа тре­бует увеличения объема буровых работ, а следовательно, и затрат на изготовление бурового оборудования и инструмента. В связи с этим большое значение приобретает проблема повы­шения надежности и долговечности оборудования.

Основным направлением технического перевооружения яв­ляется широкое внедрение в производство современных дости­жений науки и техники. В нефтяной и газовой отраслях разра­ботаны долгосрочные комплексные программы технического пе­реоснащения промыслов высокоэффективным оборудованием в блочно-комплектном исполнении с высокой степенью автома­тизации, позволяющим широко внедрять индустриальные ме­тоды строительства и сокращать сроки ввода объектов в экс­плуатацию.

Сложность эксплуатации бурового и нефтепромыслового оборудования, связанная с разбросанностью объектов нефтега­зодобычи, расположением их в неблагоприятных природно-кли­матических условиях, удаленностью от промышленных центров, требует высокой квалификации работников, занятых на мон­тажных и ремонтных работах, изучения передового опыта в этом направлении.

**Введение**

Необходимое количество нефти и газа для обеспе­чения потребности населения России вполне достаточно, если разрабатывать только нефтегазовые месторождения на ее сухо­путной территории. Однако увеличение объема поставок нефти за рубеж по соглашениям, заключаемым на длительное время, требует и соответствующего прироста запасов нефти и газа. В настоящее время через границы России (кроме северных) про­ложены или будут проложены магистральные трубопроводы, по которым непрерывным потоком идут и будут идти все в больших количествах нефть и газ. Одновременно будет расти и внутрен­нее их потребление.

Не слишком ясна цель, с которой настойчиво увеличиваются объемы зарубежных поставок, но поскольку имеется такая тен­денция, в разработку будут вводиться все большее число сухо­путных месторождений (при условии, что они будут найдены). Можно лишь отметить, что в будущем не предвидится слишком большого увеличения "сухопутных" разведанных запасов нефти и газа, достаточных для обеспечения потребностей как России, так и "ближнего и дальнего" зарубежья.

Очевидно, по этой причине последние годы в России стали уделять все возрастающее внимание исследованиям и поискам нефти и газа на акваториях морей, прилегающих к границам страны. Длительное время поиски проводились на Каспийском море. Там же впервые в СССР начали промышленную морскую добычу нефти и газа. Затем было начато изучение возможностей добычи нефти М газа на других морях- Черном и Азовском, Бал­тийском, Охотском. В условиях практически незамерзающих мо­рей работы но бурению нефтегазовых скважин могут осуществ­ляться с так называемых "буровых судов". Они представляют суда, на которых устанавливается необходимое оборудование для бурения; кроме того, буровое судно обеспечивается якорной сис­темой, позволяющей удерживать его в заданной точке. В прин­ципе особых сложностей бурение скважин на свободной от льда акватории не представляет. "Сложности" наступают в процессе промышленной добычи нефти и газа в морских условиях. Высо­кий уровень коррозионной активности морской воды, постоянное воздействие ветра, волн и течений на подводные конструкции оказывает на них крайне неблагоприятное воздействие, приводя довольно часто к авариям. Аварии, как правило, сопровождаются попаданием нефти и газа и водную среду, вызывая тяжелые по­следствия для экологии моря не только в месте аварии, но и на значительном от нее отдалении, так как попавшая в акваторию нефть течением уносится далеко от мест аварии, загрязняя и во­ду, и берег на десятки километров.

Поэтому чрезмерная активность освоения морских нефтегазо­вых месторождений стала ограничиваться жесткими требования­ми обеспечения экологической безопасности. Во многих странах начали проводиться исследования по созданию конструкций и форм морских нефтегазовых сооружений (МНГС), обеспечи­вающих минимальное воздействие на окружающую морскую сре­ду. Особенно активно такие исследования приводились для не­замерзающих морей Разработано множество различны): форм МНГС как стационарных, так и плавающих. Осваиваются место­рождения, расположенные на глубинах более одного километра. Это потребовало создания соответствующих МНГС, методов их сооружения и эксплуатации.

С начала семидесятых годов XX века в Канаде, Норвегии и Англии начали проводиться сначала исследования, а затем и практическая реализация методой и технических средств разра­ботки месторождений нефти и газа в акваториях замерзающих морей. В этих условиях появляется кроме воздействия волн и течений воздействие на МНГС давления льда. Именно оно явля­ется в конечном счете наиболее мощным воздействием на несу­щие конструкции МНГС и способно привести к их разрушению. Поэтому МНГС для замерзающих морей приобрели мощные тя­желовесные формы, способные выдержать давление льда И обес­печить сохранность коммуникаций (грубы, кабели), связываю­щих верхнее строение с дном моря, на котором находятся устья добывающих нефть и газ скважин. В конце концов, наиболее продвинутой и освоении подводных месторождений на замер­зающих морях оказалась нефтегазовая промышленность Норве­гии и Канады. Наиболее значимые результаты были достигнуты в акватории Северного моря; причем морские нефтегазовые со­оружения размещались практически на всей акватории Северно­го моря. Канала, в свою очередь, проводила работы по освоению акватории моря Бофорта, установив большое количество ледостойких платформ различных форм. К сожалению, не обходилось без аварий как при освоении моря Бофорта, так и Северного моря.

В США были развернуты работы на континентальном шельфе Аляски. Первые скважины были пробурены а 1962 г.. а в 1963 г. установлена ледостойкая платформа на глубине 19 м В течение следующих нескольких лет на глубинах 20-40 м были установ­лены еще несколько ледостойких платформ. Кроме ледостойких платформ в заливе Кука и на арктическом шельфе Канады до­вольно широко использовались для добычи нефти так называе­мые "острова" из набросного камня и даже из льда. Такие остро­ва показали, что они обеспечивают высокий уровень надежности добычи нефти и газа.

Следует отметить, что не только акватории северных морей перспективны на нефть и газ. В 1970-х были пробурены не­сколько скважин в районе акватории моря Росса в Антарктиде. При этом была произведена оценка запасов нефти и газа только в этом районе. Они составили около 6.5 млрд. т. нефти и 4 трлн. м3 газа. Сколько их содержится в других районах антарктическо­го шельфа, предстоит еще выяснять.

Норвегия я девяностые годы XX столетия начала работы по освоению нефтегазовых месторождений Баренцева моря.

Настойчивое стремление нефтегазовых компаний многих стран мира принимать участие в разведке и разработке морских месторождений объясняется не только желанием закрепить за собой право на производство этих работ, но и пониманием того факта, что сухопутные месторождения уже начали истощаться и надо подготовиться к разработке морских месторождений. По­этому своевременное создание морских ветвей нефтегазового комплекса позволит принять активное участие в получении бо­лее основательных возможностей для добычи нефти и газа на пока еще полноценных морских нефтегазовых месторождениях.

Посмотрим далее, как обстоит дело с исследованием и освое­нием морских нефтегазовых месторождений России.

Еще во времена СССР, а затем и в России проведены доста­точно серьезные изыскания на Каспийском и Балтийском морях, в результате которых появилась возможность строительства МНГС. В свое время этим занимались Мингазпром и Миннефтепром СССР, а в настоящее время - компании «Лукойл» и «Газпром». Развернуты большие работы по освоению морских месторождений Охотского моря, и которых принимают участие зарубежные компании. Так. компания Сахалин - Энерджи нача­ла интенсивное освоение шельфа Сахалина. В 1991 г. консорци­ум компаний «Мак Дермот», «Марафон ойл» и «Мицуи» провел анализ возможностей добычи нефти и газа на шельфе Сахалина. В 1994 г. создана компания «Сахалин энерджи инвестмент компани», и в этот же год она подписала договор с РФ о разделе продукции (СРП). С этого времени, можно сказать, и началось освоение нефтегазовых ресурсов Охотского моря проектами Сахалин-1, Сахалин-2 и далее Сахалин 3. К сожалению, соглашение СРП-1994 г. для России оказалось в экономическом и даже экологическом плане, мягко говоря, невыгодным.

Северные моря России пока еще разведаны на нефть и газ слабо. Наиболее полно разведаны запасы нефти и газа Баренцева и Печорского морей. Остальные моря (Карское, Лаптевых, Вос­точно-Сибирское, Чукотское, Берингово) исследованы пока еще слабо. Это объясняется в основном двумя факторами: первый -не было необходимости, так как было вполне достаточно сухо­путных месторождений, и второй - труднопреодолимый защит­ный ледовый покров (как для обычных судов, так и для сущест­вующих ледоколов) чрезвычайно затрудняет любой вид работ на акватории северных морей.

В последние годы, начиная с 2000-го. начаты интенсивные проектные и строительные работы по освоению месторождений Баренцева и Печорского морей. Строятся стационарные плат­формы для Приразломного месторождения (Печорское море). ведутся работы по МНГС для Штокмановского месторождения. По-видимому, будут созданы методы освоения и других морей. Учитывая потенциальную возможность обеспечения нефтегазо­выми ресурсами Северных морей как самой России, так и её "спонсоров", в России все более быстрыми темпами развиваются исследовательские, проектные и конструкторские работы в этом направлении.

**1. Система планово-предупредительного ремонта и обслуживания оборудования**

Правильная эксплуатация машин или механизмов до пол­ного выхода из строя требует своевременных остановок для за­мены быстроизнашивающихся деталей, необходимой регули­ровки и ремонта.

Для сохранения нормальной работоспособности бурового и нефтепромыслового оборудования применяют систему планово-предупредительного ремонта (ППР), представляющую собой совокупность организационно-технических мероприятий по уходу, надзору и ремонту, проводимых в плановом порядке. Благодаря такой системе заранее планируется остановка ма­шин на ремонт по графику, подготавливаются запасные части, материалы и т. д.

Система планово-предупредительного ремонта технологиче­ского оборудования характеризуется следующими основными особенностями.

1. Оборудование ремонтируется в плановом порядке, через определенное число отработанных машино-часов или в соответ­ствии с установленной нормой отработки в календарных днях.
2. Определенное число последовательно чередующихся пла­новых ремонтов соответствующего вида образует периодически повторяющийся ремонтный цикл.
3. Каждый плановый периодический ремонт осуществляется в объеме, восполняющем тот износ оборудования, который явился результатом его эксплуатации в предшествовавший ре­монту период; он должен обеспечивать нормальную работу обо­рудования до следующего планового ремонта, срок которого наступит через определенный, заранее установленный проме­жуток времени.
4. Между периодическими плановыми ремонтами каждая машина систематически подвергается техническим осмотрам, в процессе которых устраняют мелкие дефекты, производят ре­гулировку, очистку и смазку механизма, а также определяют номенклатуру деталей, которые должны быть подготовлены для замены износившихся.

Система планово-предупредительного ремонта в зависимости от объема и сложности ремонтных работ предусматривает проведение текущего и капитального ремонтов.

Текущий ремонт— это минимальный по объему плановый ремонт, с помощью которого оборудование поддерживается в работоспособном состоянии. Он выполняется непосредственно на месте установки оборудования.

При текущем ремонте проверяют состояние оборудования, заменяют быстроизнашивающиеся детали, меняют при необхо­димости смазку и устраняют дефекты, не требующие разборки сложных узлов оборудования. Те неисправности оборудования, которые не могут быть устранены силами службы технического обслуживания, устраняют выездные ремонтные бригады.

Перечень ремонтных работ при текущем ремонте определя­ется классификатором ремонта. После ремонта проверяют работу оборудования, регулируют узлы и механизмы».

Капитальный ремонт — наиболее сложный и трудоемкий
вид планового ремонта, при котором производят полную раз­борку оборудования с последующим ремонтом или заменой
всех изношенных узлов или деталей, а также работы, входящие
в объем текущего ремонта. В результате капитального ремонта
полностью восстанавливается техническая характеристика оборудования.

Внеплановый ремонт— ремонт, вызванный аварией обору­дования или не предусмотренный планом. При надлежащей организации системы ППР внеплановые ремонты, как пра­вило, не требуются.

Для поддержания оборудования в постоянной технической исправности и эксплуатационной готовности, а также предуп­реждения аварий и поломок необходима система технического обслуживания. Техническое обслуживание включает в себя кон­троль за выполнением правил эксплуатации оборудования, ука­занных в технических условиях и паспортах, проверку техниче­ского состояния оборудования, устранение мелких неисправно­стей и определение объема подготовительных работ, которые будут выполнены при очередном плановом ремонте.

Для бурового и эксплуатационного оборудования устанав­ливают следующие виды технического обслуживания.

1. После завершения монтажа оборудования до начала его эксплуатации производят проверку всех соединений, внешний осмотр, а также проверку работоспособности оборудования и приборов.
2. При кратковременных остановках, если по количеству отработанных часов оборудование не подлежит более слож­ному техническому обслуживанию, производят внешний осмотр и устраняют неисправности, замеченные обслуживающим пер­соналом.
3. Периодические виды технического обслуживания осуществляют через определенное количество отработанных часов. Объемы одноименных периодических видов технического обслу­живания равны друг другу, объем же каждого последующего вида обслуживания включает в себя объем предыдущего вида.

При периодических видах технического обслуживания вы­полняют трудоемкие работы: промывку фильтров, смену смазки, замену шинно-пневматических муфт и т. д.

Правильно организованное техническое обслуживание обо­рудования значительно сокращает его простои из-за поломок и выхода из строя узлов и деталей в межремонтный период. Межремонтным периодом называется период работы оборудования между двумя очередными плановыми ремонтами.

Ремонтный цикл — наименьший повторяющийся период ра­боты оборудования, в течение которого в определенной после­довательности выполняются установленные виды технического обслуживания и ремонта, т. е. период работы оборудования между двумя капитальными ремонтами. Структура ремонтного цикла представляет собой схему чередования видов ремонта, различающихся по объему работ, проводимых в определенной последовательности через определенные промежутки времени на всем протяжении ремонтного цикла.

По мере эксплуатации и ремонта для каждого вида обору­дования наступает такой момент, когда в результате физиче­ского и морального износа его эксплуатация и ремонт стано­вятся невозможными и экономически невыгодными.

Физический износ машины — результат разрушения различ­ных ее элементов, в связи с чем машина перестает удовлетво­рять предъявляемым к ней требованиям.

Моральным износом называется уменьшение стоимости дей­ствующей техники под влиянием технического прогресса. Раз­личают две формы морального износа:

* утрата действующей стоимости по мере того как машины такой же конструкции начинают воспроизводиться дешевле;
* обесценивание действующей техники вследствие появления более совершенных конструкций машин.

Период с начала введения машины в эксплуатацию до ее списания, измеряемый в годах календарного времени, называ­ется сроком службы. Срок службы оборудования находится в тесной зависимости от норм амортизационных отчислений.

Объемы работ при обслуживании и ремонтах оборудования, структура и длительность ремонтных циклов и межремонтных периодов бурового и нефтепромыслового оборудования приве­дены в нормативной литературе, разработанной ВНИИОЭНГом.

Независимо от вида ремонта (текущий, капитальный) и его способа (обезличенный, крупноузловой, необезличенный) про­цесс восстановления оборудования состоит из ряда основных технологических операций:

1. Подготовка оборудования к ремонту: отсоединение элек­тропитания, отключение топливо- и водоснабжения, опорожне­ние картеров, мойка. От тщательности и правильности подго­товки машины к ремонту зависит качество ремонта и без­опасность ремонтных работ, которые должны проводиться в чистоте.
2. Демонтаж всей машины или разборка отдельных ее бло­ков и узлов (в зависимости от вида проводимого ремонта).
3. Мойка узлов и деталей машины.
4. Контроль степени износа и классификация деталей на группы: не требующие ремонта; подлежащие восстановлению; направляемые в утиль.
5. Восстановление изношенных деталей и замена деталей, ушедших в утиль, запасными частями.
6. Сборка оборудования.
7. Обкатка оборудования, его испытание для оценки каче­ства ремонта.
8. Окраска оборудования.

**2. Структура ремонтных служб нефтепромысловых предприятий. Паспортизация оборудования**

Ремонтные предприятия нефтяной и газовой промышлен­ности предназначены для поддержания оборудования в работо­способном состоянии. Они различаются по назначению и харак­теру выполняемых ремонтных работ.

Ведущим подразделением ремонтного хозяйства нефтяной промышленности являются территориальные машиностроитель­ные и ремонтно-механические заводы, входящие в производ­ственные машиностроительные объединения, которые подчинены Миннефтепрому России и специализируются на изготовле­нии и ремонте определенного оборудования, что значительно повышает качество ремонта и сокращает его продолжитель­ность.

Машиностроительные и ремонтно-технические заводы вы­полняют капитальный ремонт оборудования, изготовляют за­пасные части и метизы, нестандартное и серийное оборудо­вание.

В территориальных нефтегазодобывающих объединениях все работы по правильному использованию оборудования и поддержанию его в работоспособном состоянии выполняют сле­дующие подразделения:

* центральная база производственного обслуживания (ЦБПО);
* база производственного обслуживания (БПО) нефтегазодо­бывающего управления (НГДУ) и управления буровых работ (УБР);
* ремонтное подразделение управления технологического транспорта;
* ремонтные подразделения тампонажных контор;
* ремонтные бригады, осуществляющие текущее ремонтное обслуживание в районных инженерно-технических службах (РИТС).

Базы производственного обслуживания УБР и НГДУ осу­ществляют прокат находящегося на их балансе механического и энергетического оборудования, инструмента, средств и си­стем автоматизации, телемеханики и КИП, поддерживают их в работоспособном состоянии и обеспечивают своевременное материально-техническое и текущее ремонтное обслуживание.

Базы производственного обслуживания УБР состоят на пра­вах цеха и подчиняются непосредственно начальнику УБР, а база производственного обслуживания НГДУ — начальнику НГДУ.

На базы производственного обслуживания возложены сле­дующие функции:

* проведение плановых осмотров состояния оборудования и его ремонт согласно утвержденным планам-графикам;
* изготовление в запланированном объеме установленной но­менклатуры запасных частей, инструмента, метизов, крепеж­ных деталей и др.;
* ликвидация аварий и установление их причин;
* подготовка к отправке оборудования и приборов в капи­тальный ремонт, а также прием их из ремонта.

В состав базы производственного обслуживания УБР, как правило, входят следующие цехи: прокатно-ремонтный буро­вого оборудования, прокатно-ремонтный труб и турбобуров, прокатно-ремонтный электрооборудования и электроснабжения.

Прокатно-ремонтный цех бурового оборудования осущест­вляет обслуживание и плановый ремонт бурового и другого ме­ханического оборудования основного и вспомогательного про­изводств, изготовляет приспособления и нестандартное обору­дование, выполняет пусконаладочные работы перед началом бурения и определяет техническое состояние оборудования после его окончания, производит комплектацию буровых уста­новок, находящихся на монтаже, и др.

Прокатно-ремонтный цех труб и турбобуров своевременно и бесперебойно обеспечивает объекты бурения турбобурами и трубами нефтяного сортамента, проводит ремонт турбобуров, турбодолот, бурильных труб и других элементов бурильной ко­лонны.

Прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электро­снабжения обеспечивает производственные объекты электро­энергией, производит техническое обслуживание и ремонт элек­трооборудования буровых установок и объектов БПО.

Иногда в состав базы производственного обслуживания УБР входит прокатно-ремонтный цех электробуров (ПРЦЭ). Ин­струментальная площадка обеспечивает бригады бурения и ос­воения скважин необходимыми материалами, инструментом и запасными частями.

В состав базы производственного обслуживания НГДУ обычно входят следующие цехи: прокатно-ремонтный эксплуа­тационного оборудования, прокатно-ремонтный электрообору­дования и электроснабжения, подземного и капитального ремонта скважин, автоматизации производства.

Прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования (ПРЦЭО) обеспечивает бесперебойную работу оборудования, сооружений и коммуникаций основного и вспомогательного про­изводств, осуществляет контроль за соблюдением правил его эксплуатации, проводит текущие ремонты, монтаж и демонтаж всех видов наземного оборудования, сооружений и коммуника­ций, а также пусконаладочные работы, подготавливает обору­дование к капитальному ремонту и т. д.

Цех подземного и капитального ремонта скважин (ЦПКРС) выполняет своевременный и качественный ремонт эксплуата­ционных, нагнетательных и водозаборных скважин, проводит мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению производительности нагнетательных скважин, а также испыта­ния новых образцов глубинного оборудования.

Цех автоматизации производства (ЦАП) обеспечивает тех­ническое обслуживание и бесперебойную работу КИП, средств автоматизации и телемеханики.

Структуру и штаты баз производственного обслуживания устанавливают исходя из объема и условий работы УБР и НГДУ. Деятельность БПО организуется в соответствии с ут­вержденными текущими и перспективными планами подго­товки и обеспечения основного производства, а также оператив­ными указаниями центральной инженерно-технологической службы при изменении производственной обстановки или воз­никновении аварийных ситуаций.

Техническое и методическое руководство механоремонтной службой УБР и НГДУ осуществляет отдел главного механика, который разрабатывает и обосновывает проекты перспектив­ных и оперативных планов ремонтов, проводит их анализ и оценивает выполнение, осуществляет контроль за обслужива­нием и ремонтом на основе инструкций и требований системы ППР, определяет потребность в капитальном ремонте оборудо­вания, составляет заявку на ремонтные предприятия, выпол­няющие работы подрядным и хозяйственным способом и т. д.

Территориальное нефтедобывающее объединение по линии ремонтного обслуживания имеет связи с заводами производ­ственных машиностроительных объединений Миннефтепрома СССР, заводами других ведомств, выполняющих те же функ­ции, а также Управлением по комплектованию оборудования.

Общее техническое и методическое руководство ремонтной службой отрасли осуществляет Управление эксплуатации энер­гомеханического оборудования Министерства нефтяной про­мышленности России.

Комплектность и правила составления эксплуатационных документов регламентированы ГОСТ 2.601—68 «Эксплуатаци­онные документы».

Основным документом является паспорт или формуляр из­делия, который удостоверяет гарантированные предприятием-изготовителем основные параметры и технические характерис­тики изделия. В отличие от паспорта формуляр отражает техническое состояние данного изделия и содержит сведения по его эксплуатации (длительность и условия работы, техническое обслуживание, виды ремонта и другие данные за весь период эксплуатации).

Своевременное и правильное занесение в паспорт и форму­ляр сведений о наработке, ремонтах, авариях оборудования позволяет анализировать причины выхода из строя отдельных узлов и деталей, что способствует проведению работы по повышению их надежности и долговечности.

При направлении оборудования на ремонтное предприятие к нему прилагается паспорт (формуляр).

Ведение паспорта (формуляра) эксплуатирующей организа­цией обязательно.

**3. Организация ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования**

Способы организации основного производственного процесса ремонта оборудования

В зависимости от размера, массы и сложности конструкции нефтепромыслового оборудования используют различные спо­собы капитального ремонта.

Наиболее эффективен обезличенный ремонт*,* при котором оборудование демонтируют и отправляют в ремонтно-механический цех, а на освободившийся фундамент устанавливают идентичное отремонтированное оборудование. Этот способ поз­воляет сократить простой технологических установок на ре­монте, но требует наличия сменного фонда оборудования. Сменный фонд оборудования устанавливают на основании гра­фиков ремонта, числа одновременно сменяемых идентичных ма­шин, а также в зависимости от продолжительности ремонта одной машины.

Себестоимость и продолжительность ремонта могут быть резко сокращены, если ремонтный цех специализируется на оборудовании одного типа. Ремонтный цех, получая неисправ­ную машину, выдает заказчику аналогичную отремонтирован­ную. Благодаря тому, что машину после ремонта ее базовой детали (рамы) собирают из отремонтированных узлов и дета­лей аналогичных машин, находящихся в цехе, срок ремонта сокращается.

Необходимо отметить, что обезличенный ремонт нецелесо­образен для крупногабаритного оборудования, так как его мон­таж, демонтаж и транспортировка оказываются слишком тру­доемкими. Для такого оборудования применяют крупноузловой способ проведения ремонтных работ, при котором изношенные узлы заменяют новыми или заранее отремонтированными.

Для уникального оборудования, а также при отсутствии ус­ловий для первых двух способов используют необезличенный ремонт*.* При этом способе машину восстанавливают ремонтом ее собственных узлов и деталей. Необезличенный ремонт при­меняют на небольших по производственной мощности пред­приятиях. Его особенностями являются универсальность при­меняемого оборудования и рабочих мест, отсутствие обезли­чивания деталей, узлов и агрегатов, высокая квалификация рабочих, трудоемкость и высокая стоимость.

Капитальный ремонт оборудования на ремонтно-механических заводах осуществляется на основе полной или частичной взаимозаменяемости, поточности разборочно-сборочных работ и технологического процесса восстановления основных деталей. Кроме того, этот способ характеризуется механизацией и авто­матизацией ряда технологических процессов, применением спе­циального оборудования, приспособлений, инструмента и д.р.

**Структура технологического процесса капитального ремонта**

Технологический процесс капитального ремонта представ­ляет собой комплекс технологических и вспомогательных опе­раций по восстановлению работоспособности оборудования, вы­полняемых в определенной последовательности.

В тех случаях, когда на ремонтное предприятие поступает мало однотипного оборудования, применяют индивидуальный метод ремонта(рис. *а),* при котором машину или механизм ремонтирует одна комплексная бригада, состоящая из рабочих высокой квалификации.

Индивидуальный метод ремонта имеет следующие недо­статки:

* отсутствует специализация ремонтных работ, ограничена возможность внедрения механизации, что значительно снижает производительность труда;

Приемка оборудования

Разборка узлов или агрегатов на детали

Чистка и мойка деталей

Наружная мойка оборудования

Контроль и сортировка деталей

Разборка на узлы или агрегаты

Негодные детали

Детали, требующие ремонта

Ремонт базовой детали

Годные детали

Склад запасных частей

Ремонт деталей

Сборка оборудования

Комплектовка деталей по узлам, или агрегатам

Сборка узлов или агрегатов

Испытание оборудования

*а*

Испытание агрегатов

Сдача оборудования из ремонта

Разборка узлов или агрегатов на детали

Приемка оборудования

Чистка и мойка деталей

Наружная мойка оборудования

Негодные детали

Контроль и сортировка деталей

Разборка на узлы или агрегаты

Детали, требующие ремонта

Склад готовых узлов и агрегатов

Ремонт базовой детали

Годные детали

Склад запасных частей

Ремонт деталей

Сборка оборудования

Комплектовка деталей по узлам или агрегатам

Испытание оборудования

Сборка узлов или агрегатов

Сдача оборудования из ремонта

Испытание агрегатов

*б*

*Рис. 1.* Схема технологического процесса капитального ремонта оборудования индивидуальным (а) и агрегатным (б) методами

* оборудование длительное время находится в ремонте, так как готовые детали простаивают, пока все сборочные единицы не будут отремонтированы;
* при ремонте уникального оборудования требуется высокая квалификация рабочих.

Особенность индивидуального метода ремонта заключается в том, что сборочные единицы и детали машины в процессе ре­монта не обезличиваются и заказчик получает ту же машину, которую сдал в ремонт.

При агрегатном ремонте(рис. 1, *б)* все детали, сборочные единицы и агрегаты машины обезличиваются, за исключением базовой детали. Наличие склада оборотных агрегатов, посто­янно пополняемого отремонтированными обезличенными агре­гатами поступающего в ремонт оборудования, позволяет начи­нать сборку машин немедленно после ремонта базовой детали.

Агрегатный метод ремонта обычно применяют в централь­ных ремонтно-механических мастерских объединений и на спе­циализированных ремонтных заводах, т. е. когда на ремонт по­ступает значительное количество однотипного оборудования. Основными преимуществами такого метода ремонта являются:

* специализация рабочих по отдельным видам работ, что по­вышает производительность труда;
* более совершенная технология ремонта с использованием специального технологического оборудования и оснастки;
* широкое внедрение механизации работ;
* улучшение качества и снижение стоимости ремонтных работ;
* сокращение продолжительности ремонта.

Недостаток агрегатного метода — необходимость создания оборотного фонда агрегатов.

Разновидностью агрегатного метода ремонта является так называемый узловой метод, который часто применяется при ре­монте бурового и нефтегазопромыслового оборудования непо­средственно на месте эксплуатации. В этом случае изношенную сборочную единицу заменяют отремонтированной на базе про­изводственного обслуживания или на ремонтных заводах, По такому методу обычно ремонтируют тяжелое оборудование, транспортировка которого затруднена.

Одним из путей повышения эффективности использования оборудования является применение системы технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового оборудования по фактическому техническому состоянию, позволяющей снизить удельные эксплуатационные затраты при полном использовании ресурса деталей.

Сущность технического обслуживания и ремонта оборудования по фактическому техническому состоянию заключается в том, что ремонтные работы производятся только при снижении прогнозируемых параметров до предельно допустимого значения, т.е. используется принцип предупреждения отказов с обеспечением максимально возможной наработки изделий при минимальных эксплуатационных затратах. При этом проводятся работы по техническому обслуживанию с регламентированной периодичностью в соответствии с фактическим состоянием оборудования.

Организация технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию предполагает периодический или непрерывный мониторинг оборудования для обеспечения заданного уровня надежности и работоспособности в соответствии с установленными правилами по определению режимов и регламента диагностирования оборудования, и принятию решений по изменению его фактического состояния в зависимости от полученной информации. При этом рассматривается не только мгновенное состояние объекта, но и тренд измеряемых величин, позволяющего определять время очередного обслуживания или ремонта.

 Применение системы ТО и Р, ориентированной на состояние объекта должно обеспечивать:

* остановку оборудования или системы только при необходимости, исходя из предотвращения аварийной ситуации или экономической целесообразности;
* замену деталей и узлов при достижении предельного износа или отклонения рабочих параметров оборудования за допустимые пределы;
* техническое обслуживание объекта (по возможности: регулировку, балансировку, центровку элементов, замену быстроизнашивающихся деталей и т.д.);
* определение слабого узла машины, лимитирующего время между обслуживанием или ремонтом, и выдачи рекомендаций по повышению его надежности;
* объективный контроль качества выполнения ремонта, монтажа, регулировок.

Реализация структурной схемы ТО и Р по фактическому состоянию с контролем параметров требует:

* выбора минимально достаточного числа контролируемых параметров для получения обоснованной информации о состоянии объекта диагностирования на текущий момент времени;
* обоснование области допустимых изменений контролируемых параметров;
* разработку алгоритмов и программ диагностирования технического состояния объекта;
* создание условий и технических средств диагностирования для оперативного распознавания и выявления неисправностей на основе автоматизированной системы контроля.

 Основой такого вида ТО и Р является техническое диагностирование (ТД) и прогнозирование состояния объекта. Периодичность диагностического контроля может быть жесткой или гибкой. При жесткой системе последовательность проверок регламентируется и остается неизменной в процессе всего времени эксплуатации. При гибкой – межконтрольная наработка определяется в ходе диагностического процесса и принимается на основе анализа результатов предыдущего контроля и прогнозных оценок. Для обеспечения достаточной надежности оборудования величина межконтрольной наработки не должна превышать наработки на отказ наиболее слабого узла объекта. 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 являются основой для принятия решений о необходимости ТО и ремонта, времени проведения и объеме, а также планирования очередного диагностического контроля.

 Реализация ТО и Р по фактическому состоянию связана с затратами на диагностирование и прогнозирование, поэтому одним из условий применения метода является также преобладание у данного вида оборудования постепенных и предупреждаемых отказов над внезапными и не предупреждаемыми отказами.

Оценка технического состояния

Объект работоспособен?

Да Нет

Поиск дефекта

Прогнозирование технического состояния

Объект откажет на время Т?

Определение причины отказа за время Т

Использование в течении времени Т

Выполнение ТО или ремонта

*Рис. 2 Схема проведения технического обслуживания по*

*фактическому техническому состоянию*

Необходимые условия применения ТО и Р по фактическому техническому состоянию:

* экономическая целесообразность;
* наличие приборной базы;
* методика определения ТС и его прогнозирования;
* обученный персонал;
* контролепригодность оборудования.

 Важным элементом системы ТО и Р по фактическому техническому состоянию (ФТС) 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. Ключевым вопросом эффективности применения ТО и Р по состоянию является задача разработки методов и средств диагностирования, обладающих большой информативностью. С учетом большой номенклатуры оборудования нефтегазовой отрасли, такую базу технической диагностики экономически целесообразно применять в первую очередь для основного оборудования.

В настоящее время большинство нефтедобывающих компаний переводят наиболее энергоемкий парк оборудования (приводы штанговых насосов, насосные агрегаты системы ППД, магистральные насосы и насосы системы подготовки нефти типа НК и др.) на обслуживание и ремонт по фактическому техническому (ФТС) состоянию. Организационная структура и форма оперативного управления ТО и Р оборудования по ФТС определяется руководством предприятия. Исходными данными для установления периодичности ТО, диагностического контроля и регламентных остановок являются показатели надежности каждого типа оборудования, информация о режимах и условиях эксплуатации, отказа, наработки и т.д.

Система ТО и Р оборудования по фактическому техническому состоянию включает:

1. Контроль технического состояния оборудования

* контроль технических параметров по нормативам (визуальный, инструментальный)
* техническое диагностирование:

2. Техническое обслуживание:

* ежедневное;
* периодическое (плановое регламентированное)

3. Ремонт по фактическому техническому состоянию:

* плановый (по фактическому техническому состоянию);
* внеплановый (аварийный).

Для проведения технического обслуживания и ремонта оборудования по ФТС обязательно проведения контроля фактического технического состояния с оценкой работоспособности оборудования и прогнозирование условий его дальнейшей эксплуатации. Основными задачами контроля технического состояния оборудования являются:

* объективная оценка ФТС оборудования, выявление дефектов и изношенных частей;
* определение объема ремонтных работ и перечня необходимых для ремонта узлов и деталей;
* определение правильности эксплуатации и качества ремонтных работ.

При проведении контроля технического состояния оборудования осуществляется:

* визуальный контроль, характеризующий общее техническое состояние и комплектность оборудования;
* инструментальный (измерительный) контроль;
* техническое диагностирование.

Визуальный контроль технического состояния проводится с целью выявления поверхностных дефектов в сварных соединениях и основном металле, которые могут возникнуть в процессе монтажа и эксплуатации. Визуальный контроль технического состояния оборудования выполняется перед проведением измерительного и неразрушающего методов контроля невооруженным глазом или с применением оптических приборов. При визуальном методе контроля технического состояния оборудования проверяются и выявляются:

* механические повреждения (разрывы, изломы, раковины, вмятины);
* расслоения, закаты, трещины в основном металле;
* дефекты резьбы;
* дефекты деталей и сборочных единиц;
* трещины в сварных швах, прерывание швов;
* ослабление крепления болтовых соединений;
* комплектность оборудования;
* правильность функционирования деталей и сборочных единиц;
* исправность электрооборудования, КИП и А.

Инструментальный (измерительный) контроль технического состояния оборудования проводят с целью определения соответствия геометрических размеров деталей и сборочных единиц требованиям нормативно-технической документации, определения допустимости, выявленных при визуальном контроле, повреждений основного металла и сварных соединений.

Для измерения формы и размеров оборудования, сборочных единиц, деталей, сварных соединений, дефектов поверхностей должны применяться исправные, прошедшие метрологическую проверку инструменты.

 При инструментальном (измерительном) контроле деталей, сборочных единиц, сварных соединений оборудования определяют размеры:

* повреждения резьб;
* механических повреждений основного металла;
* деформированных участков;
* изношенных поверхностей;
* дефектных участков сварных швов;
* коррозийных участков;
* отклонения от формы и расположения поверхностей деталей.

 Техническое диагностирование включает оперативное, плановое и неплановое диагностирование оборудования:

* оперативное диагностирование проводится по графикам текущих обследований в соответствии с программой;
* плановое диагностирование проводится 1 раз в 3 месяца (не реже);
* неплановое диагностирование проводится на основании информации (заявки) эксплуатирующей или сервисной организации.

 Для оценки технического состояния наземного оборудования применяется вибрационная диагностика, диагностика методом ваттметграфирования, диагностика с использованием метода магнитной памяти, диагностирование методом резонансных колебаний.

 Вибрационная диагностика СК позволяет определять техническое состояние подшипниковых узлов, крепление оборудования к раме и фундаменту, состояние электродвигателя и его подшипников.

 Диагностика методом ваттметграфирования позволяет определить состояние балансировки СК, дефекты редуктора, клиноременной передачи, глубинного штангового насоса.

 Диагностика с использованием метода магнитной памяти и резонансных колебаний позволяет определить напряженность в металле, выявить трещины раковины несплошности в металлоконструкциях и сварных соединениях.

 По результатам технического диагностирования составляется акт технического состояния.

 ТО и Р оборудования проводится в соответствии с инструкциями, разработанными для каждого типа оборудования, эксплуатируемого на предприятии, где предусматривается порядок проведения и организации ТО, диагностирования и ремонта оборудования.

Примерный комплекс работ, выполняемых при техническом обслуживании и ремонте нефтепромыслового оборудования по ФТС привода штангового насоса.

 При ежедневном техническом обслуживании производится внешний осмотр и контроль:

* состояния защитных ограждений, площадок, лестниц;
* крепления узлов, деталей;
* нагрева подшипниковых узлов, редуктора;
* уровня масла в картере редуктора и его качества;
* состояния штанговращателей;
* состояния клиноременной передачи, тормоза (при необходимости производят подтяжку и регулировку);
* наличие необходимых надписей и табличек.

 Проведенные при контрольном осмотре работы и выявленные замечания фиксируются в журнале учета технического состояния оборудования (вахтовом журнале).

 При регламентированномпериодическом техническом обслуживании производятся следующие работы:

* проверка центровки и горизонтальности оборудования;
* проверка и протяжка всех резьбовых соединений;
* проверка состояния всех узлов оборудования;
* проверка уровня масла, смазка узлов в соответствии с картой смазки;
* проверка состояния электрооборудования, КИП и А;
* проверка и регулировка клиноременной передачи, замена ремней;
* проверка состояния тормозных устройств, замена быстроизнашивающихся деталей;
* проверка герметичности уплотнений, замена уплотнительных элементов;
* проверка заземления.
* выполненные при ТО работы и выявленные неисправности фиксируются исполнителем в журнале учета планового ТО, контроля технического состояния и ремонта оборудования, в котором указывается:
* дата проведения обслуживания;
* вид технического обслуживания и произведенные работы;
* выявленные дефекты и неисправности;
* наработка между техническими обслуживаниями;
* количество замененных деталей и сборочных единиц;
* расход и стоимость деталей и материалов;
* время простоя оборудования.

**Заключение**

Сущность технического обслуживания и ремонта оборудования по фактическому техническому состоянию заключается в том, что ремонтные работы производятся только при снижении прогнозируемых параметров до предельно допустимого значения, т.е. используется принцип предупреждения отказов с обеспечением максимально возможной наработки изделий при минимальных эксплуатационных затратах. При этом проводятся работы по техническому обслуживанию с регламентированной периодичностью в соответствии с фактическим состоянием оборудования.

Контроль износа деталей и механизмов и своевременная замена оборудования, используемого в процессе бурения, уменьшает риск выхода из строя оборудования, что может повлечь за собой увеличение сроков работ и необязательную затрату денежных средств.

**Список литературы**

1. Бородавкин П. П. Морские нефтегазовые сооружения. М., Недра, 2006.
2. Бухаленко Е.И., Абдулаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1974.
3. Гельберг В.Т., Пекелис Г.Д. Ремонт промышленного оборудования. М., Высшая школа, 1971.
4. Рлабен А.А., Шевалдин П.Е., Максутов Н.Х. Монтаж и ремонт бурового и нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1980.