

АЛЕКСЕЙ АБАКУМОВ

АЛЕКСЕЙ АБАКУМОВ-МЛАДШИЙ

ЛЕОНИД МОГИЛЬНЕР

(ЗАО «ИНТРОСКО»)

(ООО «ИНТРОН ПЛЮС»)

Оценка срока безопасной эксплуатации

НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ МЕТОДОМ МАГНИТНОЙ ИНТРОСКОПИИ

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ВАЖНОЙ ЗАДАЧЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ (КУПЛЕ-ПРОДАЖЕ, АРЕНДЕ, ПЕРЕДАЧЕ В УПРАВЛЕНИЕ И Т. П.) ГОРНОГО ИМУЩЕСТВА ЯВЛЯЕТСЯ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБОСНОВАННОЙ СТОИМОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГОСУДАРСТВЕННЫХ. ВАЖНАЯ РОЛЬ ПРИ ЭТОМ ОТВОДИТСЯ ОЦЕНКЕ СТОИМОСТИ СКВАЖИН — КАК ДОБЫВАЮЩИХ, ТАК И ДРУГОГО НАЗНАЧЕНИЯ (РАЗВЕДОЧНЫХ, ПОИСКОВЫХ И Т. П.). ПО ДАННОМУ ВОПРОСУ РАЗРАБОТАН РЯД МЕТОДИК [1], ОСНОВАННЫХ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЗАТРАТНОГО И ДОХОДНОГО ПОДХОДА. ПРИ ЭТОМ ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ ВАЖНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ ОЦЕНКЕ СТОИМОСТИ СКВАЖИНЫ ЯВЛЯЕТСЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СРОКА ЕЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин осуществляется при комплексном воздействии неблагоприятных внешних факторов: температуры, вибрации, давления, агрессивной среды, механического воздействия на колонну. Для предотвращения коррозии применяется электрохимическая или ингибиторная защита, однако это не может полностью исключить коррозию элементов конструкции скважин. Максимальное воздействие указанные факторы оказывают на эксплуатационные колонны (ЭКС).

В последние годы для определения состояния скважин разработаны, апробированы более чем на 500 скважинах и успешно применяются магнитные интроскопы [2, 3], в том числе в сочетании с цементометрами [4]. Высокая разрешающая способность и достоверность данных, получаемых приборами, позволяет опреде-

лить линейные размеры, оценить глубину дефектов ЭКС и состояние цементного камня. При этом для скважин любой глубины координаты дефекта (глубина и расположение на периметре трубы) определяются с точностью до 1 см.

Для определения возможности и срока эксплуатации скважин в 2008 году разработана методика оценки технического состояния (OTC) и расчета срока безопасной эксплуатации нефтяных скважин [5-7]. С 2008 года при опытно-промышленной апробации методики выполнен расчет срока безопасной эксплуатации более 50 скважин на объектах в Западной Сибири, Татарстане и Башкортостане. Также проведены пробные расчеты по данным 200 скважин, обследованных ранее.

При осуществлении OTC скважин применяются следующие подходы к реализации методики расчета: численно-аналитический и численный.

При реализации численно-аналитического метода часть расчетов проводится с помощью численных методов, а часть — с помощью формул механики деформируемого твердого тела. Предполагается следующий порядок действий:

1. Создается прямолинейная конечно-элементная модель скважины на основе стержневых элементов с возможностью учета сечения или оболочечных элементов.

2. К модели прикладываются нагрузки и граничные условия в виде перемещений (изгиб по результатам инклинометрии), внешнего и внутреннего давления, собственного веса и рассчитывается напряженно-деформированное состояние (НДС) модели.

3. По результатам дефектоскопии определяются дефектные участки и оценивается вид и размер дефектов, подбираются модельные дефекты стандартных типов для использования в дальнейших расчетах.

4. На основе полученных данных проводится расчет дефектных участков с использованием формул механики деформируемого твердого тела. Определяются максимальные напряжения в области дефектов. Если максимальные напряжения не превышают допустимых пределов, оценивается срок эксплуатации дефектного участка исходя из времени коррозии металла до состояния, при котором напряжения превысят допустимые значения.

При реализации численного метода практически все расчеты выполняются численно с использованием дискретных методов (метода конечных элементов).

1-3. Первые три пункта полностью повторяют соответствующие пункты предыдущего метода.

4. На основе полученных данных создаются расчетные модели дефектных участков труб с использованием трехмерных твердотельных элементов. Прикладываются граничные условия и нагрузки, обеспечивающие воспроизведение состояния участка трубы по результатам расчета п. 2. Напряжения в теле стенки трубы определяются в результате численного расчета. Если максимальные напряжения не превышают допустимых пределов, оценивается срок эксплуатации дефектного участка исходя из времени коррозии металла до состояния, при котором напряжения превысят допустимые значения.

Аналогичным образом проводится оценка состояния муфтовых соединений.

С учетом того, что для расчета используются типовые формы дефекта, возможно применение предварительно просчитанной базы данных по дефектам разных типов. Вместо расчета моделей под каждый дефект можно подбирать подходящий расчетный случай в базе данных и использовать готовые значения.

Такой метод допускает ручное создание и расчет моделей со сложными дефектами, которые при моделировании невозможны заменить дефектами стандартной формы.

Расчет срока безопасной эксплуатации скважины

Расчет НДС эксплуатационной колонны скважины выполняется с использованием технологии моделирования нагрузок колонны в системе ANSYS методом конечных элементов трубы. При этом возможен учет различных факторов, действующих на колонну, в том числе: пространственного расположения ко-

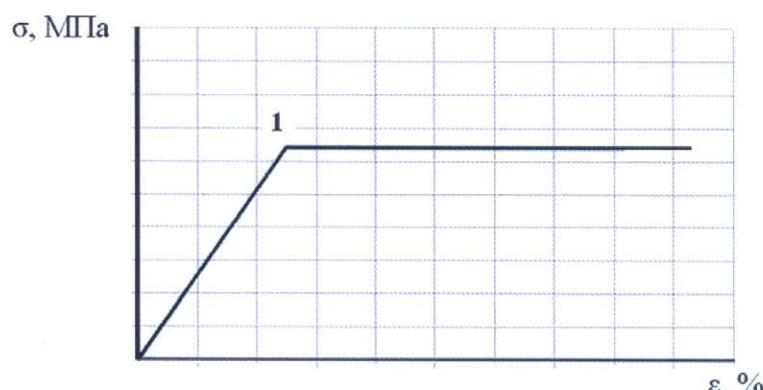


РИС. 1. БИЛИНЕЙНАЯ МОДЕЛЬ ПОВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛА. ТОЧКА 1: $\sigma = R_{YN}$, $\epsilon = R_{YN}/E$

лонны; диаметра, толщины стенки и материала труб; характеристик грунта; наличия и состояния цементирования; наличия и расположения центраторов и т. п.

Исходными данными для построения модели трубы и расчета НДС ее стенки с использованием результатов инклинометрии являются следующие параметры:

- фактическая длина трубы;
- фактическая глубина на уровне низа трубы;
- фактический диаметр трубы;
- фактическая толщина стенки;
- плотность продукта, используемого в скважине;
- год ввода скважины в эксплуатацию.

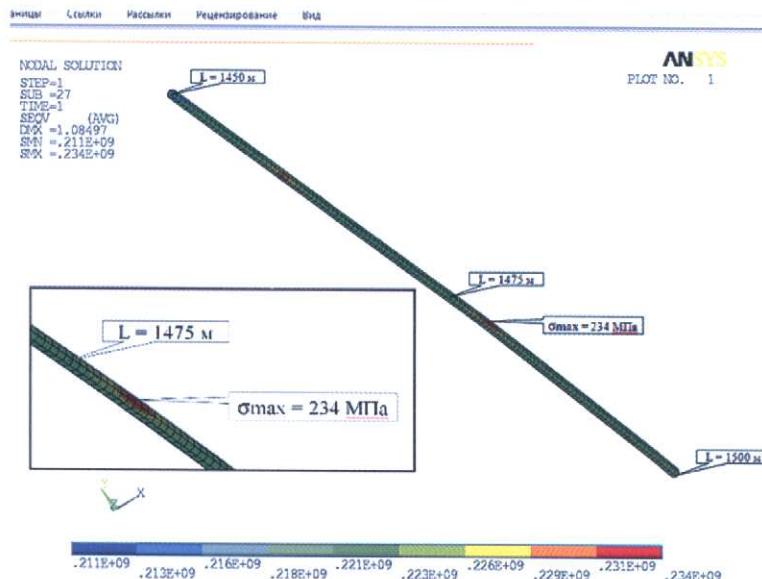
Для построения конечно-элементной модели и расчета НДС трубы эксплуатационной колонны скважины учитываются следующие параметры инклинометрии:

- номер точки измерения;
- длина вдоль трубы;
- смещение в горизонтальной плоскости по оси X;
- смещение в горизонтальной плоскости по оси Y;
- глубина на уровне точки измерения.

Сведения о геологическом разрезе принимаются по данным инженерно-геологического обследования или проектной документации.

Расчет НДС трубы эксплуатационной колонны скважины производится с целью определения действующих напряжений в зоне дефектов и включает в себя создание математической модели конструкции — построение геометрической модели трубы; задание типа конечных элементов и построение конечно-элементной модели; создание модели материала и прило-

РИС. 2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛЕЙ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ТРУБЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ СКВАЖИНЫ. ИСКРИВЛЕНИЕ ТРУБЫ СООТВЕТСТВУЕТ РЕЗУЛЬТАТАМ ИНКЛИНОМЕТРИИ



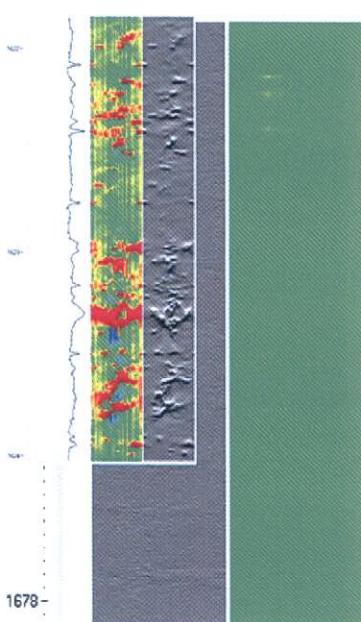


РИС. 3. ОТДЕЛЬНАЯ ЯЗВА

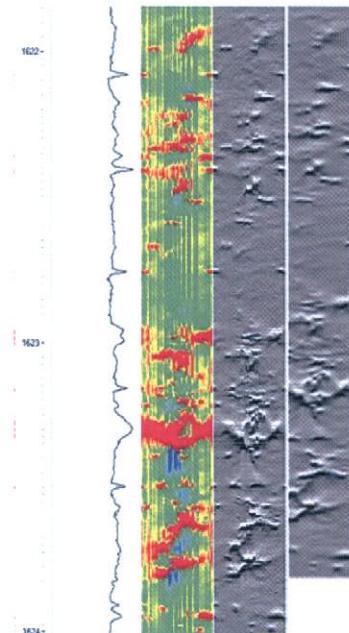


РИС. 4. ЦЕПОЧКА ЯЗВ

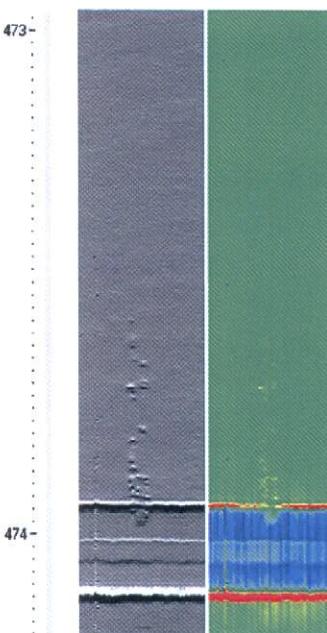


РИС. 5. ЯЗВЫ В ПРИМУФТОВОЙ ЗОНЕ

жение нагрузок на модель трубы.

Численное решение системы уравнений, описывающих модель и поведение конструкции, выполняется с использованием внутренних алгоритмов программного комплекса ANSYS. Построение геометрической модели трубы эксплуатационной колонны скважины выполняется согласно исходным данным.

Для моделирования трубы эксплуатационной колонны скважины применен конечный элемент PIPE288 длиной 0,50 м, использующийся для расчета моделей труб с малой и умеренной толщиной: соот-

ношение диаметра трубы к толщине должно быть не менее 10 (20,8 для рассчитываемой скважины). Модель материала (стали) принимается как для идеального упруго-пластического материала по билинейному закону в соответствии с рис. 1.

Для стали группы прочности Д по ГОСТ 632-80 при расчете используются следующие параметры:

- предел текучести $R_{yt} = 373$ МПа;
- модуль Юнга $E = 2 \cdot 10^5$ (10 в степени 5) МПа;
- коэффициент Пуассона $\mu = 0,28$.

К модели трубы прикладываются сле-

дующие нагрузки и закрепления:

- нагрузка от веса металла трубы ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$);
- внутреннее гидростатическое давление продукта, используемого в скважине;
- внешнее давление от воздействия пород;
- смещение трубы эксплуатационной колонны скважины в горизонтальной плоскости (по результатам инклинометрии);
- жесткое закрепление по верхней кромке трубы.

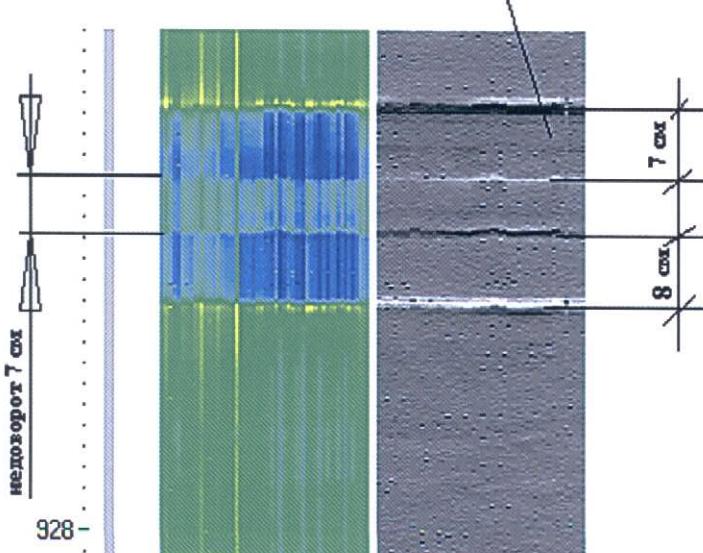
В результате расчета НДС получаются распределения полей эквивалентных напряжений в трубе эксплуатационной колонны. Пример модели ЭКС, полученной по результатам расчетов в виде распределения эквивалентных напряжений в элементе эксплуатационной колонны в интервале 1650-1850 м с дефектами стенки эксплуатационной колонны, приведен на рис. 2.

Расчет срока безопасной эксплуатации скважины с дефектами

Расчет срока безопасной эксплуатации дефектного участка элемента эксплуатационной колонны выполняется по условию достижения предельной прочности и пластичности в вершине дефекта (условия сохранения целостности колонны). Напряжения в зоне дефекта определяются с учетом данных о напряженно-деформированном состоянии эксплуатационной колонны, полученных при моделиро-

РИС. 6. НЕДОВОРОТ МУФТЫ

Резьба



вании. Минимально допустимая остаточная толщина стенки в зоне дефекта определяется численно по формулам механики разрушения. Допустимый срок эксплуатации участка колонны с дефектом устанавливается как период времени, за который глубина дефекта достигнет предельной величины за счет коррозии.

Скорость коррозии трубы ЭКС определяется как отношение разницы между проектной и минимальной толщиной трубы, определенной при диагностике к сроку эксплуатации скважины.

С помощью описанных выше алгоритмов определяются сроки безопасной эксплуатации для каждого элемента конструкции с дефектами (T_i). Срок безопасной эксплуатации конструкции с дефектами определяется как минимальное значение T_i для конструкции, срок безопасной эксплуатации скважины в целом — как минимальное значение сроков безопасной эксплуатации конструкций ЭКС. Далее назначается срок эксплуатации скважины в годах, для которого определяется перечень конструкций, подлежащих ремонту для обеспечения безопасной эксплуатации в течение этого срока, и срок проведения очередного обследования (диагностики) скважины.

Техническое состояние муфтового соединения также учитывается в расчетах в соответствии с действующей в России нормативной документацией [8]. При этом введена следующая градация состояний муфтового соединения:

- нормативное — недоворот труб в муфтовом соединении не превышает 30 мм;
- ненормативное — недоворот труб в муфтовом соединении превышает 30 мм;
- допустимое — эксплуатация допускается без ограничений, срок эксплуатации — до следующего обследования;

— недопустимое — требуется изменение условий эксплуатации или ремонт.

1034 —



РИС. 7. МЕХАНИЧЕСКОЕ ПОВРЕЖДЕНИЕ

скважины без проведения ремонта.

Ранжирование дефектов по срокам устранения позволяет владельцу скважин определять сроки, объемы и методы ремонта. Внедрение планово-предупредительных ремонтов позволит владельцу скважин исключить снижение добычи за счет негерметичности ЭКС, снизить затраты на КРС за счет получения достоверной информации о дефектах, а также улучшить экологическую составляющую эксплуатации скважин. Рекомендуемая на основании результатов повторных обследований ЭКС периодичность обследования скважин — раз в 4 года.

В заключение отметим, что получение данных о сроке безопасной эксплуатации позволяет в соответствии с действующими методиками осуществлять оценку стоимости скважины.

Список литературы:

1. Филатов С., Захарченко Н. Стоимость скважин глубокого бурения: развитие методического инструментария // Нефтегазовая вертикаль. 2012. №5. С. 54.
2. Патент РФ №2382357. Интроскоп магнитный скважинный / авт.: Абакумов А. А., Ибрагимов Н. Г., Фадеев В. Г. и др. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений 20.02.2010.
3. Абакумов А. А., Абакумов А. А. (мл.), Фадеев В. Г., Федотов Г. А., Баженов В. В., Лифантьев В. А., Мухамадиев Р. С., Даутов Ф. И., Долгих С. А. Технология магнитной интроскопии для дефектоскопического обследования эксплуатационных колонн скважин // Материалы V Российско-Китайского симпозиума по промысловой геофизике: сб. тезисов докладов.
4. Сулайманов М. А., Исламгулов В. И., Галеев Р. Р. Аппаратурно-методический комплекс АМК-2000 сканирующего типа для контроля качества цементирования скважин // Материалы VI Российско-Китайского симпозиума по промысловой геофизике: сб. тезисов докладов. — С. 17.
5. Могильнер 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]. 2009. №3 (15), Сентябрь. — С. 28-31.
6. Могильнер Л. Ю., Абакумов А. А. (мл.), Семин Е. Е. Оценка технического состояния и расчет срока безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин с применением технологии скважинной магнитной интроскопии // Картотажник.
7. Абакумов А. А. (мл.), Могильнер Л. Ю., Семин Е. Е. Оценка технического состояния нефтяных и газовых скважин с применением технологии скважинной магнитной интроскопии // Материалы VI Российско-Китайского симпозиума по промысловой геофизике: сб. тезисов докладов. — С. 88.
8. ГОСТ Р 51906-2002. Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов и резьбовые калибра для них. Общие технические требования.