

ОПЫТ ОЦЕНКИ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА  
ОСНОВЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ  
И ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА

*Абакумов А.А. (ЗАО «Центр диагностики трубопроводов «ИНТРОСКО», г. Москва, Россия),  
Лаптев В.В., Сулейманов М.А. (ОАО «НПФ «Геофизика», г. Уфа, Россия),  
Абакумов А.А. (мл.), Могильнер Л.Ю. (ООО «ИНТРОН ПЛЮС», г. Москва, Россия)*

**Аннотация.** Разработана и апробирована технология оценки технического состояния (OTC) нефтяных и газовых скважин на основе применения магнитной интроскопии эксплуатационных колонн и цементометрии. Рассмотрены результаты выполнения оценки технического состояния скважин. Приведены требования к объему данных, необходимых для OTC, порядку выполнения OTC скважин. Показана возможность использования технологии OTC скважин при перспективном планировании капитального ремонта скважин (КРС).

### 1. Введение.

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 нефтяных и газовых 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 безопасной эксплуатации скважины.

### 2. Общие подходы к OTC скважин.

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 исключить коррозию элементов конструкции скважин. Наибольшее воздействие указанные причины оказывают на эксплуатационные колонны скважин (ЭКС).

В последние годы для определения состояния ЭКС и заколонного пространства разработаны, апробированы более чем на пятистах скважинах и успешно применяются магнитные интроскопы [2, 3], в том числе, в сочетании с цементомерами [4]. Высокая разрешающая способность и достоверность данных, получаемых приборами, позволяет определить 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]. Начиная с 2008 г. в течение 4-х лет в качестве опытно-промышленной апробации выполнена OTC более пятидесяти скважин на объектах ТНК BP, НК «Славнефть», нефтяных скважин

Татарстана и Башкортостана. Также проведены пробные расчеты по данным двухсот скважин, обследованных ранее.

OTC скважин выполняется после проведения магнитной интроскопии и цементометрии и включает в себя этапы, указанные на рис. 1, в том числе определение напряженно-деформированного состояния (НДС) эксплуатационной колонны.



*Рис. 1. Структура ОТС скважин*

### 3. Расчет срока безопасной эксплуатации скважины.

Расчет НДС эксплуатационной колонны скважины осуществляется с использованием технологии моделирования нагрузок колонны в системе ANSYS методом конечных элементов трубы. При этом возможен учет различных факторов, воздействующих на колонну, в том числе:

1. Пространственного расположения колонны
2. Диаметра, толщины стенки и материала трубы
3. Характеристик грунта
4. Наличия и состояния цементирования
5. Наличия и расположения центраторов и т.п.

Для оценки НДС эксплуатационной колонны учитываются: проектная информация, данные инклинометрии, стратиграфическая колонка, показания магнитной интроскопии по определению наличия и местоположения центраторов, а также результаты исследования цементного камня.

#### 3.1. Исходные данные для моделирования и расчета НДС трубы эксплуатационной колонны скважины.

Исходные данные для построения модели трубы и расчета НДС ее стенки с использованием результатов инклинометрии:

- 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:

- № 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 пластах, геологический разрез принимаются по данным инженерно-геологического обследования или данным, указанным в проектной документации. Пример представления данных приведен в табл. 1.

**Таблица 1**

Название пород	Мощность пласта		Плотность пород, кг/м <sup>3</sup>
	от, м	до, м	
Пески, супеси, суглинки, глины	0	350	1909,4
Глины	350	1030	2142,2
Глины, песчаники, алевролиты, аргиллиты	1030	2700	2495,7

На рис. 2 приведен пример выделения в скважине интервалов с дефектами цементирования контактного, контактно-объемного и объемного типа. Условное обозначение состояния цементного кольца и качества изоляции заколонного пространства по данным комплекса сканирующей акустической и гамма-гамма цементометрии приведено в табл. 2.

**Таблица 2**

Цветовая карта состояния цементного кольца	Характеристика цементного кольца	Качество изоляции заколонного пространства и его цветовое изображение
1	2	3
	Бездефектное цементное кольцо	хорошее
	Бездефектное цементное кольцо при неопределенном контакте с породой	удовлетворительное
	Цементное кольцо с вертикальным микроканалом на границе с колонной	пониженное
	Цементное кольцо с зазором на границе с колонной от 30 до 60 мкм	пониженное
	Цементное кольцо при отсутствии контакта с колонной (раскрытость микрозазора ≥60 мкм)	низкое
	Цементное кольцо с вертикальным каналом контактно-	низкое

Цветовая карта состояния цементного кольца	Характеристика цементного кольца	Качество изоляции зазолонного пространства и его цветовое изображение
1	2	3
	объемного типа	
	Цементное кольцо с вертикальным каналом объемного типа	плохое
	Отсутствие цементного кольца	отсутствует

В приведенном примере в скважине выделяются интервалы с вертикальным микроканалом на границе цемент-колонна (1137,5-1142 м, 1145-1153 м), с кольцевыми микрозазорами на границе цемент-колонна (153-1155 м, 1155,5-1156 м, 1160-1161,5 м), с контактно-объемными дефектами (1170,5-1173 м, 1174-1178,5 м). Объемные дефекты представляют собой вертикальные каналы в цементном камне и характеризуются одновременным снижением плотности цементного камня (1,5 г/см<sup>3</sup>) и отсутствием сцепления в секторе раскрытостью (45-90°).

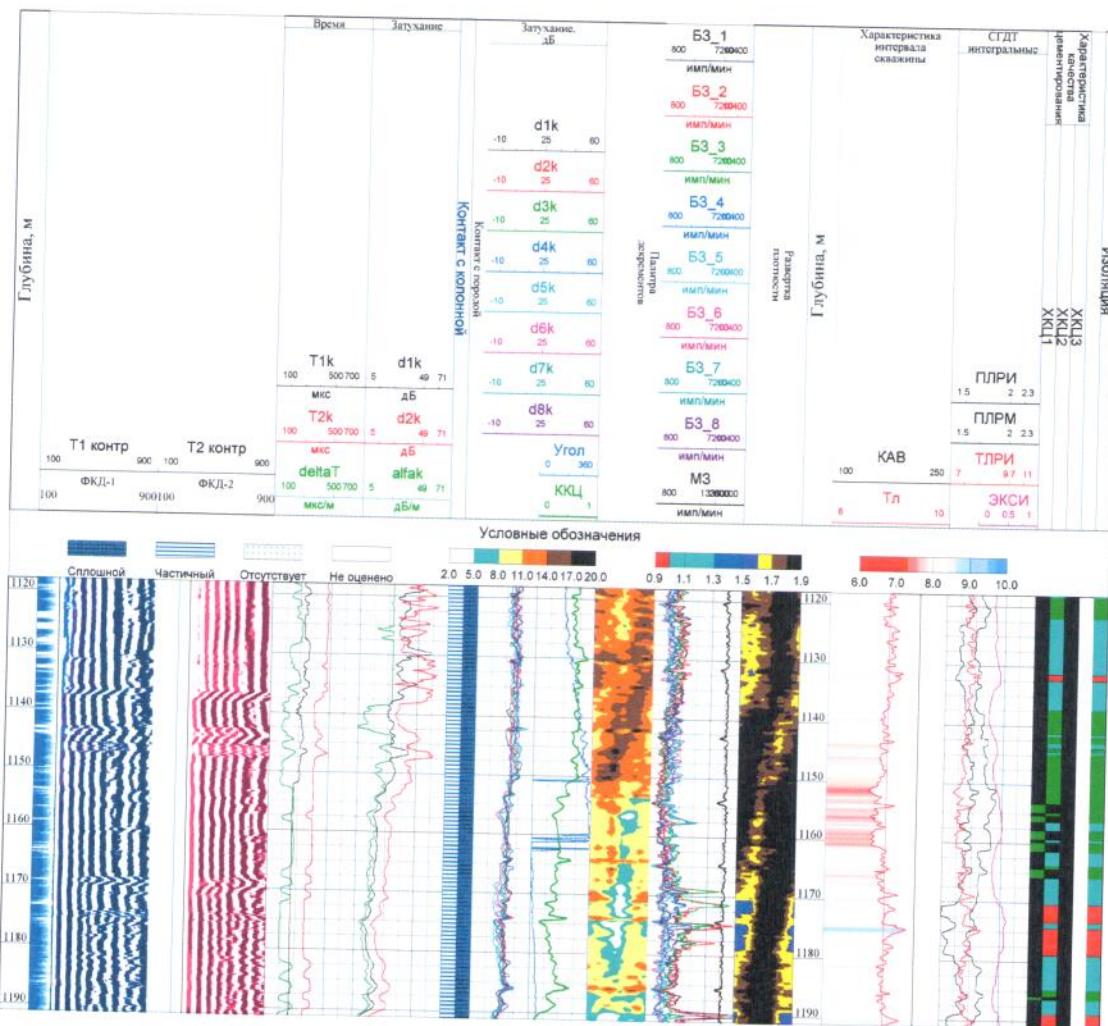


Рис. 2. Пример выделения в скважине дефектов цементирования контактного, контактно-объемного и объемного типа

### 3.2. Расчет НДС.

Расчет НДС трубы эксплуатационной колонны скважины производится с целью определения действующих напряжений в зоне дефектов. Расчет НДС трубы с использованием ANSYS включает следующие этапы:

Создание математической модели конструкции:

- построение геометрической модели трубы;
- задание типа конечных элементов и построение конечно-элементной модели;
- создание модели материала;
- приложение 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 – соотношение диаметра трубы к толщине должно быть не менее 10 (20,8 для рассчитываемой скважины). При расчете НДС трубы модель материала (стали) принимается как для идеального упруго-пластического материала по билинейному закону в соответствии с рис. 3.

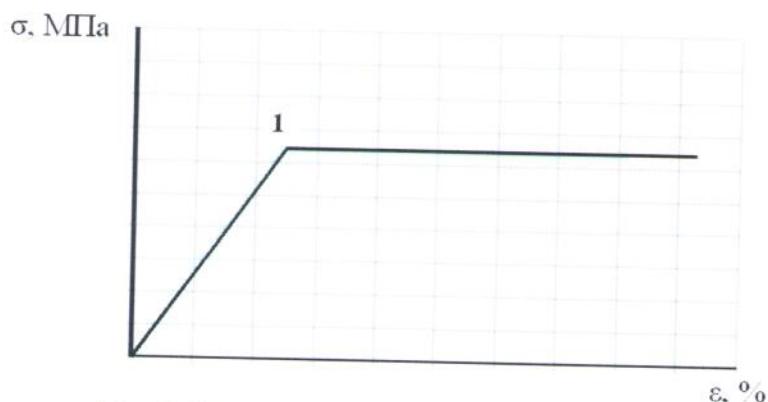


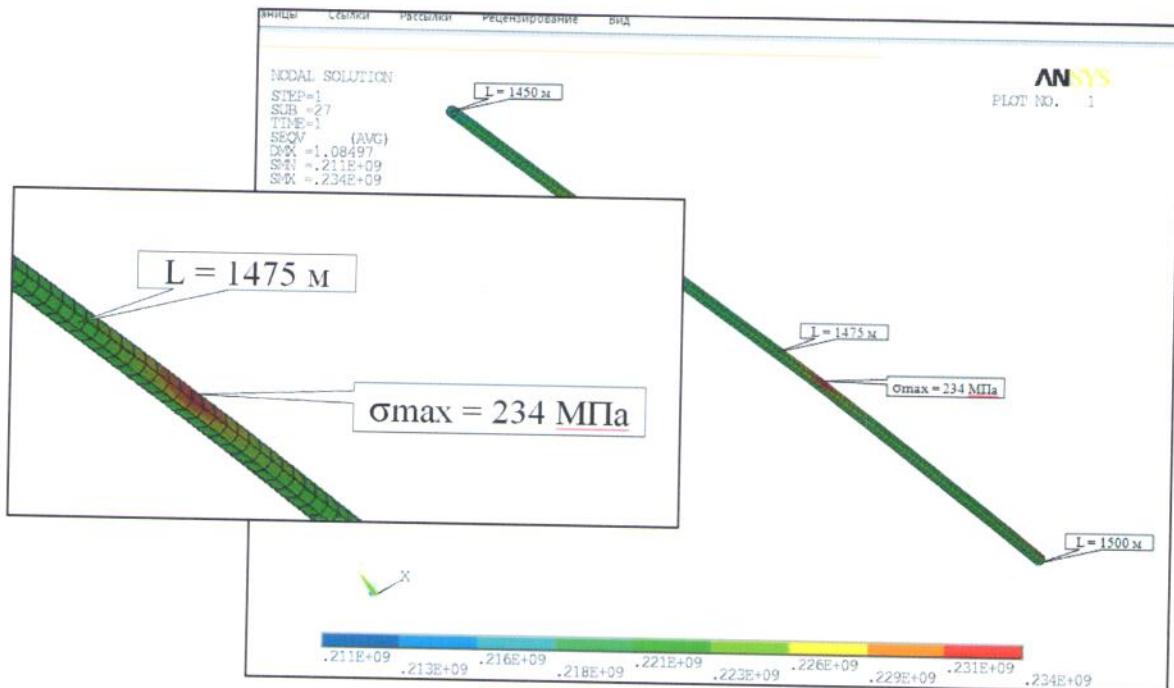
Рис. 3. Билинейная модель поведения материала.  
Точка 1:  $\sigma = R_{yn}$ ,  $\varepsilon = R_{yn}/E$

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

- предел текучести  $R_{yn} = 373$  МПа;
- модуль Юнга  $E = 2 \cdot 105$  МПа;
- коэффициент Пуассона  $\mu = 0,28$ .
- К модели трубы прикладываются следующие нагрузки и закрепления:
  - нагрузка от веса металла трубы ( $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>);
  - 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 скважины. 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. 4.



*Рис. 4. Распределение полей эквивалентных напряжений в трубе эксплуатационной колонны скважины. Искривление трубы соответствует результатам инклинометрии*

### 3.3. 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 моделировании. 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.

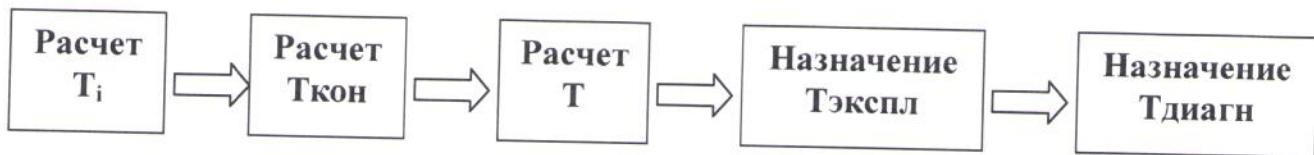
Скорость коррозии трубы ЭКС, определяется с учетом применяемых ингибиторов коррозии и используемой системы ЭХЗ по формуле:

$$V_{\text{корр}} = \frac{t - t_0}{T_i}, \quad (1)$$

где  $t_0$  — минимальная толщина трубы, определенная при диагностике;

$t$  — проектная толщина трубы;

$T_i$  — срок между вводом в эксплуатацию скважины и датой проведения обследования.



**Рис. 5. Алгоритм назначения срока безопасной эксплуатации ЭКС с дефектами.**

$T_i$  - срок безопасной эксплуатации элемента, конструкции с дефектом номер  $i$ ;

$T_{\text{кон}}$  - срок безопасной эксплуатации конструкции с дефектами как минимальное значение  $T_i$  для конструкции;

$T$  - срок безопасной эксплуатации скважины в целом как минимальное значение  $T_{\text{кон}}$  для ЭКС;

$T_{\text{экспл}}$  - срок эксплуатации скважины в годах (1, 2, 3, 4), для которого определяется перечень конструкций, подлежащих ремонту для обеспечения безопасной эксплуатации в течение этого срока;

$T_{\text{диагн}}$  - срок проведения очередного обследования (диагностики)

Алгоритм назначения срока безопасной эксплуатации ЭКС с дефектами по результатам обследования (диагностирования) приведен на рис. 5.

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 более 30мм;
- ненормативное – недоворот труб в муфтовом соединении более 30 мм.
- допустимое – эксплуатация допускается без ограничений, срок эксплуатации – до следующего обследования;
- недопустимое – требуется изменение условий эксплуатации или ремонт.

### 3.4. Результаты оценки технического состояния скважин.

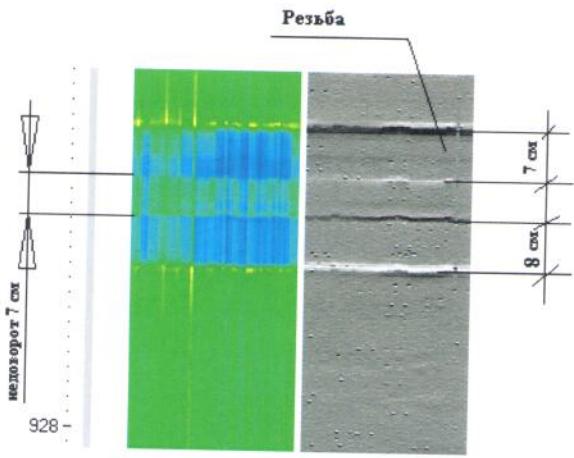
Проведенный по результатам диагностики скважин анализ дефектов показывает, что наиболее часто встречаются дефекты коррозионного происхождения (порядка 70 % от общего числа дефектов), представляющие из себя отдельные язвы (рис. 6) или цепочки язв (рис. 7). Наиболее опасны язвы, расположенные по окружности колонны и в зоне муфтовых соединений (рис. 8).

Другим типичным дефектом является недоворот труб эксплуатационной колонны (рис. 9), который под действием напряжений от изгиба ЭКС и ее веса может привести к ее разгерметизации.

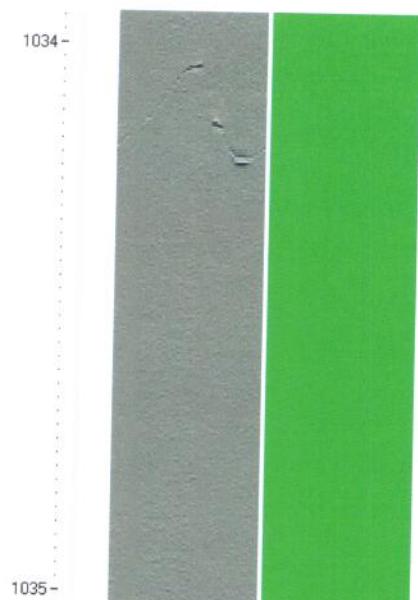
Третьим из наиболее часто обнаруживаемых дефектов является механическое повреждение (рис. 10), возникающее при опускании в ЭКС насосно-компрессорных труб, проведении диагностики или КРС. При определении срока эксплуатации ЭКС с данным типом дефекта принимается во внимание характер дефекта и расчет ведется с учетом возникающих микротрецин в вершине дефекта.

При определении срока эксплуатации ЭКС с данным типом дефекта принимается во внимание характер дефекта и расчет ведется с учетом возникающих микротрецин в вершине дефекта.

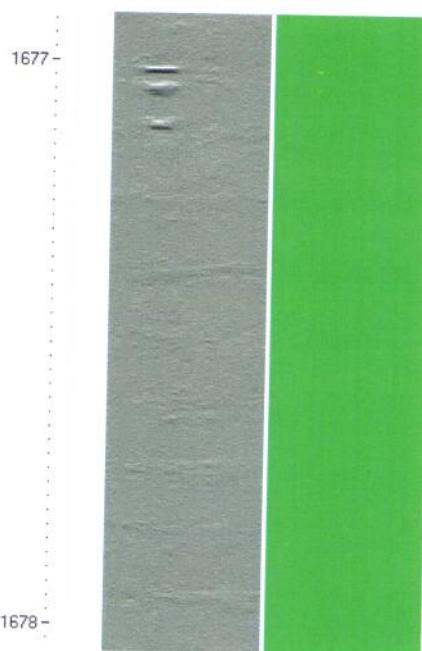
Согласно полученным при опытно-промышленной апробации технология ОТС в среднем на 1 километр ЭКС обнаруживается 10-20 коррозионных дефекта, 5-7 недоворотов муфт и 0,2-0,3 механических повреждения. При этом по результатам ОТС только 1-2 дефекта признается недопустимым и требуется их устранение для продолжения эксплуатации скважины на штатных режимах. Для остальных дефектов указывается срок, в течение которого герметичность ЭКС не будет нарушена. В течение этого срока допускается продолжение эксплуатации скважины без выполнения ремонта ЭКС.



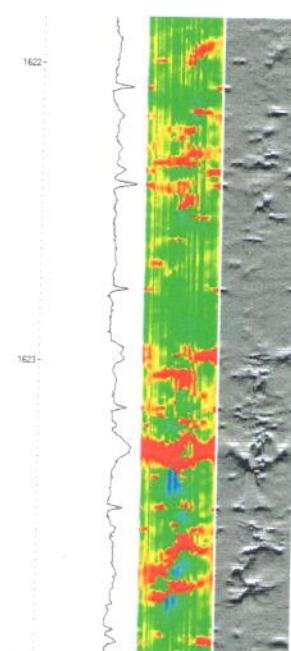
*Рис. 9. Недоворот муфты*



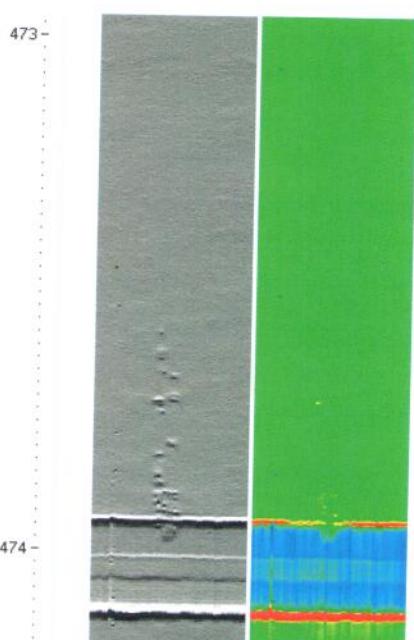
*Рис. 10. Механическое повреждение*



*Рис. 6. Отдельная язва*



*Рис. 7. Цепочка язв*



*Рис. 8. Язвы в примуфтовой зоне*

Ранжирование дефектов по срокам устранения позволяет владельцу скважин планировать КРС, в том числе определять сроки, объемы и методы КРС на основе полной информации, указываемой в заключении по ОТС. В настоящее время предлагается проведение краткосрочного и среднесрочного планирования. Рекомендуемая на основании результатов повторных обследований ЭКС периодичность обследования скважин – один раз в четыре года.

Получение данных о сроке безопасной эксплуатации позволяет в соответствии с действующими методиками осуществлять оценку стоимости скважины.

### **Выводы:**

1. За 4 года опытно-промышленной эксплуатации технология ОТС доказала свою работоспособность и целесообразность применения для определения срока эксплуатации эксплуатационных колонн скважин.
2. Благодаря внедрению технологии ОТС владелец скважины получает возможность заблаговременно назначать срок планово-предупредительного ремонта ЭКС. При этом устраняется ремонт «по факту», необходимость которого возникает случайным образом при падении добычи за счет сквозного повреждения ЭКС.
3. Внедрение планово-предупредительных ремонтов позволит владельцу скважин исключить снижение добычи за счет не герметичности ЭКС, разработать краткосрочные и среднесрочные планы ремонта, снизить затраты на КРС за счет получения достоверной информации о дефектах, а также улучшить экологическую составляющую эксплуатации скважин.
4. Информация о сроке безопасной эксплуатации позволяет осуществлять оценку стоимости нефтяных и газовых скважин при определении обоснованной стоимости нефтегазовых активов, в том числе государственных.

### **Заключение.**

Технология ОТС скважин успешно прошла период апробации и может быть использована нефте- и газодобывающими компаниями. Отраслевые регламенты и руководящие документы компаний по применению данной технологии могут быть разработаны в короткие сроки.

### ***Список использованных источников***

1. С. Филатов, Н. Захарченко Стоимость скважин глубокого бурения: развитие методического инструментария, - Нефтегазовая вертикаль, №5, 2012 г., с.54.
2. Патент РФ №2382357 Интроскоп магнитный скважинный Авторы: А.А. Абакумов (мл.), Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев и др. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений 20.02.2010 г.
3. А.А. Абакумов, А.А. Абакумов (мл.), В.Г. Фадеев, Г.А. Федотов, В.В. Баженов, В.А. Лифантьев, Р.С. Мухамадиев, Ф.И. Даутов, С.А. Долгих Технология магнитной интроскопии для дефектоскопического обследования эксплуатационных колонн скважин, - Материалы V Российско-китайского симпозиума по промысловой геофизике, сборник тезисов докладов.
4. Сулейманов 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, сборник 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], №3 (15), сентябрь 2009 г, стр. 28 – 31.
6. Л.Ю. Могильнер, А.А. Абакумов (мл.), Е.Е. Семин Оценка технического состояния и расчет срока безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин с применением технологии скважинной магнитной интроскопии, Каротажник
7. А.А. Абакумов (мл.), Л.Ю. Могильнер, Е.Е. Семин Оценка технического состояния нефтяных и газовых скважин с применением технологии скважинной магнитной интроскопии,

Материалы VI Российско-китайского симпозиума по промысловой геофизике, сборник тезисов докладов, с. 88.

8. ГОСТ Р 51906-2002 Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов и резьбовые калибры для них. общие технические требования. Таблица 2.

## EXPERIENCE IN EVALUATION PERIOD OF THE SAFE OPERATION OF OIL AND GAS WELLS ON THE BASIS OF DIAGNOSING THE PRODUCTION CASING AND THE CASING ANNULUS

*A. Abakumov (Center of pipelines diagnostic "INTROSCO", Moscow),  
V.Laptev, M.Suleymanov ("NPF GEOFIZIKA", Ufa), A .Abakumov (J), L.Mogilner ("INTRON PLUS", Moscow)*

**Abstract.** The authors have developed a technology assessment of technical condition (ATC) of the oil and gas wells. The basis of the technology is the use of magnetic introscopy of production casing and cement bond logging of wells. The publication presents the results of evaluation of technical condition of wells. Furthermore the requirements to the volume of data and determine the order of the period safe operation of the wells. Calculation of the period safe operation of wells is necessary for planning and evaluation of repair cost wells.

### 1. Introduction.

Currently, the Russian Federation, an important task for sale (sale, lease, transfer of control and so on) mining property is the definition of the reasonable cost of oil and gas assets, including government. An important role is given to the valuation of oil and gas wells, as mining and other purposes (exploration, prospecting, etc.). On this issue, a number of techniques [1] has developed, based on the use of costly and the income approach. At the same time one of the most important elements in assessing the value of the well is to predict the period of safe operation of the well.

### 2. Common approaches to the ATC of the oil and gas wells

Exploitation of oil and gas wells by the combined action of unfavorable external factors: temperature, vibration, pressure, corrosive environment and mechanical strength to the column. An inhibitor or electrochemical protection is used to prevent the corrosion, but it cannot exclude the corrosive elements of the construction of wells. The greatest impact of these causes *has on* the performance of the production casing (PC).

In recent years, magnetic introsopes [2, 3], also including in conjunction with cement bond log sonde [4], were developed, tested with more than five hundred wells and successfully applied to determine the PC state and the space behind the casing. High resolution and accuracy of the data obtained by instruments help to determine the linear dimensions, to assess the depth of the defect state of the PC and cement. In addition, the coordinates of the defect in wells of any depth (depth and location on the perimeter of the pipe) are determined with an accuracy up to 1 cm

In 2008 a method of assessing the technical condition (ATC) and calculating the period of safe operation of oil wells [5-7] was developed. It uses to determine the capacity and life of the wells. Since 2008, ATC more then fifty wells have been performed as an experimental-industrial testing. There were sites like TNK-BP, NC "Slavneft" oil wells in Tatarstan and Bashkortostan. Also test calculations based on the two hundred wells studied previously were carried out.

ATC is performed after a magnetic imaging and cement bond logging. It comprises the steps shown in Fig. 1 including the determination of the stress-strain state (SSS) of the production casing.

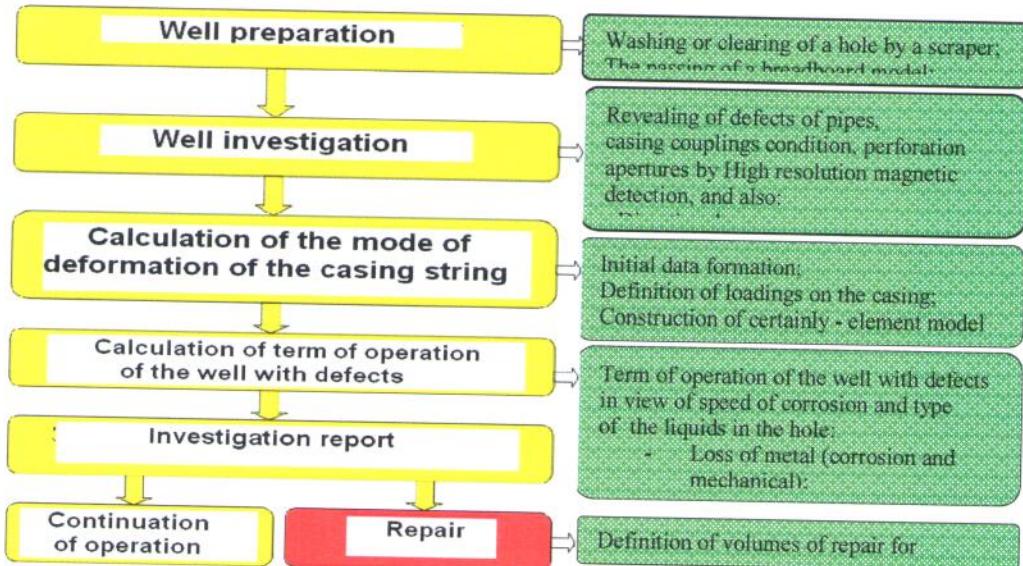


Fig. 1. ATC method

### 3. Calculation of the term safe operation of the well.

Calculation of SSS production casing wells is carried out using simulation technology column loads in the system ANSYS finite element tube. At the same time there are a lot of different factors affecting the column, including:

1. Spatial arrangement of the columns
2. Diameter, wall thickness and pipe material
3. Characteristics of the soil
4. Availability and condition of cement
5. The presence and location of centralizers, etc.

Design, data deviation survey, stratigraphic column, the testimony of a magnetic imaging for the detection and location of centralizers, and the results of studies of cement paste taken into account when assessing the production casing SSS.

#### 3.1. Input data for modeling and calculation of pipe SSS of a production casing wells

Input data for model construction and the pipe wall of calculating SSS using the results of deviation survey:

- The actual length of pipe
- The actual depth at the bottom of the tube
- The actual diameter of the pipe
- The actual wall thickness
- The density of the product used in the well
- Year of entry wells in operation

Parameters taking into account to construct a finite element model and calculation of pipe production casing SSS:

- № measuring point
- The length along the tube
- The shift in the horizontal plane along the X axis
- The shift in the horizontal plane along the Y axis
- Depth at point of measurement

Information about the seams, geological cross-section is taken according to the engineering-geological surveys or data specified in the project documentation. An example of the data presented in Table 1.

Table 1

The name of the reservoir rock	Rock power, m		Density of the rock, kg/m <sup>3</sup>
	on	To	
Sand, sandy loam, loam, clay	0	350	1909,4
Clay	350	1030	2142,2
Clays, sandstones, siltstones, mudstones	1030	2700	2495,7

Fig. 2 shows an example of selection spacing with defects in the well in cement contact, contact-bulk and bulk-type. Symbol status and quality of the cement sheath insulation casing annulus according to the complex scanning and acoustic cement bond logging gamma-gamma is given in Tabl. 2.

The color map of the state of the cement ring	Characteristic of a cement quality	Sheath insulation casing annulus and the color image
1	2	3
	Defect-free cement ring	Good
	Defect-free cement ring with indeterminate contact with the rock satisfactory	satisfactory
	Cement ring with a vertical microchannel on the border of a column	Reduced
	Cement ring with a gap at the boundary of the column from 30 to 60 mm	Lower
	Cement ring in the absence of contact with the column (openness microgap more, than 60 mm)	Low
	Cement ring with a vertical channel of contact-type three-dimensional	Low
	Cement ring with a vertical channel surround type	Low
	The absence of a ring of cement	is not

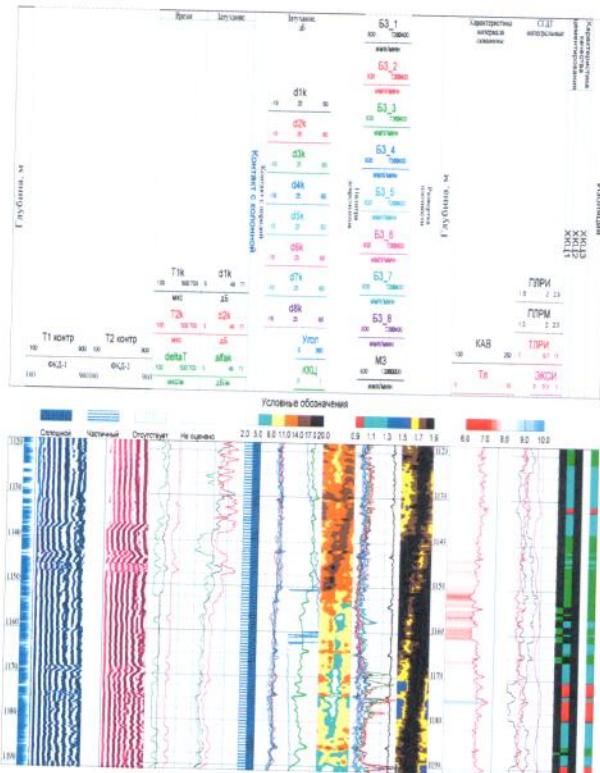


Fig. 2. An example of selection in the well spacing with defects in cement contact, contact-bulk and bulk-type

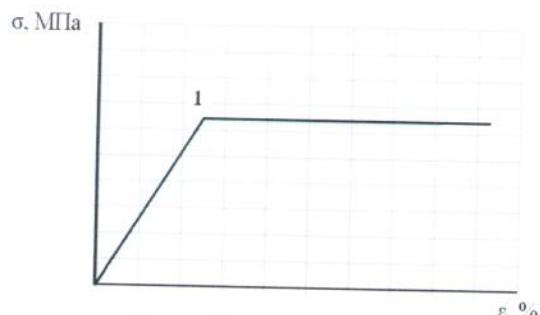


Fig. 3. Bilinear model of the material.  
Point 1:  $\sigma = R_{yn}$ ,  $\epsilon = R_{yn}/E$ .

In the example highlighted in the well spacing with vertical microchannel on the border of the cement column (1137,5-1142 m, 1145-1153 m), with ring microgap at the boundary of the cement column (153-1155 m 1155,5-1156 m 1160-1161,5 m), with a contact-volume defects (1170,5-1173 m 1174-1178,5 m). Volumetric defects are vertical channels in the cement stone and are characterized by

a simultaneous decrease in the density of cement ( $1.5 \text{ g/cm}^3$ ) and the lack of cohesion in the sector openness (45-90).

### 3.2. Calculation of SSS

Calculation of pipe production casing SSS uses to determine the operating stresses in the defect. Calculation of pipes SSS using ANSYS includes the following steps:

Creating a mathematical model of the design:

- construction of a geometric model pipe;
- the type of finite elements and the construction of finite-element model;
- creation of a model material;
- the application loads on the model of the pipe.

Numerical solution of equations describing the behavior of the model and the design is performed using internal algorithms software package ANSYS. Construction of a geometric model of the production casing tube wells is performed according to the source data.

To simulate the wells production casing tube used finite element PIPE288 length of 0.50 m, which is used to calculate the models of tubes with small to moderate thickness - the ratio of pipe diameter to thickness should be not less than 10 (20.8 calculated for the wells). In the calculation of SSS tube model of the material (steel) is taken as the ideal elastic-plastic material for the bilinear law, according to fig. 3.

For SSS calculating (the steel strength of the group D according to Russian safety rules (GOST 632-80)) may be used the following parameters:

- yield strength of 373 MPa  $\text{R}_{\text{y}} =$ ;
- young's modulus  $E = 2 \times 105 \text{ MPa}$ ;
- poisson's ratio  $\mu = 0.28$ .

Models are applied to the pipe and securing the load following:

- load is the weight of the metal tube ( $g = 9.81 \text{ m/s}^2$ );
- an internal hydrostatic pressure of the product used in the borehole;
- the external pressure from the effects of rock;
- the shift of production casing tube wells in the horizontal plane (the deviation survey results);
- rigidly fixed to the upper edge of the pipe.

The result obtained by calculating the SSS field distribution of equivalent stresses in the pipe production casing of the well. An example of a model pacemaker according to the results obtained by calculations in the form of distributions of equivalent stress in a production casing in the interval 1650 - 1850 m with a wall defects in the production casing is shown in Fig. 4.

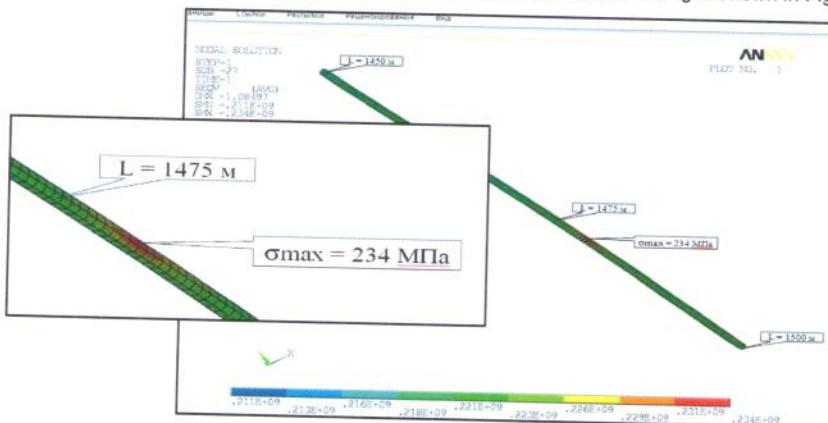


Fig. 4. An example of a model pacemaker

### 3.3. Calculation of the term safe operation of wells with defects.

Calculation of the term safe operation of the defective area element of the production string is performed by the condition to achieve maximum strength and plasticity at the top of the defect (conditions of preserving the integrity of the column). The stresses in the area of the defect are determined by the data on the stress-strain production casing state, obtained by simulation. The minimum allowable residual thickness in the area of the defect is determined numerically from the formulas of fracture mechanics. The valid period of operation of the column with the defect site is set as a period of time over which the depth of the defect reaches a limiting value due to corrosion.

The corrosion rate of pipe ECS is determined by taking into account the applicable corrosion inhibitors and cathodic protection system used by the formula:

$$V_{\text{kopp}} = \frac{t - t_0}{T_i}, \quad (1)$$

Where is  $t_0$  - the minimum thickness of the pipe as defined in the diagnosis;

$t$  - the design thickness of the pipe;

$T_i$  - the period between the commissioning of wells and date of the survey.

The algorithm of the term safe operation of the well with defects destination is shown in Figure 5.

The technical condition of fittings are also taken into account in the calculations in accordance with the regulatory documents existing in Russia [8]. At the same time introduced the following gradation of states fittings:

- Normative - intertube backlashes is not more than 30mm;
- non-normative - - intertube backlashes is more than 30 mm.
- valid - use is permitted without restrictions, period - until the next survey;
- invalid - need to change the conditions of operation or repair.

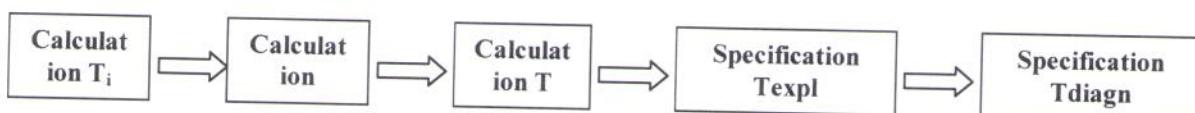


Fig. 5. Algorithm for calculating a safe operation period for the PC with a defects

$T_{\text{kon}}$  - term safe operation of structures with defects as a minimum value for the design of  $T_i$

$T$  - period of safe operation of the wells as a whole as the minimum value for the ECS  $T_{\text{kon}}$

$\text{Texpl}$  - the life of the well in years (1, 2, 3, 4), for which the list is determined by the structures be repaired to ensure safe operation during this period

$T_{\text{diagn}}$  - the term of the next examination (diagnosis)

### 3.4. The evaluation of technical condition of wells.

Analysis of the defects of wells held on the results of diagnostic shows that the most common defects of corrosion origin (about 70% of the total number of defects), which represent the individual ulcers (Fig. 6) or ulceration of the chain (Fig. 7). The most dangerous ulcers, located around the circumference of the PC and in the zone of pipe coupling (Fig. 8).

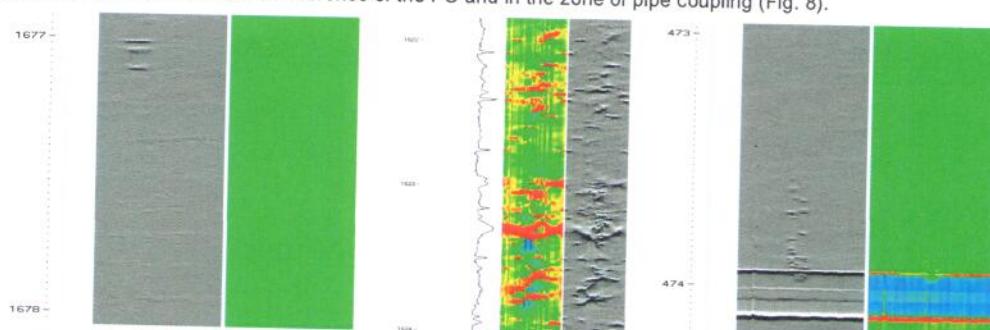


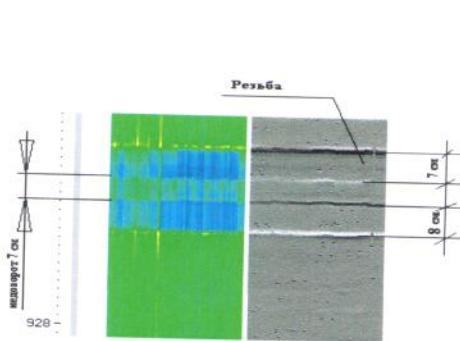
Fig. 6. Single corrosion damage

Fig. 7. Chain of corrosion damage

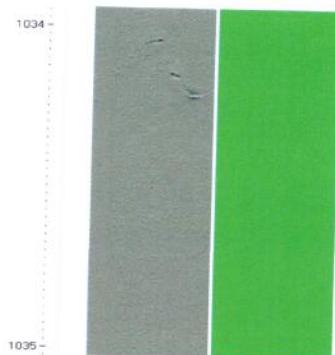
Fig. 8. Corrosion damage in the area of the coupling

Another typical defect is the intertube backlashes of the production casing (Fig. 9), which is under the influence of stress from bending and pacing of its weight can lead to its depressurization.

A third of the most frequently detected defect is mechanical damage (Fig. 10), which occurs when pump - compressor pipes are descent and ascent. In determining the life of the pacemaker with this type of defect is taken into account the nature of the defect and the calculation is taking into account the emerging cracks in the top of the defect.



**Fia. 9. Intertube backlashes**



**Fia. 10. Mecanical damage**

In determining the life of the pacemaker with this type of defect is taken into account the nature of the defect and the calculation is taking into account the emerging cracks in the top of the defect.

According to the obtained for pilot testing of ATC Technology by an average of 1 kilometer of PC detected 10-20 of corrosion defects, 5-7 the intertube backlashes and 0.2-0.3 mechanical damage. In this case the results of only 1-2 ATC defect as inadmissible and their removal is required for continued operation of the well at standard conditions. For the rest defects may be specified a period of time during which the PC will not seal is broken. During this period, the continuation operating the wells is allowed without repairs pacing.

Ranking of defects in terms of elimination allows the owner of well work over plan, including determining dates, amounts and methods of cattle on the basis of full information in the custody of ATC. Now we propose holding of short-and medium-term planning. Frequency of inspection wells recommended based on the results of repeated surveys of pacing - once every four years.

Obtaining data on the term allows for safe operation in accordance with existing procedures to assess the value of the well.

#### Conclusions:

1. During 4 years of experimental-industrial exploitation Technology ATC proved its efficiency and feasibility of application to determine the lifetime of the production casing of wells.
2. With the introduction of technology ATC owner of the well is able to advance to assign a term preventative maintenance ECS. This eliminates maintenance "in fact" the need for which arises randomly in the fall of production due to damage to the through ECS.
3. The introduction of regular preventive maintenance will allow the owner to exclude wells production decline is not due to leakage pacing, develop short-and medium-term plans for maintenance, reduce the cost of cattle at the expense of obtaining reliable information about the defects and improve the environmental component of the operation of wells.
4. Information about the safe operation of the term allows for the valuation of oil and gas wells in the determination of the reasonable cost of oil and gas assets, including government.

The technology has successfully passed the ATC wells during testing and can be used by oil and gas companies. Industry regulations and guidelines for the application of this technology can be developed in a short time.

#### Literature

1. S.Filatov, N.Zaharchenko cost of deep drilling of wells: the development of methodological tools - Oil and Gas Vertical, № 5, 2012, p.54.
2. RF Patent № 2382357 INTROSCOPE magnetic borehole Authors: A.A.Abakumov (Jr.), N.G.Ibragimov, V.G.Fadeev etc. Incorporated in the State Register of Inventions 20.02.2010
3. A.A.Abakumov, A.A.Abakumov (Jr.), V.G.Fadeev, G.A.Fedotov, V.V.Bazhenov, V.A.Lifantev, R.S.Muhamadiev, F.I.Dautov, S.A.Dolgih Imaging technology for magnetic flaw inspection of production casing of wells - Proceedings of V Russian-Chinese Symposium on Logging, a collection of abstracts.
4. M.A.Suleymanov, V.I.Islamgulov, R.R.Galeev Hardware-methodical complex AMC-2000 type scanning for quality control of well cementing - Proceedings of the VI Russian-Chinese Symposium on Logging, a collection of abstracts, p. 17.

5. L.Mogilner, A.Abakumov (Jr.), E.Semin Assessment of technical condition with the calculation of the term safe operation of oil and gas wells on the basis of magnetic imaging technology - Pipeline transportation [Theory and Practice], № 3 (15), September 2009, pages 28 - 31.
9. L.Mogilner, A.Abakumov (Jr.), E.Semin Assessment of technical condition and the calculation of the term safe operation of oil and gas wells with magnetic imaging technology, Karotazhnik, №3, 2010, p. 28 – 36.
6. A.Abakumov (Jr.), L.Mogilner, E.Semin Assessment of technical condition of oil and gas wells with downhole magnetic imaging technology, Proceedings of the VI Russian-Chinese Symposium on Logging, a collection of abstracts, p. 88.
7. GOST R 51906-2002 THREADED CONNECTIONS. CASING, TUBING AND PIPELINES, AND THREAD GAUGE TO THEM. TECHNICAL CLAIM. Table 2.