

В.З. Минликаев, начальник Управления; **Б.А. Ерехинский**, главный технолог, отдел техники и технологий эксплуатации и ремонта скважин, Управление по добыче газа и газового конденсата (нефти), ОАО «Газпром»

ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ОСНОВНЫХ ФОНДОВ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ОАО «ГАЗПРОМ»

Обеспечение надежности основных фондов в системе приоритетов Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти является одной из основных задач.

Главное направление в обеспечении надежности основных фондов – их обновление, замена, техническое перевооружение, реконструкция.

Обновление в структуре фондов реально имеет место и с достаточно высоким темпом 4–5% в год. Однако ввод нового оборудования не сопровождается эквивалентным ему выводом из эксплуатации морально и физически устаревшего оборудования. Темп вывода не превышает 1%. Возникает серьезный разбаланс, который требует разумных корректирующих мероприятий и в первую очередь – по капитальному ремонту. Усредненные показатели по технологическому оборудованию объектов добычи газа выглядят следующим образом на рисунке 1.

Доля оборудования, работающего в пределах первого амортизационного срока службы, составляет порядка 20%.

Доля оборудования, работающего в пределах двух амортизационных сроков службы, – порядка 50%.

Доля оборудования, работающего за пределами двух амортизационных сроков, составляет до 30%.

Таким образом, более 50% основных фондов находится в системе повторной сертификации, т.е. требует применения процедур оценки технического состояния и продления ресурса. Из них 20–30% подвергаются этим процедурам повторно или многократно.

Информационной базой для оптимизации Технического обслуживания и

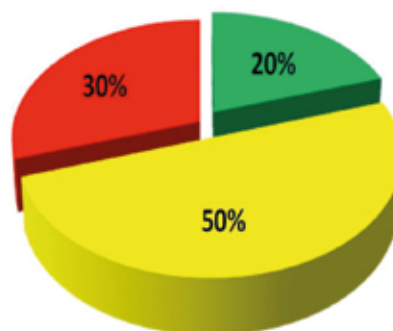
ремонта являются результаты диагностического обследования. В широком смысле диагностика – это сбор информации, ее классификация, периодический инструментальный контроль и элементы мониторинга. Какие мы для себя видим основные задачи в диагностике применительно к объектам добычи с учетом общей технической политики ОАО «Газпром»?

- Во-первых, как было сказано, темп вывода оборудования из эксплуатации в 4–5 раз ниже темпа ввода. Важно, чтобы из эксплуатации выводились фонды с самым критичным техническим состоянием, с наибольшим физическим износом.
- Во-вторых, те фонды, которые остаются в эксплуатации, должны пройти оценку технического состояния и долж-

на быть определена их степень ремонтпригодности.

- В-третьих, надо определить оптимальные схемы ремонта с минимальным бюджетом, минимальными сроками, с максимальным эффектом по восстановлению.
- В-четвертых, надо скорректировать регламент эксплуатации объектов, имеющих допустимый износ. Организовать эксплуатацию «по техническому состоянию».
- В-пятых, необходимо понять и устранить причины аномального снижения долговечности оборудования и оценить технологии по увеличению ресурса. Понятно, что должен поддерживаться экономический баланс. Вся система поддерживающих мероприятий должна стоить существенно меньше, чем

Усредненные показатели



- Доля оборудования, работающего в пределах 1-го амортизационного срока службы
- Доля оборудования, работающего в пределах 2-х амортизационных сроков службы
- Доля оборудования, работающего за пределами 2-х амортизационных сроков службы

Рис. 1. Особенности и динамика старения фондов

сумма затрат на обновление и ликвидацию. Кроме того, необходимо контролировать ситуацию, чтобы не происходило критического накопления изношенного оборудования, которое может привести к обвальной ситуации со значительными единовременными инвестициями.

Необходимо учитывать, что основные газоконденсатные месторождения вступили в период падающей добычи, что, с одной стороны, влияет на экономику, а с другой, снижает физическую нагрузку на часть технологического оборудования. Последний эффект важен, но он не абсолютен.

Структура объектов добычи, которые подвергаются диагностическому обследованию, достаточно разнообразна. Основные объекты представлены в таблице 1.

Диагностика начинается с планирования физического объема, т.е. с отбора объектов, включаемых в годовой план. Основные блоки, которые влияют на указанный отбор, показаны на рисунке 2. Это система экспертизы промышленной безопасности, система ТОиР, система реконструкции, система движения и ликвидации фондов, система страхования.

В настоящее время основную роль играет первый блок, но постепенно влияние других блоков возрастает.

Для примера можно привести ситуацию, которая сложилась с обследованием устройств сужающих быстросменных (УСБ).

29 августа 2007 г. в цехе осушки газа УКПГ-1С Заполярного ГНКМ ООО «Газпром добыча Ямбург» произошла авария с разрушением УСБ 400. Комиссия Ростехнадзора установила, что причиной аварии явилось разрушение болтового соединения корпуса и фланца УСБ 400, изготовленного ОАО «Ужгородский Турбогаз» по ТУ 51-72-87. Разработчиком ТУ является ООО «ТюменНИИгипрогаз». На объектах добычи газа эксплуатируется 1258 ед. таких устройств. Были разработаны Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации устройств, согласно которым диагностическому обследованию были подвергнуты все УСБ, находящиеся в эксплуатации, организован контроль за ходом выполнения Мероприятий. ОАО «Оргэнергогаз» и ООО «Газпром газнадзор» разработали Временную методику

Таблица 1. Масштаб ежегодных диагностических работ

Объекты	Физические объемы, шт. в год
Сосуды, аппараты и емкости	800–900
Надземные и подземные трубопроводы, в том числе ВТД	Около 2,5 тыс. Около 200
Фонтанное, устьевое оборудование и запорно-регулирующая арматура	1000–1200
Здания, сооружения, энергетика, промышленные площадки, дороги;	700–800
Скважины	Около 500
Прочее оборудование	900–1000
Всего	Порядка 7 тыс.



Рис. 2. Особенности планирования

проведения технических обследований УСБ. С целью определения технического состояния и продления срока службы проведены экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ). Количество УСБ, подвергнутых экспертизе, – более 700 ед. Установлено, что на объектах добычи в эксплуатации находилось 455 УСБ без технической документации (паспорт или формуляр). Документация восстановлена по результатам ЭПБ. Для 350 устройств срок службы продлен по результатам ЭПБ. Проведена работа по установке более 250 дополнительных опор под трубопроводы с целью снятия напряженно-деформированного состояния. Также установлено, что у 426 устройств требуется замена крепежных деталей фланцевого соединения, 40 устройств необходимо заменить, как не удовлетворяющих условиям эксплуатации. В течение 2008 и 2009 гг. на всех устройствах заменены крепежные детали, закуплены и смонтированы новые устройства, налажен контроль эксплуатации УСБ. Ежегодно начиная с 2008 г. планируется диагностическое обследо-

вание и ЭПБ в соответствии с нормативными сроками эксплуатации. Известно, что в соответствии с «Регламентом организации диагностического обследования объектов ОАО «Газпром», введенном в действие приказом ОАО «Газпром» от 18.02.2011 № 30, ответственность за организацию диагностических работ возложена на ООО «Газпром центрремонт». Вместе с тем надо сказать, что за прошедшие годы сложился определенный пул специализированных организаций, которые работают на объектах добычи достаточно долго и успешно. Мы их рекомендуем в качестве исполнителей работ. Вместе с тем выбор подрядчика определяется на конкурсной основе. Большое значение в практической диагностике имеет качество программ работ и уровень оценки данных. Для нас важно, чтобы соответствующие стадии и процедуры были детальными и прозрачными, максимально адаптированы к особенностям объектов. Ввиду того что объекты добычи находятся в разных регионах России и экс-

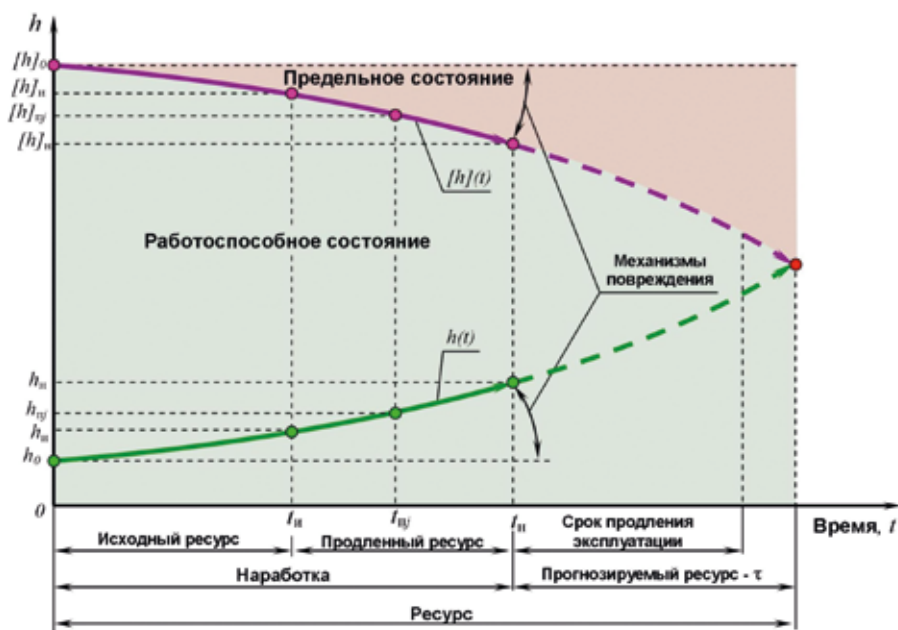


Рис. 3. Модель поэтапного продления срока эксплуатации оборудования по критерию прогнозируемого остаточного ресурса, где h – контролируемые параметры технического состояния; $[h]$ – критерии оценки технического состояния (предельного состояния)

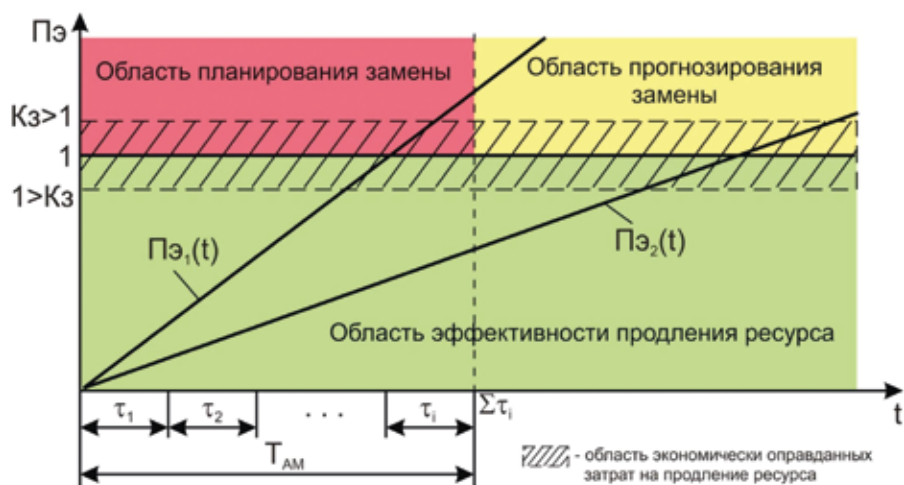
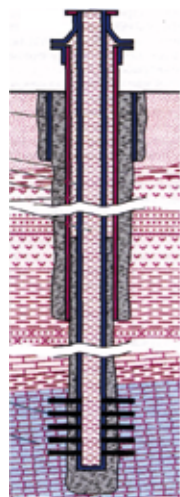


Рис. 4. Показатель оценки и модель анализа эффективности продления сроков эксплуатации оборудования



- Колонны и крепь скважин находится в условиях воздействия горного давления, которое для глубоких скважин может достигать 400-600 атм..
- Горные породы могут действовать, как упругое тело, но более опасным и сложным для учета является возможность пластического поведения пород.
- Горные породы, особенно в случае образования размывов и каверн, могут создавать неоднородные воздействия, резко снижающие несущую способность конструкции.
- Межколонное пространство может быть заполнено трещиноватым цементом, остатками глинистых буровых растворов, буферной и промывочной жидкостью, различными герметизирующими гелями.

Рис. 5. Особенности скважин как объекта диагностирования

платируются в различных условиях, разрабатываются типовые региональные программы. Например, программы диагностирования скважин для Крайнего Севера и Западной Сибири, отдельно программы для южных месторождений (Оренбург, Астрахань), для месторождений с малым содержанием сероводорода и кислых компонентов и с высоким содержанием. Очевидно, должна быть серьезная дифференциация с учетом различий в рисках и первоначальной стоимости объектов.

Оценка результатов диагностических работ является достаточно специальным вопросом. Для ОАО «Газпрома», как собственника основных фондов, интересны обобщающие материалы, содержащие ранжирование объектов по техническому состоянию, возможные сценарии развития событий, средне- и долгосрочные прогнозы. Мы должны в конечном счете вернуться к исходной постановке вопроса, т.е. к показателям надежности. Мы должны иметь широкий и глубокий ракурс на техническое состояние основных фондов. На рисунках 3 и 4 представлены комплексные вероятностные подходы.

Важно, чтобы наряду с инновационными подходами развивалась нормативная база, которая определяет развитие минимальных, но обязательных требований.

В 2011 г. в разработке находятся 3 документа, и по 7 стандартам ведется договорная работа по программе НИОКР, в том числе по диагностическому обследованию оборудования и трубопроводов объектов добычи сероводородосодержащего газа. В разработке научно-технической документации (НТД) участвуют самые авторитетные организации, эксперты и специалисты.

Особенностью Программы работ на 2011-й и последующие годы является диагностическое обследование газовых и конденсатных скважин. В прошлые годы недостаточно внимания уделялось техническому состоянию оборудования скважин. Вместе с тем требования федерального законодательства в области промышленной безопасности обязывают организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты, обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности, а также

проводить диагностику сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте. Одним из основных вопросов в области контроля за состоянием и работой скважин является мониторинг технического состояния скважины. Техническое состояние скважин характеризуется следующими факторами:

- качеством цементирования обсадных колонн, текущим состоянием цементного кольца, физико-геологическими условиями заколонного пространства, определяющими возможную миграцию газа и межколонные проявления;
- герметичностью обсадных колонн, насосно-компрессорных труб, их резьбовых соединений, наличием интервалов деформаций (смятий, разрывов), интервалов развития внешней и внутренней коррозии и абразивного износа;
- устойчивостью колонн, конструкции скважины, изгибом и искривлением колонн, напряженно-деформационным состоянием крепи, состоянием горных пород в прискважинной зоне;
- состоянием призабойной части скважины и забойного оборудования: зоны перфорации, фильтра, состоянием пород, наличием песчаных пробок, уровнем жидкости в стволе скважины и образованием отложений тяжелых углеводородов и солей;
- состоянием устьевого оборудования и насосно-компрессорного оборудования.

Фактически до 2011 г. системная работа по диагностике технического состояния скважин не проводилась. Диагностические работы по техническому состоянию скважин носили разовый характер и проводились только в случаях возникновения каких-либо нештатных ситуаций. В процессе проведения работ по ремонту скважин, как правило, выявляются дополнительные проблемы, требующие решения во время проведения ремонта. Объем ремонтных работ может увеличиваться в разы по отношению к первоначально заявленному.

Наличие полной и достоверной информации о фактическом техническом состоянии эксплуатационных колонн и оборудования скважин, безусловно, снизит риски и изменит подходы к вопросам проведения геолого-технических мероприятий, к ликвидации скважин и разрезке вторых стволов.

Базовый геофизический комплекс		Пример типовой программы ГИС	
Радиационные методы	1.	Комплексное изучение состояния забоя: глубина, герметичность, пробки.	Дина К4-42-120/80
	2.	Определение технического состояния колонны термометром	Дина К4-42-120/80
Нейтронные методы	3.	Определение дефектов металла обсадной колонны	МИД-К
	4.	Определение толщины колонны	МИД-К
Электромагнитные методы	5.	Поиск вторичных скопленений газа	СРК
	6.	Поинтервальное определение внутреннего сечения колонны	Sondex MIT
Акустические методы	7.	Определение негерметичности обсадных колонн	Дина К4-42-120/80
	8.	Определение сцепления цементного камня по ФКД	4АК
Механические методы	9.	Определение толщины обсадной колонны гамма-гамма толщиномером	СГДТ-НВ
	10.	Определение плотности цементного камня и его распределения в заколонном пространстве по АКЦ и ГГКЦ	СГДТ-НВ 4АК

Рис. 6. Согласованный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС)

При диагностике технического состояния скважины как инженерного сооружения наряду с решением задач оценки состояния цементного камня, оценки качества сцепления «колонна – цемент», «цемент – порода» важнейшее значение имеет дефектоскопия труб и муфтовых соединений обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ). Каждый из этих элементов несет различную по характеру и степени воздействия механическую, термобарическую и др. нагрузку. В результате такого воздействия образуются специфические для каждого элемента конструкции дефекты.

ПО ИНИЦИАТИВЕ ДЕПАРТАМЕНТА ПО ДОБЫЧЕ ГАЗА, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА, НЕФТИ РАЗРАБОТАНЫ СТАНДАРТЫ:

- СТО Газпром 2-2.3-312-2009 «Методика проведения технического диагностирования газовых и газоконденсатных скважин газодобывающих ОАО «Газпром».
 - СТО Газпром 2-3.3-423-2010 «Порядок планирования и оценки эффективности ГТМ по фонду скважин ОАО «Газпром»,
 - «Временный порядок диагностического обеспечения безопасной эксплуатации и проведения ремонтных работ на газовых и газоконденсатных скважинах ОАО «ГАЗПРОМ».
- Документами определены основные задачи диагностики скважин. С целью реализации основных положений Федерального закона «О промышленной безопасности опасных произ-

водственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ Департаментом подготовлена «Программа геолого-технических мероприятий (ГТМ) на фонде скважин ОАО «Газпром» на период 2011–2015 гг.», которая была утверждена Правлением ОАО «Газпром». В Программе предусмотрены также работы по диагностике скважин. 2011-й – год начала системного подхода к диагностированию скважин.

СОГЛАСОВАН БАЗОВЫЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, В КОТОРЫЙ ВКЛЮЧЕНЫ ВСЕ ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ:

- радиационные,
- нейтронные,
- электромагнитные,
- акустические,
- механические.

Такой широкий набор методов покрывает всю проблематику скважин. Очевидно, его применение требует серьезной метрологической подготовки, особой квалификации интерпретаторов и оценщиков данных. Ставка сделана на приборы, выпускаемые на российских предприятиях. Актуализация данной тематики потребовала технического перевооружения и модернизации геофизических организаций и предприятий. Модернизация направлена на приближение параметров геофизических приборов и методик интерпретации к тому уровню, который мы имеем сегодня в обычном неразрушающем контроле, например на трубопроводах.