

Комментарии к Положению о диагностировании

Ю.А. ДАДОНОВ (Госгортехнадзор России), Н.А. ГАФАРОВ (предприятие «Оренбурггазпром»), А.В. МИТРОФАНОВ, Б.В. КИЧЕНКО (ОАО «Техдиагностика»)

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) эксплуатируется уже более 25 лет. За этот срок стальное оборудование и трубопроводы, используемые на его объектах, морально и физически износились, а многие выработали нормативный срок службы (ресурс), определенный проектом или заводом(фирмой)-изготовителем.

Основная политика, проводимая руководством предприятия «Оренбурггазпром» на текущем этапе разработки месторождения, — максимально возможное продление его безопасной эксплуатации за счет использования современных методов диагностирования и проведения на этой основе профилактических мероприятий и необходимых ремонтов без капитальных затрат на обновление и реконструкцию основных средств. Такая программа осуществляется с начала 90-х годов. Для ее более четкой и эффективной реализации требуется разработка новых нормативно-технических документов (НТД), регламентирующих порядок и объем диагностических работ, а также характер и объем профилактических мероприятий для оборудования, выработавшего нормативный ресурс, взамен старых, ограничивавших продолжительность эксплуатации оборудования нормативным ресурсом и последующим его списанием.

Нормативные документы, необходимые для продления нормальной эксплуатации объектов ОНГКМ, под эгидой предприятия «Оренбурггазпром» создаются с 1991 г. Первыми были разработаны в 1992 г. «Дополнительные требования по контролю за состоянием металла технологического оборудования и трубопроводов при эксплуатации предприятий добывающих, перерабатывающих и транспортирующих природный газ и газовый конденсат, содержащих сероводород».

В 1998 г. на основе опыта и баз данных, накопленных в 1992-1997 гг., и в соответствии с требованиями НТД, утвержденных Госгортехнадзором России, разработан новый документ, направленный на решение поставленной задачи, — «Положение о диагностировании технологического оборудования и трубопроводов предприятия «Оренбурггазпром», подверженных воздействию сероводородсодержащих сред».

В разработке положения участвовали специалисты предприятия «Оренбурггазпром», Оренбургского управления Госгортехнадзора России, Управления машиностроения и ремонта РАО «Газпром», ВНИИНЕФТЕМАШ, ВНИИ-ГАЗ, ОАО «Техдиагностика», Оренбургского государственного университета, Южно-Уральского газотехнического участка Северокаспийского газотехнического центра Газнадзора РАО «Газпром». Положение согласовано Госгортехнадзором России, утверждено РАО «Газпром» и введено в действие с 01.01.99.

Данный документ объемом 86 страниц включает в себя 6 разделов, а также перечень применяемых сокращений.

В разделе 1 (общие требования) определены: назначение и область применения положения, кто и на основании каких документов может выполнять техническое диагностирование, комплекс диагностических мероприятий на весь «жизненный цикл» оборудования, ответственность за проведение диагностирования в установленные сроки, обязанности заказчика и исполнителя при подготовке к диагностированию, правила оповещения заказчика при обнаружении опасных дефектов, требующих принятия своевременных решений, форма и объемы отчетности; установлены требования к персоналу, допускаемому к диагностированию. Оговорены ситуации, при которых к диагностированию должны привлекаться специализированные научно-исследовательские организации, выполняться проверочные прочностные расчеты и т.п.

В разделе 2 приведены содержание и порядок выполнения диагностирования и оценки технического состояния оборудования на различных этапах «жизненного цикла»: при производстве входного контроля; при диагностировании оборудования в процессе эксплуатации в пределах расчетного ресурса, а также выработавшего остаточный (расчетный) ресурс; при электрометрическом диагностировании подземных сооружений (трубопроводов).

В разделе 3 показано разделение полномочий при диагностировании и оценке технического состояния оборудования на различных стадиях его «жизненного цикла» (от начала эксплуатации до списания) между тремя потенциальными исполнителями диагностических работ — службой технического надзора предприятия-владельца оборудования, специализированными диагностической и научно-исследовательской организациями.

В качестве стадий, на которых к выполнению работ должны привлекаться те или иные диагностические организации-исполнители, выделены следующие:

- входной контроль оборудования и материалов;
- оперативное (функциональное) диагностирование в процессе эксплуатации;
- диагностирование оборудования в процессе эксплуатации, а также по окончании нормативного срока
- службы (нормативного ресурса), оговоренного заводом или фирмой-изготовителем;
- оценка и интерпретация результатов диагностирования в рамках норм дефектности, определенных НТД, а также расчет остаточного ресурса и назначение продолжительности и условий эксплуатации оборудования после диагностирования;
- специальная оценка результатов диагностирования в случае обнаружения дефектов, не оговоренных в НТД, влияние которых на прочность оборудо-

вания требует выполнения специальных расчетов и проведения дополнительных исследований.

Ввиду определенной специфики в отдельную стадию выделено электрометрическое диагностирование подземных трубопроводов в течение всего «жизненного цикла».

В разделе 4 (периодичность диагностирования) определены: исполнители, объемы и сроки проведения диагностирования газонефтедобывающего оборудования и оборудования газоперерабатывающих заводов с разбивкой его на группы, назначением периодичности и объемов диагностирования как в пределах расчетного ресурса, так и по его окончании.

В разделе 5 (установление остаточного ресурса) установлены принципы оценки остаточного ресурса, ответственность за выбор определяющих параметров технического состояния (ПТС), видов и критериев предельного состояния; требования к организации, оценивающей ресурс, подходы к выбору метода оценки остаточного ресурса и показателей надежности, а также методик, которые нужно использовать для этих целей. Определены требования по учету особенностей использованных при диагностировании методов неразрушающего контроля и интерпретации выявляемых дефектов. Указано на необходимость учета возможности снижения параметров, выбираемых для расчета, под воздействием коррозионного влияния сероводородсодержащих сред, и применения при расчетах баз данных многолетних наблюдений, накопленных в специализированных научно-исследовательских институтах. Отмечено, что ресурс работы оборудования от предыдущего диагностирования технического состояния до последующего должен определяться, исходя из условий эксплуатации и результатов неразрушающего контроля. При этом установленный ресурс P должен быть меньше расчетного Γ , т.е. должно выполняться условие $P < \Gamma$, что уточняется поверочным расчетом. По истечении установленного ресурса необходимо выполнить новое обследование для оценки возможности дальнейшей эксплуатации оборудования.

В разделе 6 (оформление результатов диагностирования) определены правила и порядок оформления результатов диагностирования, и в частности технического отчета по выполненным диагностическим работам с указанием названий и содержания необходимых разделов и требований по их оформлению.

Перечень основных нормативно-технических документов, использованных при разработке положения (приложение 1), включает в себя 140 наименований правил, РД, ГОСТов, ОСТов, методических указаний, рекомендаций и др. НТД, касающихся темы разработанного документа.

Основные термины, применяемые в положении (приложение 2), включают наиболее характерные и часто встречающиеся в разработанном документе понятия и определения, как, например: техническая диагностика, техническое диагностирование, отказ, срок службы, повреждение, ресурс, предельное состояние, подконтрольная эксплуатация, интерпретация и экспертиза данных, моделирование дефектов и др.

Типовые программы диагностирования технического состояния сосудов, работающих под давлением (приложение 3), технологических трубопроводов (приложение 4), соединительных газо-, нефте- и конденсатопроводов (приложение 5), сварных вертикальных цилиндрических резервуаров (приложение 6) построены по одинаковой схеме и в основном включают в себя следующие разделы:

- 1) введение;
- 2) основные положения;
- 3) анализ технической документации;
- 4) оперативное (функциональное) диагностирование;
- 5) техническое диагностирование (экспертное обследование);
- 6) анализ результатов диагностирования, механизмов повреждений и параметров технического состояния;
- 7) уточненные расчеты и исследования напряженно-деформированного состояния и характеристик материалов, выбор критериев предельных состояний;
- 8) определение остаточного ресурса;
- 9) принятие решения о возможности (или невозможности) и условиях дальнейшей эксплуатации;
- 10) отчет.

В каждом из перечисленных разделов типовых программ отражены специфические особенности диагностирования того вида оборудования, для которого разработана соответствующая программа, в частности, указаны НТД, на основании которых ведется диагностирование и его объемы, выполняются необходимые расчеты.

Близки к вышеперечисленным по структуре и содержанию, но со своими особенностями типовые программы входного контроля сосудов, работающих под давлением (приложение 7), входного контроля арматуры, труб, крепежных изделий и соединительных деталей (приложение 8), а также диагностических виброизмерений компрессорного и насосного оборудования и трубопроводов обвязки (приложение 9).

Так, программа входного контроля сосудов, работающих под давлением (приложение 7), состоит из шести разделов: «введение», «основные положения», «анализ технической документации», «техническое диагностирование», «анализ результатов диагностирования», «отчет». Программа входного контроля арматуры и др. (приложение 8) состоит из пяти разделов: «общие сведения», «основные положения», «анализ технической документации», «техническое диагностирование» и «анализ результатов входного контроля». Программа вибродиагностических измерений (приложение 9) включает только четыре раздела: «введение», «основные положения», «объемы и методы обследования» и «отчет».

Приложения 10, 11 и 12, касающиеся порядка и особенностей диагностирования подземного оборудования скважин, лифтовых и эксплуатационных колонн, шлейфовых трубопроводов, а также подземных внутриплощадочных трубопроводов УКПГ и коллекторов ДКС, не являются программами диагностирования, но содержат сведения об основных особенностях контроля указанного оборудования и трубопроводов и могут служить отправной точкой для разработки соответствующих программ.

В приложении 13 дан перечень параметров, определяющих техническое состояние оборудования, которые разделены на основные и дополнительные.

В качестве основных параметров технического состояния определены следующие:

- дефекты в сварных соединениях;
- несплошности в основном металле;
- коррозионные повреждения;
- трещины в основном металле и сварных соединениях;
- толщина стенки оборудования и его отдельных элементов;
- твердость;
- эрозионный и кавитационный износ;
- водородное и коррозионное растрескивание;
- деформация оборудования и его отдельных элементов.

К дополнительным ПТС относятся:

- механические характеристики металла оборудования и его отдельных элементов;
- химический состав конструкционного металла;
- характеристики макро- и микроструктуры конструкционного металла;
- коэффициенты запаса прочности оборудования и его отдельных элементов.

Как указано в разделе 5, при необходимости, для оценки технического состояния оборудования могут выбираться и использоваться и другие дополнительные параметры технического состояния.

Таким образом, на текущий момент уже разработано и подготовлено к практической реализации положение о диагностировании, которое определяет систему организации обследования и оценки технического состояния технологического оборудования и трубопроводов на объектах предприятия «Оренбурггазпром», подверженных воздействию сероводородсодержащих сред, способных вызывать общую и локальную сероводородную коррозию, сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением и водородно-индуцированное растрескивание металла.

Положение направлено на обеспечение безопасной работы оборудования и трубопроводов ОНГКМ на данном этапе эксплуатации и в будущем. С его помощью мероприятия по диагностированию оборудования будут в достаточной мере систематизированы и оптимизированы, и в итоге это приведет к существенному продлению сроков надежной эксплуатации имеющегося оборудования, а следовательно, к экономии средств за счет исключения его необоснованной (преждевременной) замены.

Однако одно положение не решает поставленной ранее задачи. Вся НТД, требующаяся для обеспечения нормального процесса дальнейшей эксплуатации ОНГКМ, должна быть разработана в ближайшем будущем.