

Б.А. Ерехинский, главный технолог отдела техники и технологии эксплуатации и ремонта скважин Управления по добыче газа и газового конденсата (нефти), ОАО «Газпром»,
Р.Р. Халиков, заместитель директора ИТЦ «Оргтехдиагностика» ОАО «Оргэнергогаз»;
А.А. Абакумов –мл., заместитель генерального директора, ООО «Интрон плюс»;
А.А. Абакумов, генеральный директор, ООО «Интроско»

МАГНИТНАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН СКВАЖИН – ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

Уровень промышленной безопасности объектов добычи, газового конденсата нефти в первую очередь определяется техническим состоянием фонда скважин. За последние годы в ОАО «Газпром» разработаны нормативные документы, позволяющие построить системный подход к эксплуатации фонда скважин через систему диагностического обслуживания скважин.

В настоящее время эксплуатационный фонд скважин ОАО «Газпром» составляет 7768 скважин, из которых действующий фонд – 7189, бездействующий фонд – 430, в ожидании подключения – 149 скважин. Более 50% – это вертикальные скважины [1]. Среднегодовой объем капитального ремонта – 400–500 скважин. За последние годы в ОАО «Газпром» разработаны нормативные документы, позволяющие построить системный подход к эксплуатации фонда скважин через систему диагностического обслуживания скважин.

БЛОК ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

СТО Газпром 2-2.3-312-2009. Методика проведения технического диагностирования газовых и газоконденсатных скважин газодобывающих предприятий ОАО «Газпром». Временный порядок диагностического обеспечения безопасной эксплуатации и проведения ремонтных работ на скважинах газовых и газоконденсатных месторождений ОАО «Газпром».

БЛОК ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ

СТО Газпром 2-3.2-035-2005. Методические указания по расчету обсадных колонн при комбинированных нагрузках. СТО Газпром 2-2.3-117-2007. Инструкция по расчету поврежденных и находя-

щихся в особых условиях эксплуатации обсадных колонн. СТО Газпром 2-2.3-213-2008. Инструкция по расчету обсадных колонн на особые условия эксплуатации. СТО Газпром 2-3.2-346-2009. Инструкция по расчету долговечности и остаточного ресурса скважин.

БЛОК РЕЗУЛЬТИРУЮЩИХ ДЕЙСТВИЙ

СТО Газпром 2-3.3-423-2010. Планирование и оценка эффективности геолого-технических мероприятий. Порядок планирования и оценка эффективности геолого-технических мероприятий по фонду скважин ОАО «Газпром». Р Газпром 054-2009. Рекомендации по оптимальному обслуживанию фонда скважин. Диагностирование не заглушенных скважин проводится в газовой среде, без подъема насосно-компрессорной трубы (НКТ). Обязательный комплекс ГИС для решения задач первого этапа периодического контроля включает в себя методы электромагнитной локации муфт (ЛМ), термометрии (Т), манометрии (М), шумометрии (Шм), влагометрии (Вл), магнито-импульсной дефектоскопии (МИД) радиоактивного каротажа (РК). Диагностирование заглушенных скважин проводится после подъема НКТ в процессе КРС в скважине, заполненной

негазированной жидкостью. Для решения диагностических задач в обязательный комплекс ГИС входят методы электромагнитной локации муфт (ЛМ), термометрии (Т), манометрии (М), магнито-импульсной дефектоскопии (МИД) радиоактивного каротажа (РК), акустической цементометрии (АКЦ), гамма-гамма-каротажа (ГГК). Одним из перспективных методов оценки технического состояния (ОТС) заглушенных скважин при проведении капитального ремонта является метод скважинной магнитной интроскопии [2]. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин осуществляется при комплексном воздействии неблагоприятных внешних факторов – температуры, вибрации, давления, негативного влияния агрессивной среды, механического воздействия на колонну. Для предотвращения коррозии применяется электрохимическая или ингибиторная защита, однако это не может полностью исключить коррозию элементов конструкции скважин. Наибольшее воздействие указанные причины оказывают на эксплуатационные колонны скважин (ЭКС). Для выполнения ОТС необходимо провести обследование (диагностирование) скважины, выявить дефекты отдельных конструкций (ЭКС, цементного камня и др.), определить условия эксплуатации

отдельных элементов и конструкций (нагрузки, их цикличность, коррозионную активность грунта и внутрискважинного флюида, топологию скважины и т.д.) и выполнить расчеты сроков эксплуатации отдельных элементов и скважины в целом.

В качестве методов диагностирования можно использовать традиционные методы (акустическая толщинометрия и дефектоскопия, электромагнитная дефектоскопия, трубная профилометрия, термометрия, расходомерия и пр.) геофизического обследования скважин (ГИС) [3], если они обеспечивают необходимую точность получения данных. Однако что касается выявления дефектов и особенностей ЭКС, например коррозионных повреждений труб и состояния муфтовых соединений, то точность, которую может обеспечить большинство общепринятых методов, недостаточна. Для выполнения расчетов напряженно-деформированного состояния ЭКС необходимо локализовать дефекты металла труб с точностью не хуже +1 см, а межтрубный зазор в муфтовых соединениях – в пределах 1 мм. Координаты дефектов труб с такой точностью можно определить только с помощью акустических телевизоров и магнитных интроскопов. Однако акустические приборы требуют тщательной очистки внутренней поверхности ЭКС, а также наличия в скважине однородной мелкодисперсной жидкости для обеспечения качественного акустического контакта.

Внутритрубные магнитные интроскопы [4] лишены указанных недостатков. Принцип работы и внешний вид магнитного интроскопа приведены на рисунках 1а, 1б.

Технические и эксплуатационные параметры аппаратуры МИ-50 позволяют реализовать следующие возможности:

- регистрация дефектов и особенностей ЭКС, выявление коррозионных и усталостных трещин, каверн, язв, потери металла, конструктивных особенностей ЭКС (пакер-гильзы, муфты, центраторы, интервалы перфорации и т.п.), оценка результатов воздействия ремонтного, эксплуатационного и бурового оборудования на стенку ЭКС, в том числе ее «желобообразный износ». По результатам диагностического обследования выявляются дефекты и особенности ЭКС;
- обнаружение как сквозных, так и не-

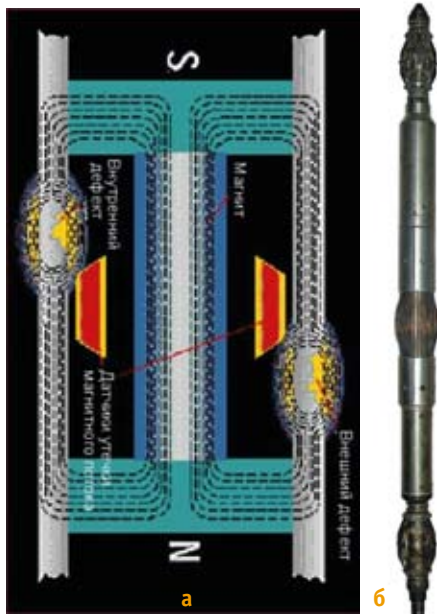


Рис. 1а, 1б. Принцип работы и внешний вид магнитного интроскопа

сквозных дефектов и особенностей стенки ЭКС;

- выявление и оценка типа, формы и ортографических размеров (длина и ширина) отдельно расположенных и комбинированных дефектов и особенностей ЭКС, их визуализация;
- визуализация перфорационных отверстий; точное определение интервалов перфорации, выявление отдельных перфорационных отверстий;
- определение положения элементов заколонной конструкции скважин;
- определение межтрубного зазора в муфтовых соединениях;
- привязка показаний СМИ к геологическому разрезу.

Все указанные функции выполняются за одну операцию спуска-подъема. Для

диагностического обследования с помощью ИМС не требуется очистки стенок ЭКС «до металла» и обеспечения высоких показателей дисперсности скважинной жидкости. Более того, исследование магнитным интроскопом могут проводиться выше уровня жидкости в «сухих» скважинах. Критерием пригодности ЭКС к проведению обследования является прохождение шаблона.

В конструкции интроскопа МИ-50 реализован механизм адаптации ИМС к изменению внутреннего диаметра ЭКС, вызванного различного рода отложениями, нарушением формы трубы, дефектами стенок и т.д. Примеры выявления дефектов и особенностей ЭКС приведены на рисунках 2а, 2б, 2в.

Обследование технического состояния скважин при помощи магнитного интроскопа позволяет оценить качество строительства обсадной эксплуатационной колонны, так как четко определяются недовороты муфтовых соединений, которые являются потенциальными источниками нарушения герметичности при дальнейшей эксплуатации скважин. Также данный вид исследования позволяет оценить результаты проведенных ремонтных работ в колонне и качество проведения перфорации продуктивных пластов, четко отслеживая количество использованных кумулятивных зарядов. Таким образом, с помощью данного прибора выявляются как сквозные, так и несквозные коррозионные и механические дефекты, что дает возможность оценивать дальнейший ресурс обсадной эксплуатационной колонны и правильно планировать способы

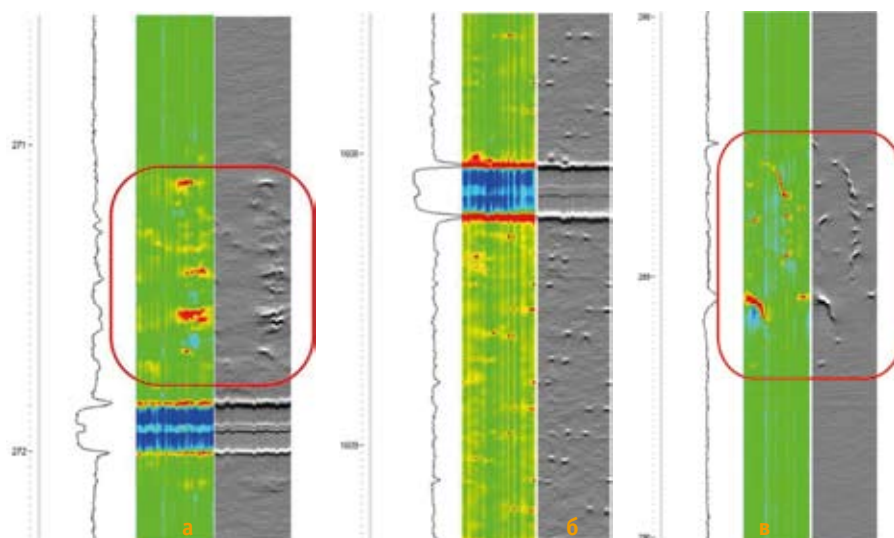


Рис. 2а, б, в. Примеры выявления дефектов и особенностей ЭКС



Рис. 3. Алгоритм выполнения ОТС

ремонтных работ и защиты обсадной колонны от коррозии.

ОТС скважин выполняется непосредственно после проведения магнитной интроскопии и подготовки отчета по обследованию ЭКС. Алгоритм выполнения ОТС приведен на рисунке 3.

Исходными данными для определения технического состояния элементов скважины являются результаты скважинной магнитной интроскопии, инклинометрии и цементметрии. Для уточнения исходных данных рекомендуется также выполнить барометрию, термометрию, кавернометрию (профилеметрию), акустическую шумометрию, исследование коррозионной активности скважинного флюида.

При ОТС учитываются:

- тип, форма, взаимное расположение, размеры и местоположение сквозных и несквозных дефектов стенки ЭКС;
- остаточная толщина стенки ЭКС;
- величина недоворотов муфтовых соединений;
- количество и расположение перфорационных отверстий, других конструктивных особенностей ЭКС;
- состояние цементного камня;
- геологические условия эксплуатации;
- топология скважины;
- коррозионная активность скважинного флюида.

Моделирование ЭКС и расчеты НДС выполняются с применением вычис-

лительного комплекса ANSYS. Методика включает в себя порядок создания конечно-элементной сетки, порядок выбора ее шага, порядок оценки точности получаемых результатов и некоторые другие составляющие. Она учитывает геометрические параметры ЭКС, переменную толщину труб ЭКС, неравномерное внутри- и заколонное давление, механические свойства стали труб, вес колонны и цементного камня, наличие и качество цемента.

По результатам расчета НДС эксплуатационной колонны рассчитывается общая прочность и устойчивость труб ЭКС, а также определяются значения напряжений в зоне дефектов металла труб и муфтовых соединений, используемые для расчета срока допустимой эксплуатации ЭКС с каждым из дефектов. Далее с учетом коррозионной активности скважинных флюидов оценивается скорость коррозии металла ЭКС и срок безопасной эксплуатации отдельных участков ЭКС и скважины в целом.

Критериями предельного состояния элементов скважины являются достижение предельной прочности в зоне локального дефекта (коррозия, трещина, механическое повреждение), потеря герметичности, потеря устойчивости (смятие), превышение в теле трубы допустимых значений напряжений в зоне вмятин, выпучин, на участках «провиса» ЭКС и т.д., при этом для скважин потеря герметичности ЭКС недопустима не на всей их длине, а только в зоне возмож-

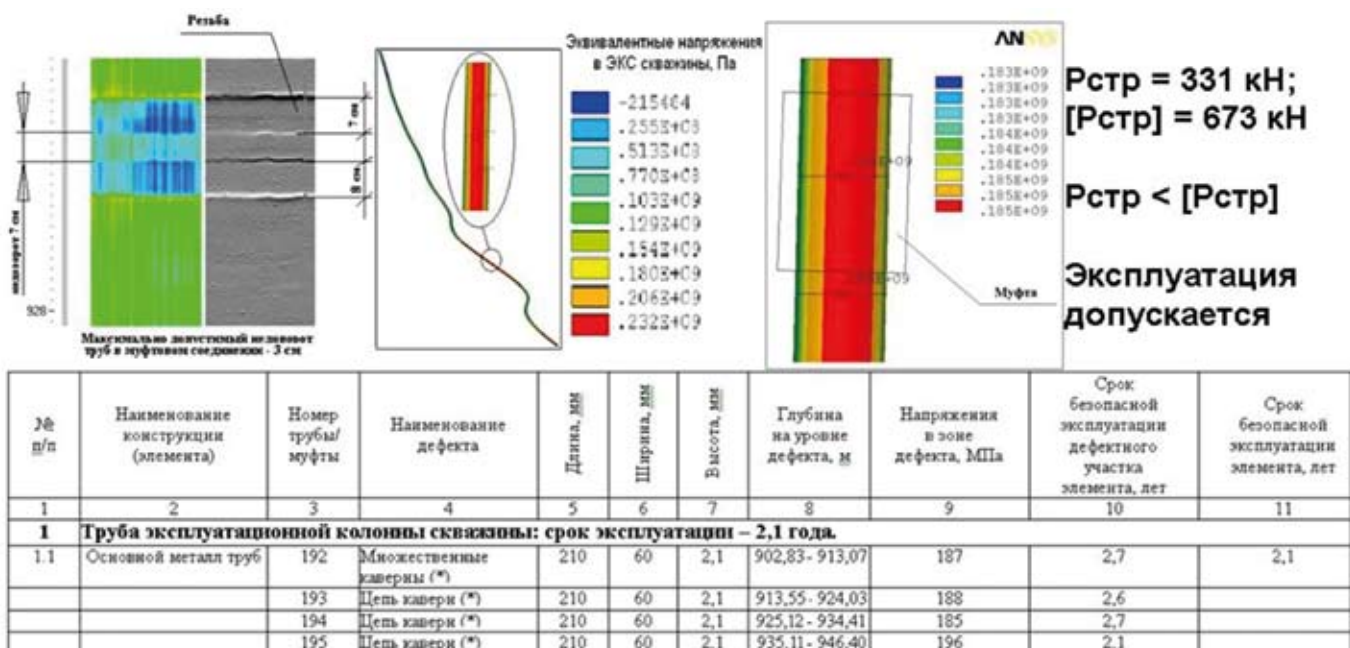


Рис. 4. Результаты численного расчета напряженно-деформированного состояния ЭКС

№ п/п	Наименование конструкции (элемента)	Номер трубы/ муфты	Наименование дефекта	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Глубина на уровне дефекта, м	Напряжение в зоне дефекта, МПа	Срок безопасной эксплуатации дефектного участка элемента, лет	Срок безопасной эксплуатации элемента, лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.1 Труба эксплуатационной колонны скважины: срок эксплуатации – 6,4 года										
	Основной металл труб	119	Механическое повреждение	40	5	2,1	1277,45	161	6,4	6,4
		189	Коррозия в примуфтовой зоне	5	50	2,1	2047,00	133	9,3	
		201	Коррозия в примуфтовой зоне	5	200	2,1	2171,83	135	7,3	
№ п/п	Наименование конструкции (элемента)	№ дефекта / обозначение дефекта	Наименование дефекта	Межтрубный зазор, мм	Мин. длина завернутой резьбы, мм	Глубина на уровне дефекта, м	Напряжение в зоне дефекта, МПа	Фактическая стягивающая сила, кН	Предельно допустимая стягивающая сила, кН	Результаты оценки дефекта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Труба эксплуатационной колонны скважины: техническое состояние – нормативное.										
1.1	Муфтовые соединения труб ЭКС	19	Недоворот муфтового соединения	40		181,12	252	395	782	нормативный
		131	Недоворот муфтового соединения	40		1418,27	162	254	782	нормативный
		162	Недоворот муфтового соединения	70		1758,67	158	248	721	нормативный
		168	Недоворот муфтового соединения	60		1825,20	149	233	756	нормативный
		174	Недоворот муфтового соединения	60		1889,67	147	230	736	нормативный
		179	Недоворот муфтового соединения	100		1941,55	267	572	481	Не нормативный
		180	Недоворот муфтового соединения	60		1952,38	159	249	721	нормативный
		189	Недоворот муфтового соединения	60		2047,00	133	208	756	нормативный

Заключение по результатам ОТС: Для продления эксплуатации скважины на 6,4 года требуется устранить недоворот №179.

Рис. 5. Отчет по ОТС

ных за колонных перетоков. Срок эксплуатации скважины в целом определяется как минимальный срок эксплуатации ее элементов, а также формируется перечень дефектов, подлежащих устранению для обеспечения эксплуатации скважины на срок, заданный Заказчиком. В результате расчета напряженно-деформированного состояния металла ЭКС определяются участки, находящиеся под воздействием недопустимых нагрузок (рис. 4). По итогам расчета разрабатывается отчет по ОТС (рис. 5), выдаются рекомендации по возможности (допустимости) эксплуатации отдельных участков ЭКС, описание допустимых условий эксплуатации отдельных участков скважины, сроков возможной безопасной эксплуатации скважины в целом, и при необходимости разрабатываются рекоменда-

ции о сроках и объемах необходимого ремонта. В целом оценка технического состояния нефтяных и газовых скважин на основе технологии магнитной интроскопии позволяет:

- рассчитывать оптимальные сроки ремонта скважин;
- сократить затраты на капитальный ремонт скважин за счет оптимизации методов ремонта и антикоррозионной защиты скважин, в том числе уменьшить стоимость восстановления герметичности ЭКС.

Комплекс максимально ориентирован на использование данных, получаемых с применением традиционных методов ГИС. Дополнительная магнитная интроскопия скважин органично сочетается с традиционными методами ГИС и дополняет их в части точности измерения координат дефектов и особенностей скважин.

ВЫВОДЫ

Разработана и испытана уникальная комплексная технология оценки технического состояния скважин с дефектами эксплуатационных колонн на основе применения внутритрубной магнитной интроскопии.

ОТС скважин обеспечивает:

- эффективность планирования и осуществления ремонтных работ;
 - выбор режима эксплуатации скважины, соответствующего ее техническому состоянию;
 - определение рационального способа антикоррозионной защиты и т.п.
- Применение этой технологии в нефтегазодобывающих компаниях позволит повысить эффективность и безопасность нефтяных и газовых скважин за счет экономически оправданного подхода к их эксплуатации и ремонту.

Литература:

1. Мозильнер Л.Ю., Семин Е.Е. Оценка технического состояния вертикальных стальных резервуаров // «В мире неразрушающего контроля», №1, 2009. С. 14–16.
2. Мозильнер Л.Ю., Абакумов А.А., Семин Е.Е. Оценка технического состояния с расчетом срока безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин на основе технологии скважинной магнитной интроскопии / «Трубопроводный транспорт: Теория и практика», №3 (15), сентябрь 2009. С. 28–31.
3. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» / Министерство энергетики РФ, 01.07.2001 г.
4. Фадеев В.Г., Абакумов А.А., Баженов В.В., Долгих С.А. и др. Технология магнитной интроскопии для дефектоскопического обследования эксплуатационных колонн скважин / Сборник тезисов докладов V российско-китайского симпозиума по промышленной геофизике, г. Москва, 2008. Часть 1. С. 89–104.