



## Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2015



Сборник докладов Международной  
научно-практической конференции  
Сочи, Краснодарский край  
23 – 28 марта 2015 г.



Краснодар  
2015



ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»

**СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ  
И ГАЗА. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО,  
ЭКСПЛУАТАЦИЯ – 2015**

Сборник докладов  
Международной научно-практической конференции  
Сочи, Краснодарский край  
23 – 28 марта 2015 г.

Краснодар

2015

УДК 622.691; 622.692; 622.276.8; 622.279.8

ББК 33.361; 33.362

Под редакцией: **В.М. Строганова, Д.М. Пономарева, А.М. Строганова**

**Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация - 2015:** Сб. докл. Международной научно-практической конференции. Сочи, Краснодарский край, 2015 г. / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2015. – 122 с.: ил.

ISBN 978-5-905924-12-5



«Research-and-Production firm «Nitpo», LLC

**GATHERING, PREPARATION AND TRANSPORTATION  
OIL AND GAS. DESIGN, CONSTRUCTION,  
OPERATION – 2015**

The collection of reports  
of the International scientific-and-practical conference  
Sochi, Krasnodar region  
23<sup>th</sup> – 28<sup>th</sup> March 2015

Krasnodar

2015

UDK 622.691; 622.692; 622.276.8; 622.279.8

BBK 33.361; 33.362

Editorial Committee: **V.M. Stroganov, D.M. Ponomarev, A.M. Stroganov**

**Gathering, preparation and transportation oil and gas. Design, construction, operation – 2015:**  
The collection of reports of the International scientific-and-practical conference. Sochi, Krasnodar region, 2015 / «Research-and-Production firm «Nitpo», LLC, – Krasnodar: «Research-and-Production firm «Nitpo», LLC, 2015. – 122 sheets : fig.

ISBN 978-5-905924-12-5

**4-я Международная научно-практическая конференция**

23 - 28 марта 2015 года, Сочи

**Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа.  
Проектирование, строительство, эксплуатация – 2015**



**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ**

**ОРГАНИЗАТОР**



ООО «НПФ «Нитпо»

[www.nitpo.ru](http://www.nitpo.ru)

**ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР**



НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТИРОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА

ОАО «НИПИГазпереработка»

**ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА**



Министерство промышленности и энергетики Краснодарского края

**ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ:**

Тел.: (861) 212-85-85, 248-94-51

факс: (861) 216-83-63

e-mail: [oilgasconference@mail.ru](mailto:oilgasconference@mail.ru)

[www.oilgasconference.ru](http://www.oilgasconference.ru)

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ  
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

10 лет проекту!



The 4th International scientific-and-practical conference

23 - 28 March 2015, Sochi

*Gathering, preparation and transportation oil and gas.  
Design, construction, operation – 2015*



INFORMATION SUPPORT

ORGANIZER



«Scientific and Production Firm «Nitro», LLC  
www.nitpo.ru

OFFICIAL SPONSOR



НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТИВНЫЙ ИНСТИТУТ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА

ОАО «НИПИгазпереработка»

OFFICIAL SUPPORT



Министерство промышленности и энергетики Краснодарского края

ORGANIZING COMMITTEE:

Tel.: (861) 212-85-85, 248-94-51

fax: (861) 216-83-63

e-mail: oilgasconference@mail.ru

[www.oilgasconference.ru](http://www.oilgasconference.ru)







**THE 4th INTERNATIONAL SCIENTIFIC-AND-PRACTICAL CONFERENCE**  
*“Gathering, preparation and transportation oil and gas.  
 Design, construction, operation – 2015”*

23 - 28 March 2015, Sochi

INFORMATION SUPPORT:

INFORMATION SUPPORT:

INFORMATION SUPPORT:

OFFICIAL SPONSOR

ORGANIZER

OFFICIAL SUPPORT

**ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ**  
**OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES**  
**10 лет проекту!**

<b>СО Д Е Р Ж А Н И Е</b>	<b>стр.</b>
<p><b>СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА: МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ В СОЧИ</b>                      Научно-технический журнал «Нефть.Газ.Новации» № 5, 2015</p>	13
<p><b>ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБСЛЕДОВАНИЯ КОМБИНИРОВАННЫМ МЕТОДОМ ГНПТ/МВЭ/МТМ</b>                      С.С. Машуров, А.М. Мирзоев (ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии»)</p>	16
<p><b>РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ И ОСНОВНОГО МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                      А.В. Поляков, В.В. Дубов, М.С. Степанов, В.П. Мартюк (Институт нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «КубГТУ»)</p>	26
<p><b>УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ</b>                      С.С. Машуров, А.М. Мирзоев (ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии»)</p>	29
<p><b>ДИАГНОСТИКА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОПРОВОДАХ МЕТОДОМ АНАЛИЗА КОЛЕБАНИЙ ДАВЛЕНИЯ</b>                      А.В. Бунякин, П.С. Кунина, Е.И. Величко (Институт нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «КубГТУ»)                      А.А. Шатохин (ООО «Газпром трансгаз Краснодар»)</p>	38
<p><b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА БАЗЕ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ В ПРОЦЕССАХ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ</b>                      А.С. Андриянов (ООО «Завод ПСМ»)</p>	45
<p><b>ПРОИЗВОДСТВО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА, КАК ИСТОЧНИКА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ ДИФИЦИТА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, А ТАКЖЕ ДЛЯ ПОКРЫТИЯ НУЖД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА АВТОНОМНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b>                      А.Е. Максимов (ОАО «Гипростокнефть»)</p>	50
<p><b>ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ</b>                      В.Д. Мавромати</p>	56
<p><b>ПЕНОСТЕКЛО НЕОПОРМ® – НОВЫЙ ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩИЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ ТЕПЛОЙ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ, ОБОРУДОВАНИЯ И РЕЗЕРВУАРОВ.</b>                      Е.В. Лазарев (ЗАО «Компания «СТЭС-ВЛАДИМИР»)</p>	61
<p><b>ИНТЕРАКТИВНЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ТРЕНАЖЕРЫ – ВАЖНОЕ ЗВЕНО ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ</b>                      В.Г. Базилевич (ОАО «НИПИгазпереработка»)</p>	65
<p><b>СОВРЕМЕННЫЕ 3D ТЕХНОЛОГИИ – НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ СОЗДАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ АКТИВАМИ</b>                      И.Г. Тарарухин (ОАО «НИПИгазпереработка»)</p>	70

<p><b>ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ СХЕМА ГАШЕНИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ ВИБРАЦИЙ В НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ</b></p> <p>П.С. Кунина, А.В. Бунякин (Институт нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «КубГТУ»)                  А.А. Шатохин (ООО «Газпром трансгаз Краснодар»)                  Е.И. Величко (Институт нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «КубГТУ»)</p>	74
<p><b>ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ СПГ НА БАЗЕ ОАО «ТУРБОНАСОС»</b></p> <p>С.Г. Валюхов, С.В. Ярославцев (ОАО «Турбонасос»)</p>	82
<p><b>ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СПЕКТРОВ ВИБРАЦИИ ПРИВОДОВ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ</b></p> <p>Е.И. Величко, П.С. Кунина, А.В. Музыкантова (Институт нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «КубГТУ»)</p>	87
<p><b>ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ФИРМЫ «ИНДУСТРИАЛЬНЫЕ ПОКРЫТИЯ» ДЛЯ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА</b></p> <p>В.С. Раммо (ООО «Индустриальные покрытия»)</p>	92
<p><b>ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ ОБОРУДОВАНИЯ НАХОДИВШЕГОСЯ ИЛИ НАХОДЯЩЕГОСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ</b></p> <p>А.В. Поляков, В.В. Дубов, М.С. Степанов, В.П. Мартюк (Институт нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «КубГТУ»)</p>	96
<p><b>РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА ПУТЕМ УМЕНЬШЕНИЯ ПЕНООБРАЗОВАНИЯ</b></p> <p>И.А. Терещенко, А.В. Поляков, А.А. Паранук (Институт нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «КубГТУ»)</p>	99
<p><b>КРИТЕРИИ ВЫБОРА И ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА ОСНОВЕ АЭРОЗОЛЬНО-ПОРОШКОВЫХ МОДУЛЕЙ МПП «ОПАН»</b></p> <p>С.Ю. Серебренников (ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»)                  К.В. Прохоренко (ООО «ИВЦ Техномаш»)                  С.В. Чернов (ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»)</p>	103
<p><b>АСПЕКТЫ ПОДГОТОВКИ И АТТЕСТАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ ИНСПЕКЦИЙ НА ЗАВОДАХ-ИЗГОТОВИТЕЛЯХ, СТРОИТЕЛЬНОГО, НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ</b></p> <p>Н.Н. Волкова, А.В. Муллин, В.М. Стрижаков, А.Г. Андреев, А.М. Буранов, Е.В. Грушина («НУЦ «Контроль и диагностика»)</p>	110
<p>Доклады, не представленные для публикации в Сборнике</p>	118

<b>C O N T E N T S</b>	<b>р.</b>
<b><i>Collection, Preparation and Transportation of Oil and Gas: International Forum in Sochi</i></b> <i>Scientific and technical journal «Nefi.Gaz.Novatsii», № 5, 2015</i>	13
<b><i>DCVG/CIPS/MTM Comprehensive Survey Technique for Pipeline Integrity Assessment</i></b> <i>S.S. Mashurov, A.M. Mirzoev (ZAO «Aerospace Monitoring and Technologies»)</i>	16
<b><i>Development Ultrasonic Testing Method for Welded Joints and Base Metal Main Pipelines</i></b> <i>A.V. Polyakov, V.V. Dubov, M.S. Stepanov, V.P. Martyuk (Institute of Oil, Gas and Energy FGBOU VPO «KubSTU»)</i>	26
<b><i>Developing a Pipeline Integrity Management System: Challenges and Solutions</i></b> <i>S.S. Mashurov, A.M. Mirzoev (ZAO «Aerospace Monitoring and Technologies»)</i>	29
<b><i>Diagnostics of Hydrate Formation in Trade Gas Pipelines by Method of the Analysis of Pressure Fluctuations</i></b> <i>A.V. Bunyakin, P.S. Kunina, E.I. Velichko (Institute of Oil, Gas and Energy FGBOU VPO «KubSTU»)</i> <i>A.A. Shatokhin (OOO «Gazprom Transgas Krasnodar»)</i>	38
<b><i>Use of the Special Equipment Based on the Internal Combustion Engines in Processes of Transportation Oil and Gas and Operation of Objects Oil and Gas Production</i></b> <i>A.S. Andrianov (OOO «Plant PSM»)</i>	45
<b><i>Production of Diesel Fuel as a Source for Electricity Generation in the Conditions of Deficiency of Associated Oil Gas and for the Covering of Needs when Drilling Wells on Autonomous Oil Fields</i></b> <i>A.E. Maximov (OAO «Giprovostokneft»)</i>	50
<b><i>Underground Gas Storages of Krasnodar Region</i></b> <i>V.D. Mavromati</i>	56
<b><i>Foam Glass NEOPORM® - New Material Import Substituting for Thermal Insulation of Pipelines, Equipment and Tanks.</i></b> <i>E.V. Lazarev (ZAO «Company «STES-VLADIMIR»)</i>	61
<b><i>Interactive Industrial Exercise Machines – the Important Link in the Production Management Efficiency</i></b> <i>V.G. Bazilevich (OAO «NIPIGazpererabotka»)</i>	65
<b><i>Modern 3D Technologies – the Most Effective Instrument of Creation and Management of Production Assets</i></b> <i>I.G. Tararukhin (OAO «NIPIGazpererabotka»)</i>	70
<b><i>Computing Blanking Circuit of Clearing Low-Frequency Vibrations in Delivery Part of the Main Compressor Station</i></b> <i>P.S. Kunina, A.V. Bunyakin (Institute of Oil, Gas and Energy FGBOU VPO «KubSTU»)</i> <i>A.A. Shatokhin (OOO «Gazprom Transgas Krasnodar»)</i> <i>E.I. Velichko (Institute of Oil, Gas and Energy FGBOU VPO «KubSTU»)</i>	74

<p><b><i>Import Substitution and Localization of Production Submersible Electric Pump Units for Pumping of LNG on Base OAO «Turbo-Pump»</i></b>  <i>S.G. Valyukhov, S.V. Yaroslavtsev (OAO «Turbo-Pump»)</i></p>	82
<p><b><i>Practical Realization of Mathematical Model Ranges Vibration Drives of Gas-Distributing Units</i></b>  <i>E.I. Velichko, P.S. Kunina, A.V. Muzykantova (Institute of Oil, Gas and Energy FGBOU VPO «KubSTU»)</i></p>	87
<p><b><i>Paints and Varnishes of Company «Industrial Coatings» for Corrosion Protection of Oil and Gas Companies</i></b>  <i>V.S. Rammo (OOO «Industrial Coatings»)</i></p>	92
<p><b><i>Features of Carrying Out Ultrasonic Defectoscopy the Equipment Which Was or Being in Operation</i></b>  <i>A.V. Polyakov, V.V. Dubov, M.S. Stepanov, V.P. Martyuk (Institute of Oil, Gas and Energy FGBOU VPO «KubSTU»)</i></p>	96
<p><b><i>Development of Methods of Preparation of Oil and Gas by Reducing Foaming</i></b>  <i>I.A. Tereshchenko, A.V. Polyakov, A.A. Paranuk (Institute of Oil, Gas and Energy FGBOU VPO «KubSTU»)</i></p>	99
<p><b><i>Criteria of the Choice and Design Features of Fire Extinguishing Systems on the Basis of the MPP «Opan» Aerosol and Powder Modules</i></b>  <i>S.Yu. Serebrennikov (FGBOU VPO «The Perm national research polytechnical university»)</i>  <i>K.V. Prokhorenko (OOO «Engineering and Implementation Center Tekhnomash»)</i>  <i>S.V. Chernov (FGBOU VPO «The Perm national research polytechnical university»)</i></p>	103
<p><b><i>Aspects of Training and Certification of Specialists from Inspections at the Factory, Construction, Nondestructive Testing for Objects Oil and Gas Industry</i></b>  <i>N.N. Volkova, A.V. Mullin, V.M. Strizhakov, A.G. Andreyev, A.M. Buranov, E.V. Grushina («Research and Training Center «Testing and Diagnostics»)</i></p>	110
<p><b><i>The Reports are not Submitted for Publication in the Collection</i></b></p>	118

## Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа: международный форум в Сочи\*

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ  
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

10 лет проекту!

iOilGas  
conference



*В 2012 г. организатором проекта «Черноморские нефтегазовые конференции», ООО «НПФ «Нитро», было принято решение о проведении в его рамках еще одного ежегодного международного научно-практического форума, тематика которого посвящена вопросам оптимизации технологических процессов систем сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа.*

До этого в рамках проекта уже велась активная работа по организации ежегодных конференций, направленных на решение проблем, связанных со строительством и ремонтом скважин, повышением нефтеотдачи пластов и интенсификацией добычи нефти. Темы эти для отрасли, бесспорно, актуальны, и неудивительно, что ежегодно в России и за рубежом проводится достаточно много мероприятий, на которых они так или иначе затрагиваются. Что же касается организации площадок для делового общения специалистов в области сбора, подготовки и транспортировки нефти, то здесь чувствуется некий пробел. На данный момент конференция, проводимая в Сочи, является в России чуть ли не единственным мероприятием по данной тематике. В чем кроется истинная причина того, что столь важные направления нефтегазовой отрасли обойдены вниманием, можно лишь догадываться, но уж точно не в нежелании обсуждать сложившуюся в данной сфере ситуацию. Проблем и тем для обсуждения более чем достаточно, к примеру: технологические решения в процессе внутрипромыслового сбора и подготовки нефти и попутного нефтяного газа, повышение качества проектирования, строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов, выполнение экологической программы по утилизации газа, защита трубопроводов и промыслового оборудования от коррозии, предотвращение и ликвидация АСПО, утилизация попутно добываемой воды, транспортировка высоковязких нефтей, борьба с несанкционированными врезками, ликвидация порывов трубопроводов, особенно в труднодоступных местах, и т.д.

Любопытен тот факт, что ежегодный конгресс «Транспортировка нефти и газа в СНГ», который проводится уже в 16-й раз, в ноябре 2015 г. снова будет проходить за рубежом, на этот раз – в Риме. На конгрессе предполагается встреча представителей Газпрома, ГНКАР, ВР, Транснефти, BOTAS, OMV, Chevron, Европейской комиссии, Wintershall, Статойла и многих других. Следует отметить, что если в первые годы он проводился в Москве, то в последние несколько лет – в Стамбуле, а в этом году – в Италии. Стоит ли говорить о том, что плата за участие в двухдневном конгрессе баснословная и производится должна не иначе как в фунтах стерлингов. Возникает закономерный вопрос: почему нельзя обсудить проблемы, связанные с транспортировкой российских углеводородов, на территории России? Благо живописных мест и у нас хватает – взять, к примеру, красоты Черноморского побережья Краснодарского края. Тем более что опыт организации подобных мероприятий у нас уже имеется: ООО НПФ «Нитро» сделали свой собственный проект «Черноморские нефтегазовые конференции», проявив незаурядную энергию и желание создать отечественный продукт не хуже, а в чем-то и лучше зарубежного аналога, но на порядок дешевле. И сегодня, в юбилейный для этого мероприятия год, можно смело заявить: проект «Черноморские нефтегазовые конференции», официальную поддержку которому оказывает Министерство промышленности и энергетики Краснодарского края, не только состоялся, но и продолжает развиваться и совершенствоваться.

Подтверждением того, что данная тематика оказалась интересной и востребованной, стала IV Международная научно-практическая конференция «Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация – 2015», состоявшаяся 23-28 марта 2015 г. Обсудить вопросы, связанные с решением проблем подготовки и транспортировки нефти и газа, познакомиться с достижениями нефтепромысловой химии, новыми методами неразрушающего контроля, борьбы с несанкционированными врезками в нефтепроводы, ликвидации порывов трубопроводов и прочими новшествами собрались специалисты ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Башнефть-добыча»,

ООО «Торгово-технический дом Татнефть», ЗАО «Сибирская сервисная компания», ОАО «Турбонасос», ООО «ЧТПЗ-Инжиниринг», НТЦ «НИС-Нафтагас Сербия», ООО «СамараНИПИнефть», ОАО «Гипростокнефть», ОАО «НИПИгазпереработка», ЗАО «Геотрансгаз», ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии», ООО «ИПИГАЗ», ООО «Белэнергомаш – БЗЭМ», ЗАО «Компания «СТЭС-Владимир», ООО «Завод ПСМ» и многих других компаний.

Официальным спонсором конференции выступил научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа (ОАО «НИПИгазпереработка») – один из ведущих российских проектных институтов нефтегазовой отрасли, входящий в состав СИБУРа.

Информационную поддержку конференции оказывали отраслевые журналы «Нефтяное хозяйство», «Газовая промышленность», «Нефтегазовая вертикаль», «Нефть. Газ. Новации», «Нефть и Капитал», «OIL&GAS JOURNAL RUSSIA», «Oil&Gas Eurasia», «Территория Нефтегаз», «Нефть России», «Neftegaz.RU», «Главный метролог», «Нефть. Газ. Промышленность», «Бурение и нефть», «Сфера нефтегаз», «Время колтюбинга», «Геоинжиниринг», «Экспозиция нефть газ», «Георесурсы», «ТехСовет» и другие.

Повестка дня рабочих заседаний форума включала в себя доклады, круглые столы и презентации новейших технологий, оборудования, материалов и химических реагентов.

Уже в прошлом году в рамках конференции поднимался вопрос, касающийся импортозамещения отдельных продуктов и технологий, создания совершенно новых товаров и услуг, не имеющих мировых аналогов.

В этот раз о собственных разработках рассказали специалисты ЗАО «Компания «СТЭС-Владимир». Свое выступление они начали, процитировав первое лицо государства: наша страна должна «снять критическую зависимость от зарубежных технологий и промышленной продукции». В своем докладе они представили теплоизоляционные материалы на основе пеностекла НЕОПОРМ, применяемые для тепловой изоляции трубопроводов и нефтегазового оборудования. По своим техническим характеристикам данный материал не только не уступает зарубежным аналогам, но и имеет ряд неоспоримых преимуществ.

О вкладе в реализацию политики импортозамещения и о своих достижениях аудиторию проинформировали сотрудники ОАО «Турбонасос». Эта компания среди отечественных разработчиков центробежных насосов занимает особое место. Она создана в 1992 г. на базе конструкторского отдела 116, который занимался проектированием турбонасосных агрегатов жидкостных ракетных двигателей. Специалисты этого инновационного научно-производственного предприятия доказали, что могут решать самые сложные задачи. В этот раз они представили криогенные электронасосы, используемые в процессе транспортировки сжиженного природного газа (СПГ) при осуществлении погрузочно-разгрузочных операций на судах-газовозах и береговых терминалах.

О том, как решить проблему обеспечения электроэнергией объектов обустройства группы удаленных месторождений с помощью получения дизельного топлива из товарной нефти на нефтеперерабатывающей установке непосредственно на месторождениях, рассказал заведующий группой технологического отдела ОАО «Гипростокнефть» А.Е. Максимов. Им было представлено несколько типов нефтеперерабатывающих установок (НПУ) различных производителей и определен оптимальный вариант, отвечающий требованиям постепенного увеличения производительности установки.

Научные сотрудники Кубанского технического университета вот уже несколько лет работают над решением проблем, связанных с диагностированием технического состояния приводов газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на компрессорных станциях (КС), гидратообразованием в промысловых газопроводах и т.д. В этот раз они рассказали о своих научных изысканиях, представив материал, подготовленный на основе совместной работы со специалистами ООО «Газпром трансгаз Краснодар».

Решение проблемы защиты магистральных трубопроводов от коррозии предложил технический директор ООО «Индустриальные покрытия» В.С. Раммо, представив в своем докладе лакокрасочные материалы Massco, которые отличаются высокими эксплуатационными и технологическими характеристиками.

Обеспечение противопожарной защиты также немаловажно для объектов с повышенной взрыво- и пожароопасностью, какими являются большинство объектов нефтегазового комплекса. Коммерческий директор ООО «ИВЦ Техномаш» К.В. Прохоренко в своем докладе рассмотрел различные способы тушения пожара и типы автоматических установок пожаротушения (АУП): водяная, пенная, порошковая, газовая, аэрозольная и т.д., сделав при этом акцент на критериях их выбора в зависимости от решаемых задач.

Как и на всех форумах, проводимых в рамках проекта «Черноморские нефтегазовые конференции», были отмечены выступления, вызвавшие наибольший интерес у участников. Лучшими докладами конференции «Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация – 2015» стали: «Интерактивные промышленные тренажеры» (ОАО «НИПИгазпереработка», докладчик –

главный инженер проекта В.Г. Базилевич) и «Система управления техническим состоянием и целостностью трубопроводов как эффективный инструмент обеспечения их надежной и безопасной эксплуатации» (ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии», докладчик – начальник управления производственных работ А.М. Мирзоев).

Неудивительно, что эти выступления вызвали особый интерес аудитории. Проблема нарушения целостности трубопроводов сегодня весьма злободневна, поскольку способна нанести значительный вред экологии и даже привести к гибели людей. В докладе представителя ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии» были рассмотрены различные модели анализа риска для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации магистральных трубопроводов. Описаны основные этапы внедрения программных решений для управления техническим состоянием и целостностью трубопроводов на примере таких компаний, как ОАО «Газпром» и ООО «Запсибтрансгаз», а главное – приведены результаты внедрения программных решений.

Материалы же специалистов ОАО «НИПИгазпереработка» об интерактивных промышленных тренажерах и других разработках института в области информационных технологий были вынесены на дополнительное обсуждение в рамках круглого стола «Информационное обеспечение и управление инженерными данными предприятия на разных этапах жизненного цикла».

#### **Удивили и убедили**

Всеобщий интерес вызвал круглый стол, главной темой обсуждения на котором стало использование 3D-моделей при эксплуатации объектов. Инициаторами проведения круглого стола выступили специалисты ОАО «НИПИгазпереработка». Доклады специалистов НИПИГАЗа были посвящены новым технологиям. Игорь Тарарухин, руководитель группы монтажного отдела СМТ, представил презентацию «Современные 3D-технологии – наиболее эффективный инструмент создания и управления производственными активами»; Виталий Базилевич, главный инженер проекта, рассказал об успешном опыте НИПИГАЗа в области разработки интерактивных промышленных тренажеров; Антон Чернов, начальник управления информационных технологий, выступил с докладом на тему использования информационных моделей на этапе строительства и эксплуатации промышленных объектов.

Каждый доклад вызвал много вопросов. С какими компаниями-разработчиками сотрудничает НИПИГАЗ? Какие программы институт использует и как давно сама «НИПИгазпереработка» проектирует в системе 3D-моделирования? На какие регламенты, нормативы и планы ликвидаций аварийных ситуаций опираются специалисты института в разработке тренажерных систем? Как взаимодействуют между собой информационная модель и различные подсистемы, в частности система управления надежностью? И что получают промышленные предприятия, заказывая создание 3D-модели объектов?

Столь ярко выраженный интерес свидетельствовал о том, что доклады специалистов «НИПИгазпереработки» были одними из наиболее актуальных и, по сути, обсуждение каждой презентации проходило в формате круглого стола. Участников конференции впечатлил тот огромный масштаб работы, который выполняют специалисты «НИПИгазпереработки», работая с 3D-технологиями. То, что для НИПИГАЗа является реалиями сегодняшнего дня, для многих предприятий – настоящий технологический прорыв. Приняв участие в научно-практической конференции и инициировав проведение круглого стола, «НИПИгазпереработка» еще раз подтвердила свою репутацию ведущего отечественного проектного института, предлагающего передовые технологические решения.

#### **В заключение**

Присутствующие отметили высокий уровень организации и значительный успех мероприятия. Интерактивный формат обсуждения позволил задать актуальные вопросы, волнующие участников конференции, и получить практические рекомендации от экспертов. В ходе мероприятия участники имели возможность пообщаться в неформальной обстановке и обсудить варианты совместного бизнеса и выгодного сотрудничества.

Остается лишь отметить, что специалисты Газпрома уже давно обратили внимание на отечественный продукт. Представители многих производственных, научно-исследовательских и проектных подразделений ОАО «Газпром» являются постоянными участниками международных форумов, проводимых в рамках проекта «Черноморские нефтегазовые конференции». Не стало исключением и прошедшее мероприятие.

К большому сожалению его участников, среди докладчиков не было представителей ОАО «АК «Транснефть», их мнения не звучали на дискуссионных площадках. А было бы вполне логично, если бы специалисты одной из ведущих в области транспорта нефти отечественных компаний заняли основную позицию на подобных форумах.



## ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБСЛЕДОВАНИЯ КОМБИНИРОВАННЫМ МЕТОДОМ ГНПТ/МВЭ/МТМ

С.С. Машуров, А.М. Мирзоев (ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии»)

### *DCVG/CIPS/MTM Comprehensive Survey Technique for Pipeline Integrity Assessment*

*S.S. Mashurov, A.M. Mirzoev (ZAO «Aerospace Monitoring and Technologies»)*



**Мирзоев А.М.**

Работа посвящена решению проблемы диагностирования технического состояния и целостности трубопроводов, не приспособленных к внутритрубному техническому диагностированию (ВТД). Описаны методы измерения градиента напряжения постоянного тока (ГНПТ), выносного электрода (МВЭ), магнитной томографии (МТМ). Показаны их возможности и ограничения. Представлена технология комплексного обследования трубопроводов, основанная на комбинированном применении усовершенствованных электрометрических методов измерения градиента напряжения постоянного тока и выносного электрода (ГНПТ/МВЭ) и метода магнитной томографии (МТМ), показаны ее преимущества.

На сегодняшний день в России эксплуатируется более 1 миллиона километров трубопроводов, среди которых около 232 000 км магистральные. В условиях интенсивного старения трубопроводных систем внутритрубное техническое диагностирование (ВТД) остаётся одним из наиболее эффективных средств для обеспечения надёжного и безопасного транспорта газа и нефти. Однако, по оценкам экспертов лишь 20 % от общей протяжённости трубопроводов удовлетворяют требованиям контролепригодности по ВТД. Остальные объекты, прежде всего трубопроводы-отводы, промысловые трубопроводы, а также ряд магистральных трубопроводов, возраст которых составляет более 30 лет, в силу финансовых, конструктивных и других ограничений не приспособлены к проведению данного вида диагностики. Оценка и прогнозирование технического состояния таких участков трубопроводов базируется, в основном, на данных наземных обследований, а также результатах анализа материалов проектной, исполнительной и эксплуатационной технической документации.

Очевидно, что во многих случаях имеющейся информации недостаточно для принятия обоснованного решения о техническом состоянии трубопровода, а при выполнении работ по экспертизе промышленной безопасности – решения о продлении срока безопасной эксплуатации. Поэтому эффективность принимаемых управленческих решений по ремонту будет во многом зависеть от того, насколько оценка технического состояния трубопровода по результатам контроля будет соответствовать его фактическому техническому состоянию.

Для повышения достоверности результатов технического диагностирования и эффективности управления техническим состоянием и целостностью трубопроводов, не приспособленных к ВТД, авторами данной работы предлагается использовать технологию комплексного обследования, основанную на комбинированном применении усовершенствованных электрометрических методов измерения напряжения постоянного тока и выносного электрода (ГНПТ/МВЭ) и метода магнитной томографии (МТМ).

### **О МЕТОДАХ ГНПТ И ГНПТ/МВЭ**

Метод измерения градиента напряжения постоянного тока (ГНПТ, в зарубежной литературе – DCVG) был изобретен в 80-х годах прошлого века в Австралии инженером связи Джоном Малвани [1] и в первое время с успехом применялся региональными компаниями в Австралии и Новой Зеландии. Благодаря большому вкладу в развитие этого метода учёно-коррозиониста из Великобритании доктора Джона Лидса, метод ГНПТ постепенно завоевывал признание специалистов во всем мире [2-5]. За тридцатилетнюю историю применения технологии ГНПТ было выполнено несколько тысяч инспекций трубопроводов и получен огромный массив электрометрических данных, подтвержденных в контрольных шурфах.

Сегодня, метод ГНПТ признан операторами трубопроводных систем большинства стран мира и отнесён классификацией NACE к группе методов наземного обследования трубопроводов, что регламентировано стандартами API RP 574, NACE SP0207-2007 и NACE TM0109-2009. К основным задачам ГНПТ-обследования можно отнести:

- локализацию повреждений изоляционного покрытия (ИП);
- оценку значимости (веса) повреждений ИП;
- оценку интерференции наложенных и блуждающих токов;
- определение коррозионного статуса (характера) дефекта потери металла.

Принцип работы метода ГНПТ основан на следующем: ток катодной защиты течёт к оголенному металлу в месте повреждения ИП, поскольку сопротивление этой зоны ниже, чем сопротивление трубы с защитным покрытием. Протекающий через грунт постоянный ток приводит к появлению градиента напряжения, наибольшее значение которого наблюдается на поверхности земли непосредственно над повреждением (дефектом) ИП из-за повышенной плотности тока в зоне дефекта покрытия.

Чтобы иметь возможность различить градиент напряжения на дефекте ИП от других ложных напряжений в грунте, вызванных случайными токами (блуждающими, теллурическими, токами в «длинной линии»), на действующую систему катодной защиты накладывается прерывистый сигнал постоянного тока с периодами длительностью 1 с (например, 0,7 с – включено; 0,3 с – выключено) и амплитудой в интервале от 100 мВ до 1500 мВ. Измерительный сигнал ГНПТ может быть сформирован циклическим прерыванием выходного тока выпрямителя одной из установок катодной защиты (УКЗ) или временно установленного внешнего источника без нарушения работы системы катодной защиты.

Важной особенностью метода ГНПТ является отсутствие необходимости в прерывании всех систем катодной защиты, обеспечивающих катодную поляризацию обследуемого участка трубопровода. Причиной этому служит тот факт, что метод ГНПТ не предусматривает измерений потенциалов «труба-земля» и, как следствие, не требует электрической (кабельной) связи с трубопроводом (в отличие от МВЭ или метода интенсивных измерений). По этой же причине метод может эффективно применяться в зонах, подверженных воздействию блуждающих токов от транспорта на постоянном токе, теллурических токов и токов в «длинных линиях».

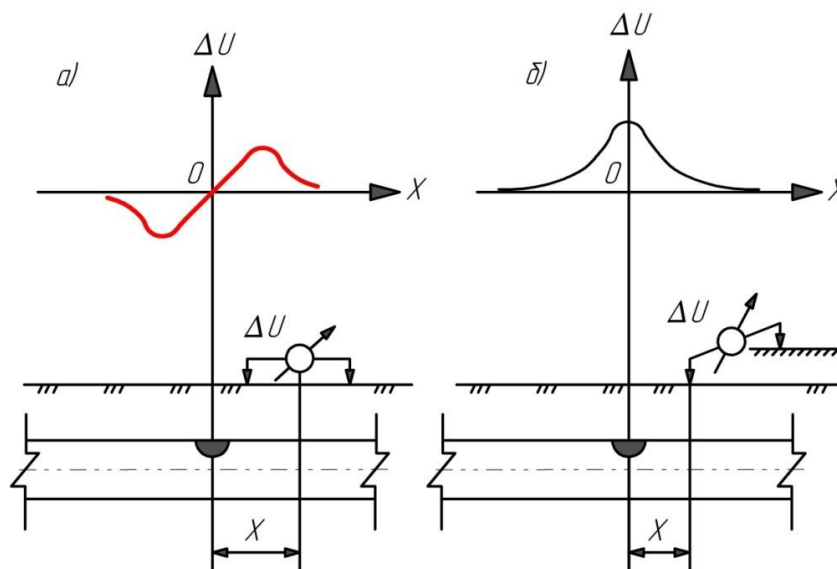
При выполнении обследования ГНПТ оператор передвигается вдоль оси трубопровода, размещая два МСЭС на грунте один перед другим с интервалом менее 1 м. При приближении к дефекту ИП оператор наблюдает пульсирующие показания измерительного прибора, синхронные с тактом прерывателя. Чем ближе дефект, тем больше величина продольного градиента на дефекте ИП. Когда дефект пройден, показания прибора меняют знак. Нуль на шкале измерителя соответствует расположению обоих МСЭС на эквипотенциальной линии. В этой точке ось дефекта ИП проходит посередине между двумя МСЭС. Далее оператор повторяет измерения градиентов напряжения в поперечном направлении (перпендикулярно оси трубопровода). Поперечный градиент измеряется между двумя МСЭС, один из которых установлен на поверхности Земли над трубопроводом (OL, Over the Line), а второй – на «удаленной земле» (RE, Remote Earth), и, как правило, обозначается OL/RE [мВ]. «Удаленная земля» находится там, где два последовательных замера не показывают изменения в показаниях измерительного прибора (на практике измерения проводят на расстоянии 10 м от оси трубопровода). Точка, в которой продольный градиент равен нулю, а поперечный градиент принимает максимальное значение, и есть эпицентр дефекта ИП – наименее защищенная точка трубопровода. Результаты измерения градиентов методом ГНПТ в продольном и поперечном направлении представлены на **рисунке 1**.

Для приоритизации и оценки необходимости ремонта дефектов ИП метод ГНПТ предусматривает расчёт значимости (веса) дефекта ИП по величине %IR. Значимость (вес) дефекта ИП представляет собой отношение разности градиентов, измеренных в эпицентре дефекта, к расчётной разности потенциалов трубопровода (измерительному сигналу ГНПТ) в месте дефекта ИП, выраженное в процентах. Другими словами, значимость дефекта ИП – это нагрузка дефекта на амплитуду измерительного сигнала, или смещение величины измерительного сигнала, вызванное дефектом ИП.

Согласно стандарту NACE TM0109-2009 измерительный сигнал ГНПТ на дефекте ИП обозначается как P/RE (Pipeline/Remote Earth, «труба/удаленная земля») и вычисляется интерполяцией измерений, выполненных на ближайших КИП, по следующей формуле:

$$P / RE = S_1 + \frac{d_x \cdot (S_1 - S_2)}{d_2 - d_1}, \quad (1)$$

где  $S_1$  – амплитуда сигнала ГНПТ, измеренная до «удаленной земли» на КИП 1, мВ;  
 $S_2$  – амплитуда сигнала ГНПТ, измеренная до «удаленной земли» на КИП 2, мВ;  
 $d_1$  – расстояние до КИП 1 (равно нулю в начале обследования), м;  
 $d_2$  – расстояние до КИП 2, м;  
 $d_x$  – расстояние от КИП 1 до обнаруженного дефекта ИП, м.



**Рис. 1.** Принцип обнаружения дефекта ИП трубопровода методом ГНПТ при перемещении МСЭС в продольном (а) и поперечном (б) направлениях с указанием позиции эпицентра дефекта ИП

Как только дефект ИП локализован, его значимость %IR выражается как процент вычисленного общего сдвига потенциала на трубопроводе в месте дефекта, как показано в уравнении:

$$\%IR = \frac{OL / RE \cdot 100}{P / RE}, \quad (2)$$

где  $OL/RE$  – поперечный градиент, измеренный до «удаленной земли» в эпицентре дефекта ИП, мВ;

$P/RE$  – измерительный сигнал ГНПТ, вычисленный по формуле (1), мВ.

Значимость дефектов ИП используют для их приоритезации и принятия решения о ремонте. Как правило, используют классификацию по трём категориям: к первой категории относят дефекты ИП со значимостью свыше 35 %, требующие ремонта; ко второй категории – дефекты ИП со значимостью свыше 16 % и не более 35 %, которые должны быть приняты во внимание, как возможно требующие ремонта; к третьей категории – дефекты ИП со значимостью не более 15 %, являющиеся незначительными и не требующими ремонта.

В зарубежной практике для оценки коррозионного состояния трубопроводов операторы наиболее часто выполняют обследование методами ГНПТ и МВЭ совместно [2-5 и др.]. Это предоставляет ряд существенных преимуществ, например, возможность измерять потенциалы «труба-земля» непосредственно в эпицентрах повреждений ИП, т.е. в позициях наименьшей защищенности повреждений с минимальными величинами потенциалов по абсолютной величине, и оценивать защищённость каждого выявленного дефекта ИП.

К примеру, если катодная защита в месте локализованного дефекта ИП обеспечена эффективно согласно [6], в срочном ремонте такого дефекта нет необходимости, даже в тех случаях, когда он имеет относительную значимость свыше 35% (первая категория). И наоборот,

незначительные дефекты ИП, не обеспеченные достаточным уровнем катодной защиты, представляют большую угрозу для целостности трубопровода. Таким образом, при гибридном обследовании критерии классификации дефектов ИП дополняются оценкой эффективности катодной защиты, которая принята за главный фактор при обосновании ремонта дефекта ИП.

Современное цифровое оборудование (рис. 2) позволяет выполнять гибридное обследование одновременно за один проход трассы трубопровода. Оба обследования выполняются в то же самое время, теми же операторами, при идентичных климатических и грунтовых условиях без каких-либо пространственных ошибок.

Одним из ограничений метода ГНПТ/МВЭ, как и других электрометрических методов, является невозможность выявления мест отслоений изоляционного покрытия, что не позволяет оценить «характер» подплёночной коррозии.

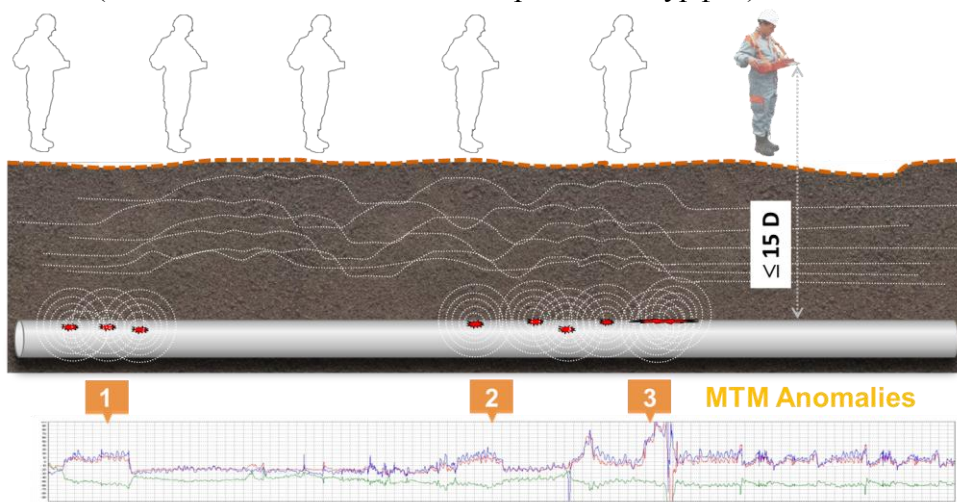


**Рис. 2.** Цифровой универсальный прибор «Hexcorder MM» производства Cathodic Technology Ltd. для выполнения ГНПТ/МВЭ обследования

### О МЕТОДЕ МТМ

Метод магнитной томографии (МТМ) основан на магнитоупругом эффекте (рис. 3), заключающемся в изменении намагниченности ферромагнетика под действием механических деформаций (растяжения, кручения, изгиба, остаточных напряжений и т.п.) и несплошностей (дефектов основного металла трубы и сварных соединений).

МТМ позволяет бесконтактным способом обнаруживать аномалии, связанные дефектами металла различной природы («потеря металла» по причине внешней или внутренней коррозии, трещиноподобные дефекты любой ориентации, дефекты геометрии и потери устойчивости и др.) при уровне механических напряжений от 30 % до 85 % предела текучести металла с вероятностью обнаружения  $\geq 70\%$  (оценена по данным 2700 контрольных шурфов).



**Рис. 3.** Принцип работы метода МТМ

К существенным преимуществам метода МТМ можно отнести отсутствие необходимости в специальной подготовке объекта к обследованию, изменения режима его работы, возможность диагностирования трубопроводов с любым типом изоляционных покрытий и укладки (в том числе под асфальтовым или железобетонным перекрытиями, а также конструкции в патроне «труба в трубе»).

Развитие метода МТМ в России во многом связано с разработкой и введением РД 102-008-2002 [7], в котором приводится порядок проведения бесконтактного магнитометрического обследования, установлены требования к аппаратуре и составу работ.

Согласно [7] оценку опасности выявленных дефектов осуществляют по интегральному показателю  $F$ , учитывающему протяженность магнитной аномалии  $S$ , м; амплитуду и форму распределения вектора напряженности магнитного поля. Интегральный показатель  $F$  отражает величину превышения зарегистрированных значений магнитного поля над фоновыми значениями; плотность пиковых значений и характер их распределения. Интегральный показатель  $F$  рассчитывают по формуле (3).

$$F=(F+1)e^{-ka}/S \quad (3)$$

где:  $A$  - число линий концентрации напряжения в зоне магнитной аномалии;

$S$  - протяженность аномалии, определяемая по количеству точек измерения параметров магнитного поля (количеству шагов сканирования), м;

$K$  - степень концентрации напряженности в зоне концентрации напряжения,

$A$  - коэффициент, учитывающий период безаварийной работы, вычисляется по формуле (4):

$$\alpha=\ln(P_{раб}/P_o)/(T_o-T_3) \quad (4)$$

где  $P_{раб}$  - рабочее давление в трубопроводе на момент обследования;

$P_o$  - проектное давление;

$T_o$  - дата обследования;

$T_3$  - дата ввода в эксплуатацию.

В зависимости от величины  $F$  выявленные магнитные аномалии классифицируют по трём рангам, как показано в **таблице 1**.

В последние годы технология МТМ прошла широкомасштабную апробацию на объектах ОАО Газпром», ОАО АК «Транснефтепродукт», ТНК-ВР, ОАО «Лукойл» и др. общей протяженностью более 17 000 км.

**Таблица 1**

Классификация магнитных аномалий по значению интегрального показателя  $F$

Интегральный показатель магнитной аномалии $F$	Ранг аномалии	Техническое состояние участка трубопровода
$0,75 \leq F \leq 1,0$	3	ХОРОШЕЕ
$0,45 \leq F < 0,75$	2	ДОПУСТИМОЕ
$F < 0,45$	1	НЕДОПУСТИМОЕ

Как и любой другой метод, МТМ имеет ряд ограничений:

- ослабление сигнала при удалении от оси трубы более чем на 15D;

- возможные помехи, связанные с высокой остаточной намагниченностью трубы (например, после ВТД);

- помехи от магнитных масс, находящихся вблизи трубопровода на расстоянии менее 1D;

- требует проведения калибровочного шурфования (1-2 шурфа).

Однако, по мнению авторов, наиболее существенным ограничением технологии МТМ является снижение достоверности при уровне напряжений меньше 5 % предела текучести. Известно, что к дефектам с такими напряжениями соответствуют, например, питтинговая

коррозия, свищи и др. Метод также имеет низкую чувствительность при напряжениях выше предела текучести – в зоне пластической деформации.

Важно отметить, что на сегодня метод МТМ является в большей степени индикаторным, не позволяя получить количественных оценок размеров дефектов металла трубы, а получаемые результаты во многом зависят от опыта дешифровщика магнитограмм.

### КОМБИНИРОВАННЫЙ МЕТОД ГНПТ/МВЭ/МТМ

Приведённый выше анализ современных методов наземного обследования трубопроводов показал, что методы ГНПТ/МВЭ и МТМ могут успешно применяться на участках, непригодных к ВТД. Однако, методы имеют ряд ограничений, не позволяющих каждому из них в отдельности в полной мере получить картину о техническом состоянии диагностируемого объекта.

Для повышения достоверности результатов технического диагностирования и эффективности управления техническим состоянием трубопроводов, непригодных к ВТД, авторами данной работы предлагается использовать технологию комплексного обследования, основанную на комбинированном применении методов ГНПТ/МВЭ/МТМ. Очевидно, что такое обследование позволит инженерам более обосновано назначать места для шурфования и ремонта, где ранее сделать это было крайне затруднительно в силу недостаточности и/или низкой достоверности диагностических данных.

При разработке технологии комплексного обследования были учтены достоинства и технические возможности каждого из методов обследований, предложены методические решения по порядку выполнения обследований, совместному анализу результатов, позволяющие повысить достоверность оценки технического состояния газопровода. Комбинированное обследование с применением вышеуказанных методов (ГНПТ/МВЭ/МТМ) позволяет:

- провести оценку и коррозионный прогноз состояния металла трубы, оценку напряжённо-деформированного состояния, оценку состояния ИП и защищённости средствами ЭХЗ трубопровода за один «проход»;
- выполнить обследование при идентичных условиях (влажность грунта, выходной ток СКЗ и др.);
- позиционировать измерения в единой системе координат (отсутствие проблемы взаимной координатной привязки);
- повысить достоверность обнаружения и классификации дефектов металла трубы в местах повреждений ИП.

Порядок выполнения работ по комплексному обследованию включает пять основных этапов: сбор исходных данных, комплексное наземное обследование комбинированным методом ГНПТ/МВЭ/МТМ, контрольное шурфование, оценка показателей надёжности, разработка компенсирующих мероприятий и заключения о техническом состоянии трубопровода.

На рисунке 4 представлена типовая схема производства измерений при выполнении комплексного наземного обследования диагностической бригадой из пяти человек.

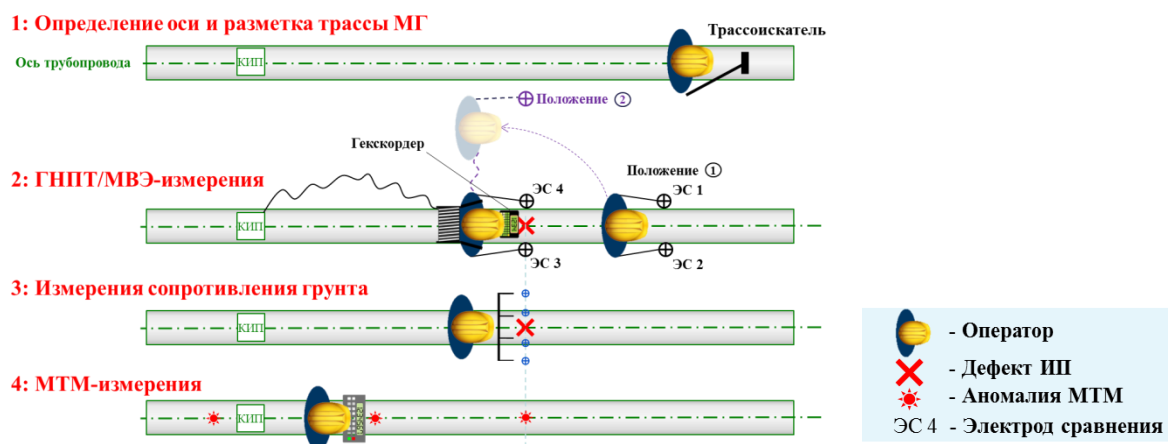


Рис. 4. Схема производства измерений при комплексном наземном обследовании трубопроводов комбинированным методом ГНПТ/МВЭ/МТМ

Места контрольного шурфования назначают в наиболее опасных зонах, определенных по данным комплексного наземного обследования с учётом суммарного показателя  $K_{\Sigma}$ , представляющего собой сумму отдельных факторов, влияющих на техническое состояние трубопровода, взятых с соответствующими весами, и вычисляемого по формуле (5) согласно Р Газпром 2-2.3-756-2013 [8]:

$$K_{\Sigma} = \sum G_i(l_i) \cdot \xi_i \quad (5)$$

где:  $G_i(l_i)$  - значение  $i$ -го параметра на расстоянии  $l_i$  от начала трубопровода;  
 $\xi_i$  - весовой коэффициент  $i$ -го параметра.

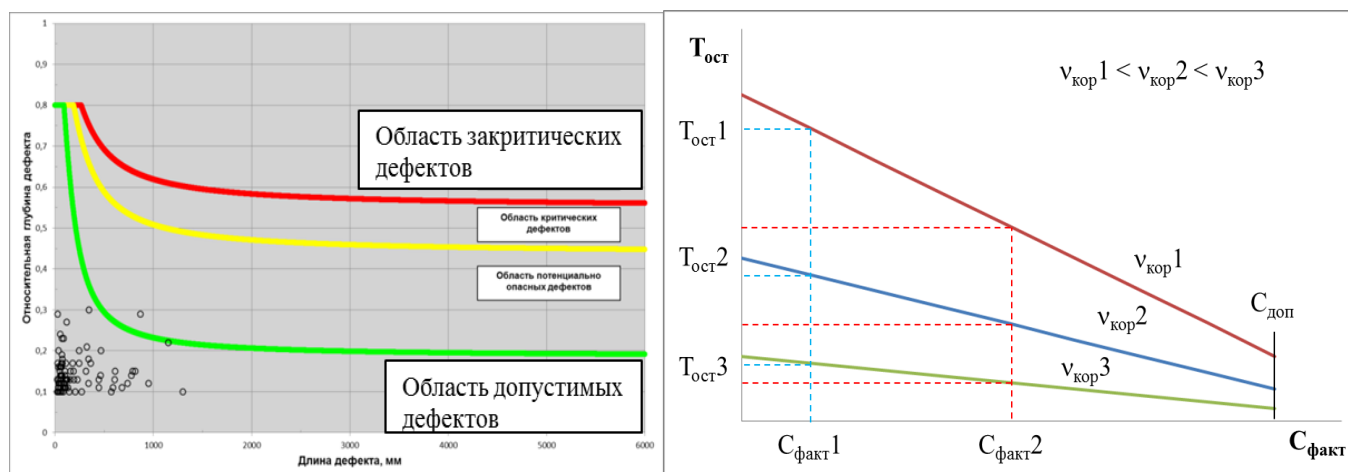
Учитываемые факторы и их весовые коэффициенты приведены в **таблице 2** согласно СТО Газпром 2-2.3-173 [9].

**Таблица 2**

Факторы, влияющие на техническое состояние трубопровода, и весовые коэффициенты для количественного учета этих факторов

Параметр	Обозначение параметра	Весовой коэффициент $\xi$
Состояние защитного покрытия (значимость дефектов ИП)	$G_{\Pi}$	0,25
Уровень грунтовых вод	$G_{\gamma}$	0,15
Переменное смачивание грунтов	$G_c$	0,15
Напряженно-деформированное состояние	$G_s$	0,15
Тип грунта	$G_r$	0,10
Коррозионная агрессивность грунта	$G_p$	0,05
Состояние системы ЭХЗ	$G_3$	0,15

Измерения, полученные в шурфах с применением методов неразрушающего контроля, служат основой для оценки показателей надёжности (текущего и прогнозного состояния трубопровода). На **рисунке 5** показаны типовые результаты оценки степени опасности и остаточного ресурса трубопровода с коррозионными дефектами, выполненные в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [10], СТО Газпром 2-3.5-252-2008 [11] и др.



**Рис. 5.** Примеры оценки и прогноза технического состояния трубопроводов по данным, полученным при обследовании в контрольных шурфах

В дополнение, в рамках комплексного обследования согласно [8] определяется показатель  $p$ , на основе которого принимается решение об условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода:

$$p = 1 - (1 - p_i) \cdot (1 - v_{ui} \cdot p_{ui}) \cdot (1 - p_{\sigma}) \cdot (1 - v_p \cdot p_p) \quad (6)$$

где  $p_i$  - показатели технического состояния (труб и соединительных деталей, сварных соединений, защитного покрытия, непроекартного положения оси трубопровода);

$v_i$  – весовые коэффициенты.

Мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния трубопровода в зависимости от рассчитанного значения показателя  $p$  определяются в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

Рекомендуемые мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния участка трубопровода

Комплексный показатель	Мероприятия	Оценка
$p \leq 0,03$	Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта, не требующих остановки транспорта газа	Исправное
$0,03 < p \leq 0,06$	Выборочный ремонт с применением технологий, требующих остановки транспорта газа	Неисправное-работоспособное
$0,06 < p \leq 0,3$	Дополнительная диагностика и переизоляция участка с частичной заменой труб	Неработоспособное-ремонтнопригодное
$p > 0,3$	Вывод участка трубопровода в капитальный ремонт с полной заменой труб	Предельное

Показатель надёжности  $p$  позволяет в целом оценить техническое состояние участка трубопровода. Но в случае даже исправного состояния объекта ( $p \leq 0,03$ ), выборочный ремонт отдельных дефектов на участке может потребоваться. Такие дефекты включаются в программу компенсирующих мероприятий. Компенсирующие мероприятия разрабатываются по результатам текущей и прогнозной оценки степени опасности дефектов, выявленных в контрольных шурфах, и с учётом ГНПТ/МВЭ/МТМ-измерений, как показано на рисунке 6.

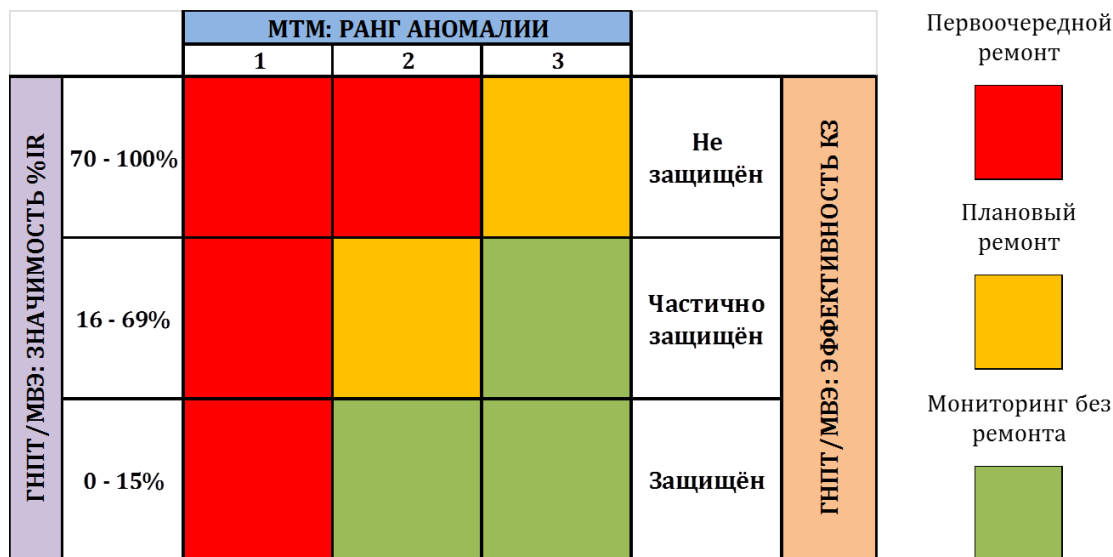


Рис. 6. Матрица принятия решения по данным комбинированного обследования трубопровода при формировании программы компенсирующих мероприятий



## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Приведённый в статье анализ методов наземного обследования трубопроводов показал следующее:

1. Методы ГНПТ/МВЭ и МТМ прошли успешную апробацию, как на отечественных, так и зарубежных трубопроводах.

2. Комбинированный метод ГНПТ/МВЭ/МТМ позволит:

- компенсировать ограничения каждого из методов и повысить достоверность количественной оценки технического состояния трубопроводов, конструктивно непригодных к ВТД;
- выполнять комплексное обследование (металл трубы, напряжённо-деформированное состояние, защитное покрытие и эффективность катодной защиты) трубопроводов за «один проход»;
- сформировать основу для продления срока безопасной эксплуатации трубопроводов, конструктивно непригодных к ВТД, в рамках ЭПБ.

По результатам комплексного обследования рассчитываются показатели надёжности трубопровода (комплексный показатель технического состояния, остаточный ресурс и др.) и разрабатываются мероприятия по его дальнейшей безопасной эксплуатации с оформлением (при необходимости) заключения экспертизы промышленной безопасности.

### **Список использованных источников:**

1. Mulvany J. New pipeline coating defect surveying protection assessment / J. Mulvany // *Materials performance*.- 1989.- April.- P. 17-21.

2. Leeds, J.M. CP equipment should be surveyed along with pipe line coating / J.M. Leeds // *Pipe Line and Gas Industry*.- 1994.- December.- P. 36-41.

3. Leeds, J.M. Interaction between coatings and CP deserves basic review / J.M. Leeds // *Pipe Line and Gas Industry*.- 1995, March.- P. 21-26.

4. Leeds, J.M. Some pipe-to-soil potential readings mislead operation / J.M. Leeds // *Pipe Line and Gas Industry*.- 1997.- April.- P. 55-58.

5. Leeds, J.M. Operators misled by mislabeled aboveground survey methods / J.M. Leeds, S.S. Leeds // *Pipeline and Gas Journal*.- 2004.- September.- P. 15-26.

6. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.- Введен 1999-07-01.- М: ИПК Издательство стандартов, 1998.- 46 с.

7. РД 102-008-2002. Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом.- Введен 2002-10-09.- М: ВНИИСТ-Полиграфия, 2002.- 53 с.

8. Р Газпром 2-2.3-756-2013. Диагностирование газопроводов-отводов. Основные положения.- Введен 2014-12-30.- М: Газпром экспо, 2014.- 54 с.

9. СТО Газпром 2-2.3-173. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.- Введен 2008-01-31.- М: Газпром экспо, 2008.- 29 с.

10. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.- Введен 2007-08-28.- М: Газпром экспо, 2007.- 64 с.

11. СТО Газпром 2-3.5-252-2008. Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром».- Введен 2009-04-15.- М: Газпром экспо, 2009.- 106 с.

# “Нитпо”

## Более 20 лет работы в нефтегазовой области

НПФ “Нитпо” представляет собой развитую научно-производственную структуру, состоящую из научно-исследовательского и инженерно-технического подразделений, коммерческой службы

### Научно-исследовательское подразделение

- мониторинг техники и технологии в области ПНП и КРС;
- разработка технологий и хим. материалов в области ПНП и КРС;
- адаптация материалов к конкретным условиям;
- лабораторное моделирование технологических процессов;
- услуги по контролю качества применяемых реагентов и соответствия их поставленным задачам.

### Инженерно-техническое подразделение

- адаптация технологий ПНП и КРС;
- инжиниринговое сопровождение работ на скважинах;
- составление рекомендаций проведения ремонтных работ;
- проведение анализа на соответствие технологий конкретным условиям;
- анализ эффективности технологий ПНП и КРС;
- выдача рекомендаций по увеличению эффективности технологических решений.

### Коммерческая служба

- поставка химических реагентов и специальных материалов;
- поставка нефтепромыслового оборудования;
- поставка бурового оборудования;
- помощь в оптимальном выборе продукции;
- контрольное сопровождение поставок;
- online-заказ продукции



### Организация и проведение международных научно-практических конференций

- Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития.
- Строительство и ремонт скважин.
- Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов.

### Основные виды проводимых работ на скважине:

- ограничение водопритоков в нефтяных и газовых скважинах;
- ликвидация заколонных перетоков воды и газа;
- отключение отдельных обводнившихся интервалов пласта, в том числе при переходе на нижележащий горизонт;
- выравнивание профилей приемистости в нагнетательных скважинах;
- ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн;
- направленные кислотные обработки, в том числе в скважинах с обводненной продукцией;
- крепление призойной зоны в слабосцементированных коллекторах;
- глушение скважин;
- временная блокировка пласта перед проведением различных видов ремонта скважин.

Генеральный директор  
Строганов Вячеслав Михайлович

Тел./факс (861) 216-83-63; 216-83-64; 216-83-65; 210-04-12

[www.nitpo.ru](http://www.nitpo.ru)

E-mail: [nitpo@nitpo.ru](mailto:nitpo@nitpo.ru)