

**СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТОВ
ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ШСНУ**

Финк В. Н.

**научный руководитель д.т.н., профессор Сугак Е. В.
Сибирский федеральный университет**

Нефтегазовый комплекс России на современном этапе своего развития представляет собой один из основных элементов российской экономики: его предприятия дают более четверти объема производства промышленной продукции, более трети всех налоговых платежей и других доходов в бюджетную систему, более половины поступлений страны от экспорта. Капитальные вложения в нефтегазовый комплекс за счет всех источников финансирования составляют около одной трети от общего объема инвестиций.

В июле 2014 года добыча нефти с газовым конденсатом составила 43 948 тыс. т, а экспорт российской нефти - 18 228 тыс. т [1].

По сведениям Государственного реестра Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) в России 53 989 опасных производственных объектов в нефтегазовом комплексе.

Надежность оборудования, применяемого в нефтегазовом комплексе, является основополагающей характеристикой эффективного функционирования всей системы в целом. Повышение надежности является важнейшей задачей машиностроения, что обуславливает актуальность исследования причин отказа оборудования.

Целью исследования является разработка программы по оптимизации технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования, применяемого в нефтегазовом комплексе.

Для достижения поставленной цели предлагается решить ряд задач, необходимых для всестороннего исследования проблемы: рассмотреть статистику отказов оборудования и выявить основные причины отказов; проанализировать современное состояние нефтегазового комплекса; разработать проект по оптимизации технического обслуживания и ремонтов.

Основная часть аварий происходит из-за нарушения герметичности оборудования (46 %), из-за внешних воздействий техногенного характера (22 %), ошибок персонала (17%), внешних воздействий природного характера (6 %) и неконтролируемых выбросов нефти или газа из скважины (9 %) [2].

Причины отказа оборудования могут быть различными и зависят, как правило, от специфики деятельности. К основным причинам возникновения отказов и повреждений относятся усталость металлов, остаточные деформации, старение, коррозия и изнашивание [3].

Среди всей совокупности причин, было выявлено несколько основных, которые непосредственно влияют на весь процесс нефтегазовой добычи и обработки: наличие заводских дефектов деталей машины, которые были изначально установлены; отсутствие должного пластического перераспределения перенапряжения, которое возникает вследствие неправильно подобранного материала в детали; работа оборудования при низкой температуре; исчерпание ресурса пластичности материала и др.

Внезапные отказы возникают в результате сочетания неблагоприятных факторов и случайных внешних воздействий, превышающих возможности элемента

оборудования к их восприятию. При эксплуатации оборудования подавляющее большинство деталей достигают предельного состояния из-за износа.

Ремонт предназначен для восстановления исправного или работоспособного состояния изделия и его элементов, а также устранения отказов и неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации [4]. Инновациями в области ремонта оборудования следует считать разработку стандарта процесса капитального ремонта с использованием принципа количественной оценки деятельности. Причем главным элементом, предупреждающим отказы оборудования, является плановое обслуживание, так как в большинстве случаев огромную роль играет человеческий фактор (см. рисунок 1).

Работы по восстановлению заданного технологического режима эксплуатации скважин или его изменению, связанные с подъемом подземного оборудования, относятся к текущему или капитальному ремонту скважин. Он выполняется по графику, составляемому цехом ПРС совместно с нефтяным промыслом. При текущем ремонте скважин спускоподъемные операции (СПО) выполняются при помощи подъемных агрегатов, инструментов и приспособлений [5].

Подъемные агрегаты предназначены для проведения СПО с укладкой труб и штанг на мостки при текущем и капитальном ремонте скважин. На промыслах АО «Татнефть» текущий ремонт осуществляется с помощью подъемных агрегатов АЗИНМАШ-37А; АЗИНМАШ-37А1; УПТ-1-50; УПТ-1-50Б; УПТ-32, капитальный ремонт с помощью подъемных агрегатов А-50, ПТМТ- 40. Наличие подъемных агрегатов и их возрастной состав приведены на таблице 1 и таблице 2.

Таблица 1.

Наличие подъемных агрегатов по ОАО «Татнефть» до 01.01.2014

АУПНПиКРС	118
ЛУПмПиКРС	112
АзУПНПиКРС	119
НГДУ "АН"	41
НГДУ "АзН"	41
НГДУ "БН"	38
НГДУ "Джн"	78
НГДУ "ЕН"	23
НГДУ "ЗН"	14
НГДУ "ИН"	23
НГДУ "ЛН"	31
НГДУ "НН"	19
НГДУ "ПрН"	28
НГДУ "ЯН"	22

Таблица 2.

Возрастной состав подъемных агрегатов до 01.01.2014

до 3 лет	17%
3-10 лет	53%
10-15 лет	28%
15-20 лет	2%

В инженерно-диагностическом центре АО «Татнефть» обследовано более 160 единиц и отремонтировано более 60 единиц мачт подъемных агрегатов ПРС и КРС. За

счет продления срока эксплуатации подъемных агрегатов ресурс их повышается почти в 2 раза, а затраты составляют 5-10% от стоимости нового подъемника, что позволяет направлять ресурсы на решение других задач. В итоге проводимой в инженерно-диагностическом центре работы, финансовые ресурсы АО «Татнефть» не уходят в другие регионы, а остаются в АО «Татнефть».

В связи с трудностями обновления дорогостоящего парка подъемных агрегатов для подземного и капитального ремонта скважин большое значение приобретает диагностический аспект повышения их надежности и долговечности, эффективности использования при эксплуатации и снижения затрат на ремонт. Общий алгоритм диагностирования подъемных агрегатов включает в себя периодичность, объем и виды проверок, номенклатуру контролируемых параметров, признаки и перечень возможных дефектов.

Основное внимание уделяется техническому обеспечению диагностирования подъемных агрегатов. Это наиболее нагруженные и ответственные механизмы, отличающиеся пониженной надежностью, и их неисправности могут вызвать длительные простои или аварийную ситуацию.

Подъемные агрегаты используются для получения периодически повторяющихся движений инструмента для подъема или спуска насоснокомпрессорных труб или штанг. Качество работы подъемного агрегата можно оценить двумя показателями: плавностью движения и точностью фиксации конечного положения [6]. Плавность движения оценивается по величинам ускорений и характеру их изменений в переходном процессе. Дефекты механизма как изначальные, так и приобретенные в ходе эксплуатации, отражаются на кривых перемещения, скорости, ускорения, движущей силы (момента) и других параметров движения.

Для выявления природы дефектов кривые, полученные при текущих испытаниях, сравниваются с кривыми, принятыми за эталонные. Последние формируются по результатам экспериментов с новым полностью исправным и отлаженным агрегатом.

Из функционального назначения подъемного агрегата следует, что его переходный процесс состоит из этапов трогания, движения с установившейся скоростью, торможения и фиксации.

При организации и проведении диагностирования подъемных агрегатов в эксплуатационных условиях предусматривают проведение следующих проверок:

- входной контроль работоспособности поступающей новой техники с записью нормативных значений диагностических (кинематических и динамических) параметров;
- контроль технического состояния и правильного функционирования механизмов по переходным процессам на всех этапах эксплуатации агрегата;
- контроль исправности механизмов и узлов в процессе их регулирования по диагностическим параметрам;
- контроль исправности механизмов после их ремонта;
- контроль исправности и работоспособности механизмов после их модернизации.

Следует указать на необходимость индивидуального нормирования динамических нагрузок для каждой модели агрегата. Динамическая информация хранится в архиве предприятия. Периодичность проверок механизмов определяется закономерностями их изнашивания и условиями эксплуатации агрегата. Причины быстрого износа часто связаны с неточной регулировкой механизмов [7]. Регулировка по динамическим параметрам позволяет значительно уменьшить нагрузки на узлы и механизм в целом, что существенно влияет на работоспособность агрегата.

Практика деятельности предприятий нефтегазового комплекса показала, что внедрение и следование нормам международных стандартов серии ИСО недостаточно для эффективной работы оборудования в условиях российской действительности. Следовательно, разработка и внедрение трехуровневой модели оптимизации технического обслуживания и ремонта оборудования может стать незаменимым элементом действия всей системы в целом.

В этой связи предлагается создать трехуровневую модель технического обслуживания и ремонта оборудования нефтегазового комплекса: на первом уровне обеспечивается стандартизация процесса ремонта оборудования, на втором - проверка качества поступающего оборудования, на третьем - контроль за исправностью деталей.

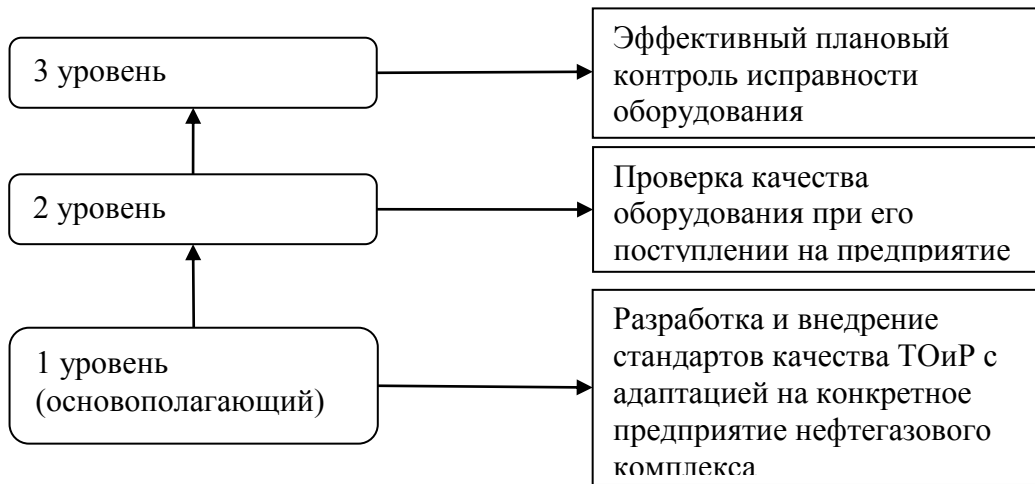


Рисунок 1. Трехуровневая модель оптимизации ТОиР оборудования

Целесообразность разработки трехуровневой модели определяется условиями, которые диктует современный сырьевой рынок страны (ежегодная поставка 15 млн т нефти в Китай, на основе подписанного 20-летнего контракта), контроль за качеством работы оборудования обеспечит бесперебойность и своевременность поставок.

Ожидаемые результаты от внедрения трехуровневой модели - повышение качества обслуживания оборудования, а также снижение числа отказов оборудования.

Список литературы

1. Баженов Ю.В. Основы теории надежности машин: учеб. пособие / Ю.В. Баженов; Владим. гос. ун-т. – М.: Форум, 2014. – 320 с.
2. Бойцов В.Б., Чернявский А.О. Технологические методы повышения прочности и долговечности: учебное пособие для студентов. – М.: Машиностроение, 2005. – 128 с.
3. Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Т. 4; отв. ред. О. Ф. Данилов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 404 с.
4. Нарушения в сфере ТОиР. – Ростехнадзор РФ. – <http://www.gosnadzor.ru/opendata/7709561778-statistics/>.
5. Комплекс агрегатов для ремонта и обслуживания нефтепромыслового и энергетического оборудования. / Тахаутдинов Ш.Ф., Чаронов В.Я., Попов В.И. и др. // Нефт. хоз-во, 1998, № 7. - с. 46 - 48.
6. Повышение надежности оборудования скважин при насосном способе добычи нефти,- М.: ВНИИОЭНГ, 1986, вып.4.
7. Попов В.И., Ибрагимов Н.Г., Курмашов А.А., Попов И.В. Повышение эффективности работы скважинных штанговых насосов в АО «Татнефть». //Нефт. хоз-во, 1999,- № 2,- С.36-37.