

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕРВИСА

научный журнал

ПРОМЫШЛЕННЫЙ СЕРВИС

№ 1 (38) 2011

СОДЕРЖАНИЕ

КОЛОНКА ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

Б. П. Туманян

К ВОПРОСУ О САМОРЕГУЛИРОВАНИИ
В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ 3

ЭКСПЕРТИЗА, ДИАГНОСТИКА, НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ

Э. А. Микаэлян

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ
В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ 9

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ АУДИТ

Б. П. Туманян, Н. Н. Петрухина

НОВЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ 15

Главный редактор

Б. П. ТУМАНЯН

научно-редакционный совет:

А. Б. АМЕРИК,
С. В. ДЕЙНЕКО,
Е. А. ЛУКАШЕВ,
Е. А. МАЗЛОВА,
М. Л. МЕДВЕДЕВА,
А. З. МИРКИН,
О. И. СТЕКЛОВ,
В. С. ШУПЛЯКОВ,
Ф. М. ХУТОРЯНСКИЙ

Редакция:

Н. Н. ПЕТРУХИНА (редактор,
ответственный секретарь),
О. В. ЛЮБИМЕНКО (редактор),
В. В. ЗЕМСКОВ (оформление и верстка)

Адрес редакции:

111116, Москва, ул. Авиамоторная, 6.
Тел./факс: (495) 361-11-95.
e-mail: tpps@list.ru

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

А. Б. Америк, А. В. Пружинин

МЕТОДОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОГО ОПТИМИЗАЦИОННОГО
УПРАВЛЕНИЯ ОСНОВНЫМ ПРОИЗВОДСТВОМ НА ПРИНЦИПАХ
КОЛЛЕКТИВНОГО КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И СЕРВИСНО-
ОРИЕНТИРОВАННОЙ АРХИТЕКТУРЫ ИНТЕГРИРОВАННЫХ
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

3. РЕАЛИЗАЦИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССОВ
ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА/RSM-PDM:
АРХИТЕКТУРА И ИТ-СЕРВИСЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ОСНОВНЫМИ ФОНДАМИ26

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Ф. М. Хуторянский, А. Л. Цветков

ИНЖЕНЕРНОЕ СЕРВИСНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ГЛУБОКОГО
ОБЕЗВОЖИВАНИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТЕЙ
И ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ
КОНДЕНСАЦИОННО-ХОЛОДИЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ49

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕПОДГОТОВКА КАДРОВ

М. Л. Медведева

ЗАДАЧИ ПОДГОТОВКИ КОРРОЗИОНИСТОВ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ56

НОВОСТИ60

При перепечатке любых материалов
ссылка на журнал
«Теоретические и прикладные
проблемы сервиса» обязательна.

Редакция не несет ответственности
за достоверность информации
в материалах, в том числе рекламных,
предоставленных авторами
для публикации.

Журнал зарегистрирован
в Министерстве РФ по делам печати,
телерадиовещания
и средствам массовой коммуникации.
Свидетельство о регистрации
ПИ № 77-9918 от 10.10.2001 г.
ISSN 1815-218X

Подписной индекс в каталоге
агентства «Роспечать» 46831
Материалы авторов не возвращаются.
Тираж 1000 экз.

© Журнал «Теоретические
и прикладные проблемы сервиса», 2011

К вопросу о саморегулировании в области промышленной безопасности опасных производственных объектов

Б. П. Туманян
НП «Рустехэкспертиза»

Рассмотрены вопросы технического регулирования и совершенствования законодательной и нормативно-правовой базы в сфере промышленной безопасности. Большое внимание уделено вопросам саморегулирования в области проектирования, строительства и промышленной безопасности. Выявлены условия, требующие выполнения при введении института саморегулирования в области промышленной безопасности.

Ключевые слова: промышленная безопасность, опасные производственные объекты, техническое регулирование, саморегулирование, саморегулируемые организации.

Промышленное производство, обеспечивая развитие государства и общества, одновременно является основным источником опасности в различных отраслях. Главными факторами, оказывающими влияние на уровень производственной аварийности в большей части отраслей промышленности, являются непродуманные проектные и технические решения, износ основных производственных фондов, некачественное или несвоевременное выполнение работ по обслуживанию и ремонту оборудования, низкая технологическая и трудовая дисциплина.

Инциденты и аварийные ситуации на техногенных объектах повышенной опасности неблагоприятно воздействуют на окружающую среду, сопровождаются пожарами, взрывами, выбросами токсичных веществ, другими нежелательными явлениями, часто приводящими к причинению вреда жизни и здоровью персонала, значительному материальному ущербу. В последние годы возрастают масштабы и сложность техногенных аварий и, соответственно, значительно повышаются затраты на ликвидацию аварий и их последствий. В этих условиях важнейшими задачами государства являются обеспечение безопасного функционирования опасных производственных объектов, создание нормальных условий для жизнедеятельности граждан, сохранение окружающей среды. В конечном итоге, деятельность государства направлена на надежное обеспечение общества всеми видами ресурсов и продукции. В этом отношении состояние промышленной безопасности опасных производственных объектов и их противоаварийную устойчивость можно отнести к основным приоритетам.

Безопасность опасных производственных объектов непосредственно связана с Госу-

дарственным техническим регулированием и совершенствованием законодательной и нормативно-правовой базы в сфере промышленной безопасности. В Российской Федерации ключевым документом в сфере технического регулирования является Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», а также другие законы, косвенно связанные с совершенствованием законодательства в сфере промышленной безопасности: Федеральные законы от 08.08.2001 № 128-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности», от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», от 29.12.2004 № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации».

К сожалению, как показывает текущая ситуация, до настоящего времени не ясны основы государственной политики Российской Федерации в сфере обеспечения промышленной безопасности техногенных объектов повышенной опасности. Не существует четких перспективных планов в этой сфере. Не определены пределы полномочий федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных на установление требований безопасности. В этих условиях государство незаметно начало утрачивать функции технического регулирования в сфере функционирования опасных производственных объектов.

Предпосылкой сложившейся обстановки, вероятно, следует считать обсуждение проекта поправок в Федеральный закон «О лицензировании отдельных видов деятельности», начатое в сравнительно далеком 2004 г., когда в Государственную Думу РФ был внесен проект поправок в этот Федеральный закон. Законопроект, как из-

вестно, предусматривал освобождение от лицензирования деятельности аудиторов, оценщиков, туроператоров, кинопрокатчиков, фармацевтов, производителей медицинской техники и табачных изделий, перевозчиков пассажиров на легковых автомобилях. Кроме того, предполагалась отмена лицензий на обслуживание авиационной техники, переработку, транспортирование и хранение нефтяного сырья и нефтепродуктов, эксплуатацию взрывоопасных и химически опасных производств. Основным критерием, по которому предполагалось оценивать возможность отмены лицензий на некоторые виды деятельности, считалось отсутствие очевидных рисков нанесения ущерба правам, интересам, здоровью граждан, безопасности государства и культурному наследию страны. При этом предусматривалось усиление роли государственного контроля и надзора, а также введение новых форм регулирования предпринимательской деятельности, в частности, путем регистрации, сертификации, аккредитации. Законопроектом предусматривалось также широкое введение института страхования промышленных рисков и гражданской ответственности предпринимателей.

К сожалению, поставленные масштабные задачи начали осуществляться государством без специальной подготовки профессионального общества и производства к быстрым переменам и новым видам технического регулирования. Выбор представителей предприятий и организаций для создания новых документов и процедур во многих случаях осуществлялся абсолютно случайным образом без учета специфики профессиональной направленности документов. В этих непростых условиях государство в Федеральном законе от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» предписывает возможность разработки технических регламентов «любым лицом». Однако не предлагается никаких инструментов для анализа качества документа на различных этапах его создания. Таким образом, создаются условия для неконтролируемого формирования «творческих коллективов», занимающихся разработкой Технических регламентов в различных отраслях народного хозяйства. При этом, как показала практика, часто отраслевые институты и профессиональные коллективы остаются без должного участия в принятии окончательных решений в указанных документах, принятие решений не сопровождается необходимым установлением и актуализацией технических требований, из оборота не исключаются существующие документы при одновременном введении аналогичных новых. Все это, очевидно,

обусловило откровенно низкое качество создаваемых Технических регламентов, нормативных и регулирующих документов.

Указанные явления в сфере промышленной безопасности в короткий промежуток времени с «подачи» государства привели к формированию двух векторов в техническом регулировании в Российской Федерации.

Первое направление осуществляется при участии бывших подразделений надзорных и регулирующих органов, непрерывно подвергающихся структурным изменениям. Указанное направление базируется на принципах и требованиях промышленной безопасности, сформированных еще в 1990-е гг. и в предыдущие периоды, что недостаточно соответствует изменившейся экономической модели развития государства и современным принципам законодательного регулирования. Сложившаяся система требований безопасности к опасным производственным объектам зачастую порождает избыточность обязательных норм в технической сфере, содержание и практика применения которых создают административное давление на предприятия. Вместе с тем, установление единообразных требований и механизмов обеспечения промышленной безопасности привело к недостаточности государственного регулирования в отношении объектов, безопасность которых имеет критическое значение для общества и государства.

Другое направление связано с активной деятельностью некоторых представителей профессиональных союзов и участников системы промышленной безопасности, которые организуют создание новых пакетов нормативных и регулирующих документов в области промышленной безопасности, а также настаивают на переводе системы обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов в ближайшей перспективе в рамки институтов саморегулирования. Ситуация в этой сфере являлась предметом парламентских слушаний в Государственной Думе Федерального Собрания Российской Федерации «Об обеспечении безопасности опасных производственных объектов». Сравнительно недавно началась регистрация саморегулируемых организаций (СРО), основанных на членстве лиц, осуществляющих деятельность в области экспертизы промышленной безопасности и оценки соответствия. Ведение государственного реестра СРО в этой области осуществляет Федеральная служба государственной регистрации, кадастра и картографии (Росреестр).

Следует напомнить, что правовые основы деятельности СРО, которые представляют собой специальные институты профессионального общественного регулирования, объединяющие лиц, занимающихся предпринимательской или иной профессиональной деятельностью, установлены Федеральным законом от 01.12.2007 № 315-ФЗ «О саморегулируемых организациях». Указанный закон содержит определение и квалифицирующие признаки СРО, устанавливает порядок ее создания и деятельности, порядок взаимоотношений между СРО и ее членами, а также между СРО и органами государственной власти и местного самоуправления. Предметом саморегулирования является предпринимательская или профессиональная деятельность субъектов, объединенных в СРО. СРО относится к некоммерческим организациям и должна создаваться по отраслевому признаку. СРО призвана создать отраслевые стандарты деятельности, не только полностью соответствующие законодательным императивам, но и зачастую превышающие их. Таким образом, СРО выполняют рыночно-регулятивную функцию, способствуют повышению качества деятельности лиц, являющихся членами таких организаций.

Важнейшей функцией СРО определена защита интересов предпринимателей в их отношениях с государством. При возникновении любых конфликтов и споров между федеральным (региональным) органом исполнительной власти и участником СРО, противостоять государству от имени данного участника будет сама СРО, что автоматически переводит весь процесс разбирательства конфликта в качественно иную плоскость. Индивидуальное противостояние предпринимателей государству заменяется коллективным противостоянием. Кроме того, одной из важных функций СРО является функция посредника при разрешении споров между членами данной организации, а также между ними и потребителями их продукции и услуг.

Саморегулирование является относительно новым и малоизученным явлением современной российской экономики. В то же время в отдельных отраслях и на межотраслевом уровне созданы саморегулируемые организации. Понятие «организации саморегулирования» присутствует в ряде законодательных актов. Важнейшей функцией саморегулируемой организации определена защита интересов предпринимателей в их отношениях с государством. При возникновении любых конфликтов и споров между федеральным (региональным) органом исполнительной власти и участником саморегулируемой орга-

низации, противостоять государству от имени данного участника будет сама такая организация, что автоматически переводит весь процесс разбирательства конфликта в качественно иную плоскость. Индивидуальное противостояние предпринимателей государству заменяется коллективным противостоянием. Кроме того, одной из важных функций саморегулируемой организации является функция посредника при разрешении споров между членами данной организации, а также между ними и потребителями их продукции и услуг.

В ряде сфер саморегулирование оказывает существенное влияние на качество конкуренции посредством установления стандартов поведения, не отраженных непосредственно в законах, улаживания конфликтов в рамках закона, но без использования судебных процедур. Мировой опыт показывает, что саморегулирование бизнеса в ряде случаев может быть эффективной альтернативой государственному регулированию экономики, обеспечивающей снижение государственных расходов на регулирование, большую гибкость регулирования и больший учет интересов участников рынка. С другой стороны, при внедрении института саморегулирования необходимо, прежде всего, оценить возможности большей эффективности саморегулирования по сравнению с различными формами государственного регулирования, а также определить, в каких сферах и при каких условиях развитие саморегулирования возможно и оправдано, а в каких нет.

В настоящее время по данным доступных источников информации зарегистрировано 18 организаций, которые объединяют более 650 предприятий, осуществляющих свою деятельность в сфере промышленной безопасности. Предпринимаются попытки создания единой системы саморегулирования в области обеспечения безопасного ведения работ в промышленности и внесения соответствующих изменений в законодательство. В Государственную Думу направлен проект федерального закона «О внесении изменений в федеральные законы «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и «О лицензировании отдельных видов деятельности».

В сентябре 2010 г. инициативным руководством саморегулируемых организаций в сфере промышленной безопасности было принято решение о создании Национального союза саморегулируемых организаций, осуществляющих экспертизу и подготовку специалистов в области промышленной и энергетической безопасности.

Деятельность этого союза предполагается направить на консолидацию совместных усилий по формированию единой технической политики в области промышленной и энергетической безопасности, обеспечение соблюдения всеми членами саморегулируемых организаций требований отечественного законодательства, правил и стандартов предпринимательской деятельности, представление общих интересов членов саморегулируемых организаций в органах власти Российской Федерации.

В сентябре 2010 г. инициативным руководством СРО в сфере промышленной безопасности было принято решение о создании Национального союза саморегулируемых организаций, осуществляющих экспертизу и подготовку специалистов в области промышленной и энергетической безопасности. Деятельность этого Союза предполагается направить на консолидацию совместных усилий по формированию единой технической политики в области промышленной и энергетической безопасности, обеспечение соблюдения всеми членами СРО требований отечественного законодательства, правил и стандартов предпринимательской деятельности, представление общих интересов членов СРО в органах государственной власти Российской Федерации.

Здесь, по мнению автора, требуются особые комментарии, касающиеся в основном принципов формирования СРО проектировщиков и их деятельности в течение 2010 г. Как уже указывалось, принципы саморегулирования внедряются в различные сферы деятельности достаточно давно. В этом аспекте заметным процессом в России явился *резкий* переход в 2010 г к принципам саморегулирования участников строительной деятельности — строителей, изыскателей и проектировщиков. Основным документом при этом является Градостроительный кодекс Российской Федерации, а точнее, изменения к нему, число которых за рассматриваемый короткий период превысило разумные пределы как с количественной, так и смысловой точек зрения. Точнее, всем СРО периодически в соответствии с указанными изменениями необходимо было срочно изменять формы, процедуры оформления и порядок выдачи допусков. Появились новые условия, например, в части дополнительных взносов членов саморегулируемой организации в зависимости от объемов выполняемых работ, качественного состава участников СРО и т. д.

Практика показывает, что деятельность СРО недостаточно скоординирована, если не сказать, что координация действий практически отсут-

ствует. Широкие полномочия в рассматриваемой сфере деятельности, переданные государством саморегулируемым организациям, были приняты последними в полной мере, но без анализа предлагаемых организационных решений и процедур. Прежде всего, это касается численности членов некоммерческого партнерства, предполагающего получить статус СРО. В Федеральном законе от 01.12.2007 № 315-ФЗ «О саморегулируемых организациях» число членов равно 25, в Градостроительном кодексе — уже 50, а для строителей — не менее 100. На каком основании установлены эти цифры? С появлением указанных количественных ограничений мгновенно потеряла смысл идея саморегулирования, основанная на объединении лиц, осуществляющих определенный вид деятельности. В СРО проектировщиков вступали проектные организации и группы, осуществляющие проектные работы в различных направлениях. Таким образом, оказалось, например, что проектные организации, осуществляющие проектирование в области нефтегазопереработки и нефтехимии распределены по многим СРО, взаимодействие которых к настоящему времени налажено слабо.

В этих условиях в соответствии с упомянутым Законом № 315-ФЗ создаются дополнительные надстройки — Национальные объединения СРО. Поможет ли Национальное объединение сблизить профессионалов конкретного направления деятельности?! Скорее всего, нет! Возможно, этот процесс еще больше отодвинется от позиций подлинного сближения. Реальная ситуация вовсе не способствует развитию целенаправленного нормотворчества и толкования правовых норм в области проектирования предприятий определенных сегментов рынка. Можно предположить (субъективное мнение автора), что необходима срочная реструктуризация СРО не по количественному, а по профессиональному и профильному принципам и разработка для этой цели специальных процедур, в том числе, возможно, и внесение изменений в соответствующие Законы.

Пусть в СРО будет меньше 25 членов, или больше 100 — не это важно! Важно то, что деятельность всех участников СРО должна быть направлена на осуществление определенных работ и услуг или решение определенных задач в конкретной области. В качестве замечательного аналога СРО можно привести ВО «Нефтехим», объединявшее в свое время несколько десятков проектных предприятий и контролировавшее практически весь процесс создания и совершенствования нормативной и регулирующей

документации в области проектирования нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

Не следует забывать несомненный положительный опыт создания системы экспертизы промышленной безопасности научно-техническим центром «Промышленная безопасность». Указанная система косвенно подразумевала саморегулирование в области промышленной безопасности. Однако при профессиональном составе руководителей и участников этой крупной и значимой в свое время организации, многие процедуры были чрезмерно формализованы. Это привело к лавинообразному насыщению рассматриваемого сегмента рынка предприятиями и организациями, выполняющими формальные условия для получения соответствующей аккредитации, однако не способными оказывать качественные работы и услуги в области промышленной безопасности.

Некоторые замечания можно высказать и к перечню работ и услуг, оказываемых проектными организациями. По аналогии со строительной лицензией, в перечне для проектировщиков указано «Обследование зданий и сооружений». Скорее всего, этот блок вопросов относится в большей степени не к проектированию, а к экспертизе зданий и сооружений — одному их видов экспертной деятельности!

Как видно, процесс становления саморегулирования, в частности, в области проектирования, оказался очень сложным и часто не прогнозируемым. Последнее явилось следствием того, что многие решения не были предварительно продуманы должным образом. Сейчас постепенно вводятся корректировки, направленные на развитие процесса саморегулирования в нужном направлении, однако еще совсем не ясно, когда желаемые организационные решения станут действительностью. Другими словами, подобные резкие неподготовленные переходы в техническом регулировании и организации функционирования отраслей безусловно сопряжены с определенными рисками, связанными с нарушением функционирования и взаимодействия государства и участников рынка, сложностью принятия унифицированных решений и создания отраслевых нормативных и регулирующих документов.

Подобные риски категорически должны быть исключены из области обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов. Экспертиза промышленной безопасности техногенных объектов повышенной опасности не может быть предметом эксперимента по переходу

к новым формам технического регулирования. Тем не менее, замена лицензирования некоторых видов деятельности в области экспертизы промышленной безопасности обязательным членством экспертных организаций в СРО представляется возможной при правильной организации государством этого перехода. Государственные органы исполнительной власти должны обеспечить принципиальные условия передачи полномочий СРО и жестко контролировать их стабильное выполнение в течение некоторого переходного периода. Комплекс таких условий должен быть разработан на базе широкого обсуждения с профессиональным сообществом, дискуссий и консультаций. Только тщательная и последовательная подготовка к переходу на саморегулирование в области промышленной безопасности может гарантировать сохранение квалифицированного подхода к обеспечению безопасной эксплуатации опасных производственных объектов, позволит избежать техногенных катастроф, обусловленных, в том числе, старением и износом оборудования, зданий и сооружений на опасных производственных объектах.

Следует еще раз отметить, что обеспечение полноты и достаточности переходных условий, а также оценка достаточности степени их выполнения для принятия решения о возможности передачи части полномочий на уровень саморегулирования является прерогативой государства, а не стихийно образованных организаций, в том числе и зарегистрированных как саморегулируемые. В этом случае для профессиональных объединений на данном этапе целесообразна и достаточна форма некоммерческого партнерства, которая позволяет коллективно решать многие проблемы и активно взаимодействовать с государственными органами и заинтересованными организациями. Подобное профессиональное объединение не связывает участников необходимостью, в соответствии с Законом, принудительного вступления в нежелательные на данный момент взаимоотношения с другими, часто виртуальными структурами, созданными в порядке инициативы группы лиц.

В качестве условий, требующих выполнения при введении института саморегулирования в области промышленной безопасности, можно указать:

- частичное сохранение государственного регулирования путем контроля деятельности СРО и создание соответствующих понятных инструментов для этой цели;

- сокращение государственного вмешательства в развитие сферы обеспечения промышлен-

ной безопасности опасных производственных объектов и, в частности, оказания экспертных услуг;

- разработку действенных механизмов обеспечения ответственности перед потребителями исполнителей экспертизы промышленной безопасности за выполнение своих обязательств, работ и услуг;

- совершенствование процедуры рассмотрения, утверждения и регистрации заключений экспертизы промышленной безопасности, предполагающее рассмотрение заключений по существу, оперативное взаимодействие представителей экспертной организации и надзорного органа, сокращение продолжительности процедуры, возможно, передачу предварительного рассмотрения специальным профильным экспертным группам;

- совершенствование системы подготовки и переподготовки специалистов для эксплуатации опасных производственных объектов;

- создание при Руководителе Федеральной службы по технологическому, экологическому и атомному надзору в дополнение к общественному совету, технического совета, включающего профильные комиссии, состоящие из ведущих специалистов по различным отраслям и направлениям деятельности. Представители комиссий могли бы стать хорошими помощниками работникам профильных управлений службы, в частности при предварительном рассмотрении экспертных заключений, взаимодействии на этой стадии с экспертными организациями, под-

готовке и предварительной аттестации экспертов и т. п. Подобное взаимодействие профильных управлений с представителями экспертных организаций может намного упростить рутинную техническую работу чиновников и направить их усилия в наиболее приоритетные организационные направления деятельности.

Последовательное и профессиональное реформирование технического регулирования в области промышленной безопасности позволит обеспечить прямой и конструктивный диалог и регулярное взаимодействие органов исполнительной власти и участников рынка экспертных услуг при перераспределении между ними сфер влияния, контролю и решению ключевых проблем устойчивого и прогнозируемого функционирования системы промышленной безопасности техногенных объектов повышенной опасности.

P.S. Активное обсуждение в электронных средствах информации, газетах и журналах возможности замены лицензирования на саморегулирование в области промышленной безопасности подтверждает значительный интерес к этой проблеме представителей предприятий и организаций. В этой связи предлагаем организовать на страницах нашего журнала дискуссии, обмен мнениями и опытом по проблемам, связанным с безопасной эксплуатацией опасных производственных объектов и совершенствованием системы экспертизы промышленной безопасности.

B. P. Tumanyan

Towards Self Regulation in Industrial Safety of High-risk Sites

Problems of technical regulation and sophistication of legislative and regulatory framework in the region of industrial safety are considered. A great attention is paid to the subjects of self regulation in the regions of design, construction and industrial safety. The conditions, which require realization at initiation of the institution of self regulation in industrial safety, are determined.

Keywords: industrial safety, high-risk sites, technical regulation, self regulation, self-regulated organizations.

Вниманию специалистов!

А. М. Данилов

ВВЕДЕНИЕ В ХИММОТОЛОГИЮ

Книга посвящена применению топлив, масел, специальных жидкостей. Приводится обширный справочный материал по их характеристикам и эксплуатационным свойствам. Изложены принципы создания и эксплуатации двигателей.

Книга адресована широкому кругу читателей.

М.: Издательство «Техника», 2003. — 464 с.

Техническое обследование оборудования в системе управления производством

Э. А. Микаэлян
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Рассматриваются особенности различных видов технического обследования в процессе нормальной эксплуатации, вынужденных остановках и авариях оборудования газотранспортных предприятий. Анализируются проблемы повышения надежности контроля и оптимизации технологических параметров в процессе управления режимами работы газоперекачивающих агрегатов.

Ключевые слова: техническое обследование оборудования, управление производством, эксплуатация компрессорных станций, газотурбинные газоперекачивающие агрегаты, объем ремонтных работ, обнаружение неисправностей газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

Система технического обследования оборудования строится строго на комплексной организационной и методической структуре производства. Большое значение для систем управления производством имеет определение особенностей технического обследования оборудования. Основной штатной обязанностью технического персонала всех уровней и сфер производства, связанных с эксплуатацией, обслуживанием и ремонтом, является осуществление технического обследования оборудования (ТОО).

ТОО проводят при нормальной эксплуатации оборудования в режиме работы, резерва или ремонта, при вынужденном и аварийном остановках, при аварии. ТОО проводят также с целью определения особенностей технологического процесса (ТП), для осуществления которого используют данное оборудование. В последнем случае ТОО проводится, например, с целью оценки по заранее выбранному критерию оптимизации рациональности ведения ТП. В качестве такого примера можно выделить ТОО, проводимое для определения расхода топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), а также энергии с целью оценки энергоэффективности проводимого процесса.

В трубопроводном транспорте наиболее широкое распространение получили всевозможные разработки, направленные на автоматический контроль и диагностирование газотурбинных газоперекачивающих агрегатов (ГГПА) в условиях эксплуатации на компрессорных станциях (КС). В отрасли применяются разработки различных исследовательских центров и фирм: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ИТЦ «Оргтехдиагностика», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, СНТК, АО «Бинар», АО «Измерительные технологии», АО «ВИКОНТ», ENTEK Scientific Corporation (США), Boyce Ingining International

(США), специализирующихся в области автоматических систем диагностирования, управления, мониторинга, контроля, защиты, выборочного обследования и анализа работы оборудования. На газотранспортных предприятиях (ГТП) созданы интегрированные системы диспетчерского управления.

Интегрированная система управления — важный фактор ускорения оперативности, экономичности и надежности транспортирования углеводородного сырья. При разработке этой системы для ГТП используют средства автоматики и телемеханики линейной части, ГГПА, компрессорных цехов и диспетчерских пунктов КС. При этом внедрение комплекса программ оперативного управления на диспетчерских пунктах КС ГТП позволит повысить производительность труда, обеспечить надежность газоснабжения, отказаться от ведения регистрационного журнала, снизит потери и энергетические затраты благодаря оперативности управления.

Опыт применения электронно-вычислительных средств, персональных компьютеров (ПК) для оперативного управления показывает, что, несмотря на широкие возможности ПК и средств отображения информации в реальном времени, традиционный подход в ряде случаев остается основой информационного обеспечения диспетчера. До сих пор на большей части пунктов управления КС слабо реализуются возможности дисплеев, продолжают использоваться щиты управления с подробной схемой КС, что объясняется сложностями ликвидации психологического барьера, консерватизмом персонала. Пока еще способы контроля и управления производством с помощью обычных телефонных средств «газовой связи» играют немаловажную роль.

Техническое обследование во время контроля состояния и режима работы оборудования

проводится на основании показаний приборов и непосредственных замеров функциональных параметров. Число таких штатных параметров для ГППА, применяемых в настоящее время в отрасли, достигает 60 и более. Тщательный и точный контроль режима работы и состояния агрегата имеет большое значение для своевременного обнаружения и устранения неполадок, предупреждения их дальнейшего развития и возникновения аварий.

Помимо контроля состояния и режима работы оборудования по функциональным параметрам, т. е. диагностики по анализу режимов работы (ДАР), техническое обследование проводится при эксплуатации оборудования путем диагностического инспектирования (ДИН) методом экспертных оценок на основе применения существующих правил эксплуатации, регламентов, технических условий (ТУ) и другой руководящей документации на действующее оборудование. С целью более глубокого ТОО применяют диагностическое испытание (ДИС) оборудования, а также проводят диагностику с помощью специальных приборов (ДСП), требующих определенной подготовки.

Наиболее сложным и трудоемким является техническое обследование во время ремонта всех видов: текущего, среднего и капитального, так как объем ремонтных работ трудно предсказать.

ТОО, проводимое для определения объема предстоящего капитального ремонта ГППА, — наиболее ответственная операция. Это подтверждается тем, что окончательная дефектная ведомость на производство ремонтных работ составляется после вскрытия агрегата с целью обстоятельного, глубокого технического обследования для уточнения объема ремонтных работ.

Анализ составления дефектных ведомостей на примере ГППА на протяжении многих лет свидетельствует о том, что фактический объем ремонтных работ в несколько раз превышает таковой, установленный по регламенту согласно ТУ. Такая специфика проведения технического обследования агрегатов при осуществлении ремонтных работ может значительно изменить технические условия заводов-изготовителей на ремонтные работы, отвечает стратегии ремонтных работ по состоянию самого агрегата и практикуется в условиях эксплуатации с давних времен. Такая практика производства ремонтных работ, увеличивая их объем, значительно сокращает вынужденные и аварийные остановки, которые в ряде случаев могли бы привести к

жертвам, значительному ущербу и расходам. Недостатком же этой практики является невозможность заблаговременно подать заявку на поставку материалов и запасных частей для выполнения специальных ремонтных работ. Это обстоятельство обусловило необходимость создания широкой сети централизованных складских баз для оперативных поставок запасных частей.

При ремонте стационарных ГППА проводится проверка подгонки разъема корпуса турбомашин, неточности стыковки по горизонтальному разъему. Проверяется неплотность прилегания стыковочных поверхностей разъема, осуществляется замер допусков уплотнения и сравнение их с допустимыми значениями. Проверяются литые поверхности корпусов агрегатов по минимальному классу точности. Особое внимание уделяется труднодоступным поверхностям из-за сложной формы отливок корпусов турбин, компрессоров и центробежных нагнетателей.

Следующим ответственным этапом является проверка формы входных и выходных кромок рабочих лопаток турбины, компрессора и лопастей рабочего колеса центробежного нагнетателя. Вершины входных кромок лопаток и лопастей должны иметь округленную, обтекаемую поверхность, что достигается специальной обработкой, опилкой шаберами. Наружные поверхности рабочих колес должны быть тщательно отполированы с помощью дисковой фрезы.

Контроль основных геометрических параметров агрегата заключается в основном в проверке зазоров, биений, центрирования и соосности деталей и узлов турбоагрегата во время его демонтажа и сборки. Способы контроля осевых и радиальных зазоров с помощью обычных средств измерения (щупов, индикаторов, калибров и др.) не отличаются от принятых в общем машиностроении. Одна из основных особенностей операций контроля при сборке агрегата состоит в том, что их приходится выполнять в труднодоступных местах. Это требует применения специальных инструментов: щупов, скоб, нутромеров, а также бесконтактных физических методов рентгенографии с применением емкостных датчиков и др. Также применяются косвенные способы измерения путем расчета размерной цепи по действительным значениям размеров исходных звеньев.

Качество и глубина технического обследования при проведении ремонтных работ и в процессе эксплуатации агрегата влияют на объем этих работ, что определяет надежность агрегата в межремонтный период. В итоге, данное об-

стоятельство отразится в изменении количества вынужденных аварийных остановок и простоев этого агрегата.

Для некоторых типов ГППА был проведен анализ фактических эксплуатационных затрат и их сравнение с нормативными данными на одном из ГТП отрасли. Полученные данные свидетельствуют о значительном превышении фактического объема ремонтных работ относительно регламентных работ по ТУ и формуляру по ремонту. Это может свидетельствовать о неэффективности эксплуатации агрегатов с экономической точки зрения.

На основе программ реконструкции и технического перевооружения отрасли, ГТП должны быть обеспечены необходимым количеством современных ГППА нового поколения следующих типов: ГПА-6; 10А; 16С; 25 (судовые); ГПА-Ц-6,3 А и В; 12; 16АЛ; 25 (АВИА); ГТН-6У; 16; 25-1 (промышленные) с высоким (31–36%) КПД. Анализ объема показателей для контроля текущего состояния и работы агрегатов с помощью штатных контрольно-измерительных приборов и средств автоматики (КИП и А) для современных агрегатов показывает их недостаточное оснащение средствами контроля для глубокого диагностирования состояния в условиях эксплуатации.

Должным образом разработанное, сконструированное, изготовленное оборудование, превосходно выдержавшее испытание при сдаче его в эксплуатацию и эксплуатируемое согласно действующим регламентам и инструкциям, не должно выйти из строя во время эксплуатации. Тем не менее, опыт эксплуатации показывает, что поломка оборудования и случаев его выхода из строя избежать нельзя. Всего объема параметров работы агрегатов, контролируемых с помощью штатных КИП и А, в ряде случаев недостаточно для глубокого диагностирования.

При контроле режима работы и состояния агрегата часто невозможно установить на ранней стадии приближающийся отказ, связанный с появлением неисправностей. Приборы контроля для технического обследования состояния и режимов работы в ряде случаев могут лишь установить, что произошел отказ.

Дефекты оборудования, в основном не поддающиеся обнаружению на ранней стадии с помощью существующих КИП и А, проявляются в следующих нарушениях:

- механических повреждениях;
- нарушениях аэродинамики потока, вызванных недопустимым, опасным режимом работы;

– нарушении поверхностей проточной части поточных машин.

Дефекты, связанные с механическими повреждениями — разрушение подшипников, износ лабиринтных уплотнений, появление трещин и прогаров стенок камеры сгорания, лопаток турбомашин — на ранней стадии не могут быть установлены и обнаружены существующими приборами и средствами контроля, пока не произойдут более серьезные нарушения работы агрегата. Значительная роль в этом случае принадлежит специальным методам диагностики.

Надежность лопаточного аппарата турбомашин значительно влияет на безаварийную работу ГППА. Статистика повреждений основных деталей ГППА за длительный период показывает, что на долю лопаточного аппарата приходится половина всех повреждений. Периодические возмущающие силы, возникающие из-за неравномерности газового потока и других причин, вызывают колебания лопаток и дисков. Интенсивность динамических напряжений, возникающих в лопатках от изгибно-крутильных колебаний, по расчету составляет не более 10% от интенсивности статических напряжений, но именно первые (при неблагоприятном сочетании конструктивных, технологических и эксплуатационных факторов) вызывают образование усталостных трещин.

Существующие широко применяемые методы неразрушающего контроля (ультразвуковой контроль, магнитопорошковая диагностика, цветная дефектоскопия, вихретоковый метод) направлены на поиск и обнаружение уже развитых трещин и других дефектов, что недостаточно для обеспечения надежности лопаточного аппарата. Этим можно объяснить большой процент дефектов, приходящихся на долю лопаточного аппарата агрегатов в процессе эксплуатации. В условиях отсутствия методов ранней диагностики состояния металла внезапные усталостные повреждения лопаток неизбежны.

Прогрессивным методом обнаружения неисправностей деталей агрегата на ранней стадии, т. е. в период зарождения дефекта, можно считать магнитно-эмиссионный метод. Известны разработки ранней диагностики НПО «Энергодиагностика», основанной на использовании магнитной памяти металла к действию фактических рабочих нагрузок. Данный способ позволяет без зачистки поверхности своевременно выявить лопатки, работающие в наиболее напряженных условиях и предрасположенные к повреждениям. Данный экспресс-метод позволяет выполнить во

время ремонта контроль не менее 100 лопаток турбин в течение 3–4 ч.

Второй вид нарушений связан с тем, что в условиях эксплуатации при отклонении от нормальной работы агрегат выходит из границ допустимых предельных режимов работы. Это может произойти в двух случаях: при нагрузках, превышающих предельно допустимые значения для данного агрегата или при режиме пониженных нагрузок в результате помпажа.

Причины помпажа связаны с работой компрессорных машин в условиях повышения степени сжатия и уменьшения расхода газа в зоне неустойчивых режимов. Помпаж – наиболее опасный из стационарных режимов работы компрессора, сопровождающийся значительными колебаниями давления, расхода и быстрым повышением температуры газа. Важнейшими признаками помпажа являются резкие периодические удары, хлопки, повышенная вибрация, которые во многих случаях могут привести к аварийной остановке агрегата и всей установки, в состав которой входит компрессор. Поэтому компрессорные машины оснащаются системой противопомпажной защиты (ППЗ).

Инвариантные к изменению начальных условий и состава газа системы ППЗ были созданы благодаря успехам, достигнутым в развитии микропроцессорной техники. В основу работы всех известных систем ППЗ положены алгоритмы вычисления удаленности текущего положения рабочей точки в поле характеристик компрессора от границы помпажа. Для этого производится измерение ряда рабочих параметров агрегата, в том числе температур газа до и после компрессора. Однако эти алгоритмы не были практически реализованы из-за отсутствия доступных аппаратных средств, обладающих требуемой надежностью, быстродействием и малой инерционностью.

Вследствие инерционности устройств измерения термобарических параметров и зависимости их динамических характеристик от режима работы агрегата, вычисленное расстояние между рабочей точкой компрессора и границей помпажа может отличаться от истинного значения, что приводит к ложным срабатываниям системы ППЗ и снижению эффективности технологического процесса. В последнее время в системах сбора и транспортирования газа на ГГПА постепенно внедряются современные средства ППЗ с необходимым быстродействием, исключающие отмеченные выше недостатки.

Если при первых двух видах нарушений неисправности агрегата проявляются мгновен-

но, то при нарушениях поверхности проточной части неисправности проявляются с течением времени. Нарушение поверхности проточной части в основном связано с ее загрязнением под действием воздуха, а в некоторых случаях агрегат сам является источником загрязнения. Этот вид нарушения не приводит непосредственно к вынужденным остановкам агрегата, а снижает экономичность, эффективность как осевого компрессора (ОК), так и всего агрегата в целом. Ухудшение этих показателей непосредственно по штатным КИП и А определить невозможно.

Для оценки аэродинамического совершенства проточной части поточных машин, подверженных загрязнению, неисправностям в процессе эксплуатации ОК, газовой турбины (ГТ) и центробежного нагнетателя (ЦН) в ГГПА, предлагается показатель аэродинамического совершенства эксплуатации:

$$\begin{aligned} \text{для ОК: } k_{\text{азк}} &= n_{\text{к}}/n_{\text{ок}}; \\ \text{для ГТ: } k_{\text{азт}} &= n_{\text{от}}/n_{\text{т}}; \\ \text{для ЦН: } k_{\text{азн}} &= n_{\text{н}}/n_{\text{он}}, \end{aligned}$$

где $n_{\text{к}}$, $n_{\text{т}}$, $n_{\text{н}}$ — показатели процесса соответственно для ОК, ГТ и ЦН, определенные в условиях эксплуатации, например, до и после ремонта, профилактики, связанных с очисткой проточной части, восстановлением всех зазоров, допусков, посадок в элементах проточной части или же устранением недопустимых биений и других геометрических характеристик соответствующих элементов поточных машин; $n_{\text{ок}}$, $n_{\text{от}}$, $n_{\text{он}}$ — номинальные значения показателей процесса ОК, ГТ и ЦН по паспортным данным.

Проведение технического обследования оборудования при вынужденной аварийной остановке имеет большое значение для анализа состояния оборудования, определения его работоспособности, срока службы, разработки стратегии его обслуживания и ремонта, выявления недостатков проектирования, изготовления или эксплуатации.

Анализ статистики выхода из строя ГГПА свидетельствует о том, что основной причиной неполадок, вызывающих вынужденные аварийные остановки и обуславливающих низкий коэффициент использования оборудования, является технический уровень основного газотранспортного оборудования — ГГПА, разработанного в основном по концепции, не соответствующей производственной инфраструктуре.

Опыт эксплуатации оборудования, статистика повреждений позволяют провести анализ причин неполадок с целью разработки необходимых мероприятий для совершенствования конструк-

ций, улучшения эксплуатационных показателей и обеспечения надежности оборудования. Так, по данным эксплуатации большой группы зарубежных ГППА на протяжении десяти лет установлено, что повреждения агрегатов, связанные с вынужденными остановками и простоями по причине дефектов самого оборудования, включающих ошибки проектирования, дефекты изготовления, сборки, монтажа и материалов, достигают 73%, из них ошибки проектирования составляют 45%. Очевидно, на долю остальных неполадок приходится незначительная часть. Так, дефекты эксплуатации составляют 10,5%, включая 3,5% дефектов в результате ошибок управления и 7% дефектов вследствие ошибок технического обслуживания. Кроме того, имели место прочие воздействия (16%), также приводящие к неполадкам во время эксплуатации.

Приведенные результаты свидетельствуют о необходимости ужесточения требований к проектированию и изготовлению современных ГППА с целью повышения их качества и обеспечения надежности. Данные требования должны быть отражены в ТУ на изготовление подобного рода оборудования.

Анализ данных о работе ГППА на протяжении ряда лет позволяет определить характеристики надежности, проследить интенсивность отказов, характеризующую уровень безопасности оборудования, выявить проблемы в основных узлах и системах агрегатов и разработать способы их устранения. Данные о количестве вынужденных и аварийных остановок и простоев агрегатов свидетельствуют о том, что частота поломок и связанных с ними вынужденных аварийных отказов на протяжении ряда лет все еще значительна.

Техническое обследование оборудования с определением особенностей технологического процесса может проводиться для контроля расхода энергоресурсов, топлива, различных материалов с целью разработки оптимальных условий эксплуатации. Наибольшее распространение получили различные методы определения эффективности использования ТЭР на основе параметрической термогазодинамической диагностики.

В литературе описан ряд технологических задач по определению показателей режима работы и технического состояния отдельных элементов и всего ГППА КС в целом и газопроводов с применением ПК. Техническое состояние определяют по данным режимов работы ГППА КС и газопроводов вместе с широко применяемым методом определения технического состояния

по результатам проводимых специальных диагностических испытаний агрегатов.

Важным моментом является выбор критерия оптимизации для развития современного нефтегазового комплекса, основанного на широком внедрении газотурбинного оборудования. Из анализа и прогноза современной ситуации, складывающейся на рынке энергоносителей, и проблем топливно-энергетического комплекса следует, что критерием оптимизации современного производства станвится не экономия топлива, а экономия мощностей производства. Это связано с тем, что стоимость оборудования и машин будет расти опережающими темпами в сравнении с ценами на энергоносители на мировом рынке. На внутреннем рынке мы непрерывно сталкиваемся с проблемой низких цен, платежей со стороны потребителей энергетического сырья и ресурсов.

Термодинамический расчет показывает, что эффективная удельная работа и эффективный КПД газотурбинного двигателя в разной степени зависят от соотношения C давления воздуха в процессе сжатия в осевом компрессоре газотурбинной установки (ГТУ). Таким образом, выбор оптимального значения C исходя из условия максимальной удельной работы двигателя позволяет проектировать и изготавливать осевой компрессор и ГТУ в целом на меньшее рабочее давление, с меньшими затратами металла при той же самой мощности агрегата. Это значительно упрощает его конструкцию, снижает капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

Для решения проблем энергосбережения и объективной оценки энергозатрат необходимо прежде всего правильно выбрать основной показатель объема производства. В качестве такого показателя для КС и газотранспортной системы (ГТС) в целом следует принять количество выработанной за определенное время энергии для перекачки заданного количества газа. Эта величина зависит от эффективной мощности, снимаемой с муфты ГТУ–ЦН, составляющих вместе ГППА. Для того, чтобы этот показатель носил универсальный характер, необходимо произведенную эффективную мощность отнести к количеству перекачиваемого газа на единицу пути участка газопровода, примыкающего к КС.

Для рационализации производства необходимо выбрать оптимальное значение этих показателей, предлагаемых для включения в отчеты о работе КС и ГТС. Эти значения определяются из условия равенства энергии, потребляемой на КС, и расходуемой на участке газопровода,

примыкающего к КС. Данные по разработке нормативной шкалы энергозатрат и рациональных топливно-энергетических показателей приведены в литературе*.

Ряд оптимизационных задач зависит от уровня цен на газ. Введение внутренних цен в отрасли не стимулирует ГТП к повышению эффективности производства и приводит к не-

* *Микаэлян Э. А.* Повышение качества, обеспечение надежности и безопасности магистральных газонефтепроводов для совершенствования эксплуатационной пригодности / Под ред. проф. Г. Д. Маргулова. – М.: Топливо и энергетика, 2001. – 640 с.

обходимости завышения затрат. Это одна из проблем, которая может быть решена путем демонполизации отрасли.

В мировой практике известны случаи дифференциации монополий, например крупнейшая газонефтяная фирма Сонатрак (Алжир) в 1983 г. распалась на ряд подотраслей: по разработке, добыче, транспортировке и переработке углеводородов. Необходимо изучить международный опыт и разработать собственное технико-экономическое обоснование выбранных структур производств.

E. A. Mikaelyan

Technical Survey of an Equipment in a Production Management System

The features of the different kinds of technical survey of equipment at gas transportation enterprises at normal operation process, forced stops and damages are considered. The problems of control reliability improvement and operational parameters optimization in a process of gas compressor units mode control are analyzed.

Keywords: technical survey of equipment, production management, gas compressor station exploitation, gas-turbine gas compressor units, repair size, failure detection of gas-turbine gas compressor units.

Вниманию специалистов!

С. В. Дейнеко

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ МЕТОДОМ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ: ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

В лабораторном практикуме рассматриваются модели расчета надежности технологических элементов газонефтепроводов. Представлены основные этапы построения моделей и этапы компьютерного моделирования для решения задач оценки надежности.

Приводятся описание и примеры использования методов компьютерного моделирования для решения инженерных задач надежности в среде Excel.

Построение моделей объектов проводится на основе реальных статистических данных.

Лабораторный практикум предназначен для студентов, магистрантов и аспирантов специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» и для инженерно-технического персонала, связанного с оценкой эксплуатационной надежности газонефтепроводов.

М.: Издательство «Техника», 2007. — 80 с.

С. В. Дейнеко

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ. ЗАДАЧИ С РЕШЕНИЯМИ

В сборнике рассматриваются практические задачи оценки надежности объектов систем газонефтепроводов на стадии эксплуатации. В задачах используются конструкции реальных объектов и реальные статистические данные. Рассмотрены основные этапы и особенности построения структурных моделей – схем надежности систем газонефтепроводов, а также задачи, связанные с обработкой статистической информации о наработках на отказ и построением вариационных рядов. Заключительным этапом расчетов является количественная оценка надежности систем газонефтепроводов на основе построения структурных схем. Приводится решение задач.

Сборник задач предназначен для студентов, магистрантов и аспирантов специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» и для инженерно-технического персонала, связанного с оценкой эксплуатационной надежности газонефтепроводов.

М.: Издательство «Техника», 2007. — 80 с.

Новый подход к оценке эффективности переработки нефтяного сырья

Б. П. Туманян, Н. Н. Петрухина
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Рассмотрены основные варианты оценки эффективности переработки нефтяного сырья: показатели глубины переработки нефти, выхода светлых нефтепродуктов, доли вторичных процессов, индекс Нельсона, показатель степени совершенства технологической структуры нефтеперерабатывающего предприятия. Выявлены их преимущества и недостатки. Обсуждается возможность оценки технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия во взаимосвязи с выходом и качеством базовых товарных компонентов и качеством перерабатываемого сырья.

Ключевые слова: эффективность переработки нефти, технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия, глубина переработки нефти, индекс Нельсона, доля вторичных процессов, совершенство технологической структуры нефтеперерабатывающего предприятия, комплексный показатель качества.

Современный этап развития отечественной нефтеперерабатывающей отрасли характеризуется необходимостью значительного повышения мощностей технологических процессов, направленных на получение максимального количества высококачественных компонентов топлив и масел. С этой целью практически на всех нефтеперерабатывающих предприятиях приняты масштабные планы строительства новых, реконструкции и модернизации существующих производств, предполагающие внедрение вторичных процессов переработки остатков, в том числе мазутов и гудронов, а также облагораживания нефтяных фракций и обеспечения соответствия их качества требованиям, законодательно предъявляемым к компонентам товарных продуктов. В подобных условиях важной задачей, в частности при создании прогнозных и отчетных документов, является определение технологического уровня переработки нефтяного сырья. В конечном итоге, на этой основе возможна сравнительная оценка эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий.

Наличие многих факторов, оказывающих влияние на функционирование нефтеперерабатывающих предприятий, обуславливает чрезвычайную сложность их сравнения. Естественно, можно предопределить некоторые показатели, которые необходимо в первую очередь принимать во внимание при сопоставлении различных нефтеперерабатывающих предприятий и оценке их технологического уровня. Прежде всего, к таким показателям можно отнести содержание и качество светлых дистиллятов в нефтяном сырье, выход и качество компонентов товарных топлив и масел. Однако, несмотря на доста-

точную емкость и универсальность указанных показателей, необходим их комплексный учет для достоверного сравнения нефтеперерабатывающих предприятий.

Так, структура выхода и качества компонентов товарных нефтепродуктов зависит от состава вторичных процессов в поточной схеме нефтеперерабатывающего предприятия, а также от содержания соответствующих фракций в исходном сырье. На некоторых предприятиях в общем объеме переработки нефти постепенно увеличивается доля низкокачественных высокосернистых нефтей с пониженным содержанием светлых дистиллятов. Специфика нефтепереработки такова, что одинаковые выход и качество нефтепродуктов при переработке различающихся по физико-химическим характеристикам нефтей могут быть обеспечены различным набором технологических процессов. При этом на эксплуатационные затраты на переработку нефти существенное влияние оказывают содержание серы и парафинов в нефти и ее фракциях, выход бензиновых и дизельных фракций, соответственно их октановые и цетановые числа.

Очевидно, наиболее полное и корректное сравнение нефтеперерабатывающих предприятий возможно по показателям, отражающим во взаимосвязи выход и качество товарных продуктов, качество перерабатываемого сырья, технологическую схему предприятия, а также соблюдение требований нормативных и регулирующих документов, законодательно определяющих качество получаемой продукции. Таким документом в нефтепереработке является Технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому

топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту»

В отечественной практике нефтепереработки для оценки эффективности использования нефтяного сырья традиционно применяют показатели «*глубины переработки нефти*» и «*выхода светлых нефтепродуктов*». Глубина переработки нефти вычисляется как выход (в % мас. на нефть) всех нефтепродуктов за исключением топочного мазута и безвозвратных потерь. Выход светлых нефтепродуктов представляет собой сумму выходов (в % мас. на нефть) сжиженных газов, бензинов, реактивных и дизельных топлив [1]. Назначение указанных показателей — оценка эффективности использования нефтяного сырья, точнее мазута. На предприятиях с более глубокой переработкой нефти удельный расход нефти на получение светлых нефтепродуктов будет меньше.

Данные показатели зависят, прежде всего, от характеристик перерабатываемой нефти, в частности, от содержания в ней светлых фракций, а также от наличия в поточной схеме нефтеперерабатывающего предприятия процессов, направленных на получение дополнительного количества дистиллятов. Так, в случае поступления на переработку нефти с большим содержанием светлых фракций (например, при переходе к переработке смеси нефти с газовым конденсатом), показатели глубины переработки нефти и выхода светлых фракций увеличиваются, однако, очевидно, что это не является следствием модернизации предприятия и введения в эксплуатацию новых установок. Более того, рассматриваемые показатели не отражают качество получаемых нефтепродуктов, а лишь косвенно позволяют оценить уровень переработки на предприятии остаточного сырья, в том числе мазута и гудрона. Иными словами, включение в схему предприятия новых установок изомеризации или алкилирования никак не отразится на показателе глубины переработки нефти. Таким образом, повышение глубины переработки нефти в результате введения в поточную схему предприятия процессов переработки остаточного сырья не всегда свидетельствует об увеличении эффективности функционирования предприятия [2]. Последняя требует налаживания всей последовательности технологических процессов, включая облагораживающие, необходимые для получения товарной продукции требуемого качества.

Перечисленных недостатков в некоторой степени лишен показатель «*доля вторичных процессов*», вычисляемый как отношение суммы производительностей установок вакуумной

дистилляции, деструктивных и облагораживающих процессов к производительности установок атмосферной дистилляции на конкретном нефтеперерабатывающем предприятии [3]. Очевидно, что чем больше доля вторичных процессов, тем выше возможности предприятия для получения качественной продукции. Преимущество данного показателя перед глубиной переработки нефти состоит в том, что он косвенно отражает взаимосвязь качества поступающего на переработку сырья и состав облагораживающих процессов предприятия. При повышении содержания светлых фракций в нефти доля вторичных процессов в поточной схеме нефтеперерабатывающего предприятия увеличивается только в случае повышения производительности облагораживающих процессов — гидроочистки, каталитического реформинга*, изомеризации и др.

Однако применение показателя «доля вторичных процессов» для оценки эффективности переработки нефтяного сырья практически не сопряжено с качеством товарных нефтепродуктов. Процессы изомеризации, каталитического реформинга и особенно гидроочистки могут осуществляться с получением топливных фракций различного качества, определяемого содержанием серы, антидетонационными характеристиками и др. Доля вторичных процессов в поточной схеме предприятия будет в этом случае одинакова, поскольку она не зависит от технологического режима процесса, применяемых катализаторов и т. д.

В качестве одного из показателей, отражающих эффективность переработки нефтяного сырья и уровень оснащенности предприятия современными технологическими процессами, может рассматриваться *баланс водорода* на нефтеперерабатывающем предприятии. В целом, объем потребления водорода на предприятии зависит от поточной схемы переработки, физико-химических характеристик поступающей на переработку нефти, качества товарных продуктов, технологических параметров работы установок гидроочистки, гидрокрекинга, гидрообессеривания остатков и др. [4].

Очевидно, нефтеперерабатывающие предприятия с большей долей гидрогенизационных процессов облагораживания топливных фракций и переработки остатков потребляют больше водорода, чем предприятия, работающие по

* Реформинг — от англ. «reforming» соответствует рус. «реформа».

Реформинг (рус.) — преобразование, конверсия, перестроение.

неглубокой схеме переработки сырья. Значительный расход водорода связан с включением в поточную схему предприятия установки гидрокрекинга. С большим расходом водорода осуществляется гидрооблагораживание фракций термokatалитических и термодеструктивных процессов, чем прямогонных фракций. При переработке различающихся по физико-химическим характеристикам нефтей по одной схеме баланс водорода на предприятиях будет различаться. Это связано с неодинаковым содержанием в нефти дистиллятных фракций и остатка, а также с различным содержанием в прямогонных нефтяных фракциях серы. Переработка сернистых смолистых нефтей требует большего расхода водорода, чем малосернистых.

Отмечается [4], что содержание серы в нефти тесно связано с ее плотностью и фракционным составом. Так, с повышением содержания серы в нефти наблюдается снижение содержания светлых фракций, в основном, фракции н.к.–180°C, и повышение содержания остатков, выкипающих при температуре выше 350 и 500°C. Таким образом, необходимость введения в схему нефтеперерабатывающего предприятия установки производства водорода при переработке сернистых нефтей обусловлена не только увеличением содержания серы в нефтяных фракциях и остатке и повышением выхода фракций деструктивного происхождения, но и уменьшением выработки водорода в процессе каталитического реформинга. Последнее обстоятельство связано со снижением выхода прямогонной бензиновой фракции и, следовательно, производительности установки реформинга.

Недостаток водорода реформинга компенсируется его производством на установках паровой конверсии нефтезаводского или природного газа и газификации нефтяных остатков.

Исходя из вышеизложенного, можно заключить, что объем производства водорода на установках паровой каталитической конверсии углеводородов или газификации является своеобразным индикатором высокого технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия. Значительное количество производимого дополнительно водорода (в % на нефть) часто связано с переработкой высокосернистой нефти и свидетельствует, как правило, о значительной доле гидрогенизационных процессов в схеме переработки нефти, эффективной переработке тяжелых дистиллятов и остатков и высоком качестве получаемых продуктов. Последнее обеспечивается глубокой гидроочист-

кой и гидродеароматизацией. В свою очередь, отсутствие в схеме предприятия установки производства водорода указывает на относительно неглубокую переработку нефти и низкую долю облагораживающих процессов: гидроочистки, гидродеароматизации, гидрирования бензола, изомеризации и гидроизомеризации и др., что обуславливает невысокое качество товарных продуктов.

В мировой нефтепереработке широко применяется коэффициент сложности нефтеперерабатывающего предприятия (complexity index), введенный в 1960-е гг. В. Нельсоном [5, 6]. Указанный показатель представляет собой отношение удельных затрат на сооружение какой-либо установки нефтеперерабатывающего предприятия к удельным затратам на строительство установки атмосферной дистилляции. Эти коэффициенты получили название «индексов Нельсона» и устанавливаются для каждого технологического процесса. Для установки атмосферной дистилляции принимается индекс, равный единице. Таким образом, если стоимость сооружения установки атмосферной дистилляции составляет, например, 400 дол./бар./сут., а другой установки — 1 200 дол./бар./сут., то индекс последней будет равен 3. Под рейтингом сложности нефтеперерабатывающего предприятия подразумевают сумму произведенных индексов Нельсона отдельных установок на доли этих установок в поточной схеме предприятия:

$$CI = \sum x_i \cdot NI_i$$

где CI — коэффициент сложности нефтеперерабатывающего предприятия; x_i — доля i -го процесса, определяемая как отношение его производительности к производительности установки атмосферной дистилляции; NI_i — индекс Нельсона i -го процесса.

Индекс Нельсона является удобным показателем для сравнения инвестиций, необходимых для сооружения нефтеперерабатывающих предприятий с различным набором процессов, т. е. индекс Нельсона характеризует меру совершенства схемы нефтеперерабатывающего предприятия по капиталоемкости. Коэффициент сложности может использоваться для сравнительной оценки отдельных нефтеперерабатывающих предприятий или суммарно для предприятий целых регионов. Например, средний рейтинг сложности российских нефтеперерабатывающих предприятий колеблется на уровне 4, нефтеперерабатывающих предприятий Западной Европы — 6,5, США — 9,5,

Канады — 7,1, стран Азии — 4,9, Африки — 3,3, Латинской Америки — 4,7, Ближнего и Среднего Востока — 4,2. Среднемировой индекс сложности нефтеперерабатывающих предприятий составляет 5,9 [5, 6].

Вычисляемый по изложенной методике рейтинг сложности не учитывает затраты на объекты общезаводского хозяйства (ОЗХ): товарно-сырьевой парк, системы трубопроводов, водоснабжения и канализации, очистки сточных вод и др. В работах В. Нельсона была выявлена связь рейтинга сложности нефтеперерабатывающего предприятия с затратами на сооружение объектов ОЗХ и предложено итоговый рейтинг сложности вычислять как произведение рейтинга сложности и поправочного коэффициента для объектов ОЗХ. Однако итоговый рейтинг сложности используют редко, и, как правило, ограничиваются расчетом обычного рейтинга сложности.

Интересно отметить, что на предприятиях, характеризующихся высоким индексом сложности, объемный выход продуктов переработки может превышать объем перерабатываемой нефти [6]. Это происходит в результате широкого использования термодеструктивных, термодокаталитических и гидрогенизационных процессов, приводящих к превращению тяжелых фракций и остатков в дистиллятные фракции и газы с увеличением объема. В противоположность этому, нефтеперерабатывающие предприятия с рейтингом сложности 2–5 получают продуктов (в % об.) меньше, чем перерабатывают нефти. Обычно на предприятиях с рейтингом сложности 2–3 уменьшение объема составляет 5% [6]. На нефтеперерабатывающих предприятиях, характеризующихся средним (5–6) индексом сложности, прирост объема продуктов по отношению к нефти составляет 5%. Для предприятий с высокими (9–10) индексами Нельсона характерен прирост объема продуктов по отношению к нефти, равный 10%.

К недостаткам индекса Нельсона, как критерия оценки эффективности переработки нефти, следует отнести то, что он не отражает эксплуатационные затраты на переработку, которые зависят от качества сырья и получаемых продуктов. Если два нефтеперерабатывающих предприятия имеют одинаковый набор технологических установок, мощности которых также равны, но на одном из них получают дизельное топливо с содержанием серы 10 ppm, а на другом — 500 ppm, то это никак не повлияет на суммарный индекс сложности нефтеперерабатывающего предприятия. Очевидно также,

что стоимость возведения технологической установки никаким образом не отражает ее роль в получении качественных продуктов. Назначением данного показателя является сравнение нефтеперерабатывающих предприятий по капитальным затратам.

Из показателя сложности нефтеперерабатывающего предприятия нельзя извлечь других данных о технологическом уровне и очевидно, этот показатель возрастает с увеличением числа стадий переработки сырья, что с технологической точки зрения не всегда оправдано и не во всех случаях обеспечивает получение продуктов высокого качества. Таким образом, на основании индекса Нельсона нельзя сделать однозначный вывод о выходе и качестве продуктов, так как на основе стоимости сооружения установки невозможно однозначно судить о влиянии данного процесса на эффективность использования сырья, выход и качество товарных продуктов.

В работе [7] для оценки меры оснащенности нефтеперерабатывающего предприятия прогрессивными технологическими процессами и количественного влияния на обобщенные экономические результаты (объем прибыли или чистой продукции) вводится *показатель степени совершенства технологической структуры* ($K_{СТС}$) нефтеперерабатывающего предприятия. При построении этого показателя исходят из следующих принципов [7, 8]:

- представления технологической структуры нефтеперерабатывающего предприятия как соотношения мощностей технологических процессов, выраженных в процентах к мощности установки атмосферной дистилляции;
- существования технико-экономического эталона структуры, характеризующегося явными экономическими преимуществами по сравнению с технологическими структурами остальных предприятий;
- расчета меры близости фактической структуры нефтеперерабатывающего предприятия к эталонной с учетом относительной значимости вклада отдельных процессов в итоговый экономический результат.

Параметр $K_{СТС}$, являющийся мерой близости технологической структуры нефтеперерабатывающего предприятия к эталонной, выражается разностью:

$$K_{СТС} = 1 - L,$$

где L — среднее нормированное расстояние между технологической структурой конкретного предприятия и эталонной структурой.

Расстояние L между сравниваемыми структурами определяется формулой:

$$L = \sqrt{\sum_{i=1}^N (d_{i\text{э}} - d_i)^2 \cdot B_i},$$

где N — количество технологических процессов; $d_{i\text{э}}$ — эталонное значение доли i -го процесса; d_i — фактическая доля i -го процесса в поточной схеме оцениваемого нефтеперерабатывающего предприятия; B_i — коэффициент значимости i -го процесса в образовании массы прибыли нефтеперерабатывающего предприятия, нормированный относительно значимости процесса атмосферной дистилляции нефти.

Таким образом, $K_{\text{СТС}}$ можно вычислить по формуле:

$$K_{\text{СТС}} = 1 - L = 1 - \sqrt{\sum_{i=1}^N (d_{i\text{э}} - d_i)^2 \cdot B_i}.$$

Максимальное значение $K_{\text{СТС}}$, очевидно, равно 1.

Коэффициенты значимости отдельных процессов характеризуют соотношение вклада i -го процесса в образование массы прибыли и аналогичного вклада процесса первичной переработки нефти. Коэффициенты B_i вычисляют как отношение размера прибыли, приходящегося на один процент удельного веса i -го процесса к аналогичному показателю для процесса дистилляции нефти:

$$B_i = \frac{(P_i - EK_i) \cdot 100}{(P_n - EK_n) \cdot d_i};$$

где P_i и P_n — величина прибыли или чистой продукции, обеспечиваемой соответственно вводом в схему i -го процесса и процесса первичной переработки нефти; E — цена инвестиционных ресурсов, доли единицы; K_i и K_n — капитальные вложения, необходимые соответственно для ввода i -го процесса и установки первичной переработки нефти.

Смысл коэффициентов B_i очевиден. В числителе находится размер прибыли (за вычетом платы за инвестиции), приходящийся на один процент удельного веса i -го процесса, в знаменателе — аналогичный показатель для установки атмосферной дистилляции нефти. Таким образом, коэффициенты B_i являются характеристиками экономической эффективности соответствующих технологических процессов. В работах [7, 8] приводятся коэффициенты B_i для различных процессов нефтеперерабатывающего предприятия. Отмечается, что в силу региональных или ситуационных различий цен на сырье, энергию, технического уровня установок, условий сбыта нефтепродуктов коэффициенты B_i

для отдельных нефтеперерабатывающих предприятий могут несколько отличаться от указанных в работах [7, 8].

Обоснование удельных эталонных весов $d_{i\text{э}}$ технологических процессов базируется на анализе мировых тенденций и технологически обусловленных ресурсных ограничений. Эти ограничения связаны с количеством сырья и обеспечением получения продуктов требуемого качества. Была сформирована эталонная структура нефтеперерабатывающего предприятия, близкая к средневропейской. В тех случаях, когда в силу региональных особенностей спроса происходит превышение фактической величины d_i относительно эталонной $d_{i\text{э}}$, величина d_i принимается за оптимальный уровень.

Средняя степень совершенства технологической структуры нефтеперерабатывающих предприятий России составляет 0,5.

Из вышеизложенного очевидно, что показатель совершенства технологической структуры нефтеперерабатывающего предприятия представляет собой экономический результат функционирования всей технологической цепочки предприятия и позволяет рассчитывать степень влияния каждого процесса на объем прибыли и определять приоритеты каждого процесса в достижении высоких экономических показателей. Преимуществом данного метода является обеспечение оценки экономического результата переработки нефти при наличии конкретной структуры технологических процессов.

К недостаткам метода следует отнести то, что при расчете величины прибыли не учитывается качество сырья, прежде всего, содержание в нефти серы и светлых фракций. Данные характеристики существенно влияют на прибыль установок атмосферной и вакуумной дистилляции, гидроочистки и др. Кроме того, коэффициенты значимости некоторых перспективных процессов, которые позволяют получать нефтепродукты, отвечающие современным требованиям, получаются заниженными. Например, коэффициент B_i процесса гидрокрекинга равен 0,42 (для сравнения для первичной переработки B_i составляет 1, для термического крекинга — 0,41), что объясняется высокими капитальными затратами на строительство установки гидрокрекинга. В результате этого, естественно, снижается прибыль при введении процесса гидрокрекинга в структуру нефтеперерабатывающего предприятия. Однако процесс гидрокрекинга ввиду его значительной гибкости, возможности получения топливных и масляных

дистиллятов высокого качества, несомненно, является перспективным.

Еще один недостаток $K_{СТС}$ — невозможность оценки качества товарных продуктов. Очевидно, прибыль установки гидроочистки дизельной фракции зависит от содержания серы в гидрогенезате, однако коэффициент совершенства технологической структуры не позволяет поразному оценивать установки гидроочистки, производящие разные по содержанию серы продукты.

Кроме того, коэффициенты значимости отдельных процессов, по нашему мнению, чрезвычайно усреднены. Очевидно, вклад i -го процесса в формирование массы прибыли определяется выходом и качеством товарной продукции в этом процессе. В этой связи усреднение коэффициентов B_i , например, для установок реформинга с периодической и непрерывной регенерацией катализатора приводит к искажению значимости этих установок.

Таким образом, $K_{СТС}$ не позволяет реально оценить вклад каждого технологического процесса в выход и качество получаемых продуктов, а также не отражает влияния качества нефтяного сырья на эффективность его переработки и прибыль нефтеперерабатывающего предприятия.

Представляет интерес расчет не коэффициентов значимости отдельных технологических процессов, а определение экономической эффективности внедрения процессов глубокой переработки нефти, расчет которой предложен в работе [9]. Экономическая эффективность капитальных вложений при внедрении процессов глубокой переработки мазута для нефтеперерабатывающего предприятия определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{НПЗ} = [(C_2 - C_1) - (C_1 - C_0)] / (K_2 - K_1), \quad (1)$$

где C_1, C_0, K_1 — цена годового выпуска товарной продукции, полная себестоимость годового выпуска товарной продукции и капитальные вложения до внедрения процессов глубокой переработки мазута; C_2, C_0, K_2 — то же после внедрения процессов глубокой переработки мазута.

Очевидно, формула (1) может использоваться и для расчета эффективности внедрения любого технологического процесса переработки нефти.

В работах [10, 11] исследовано влияние глубины переработки нефти на структуру декартивных процессов и их эффективность. В качестве критерия оптимальности был принят минимум приведенных затрат на производство. В результате расчета была определена роль различных процессов в углублении переработки

нефти и их оптимальное сочетание с другими процессами при поэтапном повышении глубины переработки. Было показано, например, что висбрекинг гудрона эффективен при глубине переработки нефти в пределах 65–83%, а гидровисбрекинг — при 80–90%, а при дальнейшем углублении переработки нефти он становится неэффективным. Доля замедленного коксования в поточной схеме переработки нефти увеличивается с 2,7 до 9,8% с повышением глубины переработки нефти с 60 до 95%.

Представленная в работе [12] оптимальная с точки зрения минимизации приведенных затрат структура технологических процессов носит теоретический характер ввиду слишком большого количества установок. Так, при глубине переработки нефти, равной 85%, структура процессов следующая: термический крекинг дистиллятного сырья — 2,5%, каталитический крекинг — 11,5%, легкий гидрокрекинг — 4,7%, гидрокрекинг при 15 МПа — 6,3%, гидровисбрекинг гудрона — 4,4%, замедленное коксование — 5,8%. Очевидна перегруженность структуры технологических процессов. В этой связи, при разработке коэффициента эффективности переработки нефти целесообразно уйти от эталонной структуры технологических процессов, поскольку последняя определяется региональными особенностями, возможностью сбыта получаемых нефтепродуктов и целесообразностью их получения из конкретной нефти.

Как видно, существующие показатели эффективности переработки нефти не лишены недостатков, основным из которых является практическое отсутствие учета качества перерабатываемого сырья и получаемых товарных продуктов. Показатель совершенства технологической структуры и индекс Нельсона, приближены в большей степени к экономической оценке нефтеперерабатывающего предприятия и меньше связаны с технологией как таковой.

Более однозначно и полно технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия отражает баланс водорода. Этот показатель косвенно характеризует как качество перерабатываемого сырья, так и выход и качество получаемых продуктов. Однако баланс водорода как количественный показатель затруднительно применять для сравнения разных нефтеперерабатывающих предприятий. Это связано с тем, что объем дополнительно производимого водорода зависит от многих факторов, в том числе от наличия на установках гидроочистки и гидрокрекинга отдува водородсодержащего газа (ВСГ), чистоты ВСГ реформинга и др.

Для более полной оценки нефтеперерабатывающего предприятия в дополнение к указанным показателям целесообразно введение некоторого показателя технологического уровня этого предприятия. Данный показатель должен обеспечивать корректное количественное сравнение нефтеперерабатывающих предприятий, перерабатывающих разное по характеристикам нефтяное сырье и обеспечивающих получение разных по качеству компонентов товарных продуктов, однако в целом имеющих конечной целью получение товарных продуктов с качеством в соответствии с Техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту». Для того, чтобы объективно охарактеризовать технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия, необходимо ввести коэффициент, учитывающий качество сырья, поступающего на переработку, выход и качество основных товарных продуктов. Данный коэффициент должен определять в целом уровень совершенства нефтеперерабатывающего предприятия и возможность производства на нем продуктов, качество которых отвечает установленному государственным стандартами. [2].

Качество получаемых нефтепродуктов может быть выражено комплексным показателем качества, который должен обобщать несколько наиболее значимых свойств. Комплексный показатель качества является функцией единичных (дифференциальных) показателей качества [12]. Дифференциальный показатель качества может быть вычислен по формулам:

$$K_{\text{ед } i} = R_i / R_{i\text{эт}}; \quad (2)$$

$$K_{\text{ед } i} = R_{i\text{эт}} / R_i, \quad K_{\text{ед } i} = 1 \quad \text{при } R_i < R_{i\text{эт}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{ед } i}$ — единичный показатель качества; R_i и $R_{i\text{эт}}$ — значение i -й характеристики соответственно данного нефтепродукта и эталона. В качестве эталона принимаются требования к характеристикам данного нефтепродукта, предусмотренные нормативными документами.

Формула (2) применяется в том случае, когда увеличение i -й характеристики продукта ведет к улучшению качества. К таким характеристикам относятся, например, октановое и цетановое числа. При этом $K_{\text{ед } i}$ может быть больше единицы, поскольку улучшение свойства ведет к улучшению качества продукта. Для расчета таких единичных показателей качества, как содержание серы, ароматических, непредельных углеводородов и т. д. применяется формула (3).

В этом случае $K_{\text{ед } i} = 1$ при $R_i < R_{i\text{эт}}$, так как при значении характеристики ниже эталонного значения качество продукта соответствует требованиям нормативного документа.

Комплексный показатель качества нефтепродукта может быть вычислен по формуле:

$$K_{\text{ком}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_{\text{ед } i} B_i, \quad (4)$$

где B_i — коэффициент значимости i -го единичного показателя качества в формировании комплексного показателя; n — число рассматриваемых показателей качества.

При расчете комплексного показателя качества должны быть учтены только те характеристики нефтепродуктов, которые формируются в процессе переработки нефти. Например, содержание железа и кислорода в бензине не могут быть включены в расчет, поскольку зависят не от набора процессов получения бензина, а от количества добавляемых октаноповышающих присадок и добавок.

При расчете комплексного показателя качества автомобильного бензина целесообразно учитывать следующие характеристики:

- октановое число по исследовательскому и моторному методам;
- содержание непредельных углеводородов, % об;
- объемную долю ароматических углеводородов;
- объемную долю бензола;
- содержание серы, % мас.

Для дизельного топлива целесообразно учитывать цетановое число, содержание серы и массовую долю полициклических ароматических углеводородов. Остальные показатели качества (предельная температура фильтруемости, температура застывания) определяются зачастую введением депрессорных присадок, поэтому в расчете комплексного показателя качества не учитываются.

В качестве эталонных значений характеристик бензина и дизельного топлива необходимо выбрать значения, указанные в перспективных стандартах, внедрение которых предполагается на территории всей страны в обозримом будущем. В этой связи в качестве эталонных значений могут быть использованы показатели качества бензина и дизельного топлива, отвечающих требованиям класса 5 Технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту».

Характеристиками реактивного топлива, учитываемыми при расчете комплексного показателя качества, должны быть температура начала кристаллизации, высота некоптящего пламени, объемная доля ароматических углеводородов и содержание серы. Все эти показатели адекватно характеризуют процессы получения реактивного топлива, например, гидрокрекинг, гидродеароматизацию и др. В качестве эталонных значений выбраны требования к реактивным топливам для летательных аппаратов с дозвуковой скоростью полета в соответствии с Техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту».

Коэффициенты B_i значимости единичных показателей качества принимаются во всех случаях равными 1, поскольку, очевидно, все вышеперечисленные характеристики регламентируются Техническим регламентом и являются значимыми. В табл. 1 приведен пример расчета комплексного показателя качества изомеризата.

Важно отметить, что комплексные показатели качества базовых компонентов топлив целесообразно рассчитывать индивидуально для каждого нефтеперерабатывающего предприятия, не вводя некоторых усредненных коэффициентов. Последние, несмотря на упрощение расчета, не отражают различия характеристик компонентов топлив, получаемых на разных предприятиях, обусловленное свойствами сырья, применяемых катализаторов, различием технологического режима и т. д. Например, октановое число изомеризата зависит от схемы осуществления процесса — с рециркуляцией или без рециркуляции неразветвленных парафинов.

Для того чтобы охарактеризовать технологический уровень конкретного нефтеперерабатывающего предприятия топливного профиля, представляет интерес рассмотрение базовых

компонентов топлив. Под базовыми компонентами топлив следует понимать фракции, поступающие на установку компаундирования и, соответственно, входящие в состав товарного топлива. Для бензина базовыми компонентами являются реформат, изомеризат, алкилат, МТБЭ, бензин каталитического крекинга и др., для дизельного топлива — дизельные фракции гидроочистки, гидрокрекинга, гидродеароматизации и др. Качество базовых компонентов топлив характеризуется комплексным показателем качества (4).

Общий вклад K_i i -го базового компонента в выход и качество товарного нефтепродукта можно вычислить как произведение его выхода Y_i (в % мас. на нефть) и комплексного показателя качества:

$$K_i = Y_i K_{\text{КОМ } i}$$

Известно, что с ухудшением качества нефти, поступающей на нефтеперерабатывающее предприятие, затраты на ее переработку увеличиваются. Переработка тяжелых сернистых смолистых нефтей требует увеличения доли деструктивных процессов, сооружения установок производства водорода, применения коррозионно-стойкого оборудования и т. д. Качество перерабатываемой нефти в коэффициенте эффективности переработки нефти может быть учтено посредством вычисления отношения коэффициента K_i для i -го базового компонента топлива к аналогичному коэффициенту $K_{\text{АТ}}$ соответствующей прямогонной фракции, получаемой на установке атмосферной дистилляции:

$$K_{\text{б.к}} = \frac{Y_i K_{\text{КОМ } i}}{Y_{\text{АТ}} K_{\text{КОМ } \text{АТ}}} = \frac{K_i}{K_{\text{АТ}}}$$

где $K_{\text{б.к}}$ — итоговый коэффициент для базового компонента топлива; Y_i , $Y_{\text{АТ}}$ — выход (% мас. на нефть) соответственно i -го базового компонента топлива и соответствующей прямогонной фрак-

Табл. 1. Расчет комплексного показателя качества изомеризата

Характеристики	Значение		Единичный показатель качества
	для изомеризата	для эталона	
Октановое число			
по ММ	83	85	0,98
по ИМ	85	95	0,89
Содержание			
серы, ppm	1	10	1
ароматических углеводородов, % об.	0	35	1
бензола, % об.	0	1	1
непредельных углеводородов, % об.	0	18	1
Комплексный показатель качества			0,98

ции на установке атмосферной дистилляции; $K_{\text{ком } i}$, $K_{\text{ком AT}}$ — комплексный показатель качества соответственно базового компонента топлива и соответствующей прямогонной фракции.

При переработке нефти с низким содержанием топливных фракций, характеризующихся невысоким качеством, увеличивается вклад i -го базового компонента топлива в формирование выхода и качества товарного продукта по сравнению с вкладом продукта атмосферной дистилляции нефти при условии, что i -й компонент на данном нефтеперерабатывающем предприятии не производится. Для нефтеперерабатывающего предприятия, перерабатывающего нефть низкого качества, коэффициент $K_{\text{б.к}}$ будет выше, чем для предприятия, сырьем которого является нефть с высоким содержанием светлых при их относительно высоком качестве. Таким образом, $K_{\text{б.к}}$ можно определить как коэффициент значимости данного базового компонента топлива по отношению к соответствующему продукту установки атмосферной дистилляции.

Технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия топливного профиля может быть вычислен как сумма коэффициентов $K_{\text{б.к}}$ всех получаемых на данном предприятии базовых компонентов топлив:

$$K_{\text{НПЗ}} = \sum K_{\text{б.к}}$$

Увеличение технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия обеспечи-

вается такой модернизацией поточной схемы, которая позволит сократить расход нефтяного сырья заданного качества на выработку ассортимента товарной продукции, соответствующей требованиям Технического регламента [2]. Повышение доли газоконденсата или легкой нефти в структуре поступающего на предприятие сырья, очевидно, приведет к снижению $K_{\text{НПЗ}}$, в отличие от глубины переработки нефти, которая увеличится.

В качестве примера в табл. 2 представлен расчет технологического уровня двух гипотетических нефтеперерабатывающих предприятий (*I* и *II*) топливного профиля, первый из которых перерабатывает братский газоконденсат, отличающийся высоким выходом светлых фракций, а второй — смесь западносибирских сернистых нефтей [13]. Бензиновая фракция братского газоконденсата (выход — 54,4% мас. на газоконденсат) не содержит серы, ее октановое число составляет 60 и 63 ед. соответственно по ММ и ИМ. Бензиновая фракция сернистой западносибирской нефти (выход — 19,3% мас. на нефть) характеризуется высоким (500 ppm) содержанием серы, ее октановое число по ММ и ИМ — соответственно 58 и 61. Дизельные фракции указанных газоконденсата и нефти различаются содержанием серы: 10 и 7700 ppm, соответственно. Их выход составляет соответственно 33,7 и 28,9% мас. Нефтеперерабатывающее предприятие *I* характеризуется неглубокой

Табл. 2. Расчет технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия

Базовые компоненты топлив	$K_{\text{ком}}$	Доля базовых компонентов, % мас. на нефть		K_i		$K_{\text{б.к}}$	
		<i>I</i>	<i>II</i>	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>I</i>	<i>II</i>
Бензина							
изомеризат	0,98	16,5	5,4	16,17	5,29	0,33	0,38
реформат	0,81	31,1	17,5	25,19	14,18	0,51	1,02
бензиновая фракция каталитического крекинга	0,8	0	7,3	0	5,84	0	0,42
алкилат	1,02	0	2,7	0	2,75	0	0,20
МТБЭ	1,09	0	1,8	0	1,96	0	0,14
Дизельного топлива				0	0		
гидроочищенная фракция 180–350°C	1	32,7	29,8	32,70	29,80	0,97	1,54
дизельная фракция каталитического крекинга	0,47	0	2,9	0	1,36	0	0,07
дизельная фракция легкого гидрокрекинга	0,7	0	10,7	0	7,49	0	0,39
Прямогонная фракция н.к.–180°C	0,9/0,72	54,4	19,3	48,96	13,90		
Прямогонная фракция 180–350°C*	1/0,67	33,7	28,9	33,70	19,36		
$K_{\text{НПЗ}}$						1,82	4,16

* В числителе — для братского газоконденсата, в знаменателе — для сернистой западносибирской нефти.

переработкой нефти и наличием в поточной схеме лишь облагораживающих процессов, а нефтеперерабатывающее предприятие // отличается высокой долей деструктивных процессов, топливные фракции которых подвергаются облагораживанию. На том и другом нефтеперерабатывающем предприятии получают базовые компоненты топлив одинакового качества.

Как видно, вследствие низких значений коэффициентов K_{AT} прямогонных фракций и наличия в составе товарного бензина высококачественных компонентов (алкилата, МТБЭ) технологический уровень второго нефтеперерабатывающего предприятия значительно превышает этот показатель для первого предприятия, перерабатывающего сырье высокого качества с помощью ограниченного набора технологических процессов.

Таким образом, вычисление технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия с использованием коэффициентов для базовых компонентов топлив позволяет учесть не

только качество и выход основных компонентов товарных топлив, но и качество перерабатываемого сырья. Для двух предприятий с одинаковым набором и мощностями технологических процессов, перерабатывающих разные по качеству нефти, $K_{НПЗ}$ будут различаться: для предприятия, перерабатывающего нефть более низкого качества этот показатель будет больше. Это свидетельствует о том, что значимость деструктивных и облагораживающих процессов, т. е. их вклад в формирование выхода и качества товарных продуктов, для данного нефтеперерабатывающего предприятия выше. Можно заключить, что $K_{НПЗ}$ косвенно объективно характеризует высокие эксплуатационные затраты на предприятиях, перерабатывающих низкокачественные тяжелые сернистые нефти. Коэффициент значимости базовых компонентов топлив позволяет выявить наиболее приоритетные процессы, обеспечивающие получение наибольшего количества продуктов, отвечающих высоким требованиям качества.

Литература

1. Каминский Э. Ф., Хавкин В. А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. — М.: Техника, 2001. — 384 с.
2. Туманян Б. П. Об оценке эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий // Химия и технология топлив и масел. — 2009. — № 3. — С. 4–6.
3. Сомов В. Е., Садчиков И. А., Шершун В. Г. и др. Стратегические приоритеты российских нефтеперерабатывающих предприятий. — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2002. — 292 с.
4. Черный Ю. И., Фейгин С. А. Зависимость расхода водорода от технологической схемы переработки нефти // Химия и технология топлив и масел. — 1968. — № 9. — С. 25–28.
5. Johnson D. Complexity Index Indicates Refinery Capability, Value // Oil & Gas Journal. — 1996. — V. 18. — P. 74–80.
6. Брагинский О. Б. Сколько стоит НПЗ? // Нефть и бизнес. — 1997. — № 3. — С. 27–30.
7. Мулюков А. Р. Экономическая оценка структурно-технологической политики в нефтеперерабатывающей промышленности. — Дисс. канд. экон. наук. — Уфа, 2001. — 138 с.
8. Докучаев Е. С., Малышев Ю. М., Мулюков А. Р. Повышение качества нефтепродуктов и структурно-технологическая политика в нефтепереработке // Химия и технология топлив и масел. — 2001. — № 3. — С. 3–8.
9. Терентьев Г. А., Ашитко С. Г., Каминский Э. Ф. и др. Методика определения экономической эффективности внедрения процессов глубокой переработки нефти // Там же. — 1986. — № 3. — С. 24–26.
10. Ашитко С. Г., Терентьев Г. А. Влияние глубины переработки нефти на структуру и эффективность вторичных процессов // Там же. — № 7. — С. 21–23.
11. Ашитко С. Г., Злотникова Л. Г., Терентьев Г. А. и др. Экономическая эффективность использования термических процессов в схемах глубокой переработки нефти. — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1991.
12. Докучаев Е. С., Малышев Ю. М. Управление качеством продукции. — Уфа, 2002. — 212 с.
13. Нефти и газовые конденсаты России: Справочник. — Под. ред. К. А. Демиденко. — М.: Техника. — Т. 1. — 2000. — 192 с.; Т. 2. — 2002. — 160 с.

B. P. Tumanyan, N. N. Petrukhina

A Novel Approach to Assessment of Oil Stock Refining Efficiency

The main variants of assessment of oil stock refining efficiency: indexes of depth of refining, yield of light petroleum products, ratio of secondary refining processes, Nelson index, index of the degree of sophistication of technological structure of a refinery are considered. Their advantages and disadvantages are determined.

The possibility of assessment of technological level of a refinery in a coordinated fashion with yield and quality of base components and with the quality of charge stock is offered.

Keywords: oil stock refining efficiency, technological level of a refinery, depth of refining, Nelson index, ratio of secondary refining processes, sophistication of technological structure of a refinery, complex quality indexes.

ВСТРЕЧА ЧЛЕНОВ ЭКСПЕРТНОГО СОВЕТА САММИТА ПО НЕФТИ И ГАЗУ

22 марта 2011 г., Москва — Состоялась встреча членов Экспертного совета по России и СНГ Саммита по нефти и газу (Next Generation Oil & Gas Summit)*, проведение которого запланировано на 5–7 июля 2011 года.

Во встрече приняли участие признанные эксперты отрасли *Геннадий Иосифович Шмаль* — Президент Союза нефтегазопромышленников России, и *Валерий Николаевич Бескопильный* — Заместитель генерального директора ПО «Белоруснефть». Обсуждались ключевые блоки программы предстоящего Саммита.

Г. И. Шмаль отметил, что 2010 год был удачным для российского нефтегазового сектора, который в течение года сохранял устойчивые темпы развития на фоне благоприятной цены на нефть. Он подчеркнул, что события, происходящие сейчас в Японии, вряд ли окажут существенное влияние на российскую нефтяную отрасль. Также *Геннадий Иосифович* высказал свое мнение о развитии альтернативной энергетики: «Я уверен, что в течение ближайших десятилетий традиционные источники энергии – нефть, газ и уголь – сохранят свое значение, а доля альтернативных источников не превысит 5%. Поэтому необходимо сосредоточить наши усилия на решении текущих проблем, таких как совершенствование технологий переработки и комплексное использование сырья, повышение эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой сфере».

В. Н. Бескопильный остановился на стратегических приоритетах ПО «Белоруснефть», рассказал о международных проектах, реализуемых компанией, и отметил, что для белорусского предприятия крайне важно знакомиться с опытом и технологиями других игроков нефтегазового рынка. «Мы очень заинтересованы в участии в Саммите по нефти и газу, который организует GDS International, – сказал он. – Для того чтобы эффективно решать стоящие перед нашей компанией проблемы, мы должны регулярно обмениваться опытом с российскими и зарубежными коллегами, и предстоящий Саммит – лучшая площадка для подобного обмена мнениями».

* Экспертный совет Саммита NG Oil & Gas по России и СНГ был образован в преддверии российской встречи по нефти и газу, запланированной на начало июля 2011 г. Главной задачей Экспертного совета является определение приоритетов и ключевых тематических блоков программы мероприятия. Подробная информация на сайте: <http://www.ngoilgascis.com/>

Комплексное оптимизационное управление основным производством на принципах коллективного контроля эффективности и сервисно-ориентированной архитектуры интегрированных нефтегазовых компаний

3. Реализация эффективной модели процессов технического обслуживания и ремонта/RCM-PdM: архитектура и ИТ-сервисы системы управления основными фондами

А. Б. Америк, А. В. Пружинин
ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»

Рассмотрены вопросы реализации технического обслуживания и ремонтов оборудования на основе современных представлений о бизнес-процессах RCM-управления производственными активами в компаниях топливно-энергетического комплекса. Обобщены методы, применяемые в оценке состояния/дефектов, причин и критичности отказов и для выработки политик инспекций и технического обслуживания.

Приведены примеры бизнес-кейсов организации эксплуатации и разрешения проблем технического обслуживания и ремонта на предприятиях нефтедобычи и нефтепереработки. Выполнен сравнительный анализ функционального покрытия и конфигурации систем компьютерного управления техническим обслуживанием и производственными фондами. Показана эволюция требований к рациональной (agile) целевой архитектуре комплексных ИТ-решений для гибкого и эффективного управления физическими активами.

Ключевые слова: бизнес процессы, надежность, ремонтпригодность, риски отказов, повреждения, критичность и причины отказов, бизнес-кейсы, доступность оборудования, RCM, MTBF, MTTR, управление производственными фондами, архитектура EAM, модель зрелости технического обслуживания и ремонта, функции и сервисы систем, управление эффективностью.

В предыдущем аналитическом обзоре [1] текущей серии публикаций рассмотрены современные принципы, концептуальные решения в области реализации эффективных политик технического обслуживания и ремонта оборудования (ТОРО) и управления производственными фондами предприятий с непрерывным циклом производства (НЦП) одной из основных «процессных» отраслей — нефтегазопереработки. Методологически ядром общей и технической культуры управления производственными фондами (УПФ или EAM) является четкое определение уровня корпоративной зрелости EAM, обзор политик с приоритизацией, соответственно программе AMS, ориентиров (параметров) эволюции к целевому состоянию (рис. 1).

Однако очень часто складывается ситуация, когда специалисты в области ТОРО в качестве целевых выходов данной области производственного сервиса используют результативность в форме *технических понятий*: «надежность», «готовность» и «ремонтпригодность» (и сводят лишь к их показателям). Такой подход явно сужен, поскольку

целью обслуживания, в самом общем и простом смысле, должно быть повышение ценности организации (предприятия). Глобальный императив «value of the organization» может быть определен как сводный показатель стоимости определенного набора активных фондов и денежного потока в каждом бизнес-сегменте. В отношении операционной деятельности вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) используются его заменители — ROI, RO(N)A (показатель инвестиционной отдачи активов) или ROPA.

Как неотъемлемая часть новой эволюционной парадигмы lean/Six Sigma, необходима мощная аргументация применения данного общего бизнес-понятия ко всем распространенным практикам ТОРО. В свете рассмотренной стратегии это означает *устранение всех активностей* (процессов) и инструментов в обслуживании производственных фондов, выпадающих из цепочки роста стоимости, и привлечение вместо них современных практик и наиболее эффективных технологических новаций, включая информационные технологии (ИТ).

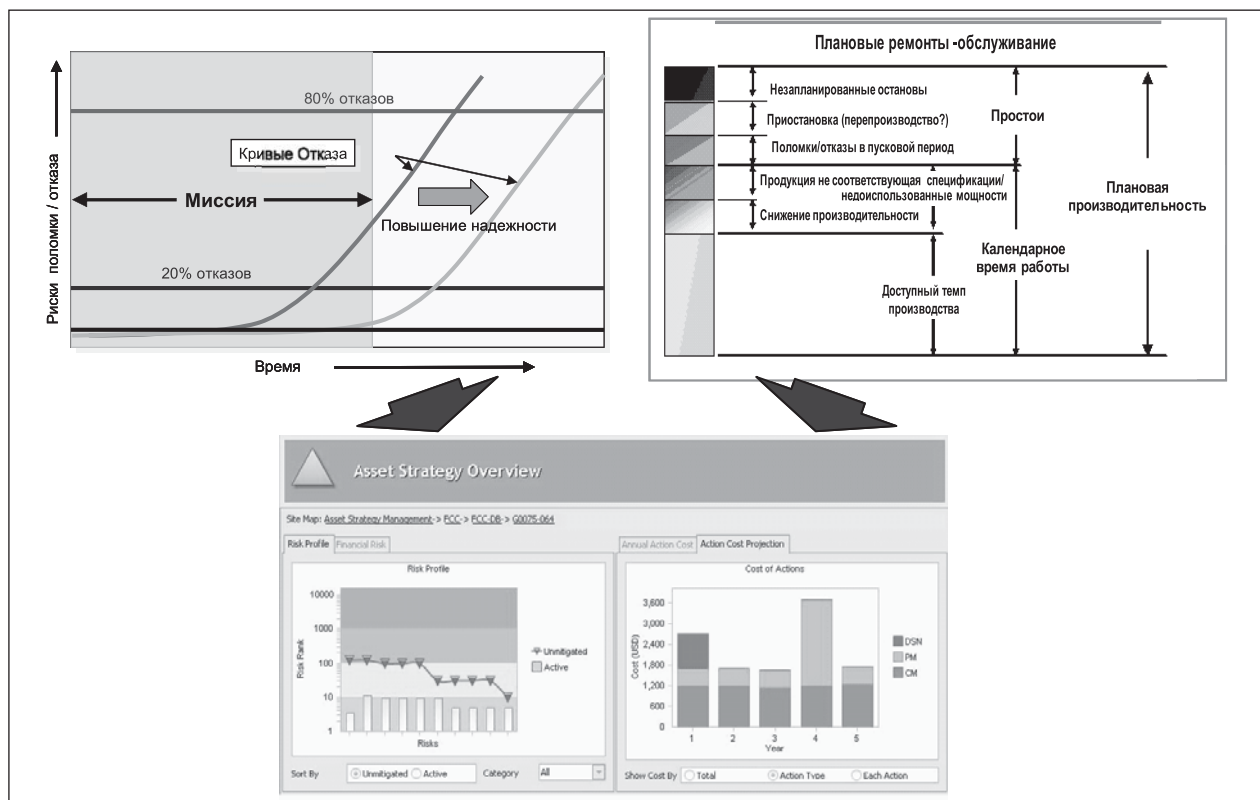


Рис. 1. Визуализация ключевых ориентиров «надежностного» обслуживания (RCM) с обзором стратегий управления производственными активами в системе EAM

В данной статье рассмотрены процессные, методологические и ИТ-аспекты RCM-процессов, вопросы функциональной эволюции и создания современной архитектуры систем класса EAM.

Программа инспекций, основанных на рисках (Risk-based Inspections) и современный процессный подход на базе RCM

Приведенная в работе [1, рис. 6] обобщенная сценарная модель управления производственными фондами — ТОРО представляет сквозной процесс верхнего уровня, который декомпозируется на поддерживающие и целевые структурированные процессы 2–3-го уровней:

- совокупность методов и процедур исполнения RBI;
- процесс идентификации задач/работ;
- планирование и составление графиков ТОРО;
- поставка аналитических сервисов в рамках циклического процесса поддержания стратегий ТОРО, сфокусированного на надежности;
- управление материальными ресурсами (закупками и движением складских запасов материалов, запасных частей);

– контроль эксплуатационных показателей/эффективности производственных фондов и ТОРО (performance management), оценка потерь (теоретического и восполнимого потенциала) в целях непрерывного совершенствования.

Представленные функциональные домены требуют для исполнения наличия корректных массивов данных и их анализа, достаточной экспертизы — понимания ограничений практик RCM, применения методик для принятия решений по обслуживанию — и дисциплины.

Недостатки и ограничения классического RCM-подхода. Фундаментальные элементы, формирующие предметную область EAM и ТОРО, могут содержать ряд «подводных камней» и скрытых «узких» мест, препятствующих их эффективному применению.

1. В традиционных RCM-решениях не уделялось достаточного внимания накоплению исторических данных. Корневая причина этого кроется в том, что основные сторонники (и сейлз-менеджеры) RCM позиционировали себя в качестве конкурентов поставщикам основных систем-источников исторических данных о процессах и оборудовании (классические компьютерные системы управления технического обслуживанием computerized maintenance management

systems, CM-CMMS). Объективная точка зрения могла рассматриваться ими исключительно как вопрос обусловленной необходимости, но вспомогательного порядка. Как, например, можно отслеживать частоту возникновения неисправностей по их типам лучшим способом, чем спецификация заявок на работы в CMMS? И что может стать лучшей стартовой точкой для имплементации RCM-технологий, чем исследования реально возникающих типов отказов (FM)? Разрешение данного «конфликта», естественно, лежит в плоскости связывания базы данных RCM с базой данных CMMS или EAM (об интеграции и конвергенции ИТ-решений см. ниже).

2. Реальность RCM-процесса состоит в том, что подкатегории FM не являются строго унифицированными и охватывающими все случаи — выявленные типы отказов зависят, в силу их сущности, от сценариев «что будет, если», применяемых инженерным персоналом в надежности ТОРО. В действительности, по результатам одного исследования, из порядка 610 теоретически возможных RCM-видов отказов и неисправностей в авиационных газотурбинных двигателях с наддувом и их наземных аналогах, используемых для оснащения энергогенерирующих газотурбинных установок, за 10-летний период эксплуатации было зарегистрировано лишь 142 подвида [2] (несомненный успех в части техник предупреждения отказов). Вместе с этим, в процессе глубокого анализа обработанных данных из CMMS было обнаружено свыше 500 ранее не установленных признаков и типов FM. Разрешение данной проблемы в настоящее время видится в расширении баз данных RCM за счет включения специальных экспертных знаний по обслуживанию по мере возникновения новых сведений, и вводом новых ИТ-сервисов.

3. Основной недостаток анализа FMEA (failure modes and effect analysis) заключается в том, что он предсказывает будущие явления, ориентируясь на ретроспективные результаты/записи в той же базе данных CMMS (область так называемых *задач генеза* [3]). Однако такие базы данных типично опускали информацию, либо в лучшем случае выдавали до 50% некорректных и *свыше 70%* не актуальных данных, относящихся к RCM-концепту **потенциальных отказов** (область PF, отображенная на рис. 2, б в работе [1]). Причинами этого являются следующие:

– CMMS или классическая EAM не позволяют осуществлять сбор и фильтрацию подобных технических данных;

– технический персонал не обучен в части распознавания отказов (признаков) «на лету»,

что усугубляется отсутствием современных мобильных средств AMS.

Общая методология (подходы, варианты) построения моделей надежности, практики выбора стратегии и временных параметров обслуживания [2, 4–10], расширенные перечни задач технического обслуживания стационарного и динамического оборудования, 5–8-ми шаговые методики с декомпозицией в соответствии с описанными в [1] принципами подробно изложены в научно-технической литературе [8, 9, 11, 12]. Рассмотрение этих вопросов выходит за рамки настоящей публикации, однако более подробно будут обсуждены процессы ТОРО (включая основные процедуры) на базе методов поддержания и анализа надежности, риск-менеджмента.

Рабочие потоки (workflow) в рамках **Программы RBI** выполняются, как правило, группами контроля механической целостности и технической инспекции (включая бригады обходчиков) в относительной зависимости от RCM в контексте рисков. Процесс стандартно разделяется на четыре фазы.

- Идентификация специфических типов и механизмов разрушения конкретных видов (элементов) оборудования.

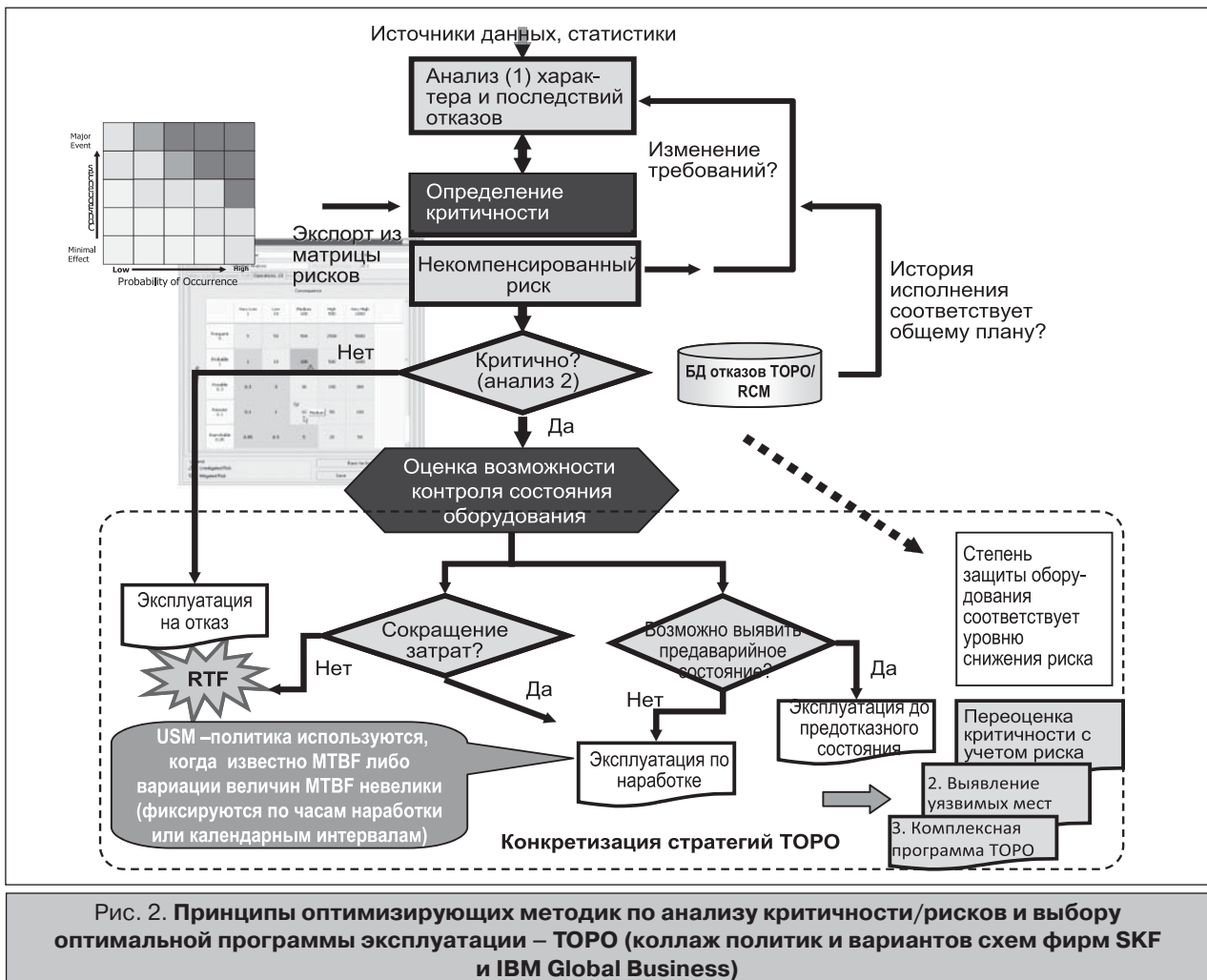
- Качественная и (полу)количественная оценка рисков — уточнение темпов разрушения и толерантности оборудования по каждому из механизмов. В зависимости от корпоративных решений, данный подпроцесс связан или входит в состав сопряженных бизнес- и технического процессов Condition Inspection-RA.

- Установление альтернатив сокращения (смягчения) рисков аварий/потери работоспособности.

- Разработка плана действий (инспекций и инициативных мероприятий).

Схема процессно-ориентированной **организации ТОРО на основе RCM** предусматривает в рамках бизнес-процесса основные потоки активностей по анализу рисков, идентификации причин аномалий оборудования, планированию операций ТОРО, исполнению сервисов мониторинга состояния и результативности работ.

В приведенных ниже критичных для бизнеса видах задач и работ в границах *собственно процесса RCM (R-ТОРО)*: подготовительные этап/работы, актуализация моделей надежности и методов анализа, фаза выполнения анализа, применение результатов, каждая стадия требует достаточного времени и ресурсов для проработки и их реализации *применительно к стратегии,*



условиям и эксплуатационным особенностям организации. Очевидно, это делает понятие «стандартная практика» достаточно условным. Примеры схем и ключевые активности (шаги – процедуры) второй стадии представлены на рис. 2 и 3.

Подготовительные работы. Подготовительный этап включает выбор схемы, подпроцессов 3-го уровня, формирование и тренинг инженерно-аналитической группы, сбор критической информации. На этой стадии формируется и (или) обновляется рассмотренная ниже живая база данных RCM, связанная с системами мониторинга и ТОПО, уточняются (проверка на адекватность и др.) используемые эмпирические, экспериментально-расчетные методики сложных объектов. Однако в обязательном порядке предварительно, до имплементации в модель EAM-системы, должны быть документированы типовые стратегии RCM в форме процессных схем PDCA (Plan–Do–Control–Analyze) или более прогрессивной версии «бережливого» техниче-

ского обслуживания — DMAIC (Define–Measure–Analyze–Improve–Control)

Предусматривается формализация в нормативном документе (ЛНА ТОПО-RCM) сведений, содержащих:

- персональные данные членов аналитической группы;
- время и место рабочего совещания участников;
- регламентированные схемы отображения в системе процедур решения типовой задачи (см. рис. 3, б);
- ожидаемые выходы (результаты) RCM-анализа;
- чертежи, существующие процедуры, описание/спецификации оборудования и историю технического узла (элемента);
- (электронный) отчет истории эксплуатации, устанавливающий связь проектных данных с технологическим процессом, включая исчерпывающее описание технологических параметров (режимов работы) и текущую проблематику

(симптомы и т. д.) данного вида/образца оборудования;

- источники данных и процедуру накопления статистики для анализа видов и последствий отказов;

- данные об ответственном по реализации аналитических задач, согласовании исполнения;

- график рабочего совещания по внедрению результатов.

Заполнение этого документа является определенной гарантией успешности анализа, обеспечивая коммуникативность по целям и требуемым ресурсам, в том числе временным, для исполнения всего процесса.

В зависимости от спектра и актуальности проблем, выполняется обзор стратегий ТОРО с частичной декомпозицией (истории предыдущих периодов по ответственным видам оборудования). В случае изменения условий эксплуатации и капитальных ремонтов таких сложных, критически важных типов производственных фондов, как реакторы с непрерывной регенерацией катализатора, газоперекачивающие агрегаты и трубопроводы, отрабатываются структурные, актуализируются и тестируются теоретико-

эмпирические модели эксплуатационной надежности объекта [10] (в некоторых корпоративных EAM (ВИНК) последние активности перемещаются на стадию анализа).

Следует подчеркнуть тесную связь безопасной эксплуатации с проектно-техническими решениями и документацией на технологические узлы и оборудование. Жизненный цикл функциональной безопасности и отказоустойчивости, согласно определениям стандартов IEC 61508 и IEC 62061, служит основанием для такого детализированного, более системного процесса проектирования с применением HAZOP- (Hazard and Operability Analysis) и связующего SIL-анализа (safety integrity level) адекватности проектно-технических решений требованиям к уровням опасности, по характеристикам надежности и причин отказов, функциональному жизненному циклу (показателям MTTR) [13]. Пути разрешения проблем возникновения разнотечий в установлении рисков разными методами рассмотрены на примерах сосудов под давлением (RBI/HAZOP), насосного оборудования (RCM/SIS) в работе [14].

Анализ. Аналитическая фаза — прежде всего накопление статистик и выполнение **анализа**

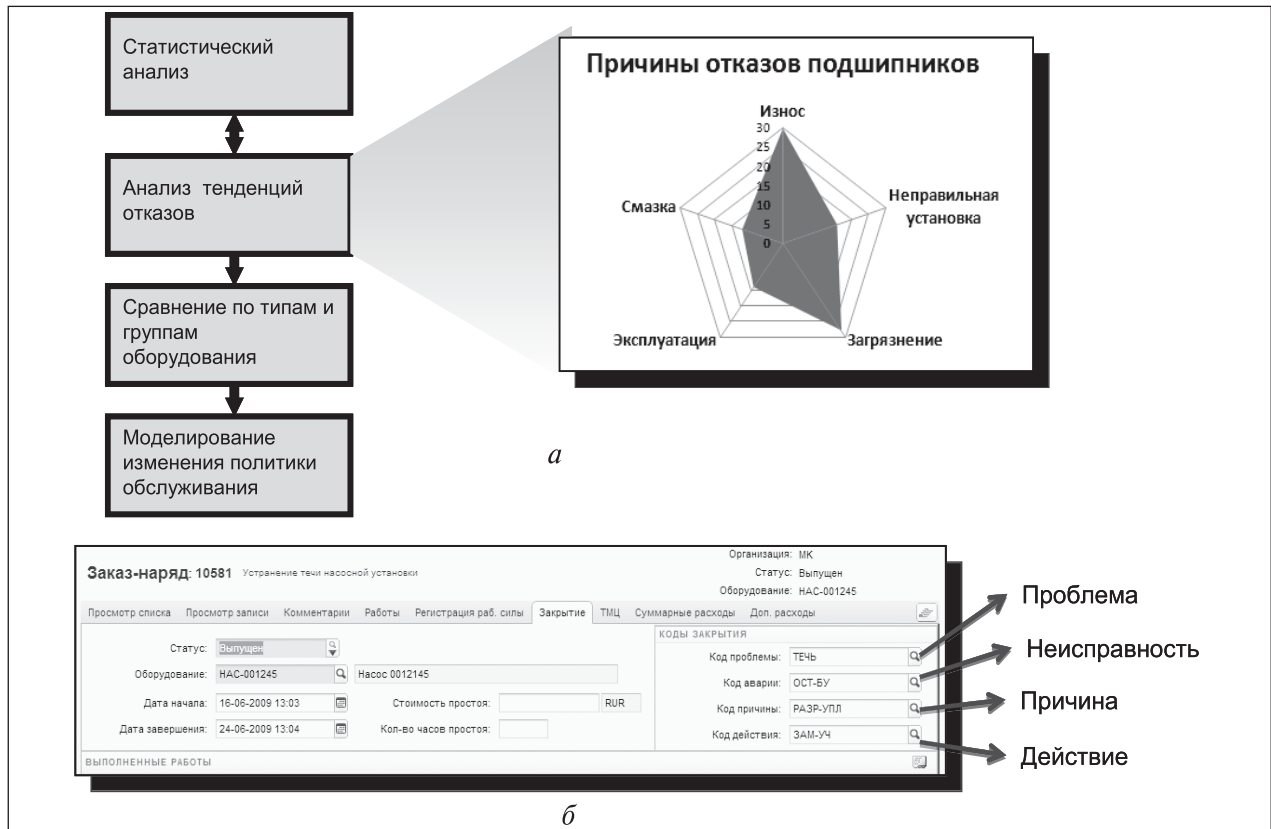


Рис. 3. Принципы анализа причин отказов (FTA) — модификации политик (а) и реализации в системе общей схемы принятия решения по задаче ТОРО (П→Н →П→Д) (б)

видов, последствий и критичности отказов (FMESA, расширение метода FMEA, описанного ниже), — также требует структурной формализации и документального контроля. Обычно выполняется в таблиц-формате с использованием метода мозгового штурма, поддерживаемого порталами и в ряде современных ИТ-решений с применением современных технологий обмена мгновенными сообщениями и/или телеприсутствия (для территориально-распределенных групп).

Процедуры командной аналитической работы организованы по изложенной ниже 8–9 шаговой схеме выработки стратегии для улучшения процесса или обслуживания исследуемого элемента оборудования.

1. Перечень функций оборудования и параметров процесса.

2. Перечень функциональных отказов.

3. Список типов отказов, база данных оборудования, ранжированного как критическое.

4. Табличные данные вероятностей возникновения отказов и поломок.

5. Свод эффектов отказа, результата поломки и/или потери функциональности.

6. Перечень последствий отказов.

7. Прогон (или симуляция) типа отказа в процессе принятия RCM-решения.

8. Разработка задачи обслуживания, изменения (редизайн) элемента или решение задачи минимизации последствий.

9. «Прогон» разрушенного (дефективного) элемента в подпроцессе (модели) принятия RCM-решения по ремонту/восстановлению, запчастям.

Одно из ограничений, возникающих в случаях, когда RCM предполагает более строгую политику, состоит в тенденции неучета изменений в реактивном и корректирующем техническом обслуживании. Кроме того, некоторые кейсы сокращения затрат очевидны и не требуют детализирующей аналитической активности и процедур. Но в целом, подход, при котором практика обслуживания развивается произвольно, посредством слабо- или неструктурированных методик, чреват возникновением серьезных стратегических и тактических ошибок.

По завершении указанных RCM-сессий и процедур, команда может выработать соответствующую стратегию технического обслуживания или мер по ликвидации «узких мест» соответственно оборудования и анализируемого процесса:

– ревизия (обновление) программ профилактического обслуживания (PM);

– задачи предупредительного обслуживания (перевод в график работ повторного обслуживания, изменение режима, графика инспекции, замены);

– актуализация/обновление программ профилактического обслуживания (PM) и сопряжение работ по обслуживанию на основе прогнозов (PdM) с задачами технического обслуживания по мониторингу состояния;

– задачи по развитию методов диагностики, обнаружение развития поломок/дефектов (вибрационный и термографический контроль, аналитический мониторинг систем смазки, анализ токовых характеристик электродвигателей, верификация процесса);

– рекомендации по изменению конструкции, проектного решения;

– задачи по снижению последствий (включая стратегии с малоценным оборудованием по схеме работы на отказ).

Процедуры, сопровождающие перечисленные задачи, должны быть описаны в специализированном для них контексте с предельной четкостью. Для этого используются соответствующие наборы обновляемых электронных шаблонов в EAM-RCM, артикулирующих возможность всего, что могло бы наблюдаться, быть измерено, а также действия в случае возникновения нежелательных условий.

Анализируемые бизнес-кейсы рациональной эксплуатации и планирования leap-обслуживания. В сфере деятельности ВИНК крайне сложно четко выделить единые группы кейсов в части управления активами, ТОРО ввиду многообразия видов бизнеса, особенностей предприятий нефтегазодобывающей и перерабатывающей отраслей, активов в секторе распределения продукции по причинам:

– большого различия активов по бизнес-сегментам;

– непрерывности и сложности технологических процессов, высокой стоимости технологических установок, больших потерь при остановах;

– различных, но в целом жестких условий эксплуатации (перегрузки/превышение допустимых параметров, климатические условия, агрессивная среда);

– огромного числа типов оборудования и объектов инфраструктуры (электрооборудование, разнообразные виды механического и сетевого оборудования, общезаводское хозяйство, ИТ-активы и др.);

– географической распределенности (большого числа объектов, сложности надежного обеспечения связи, бездорожья и др.) и неоди-

Табл. 1. Пример экономической оценки потерь и стоимости затрат ликвидации отказа оборудования НПЗ

Оборудование/объект	Затраты на ремонт, дол.	Число отказов	Время простоя, ч	Потеря прибыли, дол./ч	Общая утраченная прибыль, дол.	Штрафные выплаты, дол.	Общая стоимость отказа, дол.
Бойлер-кипятильник	2400	4	16	500	8000	18000	28400
Насос циркуляционного орошения	12000	2	6	15000	90000	56000	158000

Табл. 2. Фрагмент типовой сводной формы ревизии набора неисправностей и «оцифровки» причин отказа агрегата для разработки инициатив по ТОРО на месторождении

Проблемы установки электроцентробежного насоса	Количество инцидентов	Время простоя	Затраты на ремонт	Инициативы
Негерметичность насосно-компрессорных труб	10	→	→	Приоритеты ТОРО
Механические повреждения кабеля	30			
Необеспечение притока	35			
Засорение ЭНЦ механическими примесями	130			
Кривизна скважины	12			
Солеотложение	20			
Организационно-технические причины	8			
Дефект кабеля	50			
Брак погружного электродвигателя	19			
Падение электропогружного устройства на забой	11			

накового технико-технологического уровня производств.

Если в военной и аэрокосмической областях компании осознанно подстраиваются под задачи готовности выполнения миссии и воспринимают необязательность рациональных резервов и технического обслуживания как цену отношения отказ/потери*, то в рассматриваемых отраслях промышленности очевидно смещение в сторону финансовых результатов в терминах цепочки добавленной стоимости, дохода, общей стоимости отказов и владения. Это приводит к внешне простой формуле (1) оптимизации затрат и логичному формату представления результатов промежуточных расчетов (табл. 1) в базе RCM.

Цена (стоимость) отказа в общем случае вычисляется по формуле

$$C_f = Z_{ТОР} + П_{утр} + Z_{штр} + П_{реп} + \dots, \quad (1)$$

где $Z_{ТОР}$ — затраты на срочную замену или ремонт частей; $П_{утр}$ — прямая утраченная прибыль производства; $Z_{штр}$ — расходы по выплате штрафов за невыполненные обязательства;

* Внезапность тактических решений или сверхжесткие требования к надежности космических активов, игнорируя показатель утраченной прибыли, девальвируют ремонтные затраты на поддержание техники (часы сверхурочных работ, поставку запчастей и удаление негодных элементов, трудозатраты на обходы/инспекции; расходы на промышленную безопасность, охрану окружающей среды и т. д.).

$П_{реп}$ — репутационные и другие сопутствующие потери в денежном выражении.

Вполне понятно, что внимание потребителей сервисов технического обслуживания — производителей (а также менеджеров подразделений ТОРО) сконцентрировано в конечном итоге не столько на частоте отказов, сколько на общей стоимости их предотвращения (ликвидации) для предприятия и на ритмичности производства.

В бизнес-сегменте нефтегазодобычи, в рамках концепции «Интеллектуального месторождения» на стадии разработки основных политик принято проведение ревизии действующих практик ТОРО на основе статистик. При оценивании кейсов и формировании инициатив выполняется предварительный анализ влияния различных внешних и внутренних факторов/причин разрушения и отказов на уровне конкретного узла (агрегата) (табл. 2), их приоритизация по выбранным корпоративным критериям.

В бизнес-сегменте переработки типичным в период выхода из экономической рецессии представляются следующие ситуация и кейс принятия решений на НПЗ и НХК по стратегии и тактике ТОРО, когда одна или несколько связанных потоками установок завода выводятся на полную мощность. Преследуя коммерческие цели компании в выполнении повышенных плановых показателей (смещение к точке D условной производительности), производство

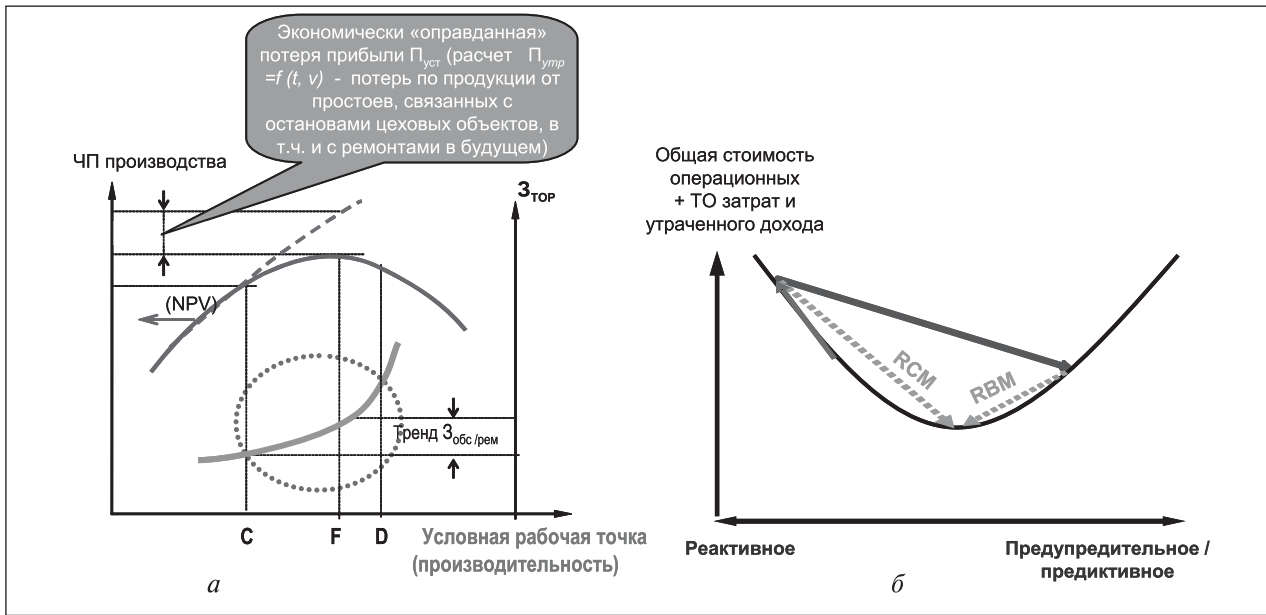


Рис. 4. Графическая интерпретация: а — анализа экономических аспектов предельно допустимых режимов групповой эксплуатации производственных фондов НПЗ с высокой интенсивностью износа и высокими затратами на ТОРО; б — принципа расчета баланса между видами ТОРО по чистой прибыли (с учетом производственных затрат и стоимости обслуживания)

тем не менее не достигает номинального уровня прибыли. Это происходит по причинам резко участвовавших ТО/ремонтов или замены агрегатов и аппаратуры ($Z_{ТО/рем}$), работающих с предельной нагрузкой, потерь/снижения выхода продукции, осложненных потерей активности катализатора в условиях жесткого режима и другими факторами. Оптимальным в первом приближении является такое решение (условная точка F на рис. 4, а), при котором *разница прибыли по группе установок и расходов на обслуживание физических активов, замену/регенерацию катализатора и т. д., задействованных в производстве конкретной продукции, достигает максимума:*

$$\sum [(P_{уст}^{нл} - P_{утр.рем})_i - \sum (Z_{ТОР})_j] \rightarrow \max, \quad (2)$$

где $P_{уст}^{нл}$ — размер номинальной прибыли по установке без учета расходов на ремонты и потерь от простоя (снижения производительности); $P_{утр.рем}$ — потери прибыли, связанные с ремонтами (периодами простоя); $Z_{ТОР}$ — общие затраты на обслуживание и ремонты.

Либо, иначе — поиск минимальной суммы общей стоимости операционных затрат и ТОРО различных видов, и утраченного дохода (рис. 4, б).

В данном примере, принимая во внимание внушительный уровень абсолютных затрат на ТОРО НПЗ, становится значимым соотношение видов обслуживания и интенсивности ремонтов. Разумеется, это весьма упрощенное представ-

ление, а в действительности аналитика решения проблемы с множественными ограничениями: учетом перспективных планов остановов на капитальный ремонт, коррозионного/физического износа производственных фондов, неклассическим распределением статистик отказов оборудования [15] и др. методически намного сложнее.

Упрощенные стохастические вычисления и усовершенствованные алгоритмы решения такого рода нетривиальных, затрагивающих коммерческие аспекты задач (например, по отношению $\Pi_r(t)$, см. формулу (5)) с нахождением рационального баланса между реактивным и опережающим техническим обслуживанием, обобщены в следующем разделе.

Далее в системе EAM условия бизнес-кейса проецируются на разработку и совершенствование выбора конкретных политик RCM, исходя из рисков и критичности (см. принципиальные схемы на рис. 2, 3, 13). Проводится моделирование комплекса мероприятий и работ по техническому обслуживанию, описанное выше прогнозирование затрат будущих периодов, доступности. На их основе в итоге мы получаем интегрированный план действий в отношении активов.

Комплексную методическую задачу представляет собой отмеченное строгое обоснование периодичности графиков инспекций и работ по видам с обработкой и сведением в базу данных информации о внезапных (внеплановых) со-

бытиях и отказах. Актуальность решения данной задачи состоит в исключении неоправданных (неочевидных) услуг сервисных подразделений. В качестве частного примера на рис. 5 приведен кейс-анализ отказа динамического агрегата с применением методики мониторинга (вибро-диагностика) на основе усовершенствованного непрерывного трехпараметрического контроля амплитудно-частотно-временных характеристик. Методика предусматривает компьютерное преобразование диаграммы Бодэ в графический объект в полярных координатах [16] для лучшей визуализации и однозначной интерпретации данных. В этом случае, несмотря на потери дохода из-за затрат на удаление одной из секций турбины с 1%-ным снижением эффективности, потери выработки 3 МВт электроэнергии, а также затрат на закупку дополнительного топлива в размере 100 тыс. дол., издержки компании были перекрыты прямой и косвенной выгодами применения CM-ТОРО вследствие экономии материальных и трудовых ресурсов, пересмотра графиков. Учитывались финансовое выражение рисков несвоевременной диагностики с вероятным разрушением турбоагрегата, излишние осмотры и обслуживание и тот факт, что в отсутствие оптимальной политики УПФ была бы осуществлена первоначально предлагаемая дорогостоящая замена каскада турбины.

Довольно распространены исследования альтернатив (выявление истинных причин)

снижения эксплуатационных показателей технологической установки. Типичный для современного НПЗ случай — leap-диагностика и техническое обслуживание с улучшенными средствами идентификации корневых причин отклонений и многофакторного анализа в системе оборудование–автоматизированная система управления (АСУ), методологическая предыстория которых превышает два десятилетия. Так, при анализе гистограмм, генерированных 2-мя работающими в паре приложениями пакета PI System Suite, установлено, что кажущееся возникновение и развитие неполадок в работе установки связано не со сбоями оборудования или нарушением технологического режима, а с необходимостью перенастройки контуров управления АСУТП (рис. 6).

Краткий обзор используемых стандартных и инновационных методов, математического аппарата в RCM. EAM как элемент глобальной системы корпоративного управления нефтегазовыми (производственными) активами (КСУНПА) предполагает обеспечение топ-менеджмента ВИНК методиками укрупненного стоимостного анализа с мониторингом и прогнозированием таких KPI, как ROA (прибыльность активов) и ROACE (доход на средний используемый капитал). Для поддержки принятия стратегических решений на верхнем уровне управления по оценкам динамик стоимости и TCO (полной стоимости владения) активов и производственно-

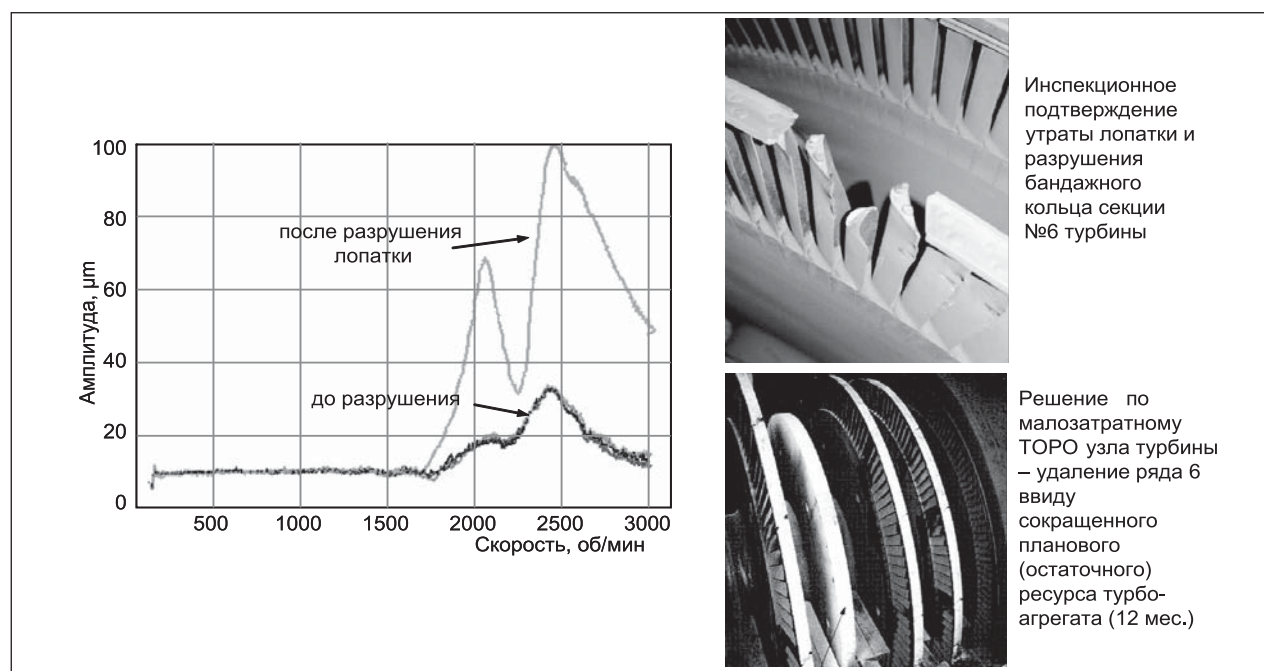


Рис. 5. Диаграмма Бодэ мониторинга переднего подшипника турбины среднего давления энергоблока, показывающая наложенные данные, собранные до и после изменения 1X- вектора

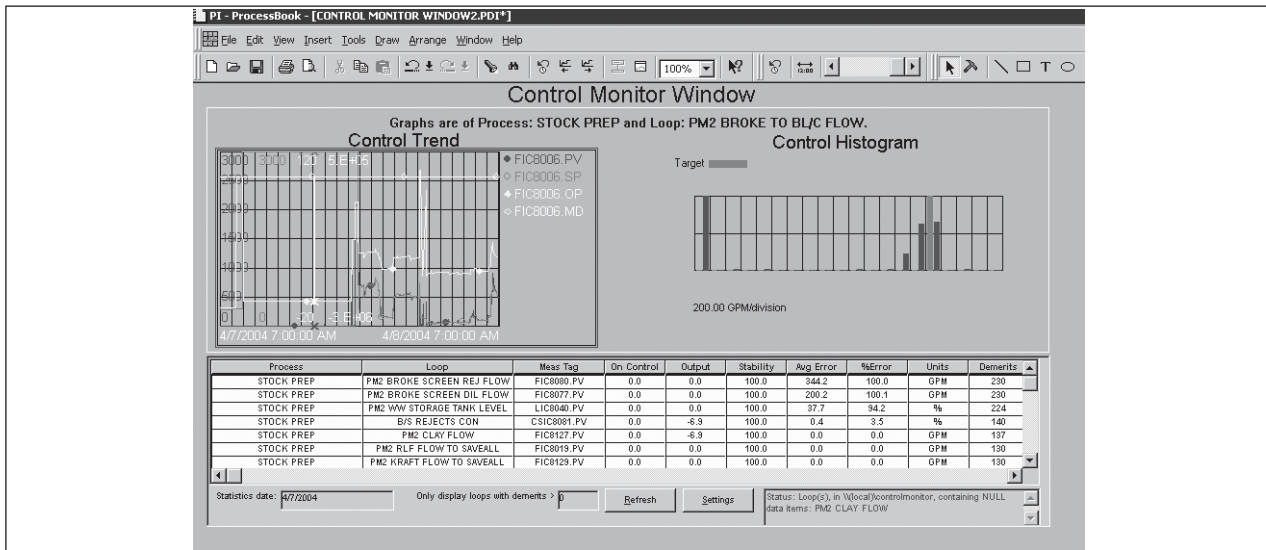


Рис. 6. Пример усовершенствованного тестирования/диагностики с однозначной идентификацией причины «отклонений» (гистограммы контуров управления АСУТП, кривые трендов) процесса при помощи комбинации приложений ProcessBook и PI-Control Monitor в программной среде PI System Analytical Framework/ACE

складской недвижимости (ПСН) в среднесрочной перспективе были разработаны классические затратный, доходный и сравнительный подходы. Несмотря на многочисленные усилия по преодолению существенных недостатков данных методических подходов, в которых использовались традиционные алгоритмы предсказания цен, модули экспертных систем (ФЭС) для обработки статистической информации и прогнозирование экономических временных рядов, их совершенствование оказалось чрезвычайно сложной задачей по причинам:

- невозможности полного учета большого числа факторов, и (или) сильной зависимости от полноты рыночной информации;
- негибкости линейных статистических моделей, используемых при инерционном анализе в традиционных ФЭС.

Данные затруднения в решении математических задач рассматриваемого класса могут быть частично разрешены путем использования нейросетевых технологий и алгоритмов [17]. Экспертные модули такого типа перспективны также для решения задач прогнозирования динамик агрегированных эксплуатационных показателей активов, представимых в нейросетевом базисе (методика синтеза алгоритмов многослойных ИНС (нейросетей) с различными оптимизационными механизмами сетевой настройки).

Следует отметить, что с системной точки зрения применительно к *активным* производственным фондам и *динамическому RCM/PdM*, именно на фазе анализа расширяется поле для

инновационных методов и технологий.

Используемые методы и алгоритмы, включенные в математическое обеспечение соответствующих интеллектуальных программных комплексов RCM, достаточно разнообразны в соответствии с многочисленными категориями и специфическими особенностями эксплуатации, а также видами отказов оборудования. Однако возникновение стандартов и определенная унификация стратегий ТОРО, реализуемых в модулях ряда современных интегрированных EAM-продуктов, например IBM Maximo™ (рис. 7) или программного обеспечения компании Datastream создает предпосылки к «стандартизации» подходов.

Прежде всего, это *математическое обеспечение базовых оптимизационных расчетов* периодичности видов технического обслуживания (преимущественно стохастические методы), графическая интерпретация одного из которых представлена на рис. 7. Перечисленные методы применимы для оценок значительного количества электромеханической аппаратуры, компьютерной техники и некоторых типов технологического оборудования

Стандартный индивидуальный метод определения оптимальной периодичности выполнения профилактического технического обслуживания по требуемому уровню надежности $R(t) \sim 1/(P_{\text{отк}})$. основывается на зависимости вероятности безотказной работы от времени $P_{\text{тр}}$ наработки с исключением интервала приработки оборудования:

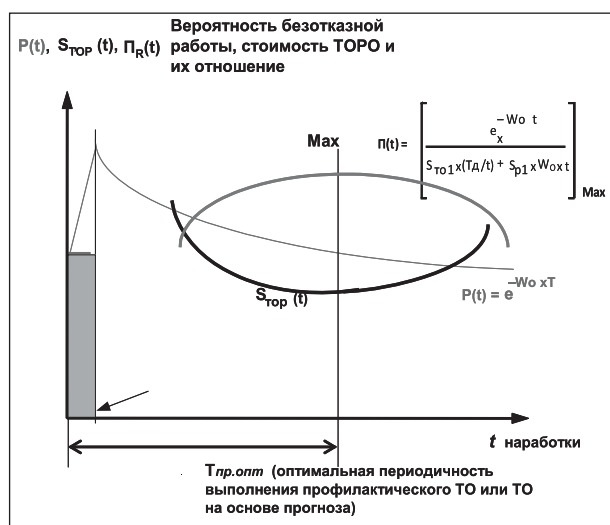


Рис. 7. Определение экономически оптимальных точек (интервалов) ТОРО по вероятности безотказной работы $P(t)$, стоимости единичного технического обслуживания и ремонтов, и их отношение $\Pi(t)$

$$P(t) = e^{-W_0 t}; \quad (3a)$$

$$P(t) = e^{-\lambda t^\delta}, \quad (3б)$$

где W_0 — фактор отказов (отклонений) на фазе «критичной» эксплуатации, либо их интенсивность λ^* .

Метод определения оптимальной периодичности выполнения диагностики (в отсутствие автоматизированной системы СВМ) с учетом развития неисправности в отказ (поломку) по вероятности невозникновения отказа, возникновения неисправности P_H и совместного события $P_{H,HO}$

$$P_{H,HO}(t) = \frac{W_H}{W_O - W_H} (e^{-W_H t} - e^{-W_O t}), \quad (4)$$

где W_H — условная «частота отказов» или интенсивность отклонений от паспортных пределов при возникновении неисправности (износе).

Определение оптимального интервала выполнения профилактического технического обслуживания с учетом экономических показателей (стоимости работ $S_{top}(t)$):

$$\Pi(t) = \left[\frac{e^{-W_0 t}}{S_{top1} (T_d / t) + S_{p1} W_0 t} \right]_{max}, \quad (5)$$

* Альтернативно (формула 3б) используется показатель интенсивности отказов по Вейбуллу $\lambda(t) = \lambda \delta t^{\delta-1}$, где δ — параметр формы, определяемый подбором в результате обработки экспериментальных данных ($\delta > 0$).

где S_{top1}, S_{p1} — соответственно затраты на единичные работы по обслуживанию и ремонтам; T_d — оценка времени диагностирования и предотвращения развития неисправности.

В ранжировании и оценке критичности оборудования по типам, помимо матриц рисков, применяют системы (методы) ABC-классификации, булеву логику, вероятностное моделирование с использованием структурных схем безопасности [18] или других методов, относящихся к технологии PSAM (Probabilistic Safety Assessment & Management) [19] при количественном анализе. Также предложено распространение комбинации методов EVENT-B и формальных подходов FMECA, используемых в оценке отказоустойчивости АСУ [20], на области одновременного диагностирования, определения конечной критичности отказа оборудования и его связывания с элементами синтезируемой модели отказоустойчивой системы.

Анализ дерева неисправностей (Fault Tree Analysis, FTA) является нисходящим методом анализа надежности активных фондов или продукции. Этот метод предназначен для идентификации и анализа условий и факторов, которые вызывают или способствуют появлению нежелательного результата и влияют на эффективность, в том числе определения количественных оценок, характеризующих причины неисправности. Метод FTA эффективен в идентификации и оценки режимов отказов и причин известных или предполагаемых воздействий на безопасность, экономичность системы, в ряде задач — при обосновании мер своевременного смягчения потенциальных режимов отказов. Метод может использоваться для построения модели прогнозирования надежности, а также при проведении альтернативных исследований. Однако в решении ряда ключевых задач метод FTA не лишен ограничений и недостатков

Анализ типов и следствий отказов FME(C)

А в общем случае применяют к отдельным видам отказов и их последствиям для системы в целом. Каждый вид отказа рассматривают как независимый. Таким образом, эта процедура не подходит для рассмотрения зависимых отказов или отказов, обусловленных последовательностью нескольких событий. Для анализа таких ситуаций необходимо применять другие методы, такие как марковский анализ (ГОСТ Р 51901.15) или анализ дерева неисправностей (ГОСТ Р 51901.13). При определении последствий отказа необходимо рассмотреть отказы более высокого уровня и отказы того же уровня, возникшие в результате произошедшего отказа.

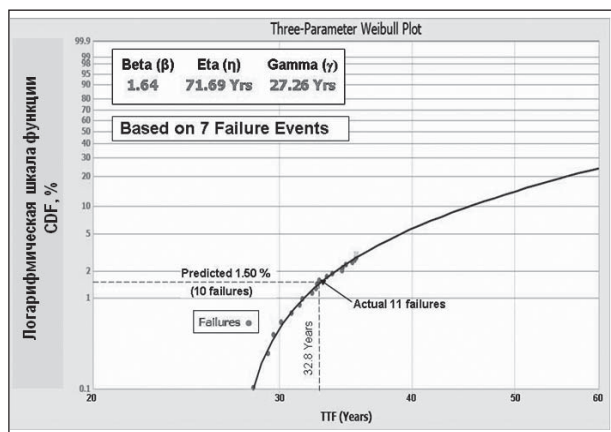


Рис. 8. Пример трехпараметрической зависимости накопленных отказов Вейбулла (функция CDF, по 7-ми первым отказам)

Национальные стандарты предписывают необходимость выявления в результате анализа всех возможных комбинаций видов разрушений/отказов и их последовательностей, которые могут быть причиной последствий отказа на более высоком уровне. В этом случае необходимо дополнительное моделирование для оценки тяжести или вероятности возникновения таких последствий.

Анализ Парето сфокусирован на проблемах, которые имеют самый высокий потенциал улучшения и помогают в распределении ресурсов (приоритетное использование в тех проблемных областях, где они наиболее эффективны). *Диаграмма Парето* является одним из наиболее часто используемых графических средств процесса векторного совершенствования ТРО базового уровня. С помощью двухмерных диаграмм ранжирования типа производственные потери — установки или потери производительности (ренкинг причины) — тип оборудования определяют относительную важность проблемы (оборудования) в наглядной графической форме или групп наиболее уязвимо оборудования («bad actors») по выбранным параметрам. Кроме того, диаграмма помогает предотвращать «смещение проблемы», когда ее решение паллиативно — устраняет одни проблемы, но усугубляет другие.

Анализ надежности методом приращений Крау (Reliability growth analysis (Crow-AMSAA) [21] и **распределения статистик надежности по Вейбуллу** (Weibull reliability distribution statistics analysis, рис. 8) представляют собой два разных, но взаимосвязанных метода анализа. Эти методы предназначены для распознавания (понимания) характерных наборов признаков-паттернов отказов, предсказания трендов от-

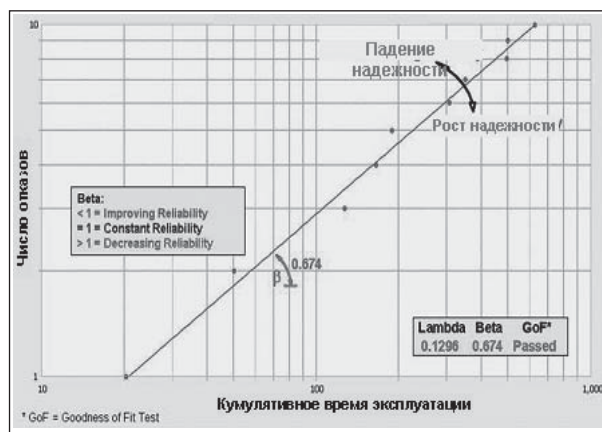


Рис. 9. Построение кривой роста отказов Growth Failure Plot в методике C-AMSAA

казов, направлений действий по сохранению запаса надежности на основе прогноза степени будущей ее утраты.

Следует отметить, что анализ по Вейбуллу (оценивание по β -фактору*) в силу своего универсального характера и возможностей обработки различного типа распределений находит широкое применение для высокоуровневых оценок эффективности и стабильности производства с распределенными материальными потоками. В то же время, он требует значительной экспертизы и навыков пользователей при проведении оценок наборов отказов оборудования и предъявляет особые требования к качеству исходных данных [22].

В основе метода Reliability growth analysis (рис. 9) лежит принципиальная зависимость накопления отказов вида

$$\theta(t) = \lambda \cdot t^\beta, \quad (6)$$

где $\theta(t)$ — кумулятивная величина отказов, ожидаемых к моменту t ; β — наклон прямой, построенной по точкам данных об отказах, указывающей на направление изменения надежности; λ — коэффициент (параметр) масштабирования.

Для реализации этого методического подхода используют три различных способа оценок параметров β и λ для графиков C-AMSAA [23, 24]:

- ANSI/IEC/ASQ D61164, основанный на стандартизованном методе IEC-61164;
- ранговую регрессию (RR метод);
- классический метод максимальной вероятности по MIL-HDBK-189 (MLE-метод).

* Если $\beta < 1$, отказы аккумулируются в повышенном темпе, что указывает на износ и снижение надежности анализируемого оборудования.

Анализ причин и следствий (ПСА). Данные компоненты являются первыми «кандидатами» для ПСА — одного из основополагающих методов выявления комплекса главных и второстепенных причин, вызывающих отказы, включая физические, латентные и человеческий факторы, и исследования всех видов потерь (целостности, работоспособности, продуктивности и т. д.). Основное назначение причинно-следственных диаграмм — наглядное представление списка идентифицированных и систематизированных возможных причин проблем или факторов, необходимых для обеспечения работоспособного состояния или отказа системы. Рекомендуется использование, вместо обладающего некоторыми дефинитивными недостатками традиционного *пояснительного* (explanatory) дерева логики отказов и FTA, *исследовательских* (exploratory) ПСА-шаблонов с усложненной логикой принятия решений на основе специальных знаний, а также алгоритмов Proportional Hazards Modelling, заложенных в продукте ЕХАКТ [2].

Отметим, что ПСА применим в форме различных, но в целом сходных подходов (диаграммы Исикавы и др.) как к исследованию поломок или отказов оборудования, так и сбоев в звеньях цепочки производства и поставок (нештатные ситуации и снижение производительности установок, простои, компаундирование/отгрузки готовой продукции), к проблемам с результативностью обслуживания (действий) персонала и к другим вопросам.

Специальная форма углубленного ПСА — **RCA (анализ первопричин)**. При анализе причин отказов следует учитывать, что зачастую даже опытные специалисты по техническому обслуживанию ошибочно полагают, что аналитическое исследование и инспекции сводятся к нахождению единственной причины конкретного факта. В действительности же отказы оборудования происходят из-за поломки конструктивного элемента как части сложной технической системы в силу действия *определенного набора первичных факторов*, вступающих в действие по *F–P* профилю развития дефекта. Соответствующие причинно-следственные связи являются в общем случае каскадной системой с собственными, специфичными (и актуализируемыми в ИТ-системах) для каждой категории инцидентов и цепочек разрушений древовидными аналитическими схемами FTA (рис. 10). Поэтому во многих случаях существуют различные пути решения проблемы, где RCA реализованы с разными алгоритмами.

Моделирование сценариев обслуживания. Прогнозирование и отслеживание отказов. Анализ статистик. Используемые методы и инструменты **анализа отчета об отказах и система корректирующих действий FRACAS** (идентификация и документирование в процессе испытаний и оценки отказов и своевременного устранения их последствий) обычно представляют собой систему закрытого цикла. Используемая система отслеживания, анализа,

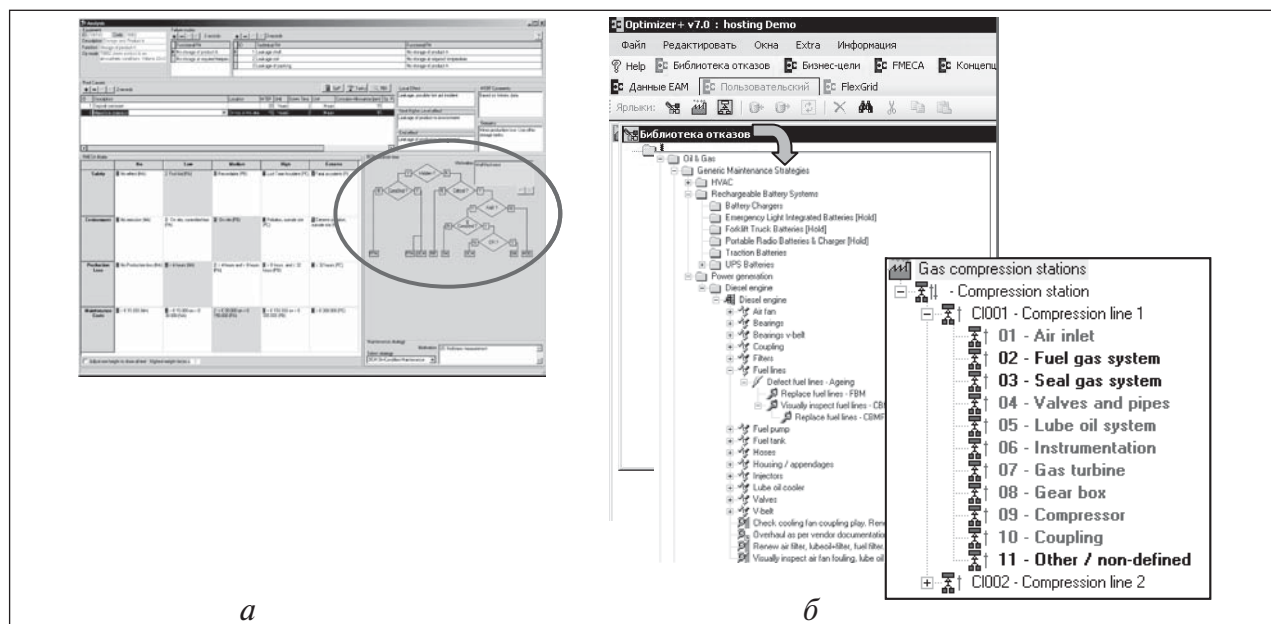


Рис. 10. Модуль FMECA с деревом П-С (метод drill down, а) и библиотека отказов (б) — составные элементы ИТ-обеспечения процесса идентификации причин и последствий повреждений и поломок оборудования

последующей идентификации проблем узла, ошибок при проектировании, недостаточной квалификации персонала и неточностей/отклонений процесса, требующих *корректирующих действий*, предусматривается сбор данных на нескольких уровнях. Данная информация также архивируется в информационных (технических) RCM-базах знаний по ТОПО и становится доступной членам Группы по совершенствованию в соответствующих разделах web-портала.

Возвращаясь к подпроцессам анализа в процессе RCM, отметим в качестве обязательной процедуры документальное обобщение компонентов, которые участники отнесли к элементам с высокой вероятностью отказа и средним/высоким рангом последствий. Данные действия выполняются модератором или одним из лидеров группы технического обслуживания по надежности на шаге (M)FMEA. Эти и другие подготовленные данные используются в одной из ключевых, завершающих стадий перед планированием работ RCM – целевом *моделировании и анализе в системе EAM сценариев технического обслуживания*, которое помогает:

– составить представление о различных сценариях обслуживания и/или выработать

рекомендации по вводу, в конкретных случаях с пороговым уровнем неопределенности, вариационных схем обслуживания; по данным на середину 2010 г. два крупных производителя EAM-продуктов разрабатывают в этих целях усовершенствованные алгоритмы–триггеры на основе современных экономико-математических методов (варианты нечеткой логики, генетические алгоритмы с ценовой функцией и др.);

– уточнить ожидаемую техническую доступность (механическую готовность) единицы оборудования;

– калькулировать затраты за полный жизненный цикл актива.

Некоторые из результатов этих активностей в графической форме приведены рис. 11.

Имплементация результатов. После выполнения стадии анализа и краткой аннотации следует фаза с 5–7-шаговой схемой выработки рекомендаций и утверждения стратегии (и тактик) реализации.

1. Приоритезация задач по значениям вероятности и уровню последствий. Передача данных в модуль EAM генерации оптимальных планов-графиков обходов с перечнями планового (рутинных сервисных работ) и неотложного об-

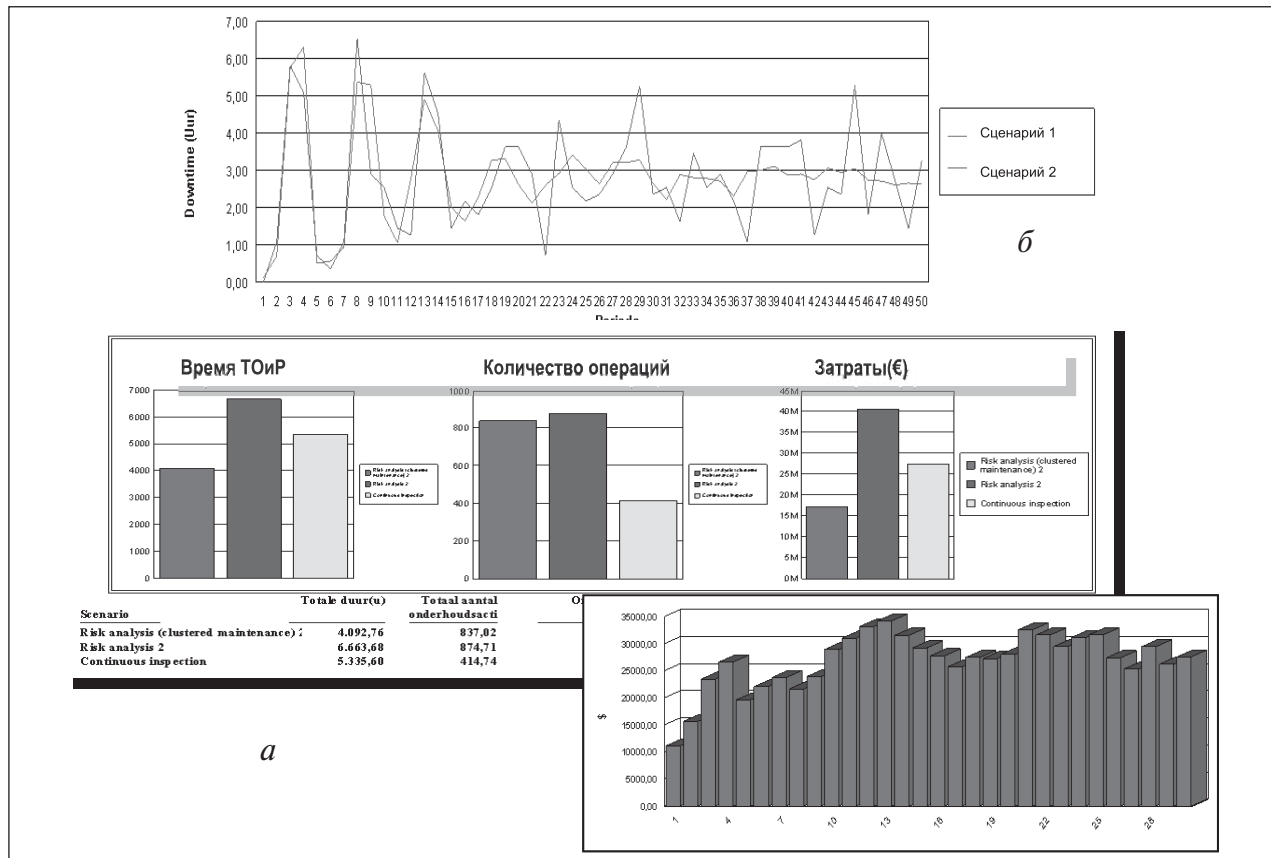


Рис. 11. Моделирование в EAM сценариев обслуживания (а) и анализ результатов (б)

служивания на основе обработки поступающих в электронном виде заявок на ТОРО.

2. Порядок исполнения мероприятий и работ по предупреждению потерь и (при необходимости) — детальный/многофакторный количественный анализ рисков.

3. Присвоение статуса ответственного за выполнение задачи определенному лицу.

4. Назначение даты выполнения задачи по RCMO-ТОРО.

5. Ревизия и предложения по совершенствованию процесса MRO (управление материально-техническим снабжением).

6. Отслеживание и отчеты по ходу имплементации.

7. Оптимизация задач технического обслуживания, генерируемых с рабочего места оператора установки; предложения по реконфигурированию распределенных АСУ (DCS) установки по уровню фильтрации шумов сигнализаций в части управляющих воздействий на исполнительные механизмы (клапаны и др.) и мониторинга состояния этого оборудования [25]. Предусматривает расширенные функции согласно новой концепции «интеллектуального» оператора.

В противоположность общим практикам 1990-х — начала 2000-х гг., наилучший выход RCM-анализа состоит вовсе не в получении «дюжины пыльных томов на верхней полке» инженерного центра по ТОРО. Мерой высокой результативности такого анализа должны стать улучшенные, рациональные заказ-наряды на работы и услуги ТОРО. В равной степени, вполне удовлетворительным «выходом» суточных заявок на проведение технического обслуживания является улучшение с практической точки зрения и информационно наполненные записи в базе данных RCM, в особенности, если они добавляют новые знания и ранее не зарегистрированные отказы (причины). Рассматривая логический поток активностей, можно непосредственно сделать вывод о преимуществах интеграции модулей EAM (CMMS) и динамической базы данных RCM (если таковая не предусмотрена заранее комплексным решением), приведенной в заключительном разделе данной статьи.

Сквозной процесс ТОРО на основе RCM включает также следующие подпроцессы *контроля результативности мер и выполненных задач*:

– апостериорная оценка на рабочем месте руководителя подразделения эффективности мероприятий и работ по ТОРО (средний уровень управления);

– выполнение прогнозных расчетов воз-

можных экономических потерь от утраты работоспособности оборудования (см. описанные бизнес-кейсы) — включает текущие ремонты, не запланированное обслуживание/замену неисправных частей, простои, прерывание сервисной поддержки, снижение (потери) производительности;

– мониторинг утвержденных консолидированных (сводных) показателей эффективности функционирования производственных фондов (КПЭ верхнего уровня).

Один из внедренных в практику Maintenance excellence вариантов иерархической структуры основных технико-экономических (ТЭП) и типовых ключевых (KPI) показателей сервисов ТОРО представлен на рис. 12.

ИТ-архитектура и поставляемые функциональные сервисы современной системы управления активами

Целеполагание при создании архитектуры комплексной системы. Согласно основополагающему для зарубежных компаний документу PAS 55, проект EAM/CMMS, как и в случае других подобных комплексных (многоуровневых, мультикомпонентных) систем, начинается с постановки стратегических ориентиров на основе анализа современных вызовов и позиций предприятий компании в конкурентной среде. Проводится предпроектный аудит, уточняется позиция дочернего общества (ДО) компании в 5-уровневой модели зрелости с формированием дорожной карты (рис. 13) и проработкой ряда основных аспектов.

1. Оценка оказываемого влияния современных вызовов (глобальные характеристики): рост *турбулентности* рыночной среды и экономики, волатильность бизнеса и цен; степень *взаимосвязанности* предприятий компаний и конкурентов в общей экобизнес-среде; *инструментальная насыщенность* сферы производства (ДО); развернутый анализ мирового тренда тотальной «интеллектуализации» объектов, процессов и способов осуществления работ — и соответствующие им ответы в части возможностей ИТ [26].

2. Увязывание эволюции архитектуры приложений с корпоративными целями управления активами, как *системы поддержки принятия управленческих* (на верхнем) и *оперативных* (на последующих уровнях планирования и управления) *решений* (СППР), которая, в свою очередь, базируются на информации крайне широкого спектра.

3. Формирование иерархии и согласование баланса корпоративных целей, внутренних и

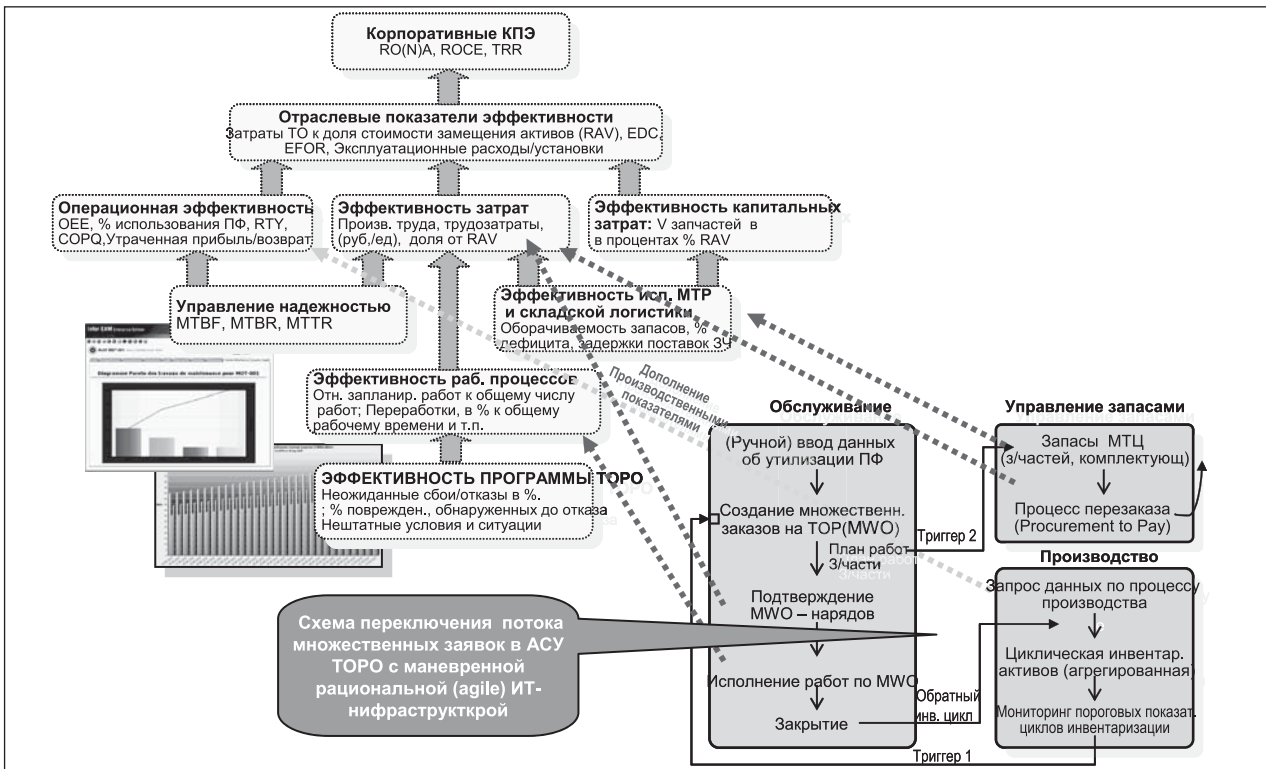


Рис. 12. Иерархия основных КПЭ процессов/активностей управления производственными фондами 3-го поколения, конвергенция с корпоративными KPI

внешних рисков ВИНК, предопределяющих полный набор функциональных требований к системам управления фондами [27].

4. Определяются архитектура приложений, сроки имплементации модулей smart-системы управления производственными фондами с элементами интеграции функций RCM, отображенных на рис. 14.

Предпосылками к логической agile-архитектуре EAM является решение в ходе первых этапов проекта вопросов:

– эффективного управления лавинообразно *растущим* объемом и *разнообразием* исторической информации и данными реального времени о процессах и производственных фондах;

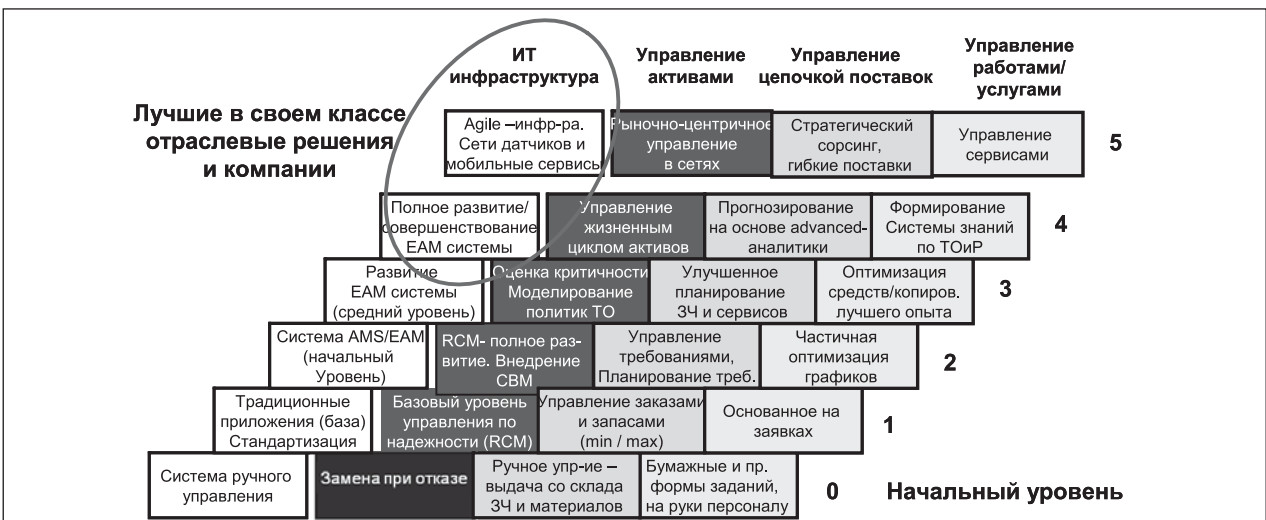


Рис. 13. Создание «дорожной карты» ИТ-решений по проекту EAM на основе пятиуровневой модели зрелости управления производственными фондами с целевыми корпоративными ориентирами

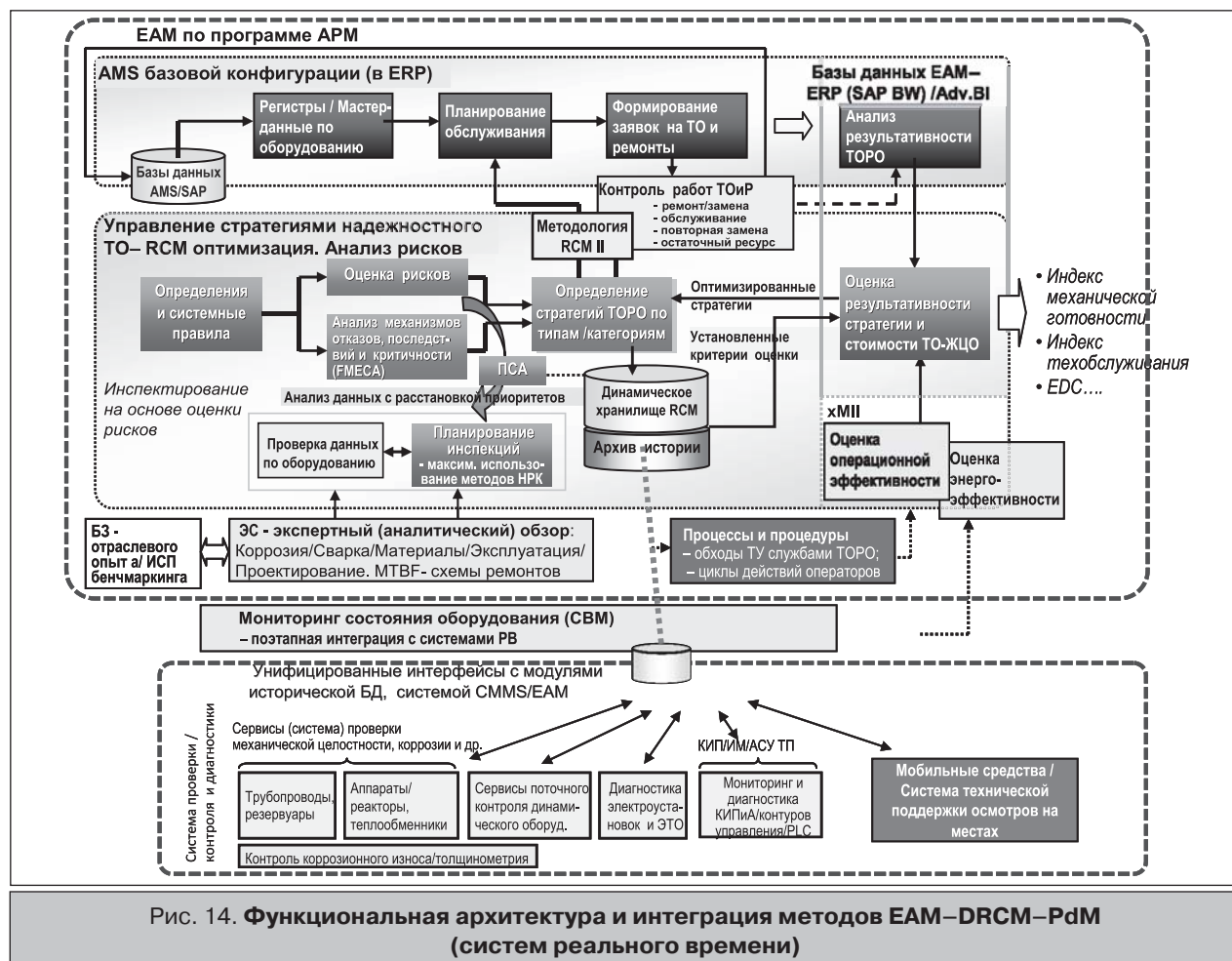


Рис. 14. Функциональная архитектура и интеграция методов EAM-DRCM-PdM (систем реального времени)

– идентификации и достижения открывающихся возможностей и методов отклонения угроз активам посредством *прогностической аналитики* в масштабе near RT приложений PdM, исследования кейсов в СППР;

– «экстракции»/фильтрации охватывающих информационных массивов, собираемых из множественных источников производственных объектов (и необходимых данных из цепочек поставок), обеспечения их доступности распределенным пользователям;

– *сокращения времени извлечения выгод* в управлении активами путем доставки точной и своевременной информации лицам, принимающим решения.

Прикладной ландшафт (инфраструктура) — EAM или CMMS? Сколь комплексной ни была бы информационная система управления активами, она все же остается ограниченно функциональной и для решения корпоративных задач должна быть связана с другими системами.

Сама концепция управления производственными фондами и ее программное обеспечение, как было отмечено выше, непрерывно развива-

лись. Системы первого поколения (исторически ими стали CMMS) в основном были ориентированы на анализ планов работ и составление расписаний ремонтов, а также выполняли ряд других функций предупредительного ТОРО. Классические системы управления производственными фондами (EAM) уже были способны решать задачу получения возможно максимальной (на тот период) отдачи от активов. Реализовывались такие системы на изолированных специальных РС. На современном этапе развития (EAM II) разработчики и потребители совместно пытаются ответить на вопрос, каким образом использование производственных фондов может быть оптимизировано в контексте существующей бизнес-стратегии, операционной деятельности, финансовых и операционных рисков компании и взаимодействия с внешними заинтересованными сторонами.

Если рассматривать генезис класса информационных систем управления активами в целом, можно с определенной долей условности разделить весь исторически сложившийся ландшафт ИТ-рынка на следующие типы:

– специализированные нишевые продукты CMMS;

– поставщики расширенных отраслевых (интегрированных) EAM-решений;

– производители систем управления ТОРО на собственной платформе систем ERP (SAP PM и др.), либо приобретенные (в том числе в результате поглощений) полнофункциональные продукты типа IBM Maximo, встроенные в эту платформу;

– специализированные системы класса RCM/RBI (RCM-оптимизаторы) и расширения, интегрируемые с основными корпоративными приложениями;

– узкоспециализированные продукты, «заточенные» под управления только ТОРО технологического оборудования и КИПиА, управление закупками и/или материально-техническими ценностями и др. применительно к области ТОРО.

В соответствии с этим существенно разнятся и корпоративные стратегии внедрения ТОРО, АРМ.

Ряд специалистов рассматривает EAM решения как «CMMS на стероидах». Это явно чрезмерное упрощение, во многом не отражающее реальной картины (ландшафт приложений систем). Отметим, что прямое сравнение затруднительно, поскольку функциональные наборы и структура программных пакетов меняются — как со временем, так и при переходе от одного бренда-поставщика к другому. Те функции, которые сосредоточены в одном модуле, у другого поставщика могут быть реализованы в нескольких подсистемах; возможна различная топология, структура баз данных и привязка к процессам и т. д.

Тем не менее, можно перечислить ряд принципиальных отличий (табл. 3), демонстрирующих преимущества современных полномасштабных EAM-решений перед CMMS в части дополнительных способностей, расширенных функциональных сервисов, добавляющих ценность активам.

- ВИНК, сделавшие ставку на последовательное, развернутое внедрение EAM и продуктов Asset Performance Management, получают в свое распоряжение отмеченное выше всестороннее управление именно активами как целым, а не только ТОРО.

- Вкупе со слабой, по современным меркам, аналитикой, в обычных CMMS практические отсутствуют функциональность и ИТ-сервисы RCM(O).

- Большая часть CMMS обладает подсистемами планирования и контроля закупок товарно-материальных ценностей, управления запасами/

отслеживания запчастей и оборудования. Но при этом даже подвергшиеся совершенствованию системы не имеют достаточного набора современных учетно-финансовых функций; как правило, в модуль Inventory Management заложены 1–2 упрощенные статические модели без функций оптимизации запасов. Вследствие этого возникают проблемы с обеспечением элементов решения задач *бережливого (lean) ТОРО* (для сравнения, в ряде EAM – скользящий горизонт пополнения, экономическая оптимизация движения основного (EOM) и поддержания страхового запаса запчастей с соответствующими алгоритмами в динамических моделях).

- Ядро системы — модуль «Основные фонды» EAM — существенно обогащен в функциональном отношении по сравнению с таковыми в CMMS. В отличие от последних, фактически «стандартным» для комплексных решений SAP, Infor EAM, IBM Maximo, AvansisPro 4.x Invensys становится наличие сервисов (утилит) гибкого контроля потока работ в *современных экземплярах бизнес-процессов (AM Oracle)*, осуществляющих динамическое RCM; (модуля) прогнозирования и/или контроля изменений* в соответствии с требованиями обновленных нормативных документов.

- Функциональная архитектура систем EAM включает автоматизированную загрузку/выгрузку и балансировку PM, PdM.

- В классических CMMS отсутствуют механизмы онлайн-идентификации и оперативного формирования сообщения одновременно по типу, глубине, критичности неполадок объекта с обзором адекватных рекомендаций по виду решений технического обслуживания (тактик PM, PdM), Практически не развиты инструменты (подсистемы) управления трудовыми ресурсами (HRM). Эти и другие современные функции и средства имеются в 3/4 от общего числа EAM и позволяют предсказывать динамику (частоту отказов) и сократить до минимума время ремонта и простоя благодаря оптимизации всего процесса снабжения по ТОРО.

- Современной практикой является ИТ-обеспечение многоаспектного leanТОРО, включая оптимизацию обходов и затрат на услуги персонала; быстрое определение по месту (GIS-интеграция) и доставку ТМЦ по месту, «точно в срок» (JIT); подпроцесс отслеживания гарантийной информации по активам с динамическим формированием (верификация, управление изменениями) оптимальных графиков ТО

В том числе — двухпараметрического статуса критичности и безопасности эксплуатации.

и производства с учетом ремонтов, плановых и не предусмотренных остановок технологических установок.

• **Интеграционные способности** в отношении множественных данных, приложений и систем верхнего и нижнего уровней, являющиеся фактором усиления стратегического управления активами и системного совершенствования бизнеса, в решениях EAM существенно выше:

– обеспечение целостности данных, современные ETL и другие механизмы добычи и консолидации данных, и инкорпорация модели данных в дерево (модель) решений — как базис развертывания современной аналитики (agile BI, средства прогнозирования) в управлении фондами;

– интеграция приложений, особенно актуальная в сложной производственной и ИТ-среде бизнес-секторов ВИНК – крупномасштабные MES-системы, SCADA, PCU и т. д.

• Последние релизы главных поставщиков систем управления активами включают при-

обретенные, либо собственные программные модули—оптимизаторы, часть *интегрированного решения по динамическому RCM (DRCM)* [28] (компании Meridium, SKF, IFS, Datastream, IBM, Oracle и др.) совместно с web-технологиями в среде SOA. Новые решения обеспечивают следующие преимущества перед CMMS:

– встроенные адаптеры интеграции с системами CAD; синхронизированное обновление (регистрация/автоматическое изменение) всех данных в собственной и одновременно в сопряженных с EAM базах данных — по таксономии (конструктивным характеристикам/проектным параметрам и спецификациям оборудования), по тегам, табличным данным, истории работ, услуг, условий эксплуатации и др.;

– *проактивная идентификация* (как набор стандартизованных процедур и возобновляемых ИТ-сервисов) в динамической библиотеке отказов проблем работоспособности по текущим эксплуатационным показателям оборудования.

Табл. 3. Сравнительная характеристика пакетов приложений CMMS и EAM

Функциональные возможности/сервисы	Типичное покрытие (2008 г.)	
	в CMMS	в EAM
База данных с иерархической структурой	✓	✓
Доступность запасных частей	✓	✓
Доступность трудовых ресурсов ТОРО	✓	✓
Наряд-заказы на закупку МТЦ	✓	✓
Расписания предупредительного технического обслуживания	✓	✓
Накопление и отслеживание затрат	✓	✓
Управление работами	Усеченный шаблон	✓
Запись и мониторинг зарождающихся дефектов (отказов)	✓	✓
Стандартные отчеты и рапорты о нештатных ситуациях	✓	✓
Полный цикл обслуживания активов		✓
Администрирование ТОРО		✓
Технический анализ прогностического технического обслуживания (PdM)		✓
Анализ альтернативных схем технического обслуживания		✓
Управление рисками физических активов		✓
Полный анализ FMECA	Базовый уровень FMEA, в некоторых CMMS нового поколения	✓
RCM, RCMO	Отдельные элементы RCM в решениях после 2006 г.	✓
Многофункциональный анализ первопричин		✓
Финансовый анализ затрат жизненного цикла		✓
Управление изменениями в технической документации		✓
Стратегический анализ групповой эксплуатации		✓
Web-сервисы и сервисно-ориентированная архитектура	Начальный уровень в отдельных системах	На основе стандартов
Сценарное моделирование и стратегическое планирование в управлении активами		✓
Интеграционные возможности	Локальные; заказная разработка либо традиционные адаптеры	3-х мерная интеграция с корпоративными ИС

Дополнение системы DRCM-EAM функционалом распознавания категории назревающего отказа (экспорт данных из экспертных подсистем (ЭС, ЭМ) и СВМ), подлежащего анализу (FMESA) и упреждению через стратегии обслуживания, что позволяет во взаимодействии с ЭС прогнозировать и оценивать риски по профилям разрушений P-F;

– предусматривает *связывание данных и сообщений в события, их согласование и балансировку*;

– развитие функций *генерации планов технического обслуживания и последующей увязки наряд-заказов с оперативными планами завода (вплоть до интервалов графиков, «на лету»)* для обеспечения в реальном времени бесперебойного производства.

Введение данных усовершенствований сокращает непродуктивное вовлечение (потери) ресурсов и аналитических ошибок с устранением традиционных продолжительных процедур отсылки к инструкциям, «пожарных» остановок и осмотров, изучения бумажных журналов истории инцидентов. Обеспечивается исключение случаев ремонтов не требующих замены элементов оборудования.

Поддержка улучшенных практик все чаще совмещается в EAM с быстро развивающимися персональными *мобильными технологиями обеспечения ТОРО, технологическими средствами коллективной работы (технологии)* и корпоративными системами управления контентом (ЕСМ, уровня ДО). Такие вендоры, как Лоусон, предлагают функциональные модули, реализующие расширенные имитационные возможности и ИТ-поддержку инженерного персонала в проведении в среде EAM collaboration более тщательного и глубокого группового анализа затрат и рисков через движок планирования требований к сервисам (SRP engine). В отличие от них, в случае CMMS, не имеющих функциональных сервисов DRCM, для реализации элементов и схем надежного управления разработчики прибегают к искусственному внедрению интеграционной «живой» базы данных (living RCM DB) вместо показанного на рис. 14 динамического хранилища.

Перечисленные особенности и новации формируют в итоге **маневренную (agile) ресурсосберегающую инфраструктуру технического обслуживания (AI)** с гибкой системой переключения (триггеров) схем формирования множественных заявок на ТОРО в зависимости от принятой стратегии и изменения ситуации с исполнением заказов/движением запчастей и

механической готовностью (см. рис. 12, схема переключения потока наряд-заказов в АСУ ТОРО с agile ИТ-инфраструктурой), мобилизацией персонала ТОРО*.

В заключение перечислим некоторые отличительные характеристики полнофункциональных специализированных разработок EAM для нефтегазовой и перерабатывающей отраслей топливно-энергетического комплекса.

- Развитые инструменты анализа доступности и визуализации КПЭ в различных срезах активов, в том числе временных диаграмм потерь установки в результате деградации оборудования, в форме специализированных цифровых «приборных» панелей бизнес-сегментов с насыщенным, легко конфигурируемым интерфейсом. Доменная VI-интеграция верхнего и среднего уровня охватывает не только динамические показатели по производственным фондам и техническому обслуживанию (в виде диаграмм, таблиц и графиков трендов качества, повышения общей эффективности оборудования — OEE и TEEP, индексов сокращения неотложных работ по техническому обслуживанию, времени ремонта и потребности в запчастях и др.), но и обеспечивает корреляцию их с КПЭ, относящимися к производству, промышленной безопасности, экологии.

- Наличие перспективного ИТ-решения либо уже реализованной интеграции, помимо MES, с инструментом оценки финансовой потери прибыли организации — Lost Profit Opportunity**.

- Загрузка в предварительно настроенные базы данных EAM, базу знаний RCM тысяч отраслевых актуализированных терминов и сотен типовых или advanced-активностей.

- Сложные помехоустойчивые, многоуровневые решения по архитектуре и количеству обрабатываемых записей в сутки (до 10⁶–10⁷) специально для многозаводского (многообъектного) EAM, по инфраструктуре, ЕСМ и системе управления НСИ/основными данными применительно к управлению производственными активами нефтяных ВИНК.

- Мобильные технологии и системы, встроенные в EAM ВИНК.

- Управление как историей типовых событий, специфичных для производственных фондов в нефтегазодобыче и нефтепереработке, так и функции CEP (процессинг текущих событий):

* По внедрению концептуального решения и расширенному пилотному проекту AI-RCM см., например, сайт корп. General Electric

** Интеграция с LPO/LOE, используемым в корпорациях ExxonMobil, ConocoPhillips и в Группе «ЛУКОЙЛ», обычно предусматривается на 3–4-м уровне зрелости/развития EAM по пятибальной шкале.

- разделение по видам событий;
- фильтрация и поиск;
- база для статистического анализа;
- расширяемый набор параметров;
- реализация в режиме реального времени соответствующих сервисов сигнализации и автоматического распределения сигналов или сообщений;

- функция диспетчеризации, основанная на настройках ролей участников посредством программы-брокера и т. д.) с определенным приоритетом важности, критичности события для оперативной выработки решений и принятия адекватных мер.

- Наличие модуля мониторинга управления энергоресурсами с функциями минимизации энергопотребления электроэнергии, топлива, воды, пара, сжатого воздуха.

- Расширенное моделирование сценариев обслуживания, реализованное, в частности, в продукте EAM Infor, которое выполняет несколько функций:

- настройка модели с реальными данными;
- сравнение сценариев и тестирование концепций обслуживания;
- определение готовности производственных фондов;
- долгосрочное бюджетирование (см. рис. 11, б).

- Специальные решения в составе некоторых лучших в классе EAM пакетов (ПО Maximo и др.) для управления ИТ-услугами и ИТ-активами — (IT Service Management), которые можно применять как в качестве комплексного решения для управления активами и сервисами, так и для поддержки конкретных проектов, например, учета активов, управления их жизненным циклом и организации сервисной службы. Так, например, используя базовые подсистемы (управление активами, управление сервисами, работами, контрактами и закупками), Maximo ITSM обеспечивает эффективный контроль и учет активов,

конфигураций, контрактных отношений, данных об использованных финансовых средствах, ресурсах и соответствия сервисов SLA. Maximo Discovery — весьма удобное средство контроля информационной, сетевой и программной инфраструктуры, в которую входят ПК, серверы и сетевые устройства, в которую входят ПК, серверы и сетевые устройства, с возможностью определения физического местонахождения актива. Это быстрый, точный и простой инструмент автоматической сверки с минимальной нагрузкой на сетевую трафик, позволяющий определить все изменения конфигурации в любой промежуток времени.

Технологическим трендом последних лет в отрасли переработки углеводородов является частичная конвергенция ПО для управления/контроля надежности активов (ПФ) и управления предупреждениями, КИП, состоянием контуров управления в распределенных системах управления технологическим процессом, что косвенно подтверждается выпуском Hydrocarbon Processing единого справочника по указанным категориям [29].

Основной перечень функциональных, технических и квалификационных требований по пяти категориям, предназначенных для выбора систем в рамках корпоративных проектов CMMS/RAM и RCM, специалисты могут найти на сайтах [30–32].

Современные методы поиска оптимальных решений функционирования активов, поддерживаемые инженерными имитационными моделями установок, инфраструктура предприятий с мобильными и беспроводными технологиями, технологии и инструментальные методы «неинвазивной» диагностики оборудования и специальные аспекты CBM и PdM (программная реализация), а также вопросы энергосбережения, требования заказчика к экспертным и CBM системам и другие аспекты создания корпоративных EAM и сервисов будут рассмотрены в заключительной публикации данной серии.

Литература

1. Америк А. Б. Методология комплексного оптимизационного управления основным производством на принципах коллективного контроля эффективности и сервисно-ориентированной архитектуры интегрированных нефтегазовых компаний. 2. Современная методология и практика эффективного обслуживания в системах управления в системах управления основными фондами // Теоретические и прикладные проблемы сервиса. — 2010. — № 4. — С. 30–45.
2. Christley N. Using Business Common Sense to Improve Maintenance Practices // Plant Engineering. — 2008. — December. — P. 46–49.
3. Микаэлян Э. А. Техническое обслуживание и диагностика состояния энерготехнологического оборудования // Теоретические и прикладные проблемы сервиса. — 2010. — № 4. — С. 14–18.
4. Sullivan E., Sachs N. Effective Predictive Maintenance Management — <http://www.plantservices.com/articles/2006/025.html?page=fullB>.

5. Elevating Maintenance and Reliability Practices. The Financial Business Case // Uptime Magazine. — 2007. — V. 21. — Aug. 13. — P. 39–46.
6. Asset Strategy Management and Implementation // Meridium W.P. — www.meridium.com.
7. Герцбах И. Теория надежности с приложениями к профилактическому обслуживанию // М.: Нефть и газ, 2003. — 263 с.
8. Holmer L., Moran M. Good Maintenance Practices within RCM Model // NPRA Annual Meeting. — 9–22 March 2008. — San Diego, CA.
9. Fixed Equipment Reliability Assuring Excellence at Lyondell. Part 1 // INSPECTIONEERING J. — 2006. — September/October. — P. 3–12. Part 2 // Ibid. — November/December. — P. 9–19.
10. Дейнеко С. В. Методика построения моделей надежности газонефтепроводов // Надежность. — 2009. — № 2. — С. 48–55.
11. Moubray J. M. Reliability-Centered Maintenance. — N.Y.: Industrial Press, 1992. — 231 p.
12. Duell M., Beck R. Enterprise Asset Performance Management Improves Plant Maintenance // Oil & Gas J. — 2003. — V. 26. — N 2. — P. 4–16.
13. Dukich S., Jones D. Factoring Reliability into Safety Systems. Schuster G. Improving Manufacturing Performance Through Intelligent Safety System Design // Plant Services. — 2008. — <http://www.plantservices.com/articles/>.
14. Balancing Risk Assessment to Improve Safety Decision — Proc. NPRA 2009 Q&A // Hydrocarbon Processing. — 2009. — November. — P. 61–63.
15. Mather. D. The Value of RCM // Plant Services. — 2008. — July. — P. 21–24.
16. De Jong G. 25 Years of Experience with Online Condition Monitoring at E.ON Benelux // ORBIT. — 2006. — V. 26. — N 2. — P. 4–16.
17. Пителинский К. В. Тюркин А. А. Применение нейронных сетей для оценки производственно-складской недвижимости // Автоматизация в промышленности. — 2008. — № 10. — С. 25–27.
18. Clarke E., Grumberg O., Peled D. Model Checking. — The MIT Press, 1999. — 314 p.
19. Mosleh A., Bari R. // Probabilistic Safety Assessment and Management. — Springer-Verlag, 1999. — 314 p.
20. Тарасюк О. М., Горбенко А. В., Харченко В. С. Комплексирование формальных методов разработки и анализа надежности EVENT-B FME(C)A // Математичні машини і системи. — 2010. — № 2. — С. 166–177.
21. Gaddy R. Comparing and Contrasting Weibull Statistics and Growth Analysis in Failure Prediction. Part II. — www.meridium.com. — 2008. — 18 p.
22. Gaddy R. System Reliability Analysis and Improvement // Meridium W.P. — www.meridium.com. — 2007.
23. American National Standard. Reliability Growth — Statistical Test and Estimation Methods ANSI/IEC/ASQ D61164–1997 // American Society for Quality. — WI.: Quality Press. — 53201-3005. — 53 p. — <http://www.asq.org>.
24. Broemm W. J., Ellner P. M., Woodworth J. W. AMSAA Reliability Military Handbook — Reliability Growth Management. — MILHDBK-189, Department of Defense, Washington, DC, 20301, 1981. — 178 p.
25. Hanlon T., McDougal T. Operator-driven Reliability: Training and Implementation // Hydrocarbon Processing. — 2010. — V. 89. — December. — P. 39–41.
26. Vavra B., Shipman D. Enterprise Asset Management Optimization with IBM ECM and IBM Maximo // Proc. of Plant Engineering's Webcast: The Bottom Line on Asset Availability. — 2009. — 27 p. — www.plantengineering.com.
27. Варлашкин К. От моделирования к исполнению // Intelligent Enterprise. — 2007. — № 17. — С. 22–25.
28. Dunks B. Next Generation of Dynamic Reliability Centered Maintenance // Plant Services. — 2007. — May (N 5). — P. 45–47. — <http://www.plantservices.com/articles/2007/100.html>.
29. Asset Performance and Alarm Management Handbook-2008 // Hydrocarbon Processing. — 2008. — V. 87. — April. — P. 123–151.
30. http://www.plantservices.com/cmms_review/software_review.html; http://www.lawson.com/WCW.nsf/pub/eam_C118A7.
31. http://www.technologyevaluation.com/Research/ResearchHighlights/ExecutiveView/2003/06/research_notes/MI_EV_XDM_06_27_03_1.asp.
32. www.ge-ip.com.

A. B. Amerik, A. V. Pruzhinin

Integrated Optimization Management of the Primary Enterprise on the Principles of Cooperative Performance Management and Service-oriented Architecture of Integrated Oil and Gas Companies

3. Realization of Effective Model of Technical Maintenance and Repair/RCM-PdM: Architecture and IT-services of Asset Management System

The problems of realization of equipment technical maintenance and repair on the basis of modern view on business processes RCM-management of productive assets in companies of fuel and energy complex are considered. The methods, applied in evaluation of the state, reasons and criticality of failures for inspection and technical maintenance policies formulation are generalized.

Examples of business cases of exploitation organization and solving of problems of technical maintenance and repair at oil production and refining enterprises are given. A comparative analysis of functional coating and configuration of systems of technical maintenance and productive assets computer control was carried out. An evolution of requirements to agile oriented architecture of complex IT-solutions for flexible and effective management of physical assets is demonstrated.

Keywords: business processes, reliability, maintainability, risks of failure, damage, criticalness and reasons of failure, business cases, equipment accessibility, RCM, MTBF, MTTR, enterprise assets management, EAM architecture, maturity model of technical maintenance and repair, functions and services of systems, performance management.

В статье А. Б. Америка «Комплексное оптимизационное управление основным производством на принципах коллективного контроля эффективности и сервисно-ориентированной архитектуры интегрированных нефтегазовых компаний. 2. Современные методология и практики эффективного обслуживания в системах управления основными фондами предприятий», опубликованной в № 4 за 2010 г., пропущена табл. 3, описывающая уровни корпоративной зрелости ЕАМ. Наименование этой таблицы ошибочно приписано рис. 6, подпись под которым следует читать как «Достижение оптимальных результатов (ценности) требует организации и изучения сквозных процессов ТОРО/АРМ, с проекцией на производственные операции».

Редакция журнала приносит извинения за допущенные неточности и публикует пропущенную таблицу.

Табл. 3. Четырехуровневая модель зрелости обслуживания (ЕАМ-ТОРО) в редакции компании Meridium

I	II	III	IV
Реактивная неэффективная	Управление (базовый уровень)	Стратегические улучшения	Прогностичное/на основе надежности
Активируется как ответная реакция непосредственно на фактическое состояние	Работы и активности основываются (выполняются) с использованием KPI/метрик процессов	Исполняются на основе бизнес-целей	Движимы целевыми ориентирами, неуклонным увеличением отдачи от вложенного капитала
Отсутствует текущее (или совместное/распределенное) видение или определение эффективности	Концепция ЕАМ детально известна в организации; видение АРМ (программы) коллективно распространяется	Элементы (разделы) ЕАМ утверждены и акцептованы всеми подразделениями, побуждая работников к активным действиям	Стратегическое видение копируется конкурентами
Измерители эффективности (результативности) ТОРО не установлены либо не отражают действительность	Показатели эффективности объективно установлены и используются в оценке (управлении) процессов	Показатели результативности критически обобщаются на предмет эффективности непрерывного улучшения	Ключевые измерители (индикаторы) – бенчмарк мирового уровня
Процессы и практики не консистентны (не проработаны) либо отсутствуют	Деятельность в соответствии с документированными процессами и практиками	Процессы и практики эффективны и непрерывно совершенствуются	Процессы и практики мирового уровня, при сравнительном анализе с мировым уровнем в целом
Проблемы рассматриваются лишь по мере их возникновения	Организованная работа, преимущественно на основе предупредительных принципов и СВМ	Работы в основном опережающие и определены посредством анализа данных	Последовательности работы ТОРО четко определены путем усовершенствованного анализа
Исполнение не согласовано и не рационально по всей компании	Исполнение в основном эффективно; результаты сопоставимы в масштабах компании	Исполнение и результаты существенно лучше, чем в среднем по отрасли	Исполнение и результаты наивысшего уровня при сравнительном анализе с мировым уровнем показателей
Численная характеристика уровня зрелости			
0–1	1,1–2	2,1–3	3,1–4

Инженерное сервисное сопровождение глубокого обезвоживания и обессоливания нефтей и химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования

Ф. М. Хуторянский, А. Л. Цветков
ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЭШНЛ»,
ООО НИФ «ИНЖЕНЕР-СЕРВИС НП»

Рассмотрена комплексная программа химико-технологических мероприятий, направленных на защиту конденсационно-холодильного оборудования установок первичной переработки нефти от коррозии. Представлен состав мероприятий инженерного сервисного сопровождения процесса обессоливания нефти и антикоррозионной защиты конденсационно-холодильного оборудования.

Описан опыт эксплуатации системы мониторинга коррозии на установках ЭЛОУ–АТ (АВТ) некоторых российских НПЗ.

Ключевые слова: обессоливание, коррозия, мониторинг, первичная переработка нефти, конденсационно-холодильное оборудование.

Поступающие на НПЗ смеси нефтей подвергаются обезвоживанию, обессоливанию и дистилляции на установках ЭЛОУ–АТ (АВТ). На подавляющем большинстве установок осуществляется химико-технологическая защита конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн от коррозии с применением эффективных антикоррозионных реагентов (пленочных ингибиторов коррозии и органических нейтрализаторов) и современного технологического и коррозионного мониторинга.

Современная химико-технологическая защита конденсационно-холодильного оборудования установок первичной переработки нефти от коррозионного воздействия неорганических хлоридов, хлорорганических, серосодержащих соединений и кислот обеспечивается применением комплексной программы химико-технологических мероприятий, включающей:

- глубокое обезвоживание и обессоливание нефти на установках электрообессоливания (ЭЛОУ) с использованием современных высокоактивных нефтерастворимых деэмульгаторов, эффективных и надежных электродегидраторов и смесителей промывной воды с нефтью;

- подачу перед установками дистилляции требуемого количества раствора щелочи оптимальной концентрации в обессоленную нефть с использованием оборудования для их эффективного смешения;

- подачу в шлемовые линии атмосферных колонн современных нейтрализующих аминов и пленкообразующих ингибиторов коррозии

с использованием оборудования для точного дозирования реагентов и их эффективного инжектирования в потоки;

- применение современных сертифицированных аналитических методик, оборудования и приборов физико-химического мониторинга коррозии (коррозионные зонды, коррозиметры, рН-метры на потоке и т. д.).

Колебания показателей качества нефти, нестабильность эффективности ее подготовки на промыслах, а также наличие в нефти хлорорганических (как природных, так и внесенных в нефть при ее добыче) и серосодержащих соединений, концентрация которых может колебаться во времени, приводит к изменению коррозионной агрессивности технологических потоков установки ЭЛОУ–АТ (АВТ) и, как следствие, к необходимости оперативного вмешательства. Поэтому актуальным является непрерывный контроль эффективности процесса глубокого обезвоживания и обессоливания нефти на ЭЛОУ и химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования блока АТ (АВТ), контроль эффективности работы оборудования, анализ результатов его эксплуатации, корректирование и оптимизация технологического режима и расхода реагентов, в том числе и применение более эффективных реагентов — деэмульгаторов, нейтрализаторов и ингибиторов коррозии, т. е. **инженерное сервисное сопровождение процессов.**

В последние годы инженерное сервисное сопровождение процесса глубокого обезвоживания и обессоливания нефти на ЭЛОУ и

химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн установок ЭЛОУ–АТ (АВТ) на многих НПЗ России и стран СНГ осуществляют специалисты научно-инженерной фирмы «ИНЖЕНЕР-СЕРВИС НП» и ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЕСНЛ» [1–4].

На начальном этапе сотрудничества совместно со специалистами завода проводятся обследования технологических установок и выполняется анализ эксплуатации блока ЭЛОУ и системы химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн. На этом этапе сотрудничества установку, точнее блок ЭЛОУ и химико-технологическую защиту от коррозии необходимо привести в то техническое состояние, которое, по мнению специалистов, осуществляющих инженерную поддержку, является основой для дальнейшего сервисного сопровождения.

В объем осуществляемого инженерного сервисного сопровождения процесса обессоливания нефти на ЭЛОУ и антикоррозионной защиты конденсационно-холодильного оборудования атмосферного блока установок ЭЛОУ–АТ (АВТ) входит:

- обследование блоков ЭЛОУ и АТ (АВТ), анализ их эксплуатации с целью выявления причин случаев нестабильной эффективности обессоливания нефти и увеличения скорости коррозии оборудования;
- разработка рекомендаций по корректированию технологических параметров процесса обессоливания нефти и системы антикоррозионной защиты, совершенствование технологической схемы и оборудования для предотвращения случаев нестабильной работы установки;
- анализ эффективности применения реагентов (деэмульгатора, щелочи, ингибитора коррозии и нейтрализатора), оптимизация их расхода;
- разработка рекомендаций и оказание научно-инженерной помощи по применению современных методик, оборудования и приборов, позволяющих более эффективно контролировать технологические процессы, осуществлять мониторинг их показателей, в частности, скорости коррозии;
- обеспечение необходимой нормативной и методической документацией.

Работа по инженерному сервисному обеспечению процессов осуществляется на основании сервисного соглашения высококвалифицированными специалистами, имеющими более чем

10-летний опыт практической работы в области подготовки нефтей к переработке и защиты оборудования от коррозии [1–4].

Условиями сервисного соглашения предусматривается периодическое (не реже 1 раза в 3 месяца) посещение установок завода специалистами. С 2000 г. в ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез» для осуществления инженерного сервисного сопровождения было организовано постоянное представительство. Аналогичные представительства созданы в Беларуси, Татарстане и Башкирии, что позволяет обеспечить непрерывный надзор за эксплуатацией блоков ЭЛОУ и систем химико-технологической защиты от коррозии.

Ниже рассмотрены основные мероприятия по совершенствованию технологии процесса глубокого обессоливания нефти и оборудования для его эффективного осуществления.

В соответствии с условиями инженерного сервисного соглашения, специалисты проводят надзор за качеством поставляемых на завод партий деэмульгаторов (входной контроль деэмульгирующей эффективности), эффективностью их применения на блоках ЭЛОУ завода и дозировками.

На каждой ЭЛОУ на основании выполненных обследований и опытных пробегов, а также анализа результатов многолетней эксплуатации, оптимизируются температура обессоливания, расход промывной воды и интенсивность ее смешения с нефтью. Эта оптимизация на многих заводах выполнялась на протяжении нескольких лет, так как зачастую была связана с необходимостью проведения работ в период капитальных ремонтов установок (переобвязка оборудования, реконструкция внутренних устройств, врезки и т. д.).

В рамках сервисного соглашения в последние годы на ряде заводов были выполнены работы, направленные на повышение эффективности, экономичности и надежности эксплуатации электродегидраторов [1–3, 5–12]. В период капитальных ремонтов установок электродегидраторы были отревизированы, проверено состояние коллекторов ввода сырья, электродов, их параллельность и величина межэлектродного расстояния, выполнена замена устаревших и ненадежных стеклянных и фарфоровых подвесных изоляторов современными значительно более надежными фторопластовыми.

На многих электродегидраторах по рекомендации и при участии специалистов НИФ «ИНЖЕНЕР-СЕРВИС НП» были поэтапно монтированы современные взрывозащищенные

экономичные системы электропитания на основе источников питания ИПМ-25/15 и вводов высокого напряжения ВВН-1,5/25 (НПФ «ЭИТЕК») [8].

Большое внимание в объеме инженерного сервисного обеспечения процесса глубокого обессоливания нефти уделяется анализу эффективности промывки нефти пресной водой: интенсивности смешения промывной воды с нефтью и оборудованию для его осуществления. Указанное оборудование должно быть регулируемым и обеспечивать оптимальные показатели работы в условиях меняющегося качества поступающих на подготовку нефтей. На ЭЛОУ ряда заводов были испытаны различные типы смесителей: типа РСН-В, смеситель с тангенциальным вводом промывной воды, а также смесительный комплекс, состоящий из смесительного клапана и статического смесителя [9, 12]. Смесительный комплекс обеспечивает эффективное регулируемое смешение промывной воды с нефтью, поэтому был рекомендован к широкому внедрению на ЭЛОУ.

К настоящему времени накоплен и проанализирован большой объем информации о многолетней эксплуатации блоков ЭЛОУ ряда НПЗ (ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез», ОАО «Саратовский НПЗ», ЗАО «РНПК», ОАО «Сызранский НПЗ» и др.). В частности, на рис. 1 приведены усредненные данные о качестве обессоливания нефти в блоке ЭЛОУ установки ЭЛОУ-АВТ-6 ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез» в 1999–2010 гг. Видно, что качество обессоленной нефти улучшалось, особенно в период с 2001 по 2002 г. Доля нефти, качество которой отвечало современным требованиям (содержание солей — не более

3 мг/дм³), увеличилась с 16–24% до 87–92%, хотя качество сырой нефти, поступающей на установку в этот период, улучшилось незначительно.

Проведенный специалистами анализ работы блоков ЭЛОУ многих НПЗ показывает возможность и необходимость дальнейшей оптимизации их технологических показателей с целью сведения к минимуму объема обессоленной нефти с остаточным содержанием хлоридов >3 мг/дм³ и воды >0,2% об.

При осуществлении инженерного сервисного сопровождения химико-технологической защиты конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн от коррозии основное внимание уделяется системе дозирования антикоррозионных реагентов, оптимизации их расхода, мониторингу коррозии.

Как показал многолетний опыт, важная роль принадлежит анализу эксплуатации узла защелачивания обессоленной нефти. На многих НПЗ (ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез», ЗАО «РНПК», ОАО «Саратовский НПЗ», ЗАО «ЛИНИК» и др.) на основании наших обследований были выполнены работы по модернизации узла приготовления и дозирования щелочи, оптимизации ее расхода и систематизации ее учета, что позволило существенно снизить расход щелочи и повысить эффективность защиты от коррозии [13–15].

Были разработаны и внедряются критерии оптимизации расхода реагентов и технологические приемы ее осуществления [16]. В частности, в последние годы широко внедряется эффективная схема подачи антикоррозионных реагентов, в соответствии с которой ингибитор коррозии и

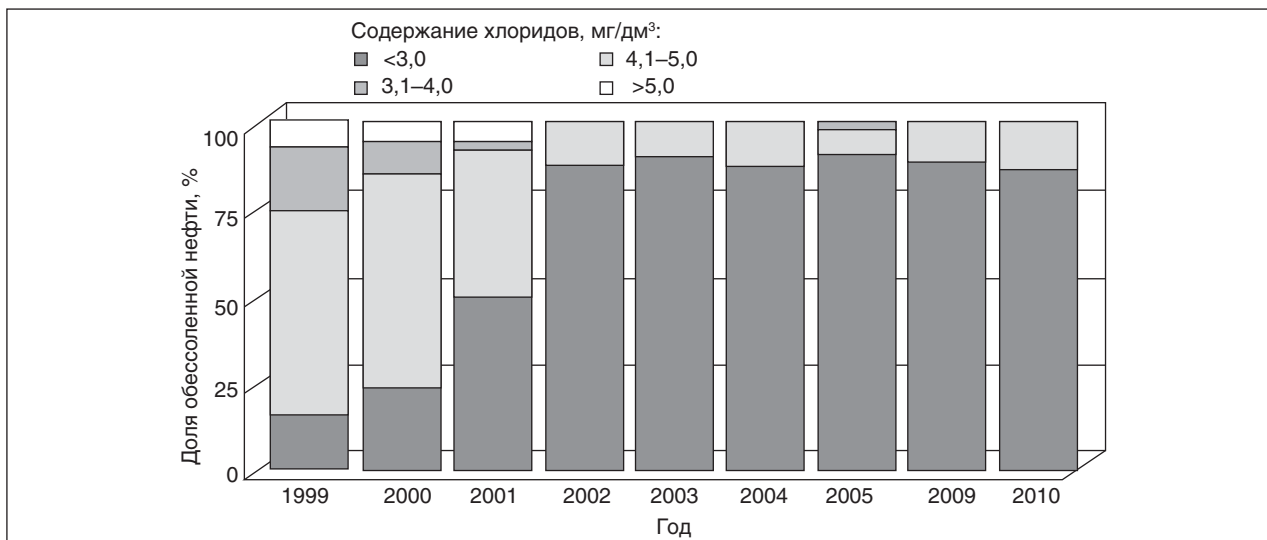


Рис. 1. Эффективность обессоливания нефти с различным содержанием хлоридов в блоке ЭЛОУ установки ЭЛОУ-АВТ-6 ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез»

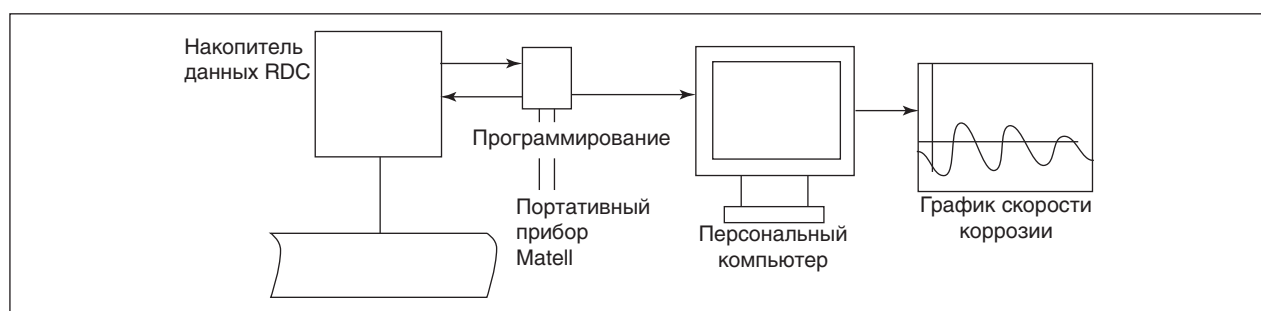


Рис. 2. Блок-схема мониторинга коррозии с помощью коррозионного зонда

нейтрализатор подаются дозировочными насосами в товарном виде (без дополнительного разбавления) в потоки (2–3 м³/ч) орошения колонны посредством форсунок, установленных на шлемовых линиях атмосферных колонн [17–19]. Эта технология, в отличие от других способов подачи реагентов, менее трудоемка, более эффективна в результате подачи концентрированных реагентов, обеспечивает более точное дозирование и учет реагентов, минимизирует затраты ручного труда благодаря отсутствию стадии приготовления рабочих растворов.

В объем инженерного сервисного сопровождения входит сбор, систематизация и анализ информации об эксплуатации системы химико-технологической защиты от коррозии, расходе реагентов. Сервисные инженеры обычно участвуют в работах по оптимизации подачи антикоррозионных реагентов, уточнению калибровки насосов и емкостей. Необходимо тщательно коррелировать подачу реагентов в зависимости от изменения загрузки установки сырой нефтью и отбора бензина.

Пристальное и постоянное внимание специалистов завода и инженерной сервисной фирмы обеспечивает существенное повышение стабильности химико-технологической защиты от коррозии. При квалифицированном инженерном сопровождении среднегодовые отклонения от норм СТП по содержанию ионов железа в воде из рефлюксных емкостей атмосферных колонн (не более 1 мг/дм³) снижаются с 15–35% до 1–2% [17–19].

Эффективность программы химико-технологической защиты от коррозии может быть квалифицированно оценена только с помощью современного аналитического и физико-химического мониторинга. На установках ЭЛОУ–АТ (АВТ) осуществляется постоянный контроль содержания хлоридов, воды, хлорорганических соединений, общей серы и сероводорода в сырой и обессоленной нефти, величины рН дренажной воды ЭЛОУ, содержания ионов железа, хлора

и сульфидов в воде из рефлюксных емкостей атмосферных колонн и величины ее рН. Для выполнения этих анализов используются современные сертифицированные методики.

Скорость коррозии измеряется гравиметрическим методом по потере массы образцов-свидетелей (купонов), установленных в трубопроводах бензина и воды после воздушных холодильников атмосферных колонн.

На ряде НПЗ (ЗАО «РНПК», ОАО «Сызранский НПЗ», ОАО «Саратовский НПЗ», ОАО «Ярославнефтеоргсинтез» и др.) установки ЭЛОУ–АТ (АВТ) оборудованы системой автоматического мониторинга коррозии фирмы «Рорбак Косаско» (США), которая позволяет в автоматическом режиме проводить измерение через определенные промежутки времени скорости коррозии трубопровода воды и бензина из воздушных холодильников атмосферных колонн (1–6 ч). Система дает возможность собирать результаты измерений потери массы металла зонда в специальном накопителе данных и периодически «считывать» данные с помощью портативного прибора, переносить их в базу данных персонального компьютера, а затем по специальной программе обрабатывать их. При этом получают изменение потери металла во времени, на основании которого в дальнейшем рассчитывают скорость коррозии (рис. 2, 3) [20]. Мероприятия по мониторингу комплексной химико-технологической защиты от коррозии приведены в таблице.

Как показывает опыт эксплуатации системы мониторинга коррозии, одно из главных преимуществ коррозионных зондов — оперативность и высокая частота получаемых данных о скорости коррозии. В отличие от данных анализа дренажной воды из рефлюксных емкостей, осуществляемого всего один раз в сутки, информация с коррозионного зонда «Рорбак Косаско» может быть оперативно использована для корректирования расхода реагентов и технологического режима химико-технологической защиты от

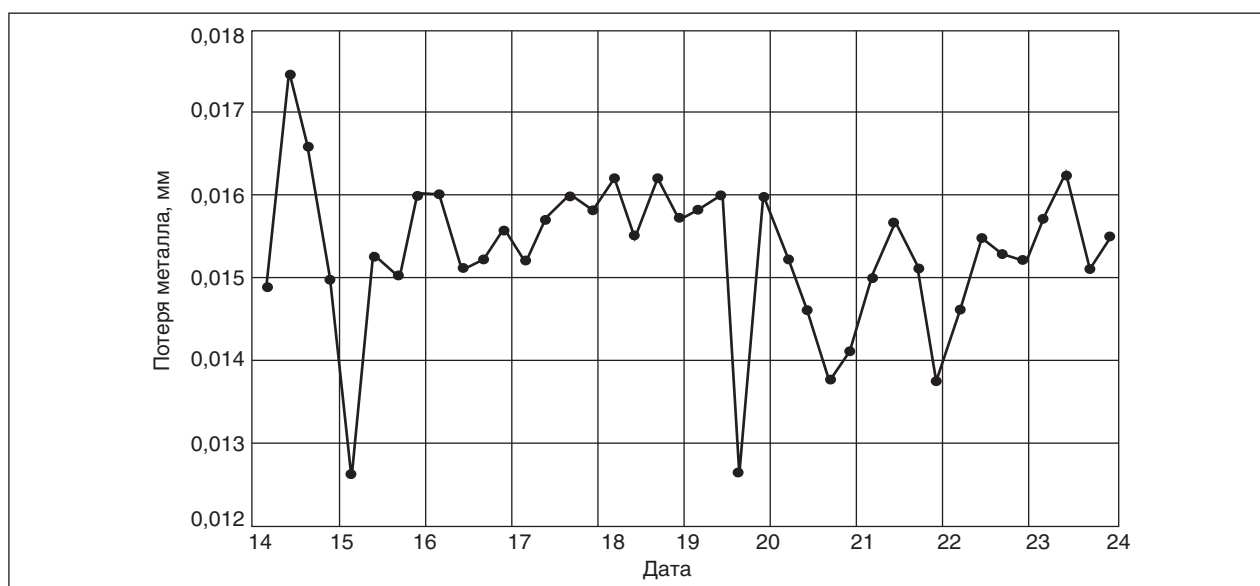


Рис. 3. Результаты измерения потери металла коррозионного зонда в трубопроводе воды и бензина из воздушных холодильников атмосферных колонн на установке ЭЛОУ–АВТ–6 ОАО «Саратовский НПЗ»

коррозии конденсационно-холодильного оборудования установки АТ (АВТ).

Из представленных на рис. 3 данных видно, что усредненная скорость коррозии равна 0,0179 мм/год, что значительно ниже требований к предельно допустимой скорости коррозии (не выше 0,1 мм/год).

Полученные результаты, подтвержденные

также низким содержанием растворенного железа и хлоридов в дренажной воде из рефлюксных емкостей, позволяют судить о вполне удовлетворительной защите конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн установки ЭЛОУ–АВТ-6 и достаточной эффективности используемой системы химико-технологической защиты от коррозии [2, 5].

Мониторинг комплексной химико-технологической защиты от коррозии

Вид мониторинга	Установки	Контролируемые показатели
Технологический	ЭЛОУ	<ul style="list-style-type: none"> • Загрузка по нефти; • Расходы: <ul style="list-style-type: none"> – деэмульгатора; – воды по ступеням обессоливания; • Перепад давления в смесителях; • Температура
	АТ (АВТ)	<ul style="list-style-type: none"> • Расходы: <ul style="list-style-type: none"> – щелочи; – ингибитора коррозии; – нейтрализатора
Аналитический	ЭЛОУ	<ul style="list-style-type: none"> • Содержание в нефти: <ul style="list-style-type: none"> – остаточных хлоридов; – остаточной воды; – общей серы; – сероводорода; – хлорорганических соединений; • Величина pH дренажной воды ЭЛОУ
	АТ (АВТ)	<ul style="list-style-type: none"> • Содержание в воде рефлюксных емкостей: <ul style="list-style-type: none"> – ионов хлора; – растворенного железа; – сульфидов; – величина pH
Физико-химический	–	<ul style="list-style-type: none"> • Скорость коррозии: <ul style="list-style-type: none"> – по образцам-свидетелям; – по коррозионным зондам

Результаты анализа эксплуатации блоков ЭЛОУ и химико-технологической защиты от коррозии, проведенного сервисными инженерами, рекомендуется оформлять в виде компактных отчетов, периодически передаваемых на завод. Ниже приведен рекомендуемый состав отчета по результатам инженерного сервисного сопровождения процессов.

1. Введение.
2. Краткая характеристика установки (технологическая схема, описание, средства контроля).
3. Результаты эксплуатации установки:
 - в виде таблиц усредненных ежемесячно данных о технологическом режиме и расходе реагентов;
 - в виде таблиц усредненных ежемесячно данных аналитического контроля;
 - в виде графиков и диаграмм.
4. Выводы и рекомендации:
 - результаты эксплуатации;

- недостатки эксплуатации;
- оптимальность расходов реагентов;
- рекомендации относительно технологии, оборудования, расхода реагентов, мониторинга.

Многолетний опыт НИФ «ИНЖЕНЕР-СЕРВИС НП» и ООО «КОЛТЕК ИНТЕРНЕШНЛ» в области работ по инженерному сервисному сопровождению процесса глубокого обессоливания нефти и химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования атмосферных колонн установок ЭЛОУ–АТ (АВТ) показывает, что затраты завода по сервисному соглашению значительно перекрываются получаемой прибылью в результате значительной экономии дорогостоящих реагентов, улучшения качества продукции, снижения коррозии оборудования и, вследствие этого, увеличения продолжительности его эксплуатации, а также благодаря надежной и бесперебойной работе установок.

Литература

1. Хуторянский Ф. М., Залищевский Г. Д., Воронина Н. А. и др. Опыт инженерного сервисного обеспечения устойчивой эксплуатации электрообессоливающих установок (ЭЛОУ) в ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез» // Мир нефтепродуктов. — 2004. — № 1. — С. 14–16.
2. Хуторянский Ф. М., Орлов Л. Н., Воронина Н. А. и др. Инженерное сервисное сопровождение обезвоживания и обессоливания нефти и химико-технологической защиты от коррозии в ОАО «Саратовский НПЗ» // Химическая техника. — 2004. — № 11. — С. 12–16.
3. Хуторянский Ф. М., Залищевский Г. Д., Воронина Н. А. и др. Опыт инженерного сервисного обеспечения устойчивой эксплуатации электрообессоливающих установок (ЭЛОУ) в ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез» // Сб. научных трудов ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез» и ООО НИФ «ИНЖЕНЕР-СЕРВИС ВНИИНП». — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2005. — С. 61–66.
4. Хуторянский Ф. М., Воронина Н. А., Уривская Г. М. и др. Инженерное сервисное сопровождение процессов глубокого обессоливания нефти и химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования установок первичной переработки нефти // Нефтепереработка и нефтехимия — 2005. — № 12. — С. 41–46.
5. Хуторянский Ф. М., Ливенцев В. Т., Ипполитов И. Ю. и др. Результаты эксплуатации блока ЭЛОУ и химико-технологической защиты от коррозии атмосферного блока установки ЭЛОУ–АВТ–6 ОАО «Саратовский НПЗ» // Химическая техника. — 2003. — № 5. — С. 6–10.
6. Хуторянский Ф. М., Михалёв А. Г., Гафаров Н. А. и др. Модернизация технологии и основного оборудования установки У-731 (ЭЛОУ) Оренбургского ГПЗ // Бурение и нефть. — 2005. — № 4. — С. 30–32.
7. Хуторянский Ф. М., Залищевский Г. Д., Варшавский О. М. и др. Совершенствование технологии подготовки нефтей и модернизация оборудования блоков ЭЛОУ установок ЭЛОУ–АТ (АВТ) в ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез». Современные реагенты для химико-технологической защиты оборудования от коррозии // Сб. научных трудов ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез» и ООО НИФ «ИНЖЕНЕР-СЕРВИС ВНИИНП». — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2005. — С. 43–50.
8. Залищевский Г. Д., Дмитриев Ю. В., Хуторянский Ф. М. и др. Опытно-промышленные испытания на блоке ЭЛОУ установки ЭЛОУ–АТ–6 комплекта оборудования системы электропитания электродегидраторов на основе источников высокого напряжения ИПМ-25/15 // Там же. — С. 95–100.
9. Хуторянский Ф. М., Баннов П. Г., Вурзель А. В. и др. Эффективность смесителя с тангенциальным вводом промывной воды при обессоливания сырой нефти на блоке ЭЛОУ установки ЭЛОУ–АТ–6 // Там же. — С. 67–73.
10. Хуторянский Ф. М., Залищевский Г. Д., Варшавский О. М. и др. Опытно-промышленная оценка эффективности статического смесителя типа SMV фирмы «Зульцер Хемтех» при обессоливания нефти на ЭЛОУ // Там же. — С. 74–83.

11. Луговской А. И., Логинов С. А., Хуторянский Ф. М. и др. Химико-технологическая защита от коррозии оборудования установки ЭЛОУ–АВТ-4 // Химия и технология топлив и масел. — 2000. — № 5. — С. 17–20.
12. Залищевский Г. Д., Гошкин В. П., Хуторянский Ф. М. Совершенствование технологии подготовки нефти и оборудования блоков ЭЛОУ // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2001. — № 3. — С. 29–31.
13. Хуторянский Ф. М., Залищевский Г. Д., Воронина Н. А. и др. Применение статического смесителя для интенсификации смешения обессоленной нефти с водным раствором щелочи // Сб. научных трудов ООО ПО «Киришинефтеоргсинтез» и ООО НИФ «ИНЖЕНЕР-СЕРВИС ВНИИНП» — М.: ЦНИИТЭнефтехим. — 2005. — С. 83–94.
14. Хуторянский Ф. М., Гоев М. М., Сергиенко Н. Д. и др. Новая технология защелачивания обессоленной нефти. Результаты опытно-промышленных испытаний // Мир нефтепродуктов. — 2007. — № 7. — С. 22–25.
15. Хуторянский Ф. М., Гоев М. М., Сергиенко Н. Д. Современные технология и оборудование защелачивания нефтей в процессе их первичной перегонки // Сб. докладов 9-го Международного форума ТЭК России. — 25–27 марта 2009 г. — Санкт-Петербург. — С. 58–61.
16. Гоев М. М., Хуторянский Ф. М., Воронина Н. А. Критерии оптимизации расхода щелочи при современной химико-технологической защите от коррозии // Материалы конференции «Перспективы развития химической переработки горючих ископаемых» (ХПГИ–2006). — С.-Пб.: Химиздат, 2006. — С. 140.
17. Хуторянский Ф. М., Орлов Л. Н., Залищевский Г. Д. и др. Комплексная программа подготовки нефти и химико-технологической защиты от коррозии конденсационно-холодильного оборудования установок первичной переработки нефти // Мир нефтепродуктов. — 2002. — № 3. — С. 17–22.
18. Хуторянский Ф. М., Воронина Н. А., Уривская Г. М. и др. Химико-технологическая защита от коррозии атмосферных колонн установок первичной перегонки нефти с применением реагентов «Геркулес» // Коррозия: материалы, защита. — 2006. — № 4. — С. 29–34.
19. Хуторянский Ф. М., Цветков А. Л. Опыт промышленного применения современных реагентов для химико-технологической защиты установок первичной переработки нефти от коррозии // Мир нефтепродуктов. — 2006. — № 1. — С. 18–23.
20. Хуторянский Ф. М., Ергина Е. В., Краюшкин А. П. Современный аналитический и физико-химический мониторинг коррозии на установках первичной переработки нефти // Сб. научных трудов ОАО «ВНИИ НП». — 2008. — С. 102–105.

F. M. Khutoryansky, A. L. Tsvetkov

Engineering Service Support of Deep Oil Desalting and Dewatering and Chemical-engineering Corrosion Protection of Condensation and Cooling Equipment

The complex program of chemical-engineering measures, intended to the corrosion protection of condensation and cooling equipment at crude oil distillation plants, is considered. The nomenclature of measures aimed at engineering service support of oil desalting process and corrosion protection of condensation and cooling equipment is presented. Operating experience of corrosion monitoring system at desalting and crude distillation units of some Russian refineries is described.

Keywords: desalting, corrosion, monitoring, crude distillation, condensation and cooling equipment.

Вниманию специалистов!

Т. В. Бухаркина, С. В. Вержичинская, Н. Г. Дигуров, Б. П. Туманян

ХИМИЯ ПРИРОДНЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ И УГЛЕРОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Рассмотрены основные физико-химические свойства природных углеродсодержащих энергоносителей — углей, нефтей, углеводородных газов. Особое внимание отводится природным и синтетическим формам свободного углерода. Приводятся механизмы химических превращений углеводородов в технологиях их переработки.

М.: Издательство «Техника», 2009. — 204 с.

Задачи подготовки коррозионистов для нефтегазовой отрасли

М. Л. Медведева
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Рассмотрены примеры коррозионных отказов оборудования в нефтегазовой отрасли, связанные с недостаточной подготовкой персонала в области коррозии. Отмечено, что основными задачами коррозионного образования в нефтегазовой отрасли являются подготовка и переподготовка работающих в отрасли специалистов и качественная подготовка студентов в области коррозии. Описаны направления подготовки кадров в области защиты от коррозии в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

Ключевые слова: коррозионные отказы, защита от коррозии, коррозионисты, нефтегазовое образование.

Нефтегазовая отрасль, как известно — наиболее металлоемкая среди всех отраслей промышленности. На изготовление нефтегазодобывающего, транспортного и перерабатывающего оборудования ежегодно расходуется около 8% выплавляемого в мире металла. К сожалению, коррозия до сих пор остается основной причиной отказов в нефтегазовой отрасли. Так, при транспортировке нефти и газа, несмотря на колоссальные успехи в области разработки и применения изоляционных покрытий и электрохимической защиты, каждый третий отказ связан с коррозией. При переработке нефти каждый второй отказ обусловлен коррозией, хотя давно известны методы оптимального материального оформления нефтезаводского оборудования, разработаны экономичные и удобные способы его защиты.

Опыт работ по выявлению причин коррозионных отказов показывает, что очень часто они связаны с недостаточной подготовкой персонала в области коррозии. Совершенно ясно, что недостаточно грамотно разработать комплекс антикоррозионных мероприятий. Необходимо, чтобы исполнители сознательно пользовались этим комплексом.

Очень часто мы сталкиваемся с печальными последствиями «рационализаторских предложений» по корректировке действующих нормативов. Так, на одном из российских заводов на установке производства жирных кислот во время проведения ремонтных работ произошел весьма трагичный случай. При промывке трубного пучка теплообменника из стали 10X17H13M2T с целью сокращения продолжительности этой операции вместо композиции на основе фосфорной кислоты использовали раствор соляной кислоты. Через несколько дней после пусковых работ произошел взрыв теплообменника: металл трубного пучка пострадал от хлоридного корро-

зионного растрескивания. В результате среда, находящаяся в трубном пространстве (вода, содержащая кислород), смешалась со средой в межтрубном пространстве — водородсодержащим газом, что привело к взрыву. Погибли 8 человек. Начальник цеха, разрешивший замену промывного раствора, не подозревал об опасности своего решения, так как он не имел представления об условиях реализации хлоридного коррозионного растрескивания.

Другой случай произошел на одном из катализаторных производств. В цехе эксплуатировалась емкость для хранения концентрированной серной кислоты. Для технологических нужд концентрация кислоты не ниже 70% была достаточной. Емкость была изготовлена из углеродистой стали и в паспорте на аппарат было указано, что концентрация кислоты не должна быть ниже 93%. Тем не менее, технологи не обращали внимания на реальную концентрацию кислоты в аппарате, поскольку не подозревали, что от нее зависит его работоспособность. Перед очередным заполнением емкости уровень кислоты в ней покрывал лишь нижний пояс, концентрация кислоты в течение достаточно длительного периода была на уровне 70%. При такой концентрации кислоты пассивное состояние металла нарушается. Аппарат активно разрушался, и к моменту нового заполнения толщина стенки нижней обечайки была существенно ниже требуемой по прочностному расчету. В результате заполнение емкости привело к ее разрушению по нижнему поясу и 50 м³ серной кислоты (около 100 т) пролилось в цех. Погибла женщина, которая в тот момент находилась в цеху.

Такие трагедии, связанные с некомпетентностью персонала, происходят не только на заводах, но и при добыче и транспортировке нефти и газа. При этом недостаточно грамотными оказываются не только лица, обслуживающие

производственное оборудование, но и те, кто непосредственно отвечает за обеспечение систем противокоррозионной защиты. В начале прошлого года сотрудник, обслуживавший установку катодной защиты участка магистрального трубопровода, по неграмотности допустил переполюсовку: положительную клемму станции подключил к защищаемому объекту, а отрицательную — к анодному заземлению. Он не знал, что таким образом он активизировал анодный процесс на поверхности трубы. Через 3 мес 5 км трубопровода уже не подлежали ремонту, так как из-за сильнейших коррозионных поражений они требовали полной замены.

Все приведенные примеры свидетельствуют о том, что положение, которое в течение десятилетий существовало в нефтегазовой отрасли, когда высшие и средние учебные заведения выпускали инженеров без какой-либо коррозионной подготовки, необходимо срочно менять. При этом нельзя рассчитывать на то, что подготовка квалифицированных коррозионистов может полностью решить возникшую проблему. Нам представляется, что главными задачами коррозионного образования в нефтегазовой отрасли являются, во-первых, активизация подготовки и переподготовки специалистов, имеющих высшее образование и уже работающих в отрасли, и, во-вторых, — качественная подготовка студентов в области защиты от коррозии в нефтегазовых вузах страны. Эти два направления являются сегодня приоритетными в области коррозионного образования в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

Работа со специалистами нефтегазовой отрасли проводится в Университете по целому ряду направлений. Первое из них связано с профессиональной подготовкой специалистов отрасли, занимающихся защитой оборудования от коррозии, но не имеющих специального образования. Соответствующая образовательная программа предполагает обучение персонала с последующим присвоением дополнительной квалификации «Специалист по защите от коррозии промышленных объектов и трубопроводов». Она рассчитана на 1,5 года обучения с общей нагрузкой 1000 академических часов. Слушатели приезжают на двухнедельные очные занятия каждые 2–3 мес. Между этими занятиями они выполняют задания, направленные на освоение пройденного материала.

Программа состоит из 7 модулей, каждый из которых включает лекционные, практические, лабораторные и выездные занятия. В первом модуле слушатели знакомятся с основами физи-

ческой химии и материаловедения. При изучении основ физической химии слушатели получают представление о теории растворов, основных закономерностях протекания гетерогенных химических реакций, о сути электрохимических процессов. Изучая основы материаловедения, они знакомятся с вопросами влияния состояния металла на его коррозионную стойкость, связи технологии изготовления металлов и металлоконструкций с их работоспособностью в химически активных средах, с принципами жаростойкого и коррозионностойкого легирования, получают представления о свойствах неметаллических материалов.

Второй модуль посвящен вопросам теории коррозии. В нем рассматриваются основы химической и электрохимической коррозии, физико-химические методы исследования коррозионных процессов. Третий и четвертый модули являются наиболее объемными и самыми значимыми. В них слушатели осваивают вопросы коррозии и защиты от нее промышленного, транспортно-го и нефтезаводского оборудования с учетом особенностей его эксплуатации. Пятый модуль целиком посвящен вопросам диагностики коррозионных поражений разного характера. В шестом модуле рассматриваются вопросы экономики применения противокоррозионных мероприятий, техногенные риски при развитии коррозионной ситуации, вопросы промышленной безопасности при эксплуатации средств защиты. Во время седьмого модуля слушатели сдают государственный экзамен и защищают дипломные работы.

Другое направление подготовки кадров в области защиты от коррозии в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина заключается в повышении квалификации специалистов нефтегазовой отрасли, обслуживающих технологическое оборудование. Обучение производится с выездом преподавателей на предприятия. Так, в сентябре 2008 г. группа профессоров факультета инженерной механики в очередной раз выехала на Рязанский НПЗ для повышения квалификации специалистов компании ТНК-ВР. Слушателями образовательной программы «Защита от коррозии оборудования нефтеперерабатывающих производств» были начальники установок НПЗ компании и сотрудники служб главного механика. Профессора Университета прочитали лекции по следующим темам:

- классификация коррозионных поражений оборудования НПЗ;
- первичная переработка нефти: характерные коррозионные отказы и механизмы развития

поражений оборудования установок ЭЛОУ, АТ, АВТ, ЭЛОУ–АВТ, методы защиты;

– деструктивные процессы переработки нефти: характерные коррозионные отказы и механизмы развития поражений, методы защиты;

– современные конструкции теплообменной аппаратуры, эксплуатационные характеристики и области применения, инновационные технологии ремонта, компьютерное моделирование теплообменной аппаратуры;

– прогнозирование работоспособности оборудования НПЗ с локальными дефектами;

– диагностика коррозионного состояния оборудования НПЗ, антикоррозионные и противопожарные покрытия.

Объем программы составил 48 часов. Весьма существенная доля этого времени пришлось на консультации специалистов компании по соответствующим направлениям.

Третьим направлением работы со специалистами нефтегазового комплекса является повышение квалификации руководящих работников отрасли, имеющих высшее и среднее специальное образование. В большинстве случаев эти специалисты – не коррозионисты. Слушателями являются специалисты, занимающиеся добычей нефти и газа, его транспортировкой и переработкой, желающие узнать о последних разработках в соответствующих областях, повысить квалификацию по основной специальности. Но в обязательном порядке они получают знания об особенностях коррозии и последних достижениях в области защиты того оборудования, с которым в наибольшей степени связаны.

Курс обучения составляет обычно 74 ч. Обучение включает лекции, лабораторные работы, посещение выставок и передовых предприятий. Коррозии уделяется не менее 6 лекционных часов. На первый взгляд это немного, однако это время расходуется очень целенаправленно, обучающимся представляется информация, имеющая строго направленное практическое значение. Специалисты в области добычи нефти и газа получают знания о принципах защиты промышленного оборудования и о последних достижениях в этой области, специалисты в области транспортировки нефти и газа — о коррозии и защите магистральных трубопроводов и резервуаров, технологи — о возможностях предупреждения коррозии заводского оборудования.

Проводя работу с персоналом отрасли, профессора РГУ нефти и газа решают лишь одну задачу — компенсируют недостаточный уровень образования в области коррозии, характерный для специалистов прошлых лет обучения. Глав-

ной же задачей является качественная подготовка студентов в области коррозии. Решение этой задачи также осуществляется по трем направлениям.

Первым и наиболее важным, с нашей точки зрения, направлением работы со студентами является специальная коррозионная подготовка студентов всех инженерных факультетов вуза. При осуществлении этого направления следует учитывать, что условия работы оборудования каждой из отраслей нефтегазового комплекса весьма специфичны.

При разработке нефтяных месторождений в процессе эксплуатации скважинного оборудования наибольшее количество отказов связано с коррозионно-механическими разрушениями: коррозионным растрескиванием, коррозионной усталостью, фреттинг-коррозией (оборудование работает в условиях воздействия пластовых флюидов и сложного напряженного состояния).

При транспорте нефти и газа по магистральным трубопроводам главная причина отказов — воздействие грунтового электролита на металл, работающий в условиях трехфазнонапряженного состояния при дополнительном воздействии токов индукции от высоковольтных линий электропередач, блуждающих токов и продуктов жизнедеятельности микроорганизмов.

Эксплуатация оборудования НПЗ сопряжена со всеми известными видами коррозионных поражений. Часть из них имеет электрохимическую природу: питтинговая коррозия теплообменного оборудования, межкристаллитная коррозия оборудования установок каталитического риформинга, структурно-избирательная коррозия оборудования из двухфазных сталей, компонентно-избирательная коррозия латунных трубок теплообменников и т. д. Другие поражения связаны с химической коррозией: ванадиевая коррозия элементов подвески печных змеевиков, высокотемпературная сероводородная коррозия, водородная коррозия оборудования гидрогенизационных процессов и др.

Таким образом, коррозионные процессы в каждом из направлений нефтегазовой отрасли настолько специфичны, что небольшие общекоррозионные курсы, которые иногда читают студентам вузов нефтегазового профиля, абсолютно недостаточны. Очевидно, студенты факультета геологии и геофизики нефти и газа и факультета разработки нефтяных и газовых месторождений должны владеть основами коррозии и иметь представления о фреттинг-коррозии и коррозионном растрескивании бурового и промышленного оборудования, о современных

ингибиторах и их влиянии на отдачу пласта, о возможностях защиты оборудования неметаллическими материалами. Будущие специалисты в области трубопроводного транспорта нефти и газа должны прослушать коррозионный курс, включающий основы коррозии, получить представления о коррозионности почв и грунтов, роли биологического фактора, иметь понятие о блуждающих токах, о существующих методах защиты, ориентироваться в современной нормативной базе. Для снижения аварийности на нефте- и газоперерабатывающих заводах студентам-технологам необходим курс коррозии и защиты заводского оборудования, который позволит им в будущем с осторожностью относиться к любым изменениям технологии процессов.

Таким образом, студенты каждого из инженерных факультетов должны получить как общее, так и специализированное коррозионное образование, прослушав курсы объемом около 150 ч. Такие дисциплины должны читаться на старших курсах, после того, как студенты овладеют знаниями о соответствующем оборудовании и технологиях. Коррозионное обучение студентов инженерных специальностей позволит им в своей будущей практической деятельности избежать проведения мероприятий, способных привести к коррозионным отказам оборудования и к негативным последствиям противокоррозионных мероприятий. К сожалению, сегодня в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина специализированные коррозионные курсы читают только будущим инженерам-механикам НПЗ и студентам факультета трубопроводного транспорта.

Вторым направлением подготовки будущих специалистов, на наш взгляд, должна стать

подготовка коррозионистов-нефтяников. Коррозионное образование студентов профильных направлений не решит проблему предупреждения коррозии в целом. Это может произойти только в том случае, когда на каждом предприятии отрасли будет создана коррозионная служба, включающая хорошо подготовленных специалистов. Пока далеко не все предприятия располагают коррозионными подразделениями, а в созданных коррозионных подразделениях работают в основном люди, не имеющие специальной подготовки. Очевидно, подобные подразделения не могут работать достаточно эффективно.

Подготовка будущего коррозиониста должна обязательно включать, во-первых, полные курсы физической химии, металловедения и механики разрушения. Студенты должны получить знания по основам теории коррозии. Далее они должны прослушать серьезные обширные курсы по коррозии и защите бурового, промышленного, транспортного и заводского оборудования. Параллельно им должны читаться соответствующие технологические дисциплины. Потребность в подготовленных таким образом специалистах в нефтегазовой отрасли достаточно высока.

Наконец, третьим направлением является подготовка научных кадров коррозионистов. Это направление должно включать подготовку магистрантов и аспирантов. Деятельность вузов должна быть объединена с деятельностью академических и отраслевых институтов.

По нашему мнению, совсем не обязательно развивать все направления коррозионной подготовки специалистов в каждом вузе, но эта работа должна проводиться с четкой координацией и согласованием действий всех, кто ее выполняет.

M. L. Medvedeva

Problems of Corrosion Education in Oil-and-gas Industry

Examples of corrosion failures of equipment in oil-and-gas industry, connected with insufficient training of staff in the area of corrosion, are concerned. It is mentioned, that the main targets of corrosion education in oil-and-gas industry are training and retraining of specialists, employed in the industry, and also high-quality training of students in the area of corrosion. The main directions of personnel training in area of corrosion protection in Gubkin Russian State University of Oil and Gas are described.

Keywords: corrosion failures, corrosion protection, specialists in corrosion, oil-and-gas education.

Honeywell формирует новое направление деятельности

Приобретение компании Matrikon в сочетании с собственными технологиями и опытом позволит корпорации Honeywell предложить наиболее широкий в отрасли ассортимент открытого программного обеспечения и сопутствующих услуг.

Корпорация Honeywell объявила о создании нового коммерческого направления, ориентированного на предоставление открытого программного обеспечения и сопутствующих услуг предприятиям перерабатывающей отрасли. Благодаря объединению открытых интерфейсов и широкой поддержке различных платформ, предлагаемых приобретенной Honeywell компанией Matrikon, с быстро развивающимся направлением разработки приложений и решений, новое подразделение Honeywell Advanced Solutions сможет предложить профессиональные знания и опыт в самых разных областях, а также широкий спектр решений, консультаций и технологий, превосходящий предложения других поставщиков.

Продукты Honeywell позволяют заказчикам в горнодобывающей, химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей, нефтегазовой и энергетической отраслях внедрять комплексные системы, охватывающие всю производственную инфраструктуру. Это делается с целью оптимизации управления и использования производственных площадей, получения более полной информации и принятия более быстрых и эффективных решений, которые смогут преобразовать деятельность заказчика.

«Среди компаний перерабатывающего сектора экономики растет спрос на решения, способные работать с любыми системами управления и приложениями в масштабах всего предприятия, – говорит Ян Браун, вице-президент Honeywell Advanced Solutions. – Достижения компании Matrikon в области открытых интерфейсов, ее высокая оперативность и склонность к инновациям в сочетании с непревзойденными возможностя-

ми Honeywell по защите жизненного цикла и ее заслуженной репутацией в области реализации проектов и разработки самых разных продуктов, позволят предоставить заказчикам лучшие в своем классе решения, обеспеченные наиболее эффективными в отрасли консультациями, поддержкой и обслуживанием. Мы стремимся предоставлять нашим заказчикам наиболее полную информацию в нужное время и в нужном месте – на производстве или в масштабах всего предприятия, используя распределенные или интеллектуальные мобильные приложения».

Применяя уникальный, основанный на результатах подход, Honeywell предлагает своим заказчикам решения для контроля цепочек поставок, управления производственными операциями и повышения эффективности деятельности в области энергосбережения, соблюдения требований стандартов, улучшения производственных показателей и рационального использования активов. Honeywell также предлагает решения для обеспечения производственной и компьютерной безопасности, усовершенствованного управления и оптимизации производственных процессов, имитации технологических процессов для разработчиков и обучения операторов.

Благодаря ассортименту продуктов, предлагаемых Honeywell Advanced Solutions, заказчики смогут предвидеть возникновение неполадок, плотнее сотрудничать с целью преодоления возникающих препятствий и, предпринимая необходимые действия, оптимизировать производственные показатели, что неизбежно выразится в снижении издержек, повышении рентабельности и общем улучшении экономических показателей предприятия. Кроме того, заказчики получают дополнительное преимущество, связанное с тем, что Honeywell имеет возможность обеспечить поддержку своего бизнеса в любой стране мира.

Датчик Honeywell Precision FotoFiber получил награду за инновационный подход от представителей французской бумажной промышленности

Корпорация Honeywell объявила о том, что Техническая ассоциация бумажной промышленности (АТІР) наградила датчик Precision FotoFiber Серебряной пальмовой ветвью, являющейся символом признания инноваций во французской бумажной промышленности. Датчик был удостоен этой награды за передовые технологии, способность повысить производительность и качество продукции, снизить вредное влияние на окружающую среду и расходы на ее защиту.

Precision FotoFiber — это датчик угла ориентации волокон, который позволяет изготовителям бумаги и картона повысить общее качество продукции, сократить объем отходов и снизить себестоимость продукции. Датчик идеально подходит для изготовления крупных партий газетной и высокосортной бумаги, тарного картона и картона для складных коробок, сводя к минимуму необходимость контроля со стороны производственного персонала. Используемые в датчике видекамера и мощная подсветка обеспечивают автоматическую адаптацию к изменениям скорости бумагоделательной машины

и характеристикам полотна, позволяя получать высококачественные изображения поверхности полотна.

Подобный автоматизированный подход помогает уменьшить колебания профилей ориентации волокон в полотне, которые могут стать причиной целого ряда дефектов бумажной и картонной продукции, приводящих к перекоосу или застреванию бумаги в устройствах подачи, неправильной приводеке при цветной печати, короблению многослойного картона и нарушению прочности гофрированного картона для складных коробок. Датчик позволяет производственному персоналу осуществлять электронный мониторинг ориентации волокон на протяжении всего производственного процесса и немедленно предупреждает об отклонении характеристик продукции от установленных стандартов. Кроме того, применение датчика Precision FotoFiber позволяет сократить количество бумажных отходов, снизить вредное влияние производства на окружающую среду и достичь ежегодной экономии до нескольких сотен тысяч дол. США.

ЛУКОЙЛ будет разрабатывать украинскую часть шельфа Черного моря

Государственное акционерное общество «Черноморнефтегаз» (Симферополь) и компания «ЛУКОЙЛ» (Россия) планируют создать совместное предприятие по разработке месторождений углеводородов шельфа Черного моря. В случае реализации данного проекта, а также ряда инвестиционных проектов с другими крупными компаниями, Украина сможет увеличить добычу собственного газа в два раза в течение 5 лет. Распоряжением № 2361 от 20 декабря 2010 г., обнародованном 19 января, Кабинет министров Украины разрешил АО «Черноморнефтегаз» подписать с ЛУКОЙЛом договор о совместной деятельности по разведке и добыче нефти и природного газа на Одесском, Безымянном и Субботинском месторождениях шельфа Черного моря.

ОАО АНК «Башнефть» к 2015 г. увеличит переработку нефти на своих НПЗ до 24 млн. т/год

ОАО АНК «Башнефть» к 2015 г. планирует увеличить объем переработки нефти на своих НПЗ до 24 млн. т/год и достичь глубины пере-

работки 92%. В 2010 г. на заводах компании был переработан 21 млн. т нефти, глубина переработки составила 86,2%. В 2011 г. компания планирует переработать также 21 млн. т нефти, в 2012–2014 гг. – 22 млн. т ежегодно, и в 2015 г. – 24 млн. т.

По данным Минэкономразвития Российской Федерации, глубина переработки нефти в России в 2010 г. составила 71,2% против 71,9% в 2009 г. В структуре выпуска нефтепродуктов продолжают превалировать мазут и дизельное топливо, предложения которых превышают спрос внутреннего рынка. В результате эти нефтепродукты экспортируются как топливо и сырье для дальнейшей переработки.

По данным Росстата в 2010 г. нефтеперерабатывающие предприятия отгрузили на внутренний рынок 32,7 млн. т автомобильного бензина (104,7% к январю–декабрю 2009 г.), 34,2 млн. т дизельного топлива (107,6%) и 18 млн. т топочного мазута (113,3%).

В соответствии с разработанной Минэнерго генеральной схемой развития нефтяной отрасли до 2020 г., глубина переработки нефти в России через 9 лет должна составить 85% при сохранении объема переработки на уровне 230–240 млн. т/год.

Казахстан — основной партнер России в Центральной Азии

ОАО «Зарубеж-Экспо» и Международная ассоциация фондов мира (МАФМ) проводят Вторую российскую промышленную выставку «Expo-Russia Kazakhstan 2011» в период с 25 по 27 мая 2011 г. в комплексе «Almaty Towers», г. Алматы, ул. Жандосова, 1.

Выставка не случайно проводится именно в Казахстане. Несколько веков подряд российско-казахстанские отношения формировались в рамках единого государства, поэтому прочным фундаментом сотрудничества являются общие исторические и духовные ценности. Наше взаимодействие основано на правовой основе, состоящей из 270 соглашений, основным из которых является Декларация «О вечной дружбе и союзничестве, ориентированном в XXI столетие» (аналогичного договора у России нет ни с одной страной мира). Казахстан входит в число основных торговых партнеров России, причем его удельный вес во внешнеторговом обороте со странами СНГ превышает 20%. В свою очередь, в обороте России со странами Центральной Азии Казахстан устойчиво занимает первое место, а взаимный товарооборот достиг 12,8 млрд. дол., увеличившись за последнее пятилетие в три раза. По прогнозам, рост взаимного товарооборота может составить не менее 40%.

Нам есть чему поучиться у казахстанских друзей. Всего за два года среднемесячная заработная плата выросла в Казахстане в пять раз, средний размер пенсии – в три раза. В стране поддерживается внутривнутриполитическая стабильность. Многих привлекает возможность перенять опыт Республики, реализуемый в рамках Стратегии развития Казахстана до 2030 г.

Широкие перспективы в Казахстане имеют российские энергетика. В предстоящие пять лет в Республике войдут в строй мощный газохимический комплекс, заводы по производству минеральных удобрений, ряд крупных электростанций – Балхашская ТЭС, Мойнакская ГЭС, новый блок Экибастуской ГРЭС-2. К 2014 г. завершится реконструкция всех трех нефтеперерабатывающих заводов. Казахстан планирует войти в число 50-ти наиболее конкурентоспособных стран мира.

Агропромышленный комплекс Республики планирует уже к 2014 г. вдвое повысить производительность. Помочь в этом могут новые сельскохозяйственные технологии, которыми поделится с Казахстаном российская сторона. Большое внимание уделяется транспортным коммуникациям, поскольку без их развития

невозможно расширение экспортно-импортных операций на рынках стран Таможенного союза, Центральной Азии, Кавказа и Ближнего Востока.

Российско-казахстанское сотрудничество в сфере среднего и малого бизнеса обещает стать более интенсивным после принятия Правительством Казахстана Единой бюджетной программы по развитию предпринимательства в регионах. Совместно с Евразийским банком развития готовится «круглый стол» по финансовым проблемам, поскольку прогнозируется вхождение Казахстана в десятку ведущих финансовых центров Азии.

В качестве одного из разделов деловой программы выставки «Expo-Russia Kazakhstan 2010» предусмотрено обсуждение отношений на уровне регионов России. Прочные связи с казахстанскими партнерами имеют 76 регионов РФ, которые заключили более 250 взаимных соглашений. Приграничная территория наших стран охватывает с российской стороны 10 областей и три республики (Дагестан, Калмыкия, Алтай), а с казахстанской стороны – 7 областей. По мнению аналитиков, новый импульс развитию региональных связей должна придать российская выставка в г. Алматы.

Цель выставки: развитие экономического, научно-технического, культурного, политического сотрудничества между Российской Федерацией и Республикой Казахстан, установление и укрепление связей между странами, развитие совместного бизнеса, торгово-экономических и инвестиционных отношений.

Тематические разделы выставки: энергетика и энергоэффективность, металлургия, водное хозяйство, нефтегазовая и лесная промышленность, строительство, транспортная инфраструктура, телекоммуникация и связь, сельскохозяйственная и строительная техника, пищевая промышленность.

В рамках «Expo-Russia Kazakhstan 2011» предусмотрена насыщенная деловая и культурная программа: международная конференция «Россия – Казахстан: экономическое сотрудничество», а также тематические круглые столы, встречи с представителями министерств, ведомств. Мероприятию оказывают информационную поддержку ведущие СМИ России и Казахстана.

Во второй ежегодной российско-казахстанской промышленной выставке в Казахстане «Expo-Russia Kazakhstan 2011» примут участие более 80 российских и казахстанских промышленных компаний.

Деловая программа Российской промышленной выставки «Expo-Russia Kazakhstan»

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ

24 мая, среда

15:30–16:30 Пресс-конференция для российских, казахстанских и зарубежных журналистов, посвященная предстоящему открытию Второй ежегодной российской промышленной выставки «EXPO-RUSSIA 2011 Kazakhstan». (До официального открытия выставки).

Участствуют: Посол России в Казахстане М. Н. Бочарников, Заместитель Руководителя Россотрудничества И. Н. МОРОЗОВ, Руководитель Оргкомитета Д. Р. ВАРТАНОВ.

Место проведения: Конференц-зал «Almaty Towers» – Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Жандосова, 1

25 мая, среда

12:00–12:15 Церемония официального открытия выставки.

Приветствие Чрезвычайного и Полномочного Посла России в Казахстане М. Н. БОЧАРНИКОВА.

Приветствие председателя оргкомитета Д. Р. ВАРТАНОВА.

Приветствие представителей Министерства экономического развития РФ, Министерства иностранных дел РФ, Торгово-промышленной палаты РФ, Министерства транспорта, отраслевых министерств Казахстана.

12:15–13:30 Осмотр российской экспозиции официальными лицами и почетными гостями.

16:00–19:00 Конференция «Россия-Казахстан: перспективы экономического сотрудничества», Конференц-зал А, «Almaty Towers» (по отдельному плану).

Ожидается, что в открытии примут участие Министр экономики и бюджетного планирования Республики Казахстан Султанов Бахыт Турлыханович и Министр индустрии и торговли Республики Казахстан Исекешев Асет Ортаевич.

Выступают представители министерств, ведомств Казахстана и России.

16:00–17:30 Презентация российских компаний.

В завершающей части конференции будет организовано выступление представителя Института современной экономики России на тему: «О российском опыте преодоления мирового финансово-экономического кризиса». Будут представлены доклады участников выставки, представителей Торгово-промышленной палаты.

26 мая, четверг

11:00–13:00 Круглый стол «Металлургия и машиностроение: внедрение новых технологий и Инноваций». Конференц-зал А.

12:30–14:30 Круглый стол «Электроэнергетика и энергоэффективность». Конференц-зал А.

14:00–16:00 Круглый стол «Единое таможенное пространство: Достижения и перспективы развития. Торговля без границ. Изменения в таможенном оформлении товаров». Конференц-зал А.

14:00–16:00 Круглый стол «Образование». Конференц-зал В.

16:00–17:30 Круглый стол «Сельскохозяйственная и строительная техника, строительство объектов по переработке сельхозпродукции и объектов транспортной инфраструктуры». Конференц-зал А.

16:00–17:30 Круглый стол «Транспорт, телекоммуникации и связь». Конференц-зал С.

27 мая, пятница

11:30–13:30 Круглый стол «Водное хозяйство». Конференц-зал А.

11:30–13:30 Круглый стол «Строительство и проектирование». Конференц-зал В.

13:00–15:00 Круглый стол «Высокотехнологичные и инновационные отрасли». Конференц-зал А.

Просим проинформировать оргкомитет о намерении Вашей компании принять участие в круглых столах (с указанием Ф. И. О., темы выступлений и пожеланий по составу участников с казахстанской стороны)

по электронной почте: nikolaev@zarubezhexpo.ru; info@zarubezhexpo.ru.

Выставка работает до 18.00

ОРГКОМИТЕТ:

ОАО «Зарубеж-Экспо»
Директор выставки Забелина Светлана Анатольевна
Тел.: +7 (495) 721-3236; 637-36-66, 637-5079; 637-3633;
Тел.: +7 (499) 766-9917; +7-926-524-97-47
zabelina@zarubezhexpo.ru, www.zarubezhexpo.ru

Директор по международному сотрудничеству
ОАО «Зарубеж-Экспо» Николаев Анатолий Павлович
nikolaev@zarubezhexpo.ru +7 (495) 721-3236

