

БЕСКОНТАКТНАЯ ДИАГНОСТИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

А.Н. Дмитриевский, С.С. Камаева, А.Д. Черников, Н.А. Еремин
ИПНГ РАН, e-mail: ermn@mail.ru, a.dmitrievsky@ipng.ru

Введение

Протяженность магистральных нефтепроводов России составляет более 50 тыс. км, газопроводов – около 200 тыс. км. В настоящее время более 50% магистральных трубопроводов эксплуатируются более 25 лет. В процессе их эксплуатации происходит постоянное снижение их эксплуатационных характеристик вследствие их старения. Ростехнадзор также отмечает неудовлетворительное состояние внутрипромысловых трубопроводов нефтяных компаний, высокий уровень износа основных фондов (до 65% нефтепроводов отработали нормативный срок службы). В 2016 г. в России имелось около 350 тыс. км промысловых трубопроводных систем, на которых было зафиксировано почти 100 тысяч отказов трубопроводов. Из-за высокой изношенности трубопроводной системы растет число порывов, приводящих к разливу нефтепродуктов и выбросам газа, сопровождающимся возгоранием. По оценкам экспертов-экологов, ежегодные потери нефтепродуктов в результате аварий составляют не менее 5 млн тонн, что наносит огромный ущерб окружающей среде. С каждым годом увеличивается объем работ по оценке технического состояния трубопроводов, восстановительных мероприятий и ликвидации последствий аварийных состояний. Решение данной проблемы возможно на основе разработки и внедрения новых высокопроизводительных роботизированных технологий бесконтактной диагностики нефтегазопроводов и технических регламентов, позволяющих своевременно выявлять и предупреждать аварийные ситуации, связанные с их повреждениями и минимизировать затраты на ремонтно-восстановительные работы [1–3].

Состояние проблемы

Условия работы нефтегазопроводов отличаются наличием высоких природно-климатических нагрузок и технологических нагрузок, связанных с агрессивностью перекачиваемого продукта, а также механическими ударными и циклическими нагрузками при эксплуатации. Трубопровод испытывает значительные изгибающие усилия, связанные с движением или перемерзанием (морозным пучением) грунта, это приводит к появлению напряженно-деформированных состояний, способных

инициировать стресс-коррозионные процессы. Своевременная экспертиза промышленной безопасности нефтегазопроводов, как правило, основывается на применении методов внутритрубной диагностики и ограничивается обследованием их состояния один раз в 3–5 лет, что связано с высокой трудоемкостью их применения и, как следствие, с недостаточной производительностью. При этом сами по себе диагностические мероприятия являются довольно дорогостоящими, поскольку часто связаны с изменением режима работы трубопровода, или полным прекращением транспортировки продукта, что приводит к значительным косвенным потерям. Большое количество трубопроводов практически не предназначено для диагностики методами внутритрубной дефектоскопии, что обусловлено целым рядом факторов: отсутствие камер приема-выпуска, прямоходных вентилях, коррозионное состояние внутренних поверхностей и сложная геометрия нефтегазопровода, не позволяющая применять снаряды-дефектоскопы. По разным оценкам, до 80% от общей протяженности нефтегазопроводов не подготовлены для проведения внутритрубной дефектоскопии [4–8]. В должном объеме не решена задача полноценной диагностики подводных переходов трубопроводов, что особенно актуально для сильно обводненных просторов Западной Сибири, северо-востока России, а также подводных трубопроводов оффшорных платформ [9].

В последнее время все более широко стали применяться бесконтактные магнитометрические методы оценки технического состояния нефтегазопроводов, основанные на анализе аномалий магнитных полей, возникающих в местах расположения дефектов и напряженных состояний металла, вызывающих изменение механических и физических параметров трубопровода [10]. Услуги по бесконтактной диагностике трубопроводов магнитометрическими методами предлагают целый ряд отечественных компаний. Одним из таких методов, хорошо зарекомендовавших себя с 2002 г. является метод магнитной томографии (МТМ), разработанный компанией «Транскор-К».

МТМ – это бесконтактный метод технического диагностирования протяженных ферромагнитных нефтегазопроводов, основанный на явлении обратной магнитострикции (эффект Виллари), заключающийся в регистрации и анализе данных послойного сканирования магнитного поля трубопровода при перемещении переносного прибора (магнитометра бесконтактного сканирующего) вдоль оси нефтепровода в целях определения характеристик его состояния. Оборудование для МТМ (СКИФ МБС) позволяет дистанционно выявить участки с дефектами основного и сварного

металла любых типов («потеря металла», трещиноподобные дефекты, изменение геометрии, дефекты сварных соединений, аномалии напряженно-деформированного состояния, результаты воздействия микроорганизмов [11] и т.д.) и оценить степень их опасности с учетом локальных напряжений под действием реальных эксплуатационных нагрузок.

Основные направления и перспективы развития методов бесконтактной диагностики

Ликвидация разрыва между увеличивающимся объемом работ по контролю технического состояния трубопроводов и возможностями методов технической диагностики возможна только на основе разработки и внедрения новых высокопроизводительных роботизированных технологий бесконтактной диагностики нефтегазопроводов и технических регламентов, позволяющих своевременно выявлять и предупреждать аварийные ситуации, связанные с их повреждениями в процессе эксплуатации. Новые высокопроизводительные роботизированные технологии являются важной составляющей цифровых нефтегазовых технологий [12–30]. В октябре 2017 г. представители научных центров магнитной томографии «Транскор-К» (научный руководитель к.т.н. С.С. Камаева) и совместный центр геофизического мониторинга и робототехники ИПНГ РАН (научный руководитель к.т.н. А.Д. Черников) провели экспериментальные полевые работы по бесконтактной диагностике методом магнитной томографии водных переходов через реки Вилюй, Большая Батуобия, Айгулдах, Моркока магистрального газопровода компании ОАО «АЛРОСА-Газ» в Республике Саха-Якутия с применением беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) типа мультикоптер (рис. 1).

Для обеспечения проведения экспериментальных работ по обследованию водных переходов газопровода была разработана специальная облегченная модификация аппаратуры МТМ СКИФ и проведена экспериментальная проверка ее электромагнитной совместимости с БПЛА типа мультикоптер «12Р-Ф». В результате выполнения экспериментальных работ при проведении обследования газопровода ОАО «АЛРОСА-Газ» были отработаны основные элементы интегрированной роботизированной технологии диагностики МТМ с применением БПЛА типа мультикоптер:

а) Формирование по результатам съемки с БПЛА высокоточных бесшовных ортофотопокрытий с точностью геопривязки не хуже 0,3 м, построение рельефа местности с погрешностью не хуже 0,5 м и наложение на них данных по пространственному

местоположению газопровода на участках проведения магнитометрических измерений (рис. 2).



Рис. 1. Бесконтактная диагностика МТМ с применением БПЛА водного перехода через реку Большая Батуобия магистрального газопровода ОАО «АЛРОСА-Газ», Республика Саха-Якутия, 3 октября 2017 г.

б) Разработка и контроль выполнения полетных заданий БПЛА для проведения магнитометрической съемки над осями трасс газопровода с учетом характеристик аппаратуры МТМ СКИФ (рис. 3).

в) Высокоточная (субметровая) привязка к координатам трасс прохождения газопровода, выявленных и классифицированных по результатам магнитометрических измерений дефектов (повреждений) трубопровода и их формализованное наглядное представление на фоне геопривязанного бесшовного ортофотопокрытия (рис. 4).



Рис. 2. Высокоточная геопривязка к бесшовному ортофотопокрытию данных по пространственному местоположению газопровода (векторные линии голубого цвета) и треков БПЛА при проведении фотосъемки (векторные линии оранжевого цвета)

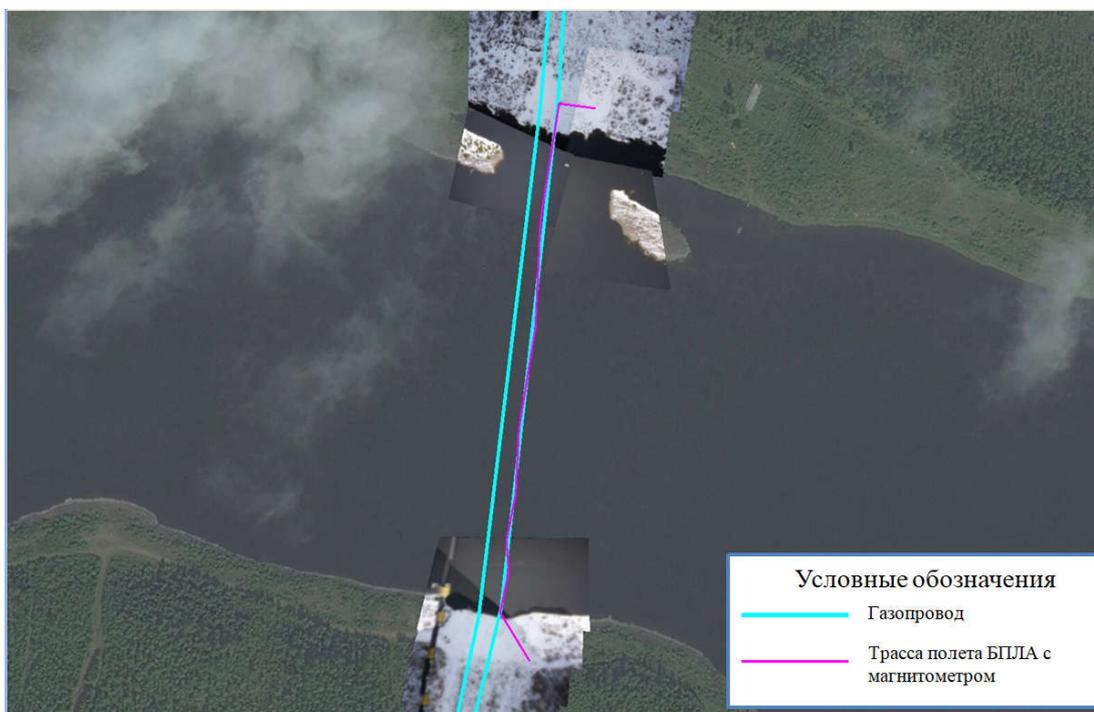


Рис. 3. Отображение на фоне геопривязанного бесшовного ортофотопокрытия осей ниток газопровода и треков БПЛА (по данным телеметрического контроля) при проведении магнитометрических измерений



Рис. 4. Высокоточная координатная привязка выявленных по результатам магнитометрических измерений дефектов трубопровода и их представление на фоне геопривязанного бесшовного ортофотопокрытия

г) Высокоточная (субметровая) геопривязка глубины залегания газопровода с учетом рельефа местности, сформированного по результатам съемки с БПЛА и их наглядное представление на фоне вертикального разреза земного профиля. Дополнительно приводится вертикальный профиль треков БПЛА при проведении фото- и магнитометрической съемок (рис. 5).

д) Формирование, регистрация и печать итоговых отчетных документов по результатам проведения обследования газопровода с наглядным отображением результатов диагностики, геопривязанной целевой векторной, а также служебной информации (рис. 6).

Анализ технологических решений, разработанных в ходе проведения экспериментальных работ по обследованию водных переходов газопровода ОАО «АЛРОСА-Газ», позволяет определить основные направления по развитию методов бесконтактной диагностики на основе магнитометрических измерений:

1. Совершенствование аппаратуры магнитометрических измерений по повышению ее чувствительности и быстродействия.

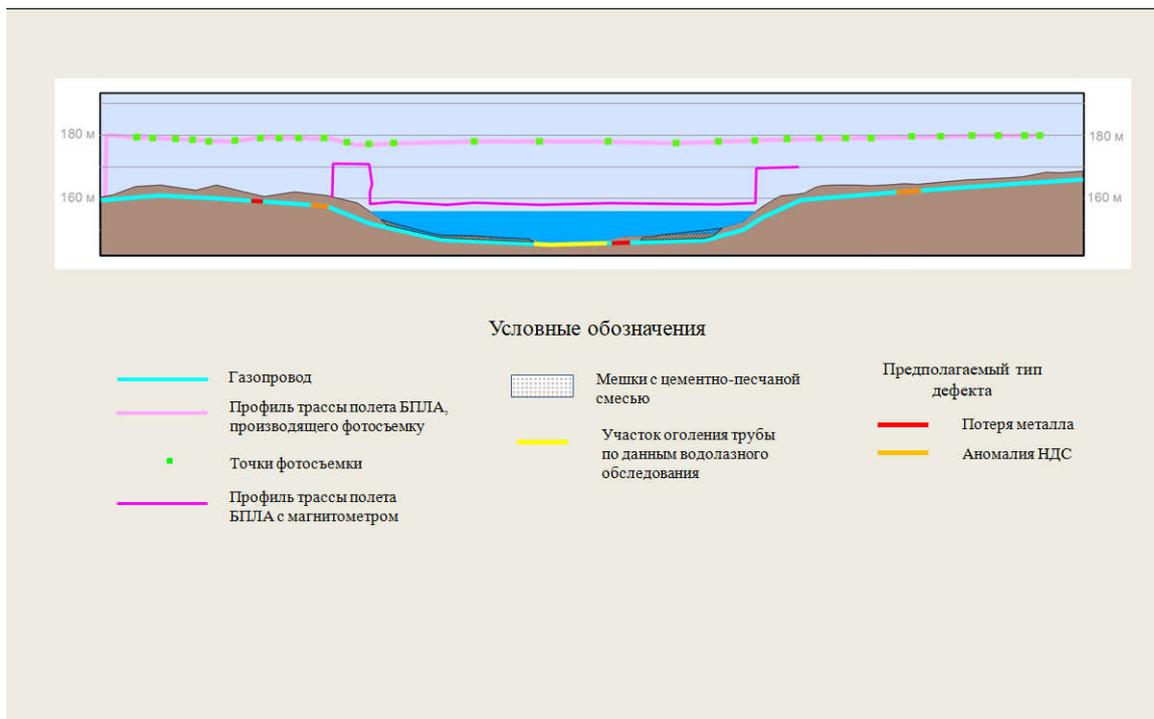


Рис. 5. Наглядное представление на фоне вертикального разреза земного профиля результатов высокоточной геопривязки глубины залегания газопровода с учетом рельефа местности, сформированного по результатам съемки с БПЛА

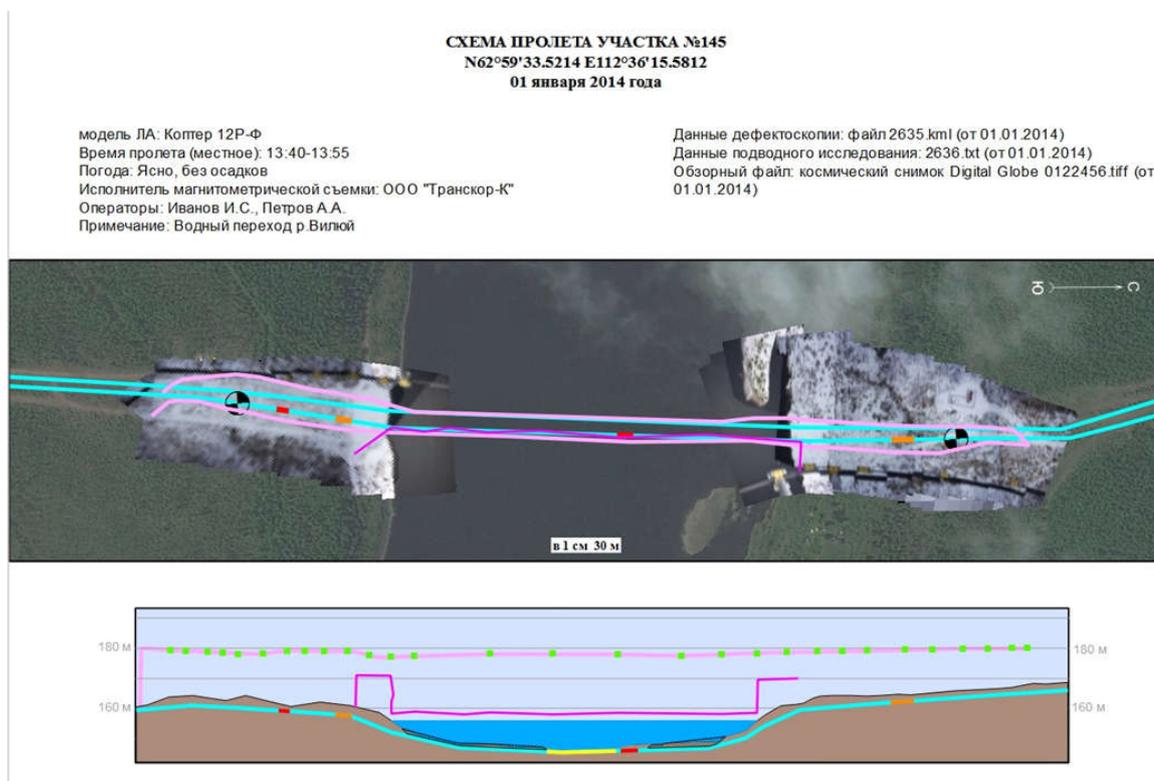


Рис. 6. Вариант представления итогового отчетного документа по результатам проведения обследования водного перехода через реку Вилой газопровода ОАО «АЛРОСА-Газ»

2. Разработка интегрированных роботизированных технологий бесконтактной диагностики нефтегазопроводов с применением магнитометрических методов и специальных геоинформационных систем (ГИС).
3. Организационно-техническая реализация интегрированной технологии с обеспечением контроля качества на каждом этапе.

Основными требованиями, предъявляемыми к аппаратуре МТМ, являются обеспечение ее максимальной чувствительности при небольших массогабаритных размерах, позволяющих ее использование в мобильном варианте. До настоящего времени этому компромиссу удовлетворяла аппаратура на базе трехкомпонентных феррозондовых датчиков, применяемых в аппаратуре МТМ СКИФ (разработка ООО «Транскор-К»). На рис. 7 представлен внешний вид цифрового трехкомпонентного магнитометра МЦТ-8 на основе феррозондовых датчиков, а в табл. 1 приведены его технические характеристики. МЦТ-8 предназначен для измерения проекций вектора индукции магнитного поля на три оси собственной системы координат. Выходным элементом МЦТ-8 является 24-разрядный сигма-дельта (Σ - Δ) аналого-цифровой преобразователь (АЦП) с выдачей информации по последовательному интерфейсу SPI.

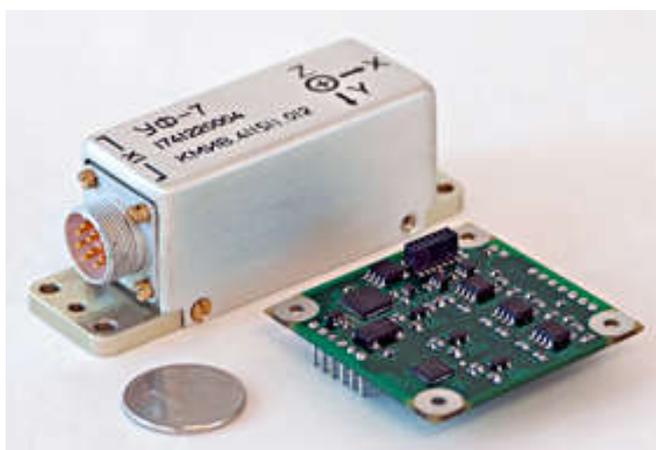


Рис. 7. Цифровой трехкомпонентный магнитометр МЦТ-8

Таблица 1

Технические характеристики	
Диапазон измерения компонент	$\pm 70\,000$ нТл
Выход информации	SPI
Чувствительность	2 нТл
Погрешность измерения	не более 0,5%

Погрешность смещения нуля	не более ± 20 нТл
Погрешность ортогональности осей	не более 15 угл. мин.
Напряжение питания	+ 5 В
Потребляемая мощность	0,2 Вт
Масса	0,065 кг
Диапазон рабочих температур	от -35°C до $+65^{\circ}\text{C}$

Анализ показывает, что повышение чувствительности диагностической аппаратуры возможно на основе применения трехкомпонентных волоконно-оптических магнитометрических датчиков, которые при тех же массогабаритных характеристиках могут обладать чувствительностью, в несколько раз превосходящей феррозондовые аналоги. Это обеспечит возможности безопасного применения БПЛА в качестве носителей магнитометрической аппаратуры, в том числе, для проведения диагностики трубопроводов малых диаметров. Другим направлением совершенствования магнитометрической аппаратуры является применение АЦП с более высокой тактовой частотой в совокупности с использованием запоминающих устройств с более высокой емкостью. Объем данных магнитометрических измерений, регистрируемый аппаратурой МТМ СКИФ, составляет порядка единиц Гбайт. Анализ современного состояния рынка высокоразрядных АЦП и устройств встроенной памяти показывает, что данные характеристики для аппаратуры МТМ СКИФ могут быть повышены в несколько раз. Для обработки нарастающего объема данных магнитометрии возможно использование технологий сбора, обработки Больших Данных [31, 32]. Применение быстродействующих АЦП позволит увеличить скорость движения БПЛА с магнитометрической аппаратурой с 2 до 10 м/с, что во столько же раз позволит повысить производительность, а, следовательно, и сократить стоимость проведения диагностических обследований. Все это открывает новые возможности для широкого применения роботизированных технологий бесконтактной диагностики нефтегазопроводов с применением магнитометрических методов. Обучение специалистов по квалификациям, связанным с эксплуатацией интегрированных роботизированных технологий на базе использования бесконтактной магнитометрической диагностики, можно проводить в цифровом нефтегазовом университете в любое время, в любом месте и в нужном объеме [33–36].

Заключение

Запатентованные российские изобретения на технологию МТМ показали высокую производительность и достаточную эффективность для диагностики технического состояния трубопроводов, включая трубопроводы, не подлежащие внутритрубной диагностике, с различными типами изоляционного покрытия и проложенных в разных условиях (под землей, железобетонными перекрытиями, под водой до 1 500 м глубины). Для МТМ декларируется достоверность выявления и определения ранга опасности аномалий, а в интервале механических напряжений 0,35–80% предела прочности составляет не менее 70%. Допустимая дистанция до объекта обследования – до 15-ти диаметров труб, т.е. при Ду 1420 мм составляет более 21 м. Номинальные диаметры обследуемых трубопроводов – от 100 до 1420 мм при минимальной толщине стенки 6 мм и до неограниченной максимальной толщины.

В начале октября 2017 г. был успешно завершен первый коммерческий проект по проведению диагностики газопровода компании ОАО «АЛРОСА-газ» на водных переходах через реки Виллой, Большая Бутобия и другие реки (общей длиной около 2 км) с применением мультикоптера. В результате проведения экспериментальных работ по обследованию водных переходов магистрального газопровода компании ОАО «АЛРОСА-Газ» методом магнитной томографии с применением беспилотных летательных аппаратов отработаны основные элементы роботизированной технологии обследования состояния трубопроводов. На семинаре «Организация и проведение подводно-технических работ на морских объектах добычи и транспорта ПАО «Газпром»», состоявшемся 29 ноября 2017 г., был представлен доклад С.С. Камаевой и Н.А. Еремина «Технология диагностики морских трубопроводов на больших глубинах – опыт применения».

Совершенствование и расширение применения методов бесконтактной магнитометрической диагностики на базе централизованного внедрения интегрированных роботизированных технологий, в дополнение к используемым традиционным методам, несет в себе мощный синергетический эффект, обеспечивающий рост производительности функционирования газотранспортных систем, повышение промышленной безопасности их использования, уменьшения рисков экологических катастроф, связанных с аварийными ситуациями и является важным элементом энергетической безопасности государства.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», № АААА-А16-116031750016-3).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д.* Цифровая модернизация нефтегазовой отрасли: состояние и тренды // Датчики и системы. 2017. № 11. С. 13–19.
2. *Камаева С.С., Еремин Н.А.* Риск-ориентированный подход к обеспечению безопасности газопроводов с применением бесконтактных технологий технического диагностирования // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 9. С. 75–82.
3. РД 102-008-2002. Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом. М.: Изд АО ВНИИСТ, Минэнерго, 2003. 52 с.
4. *Камаева С.С., Никонов А.И., Горошевский В.П., Белотелов В.Н.* Особенности диагностики трубопроводов комплексом дистанционных методов на основе линеamentного анализа и магнитной томографии // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 6. С. 54–60.
5. *Воробьев Я.В., Волгина Н.И., Хуснутдинов Л.А., Камаева С.С.* Использование ферромагнитных свойств металла для диагностирования технического состояния и прогнозирования ресурса стальных трубопроводов // Технология металлов. 2010. № 1. С. 46–49.
6. *Колесников И.С., Горошевский В.П., Камаева С.С.* Управление надежностью трубопроводов, не подлежащих внутритрубному инспектированию // В мире неразрушающего контроля. М.: Изд. дом «Спектр». 2014. № 3(65). С. 60–64.
7. *Камаева С.С., Горошевский В.П., Колесников И.С., Ивлев Л.Е.* Магнитная томография для «нулевой инспекции» вновь построенного газопровода // Нефтегаз.ru. 2015. № 3. С. 50–51.
8. *Камаева С.С., Горошевский В.П., Колесников И.С., Ивлев Л.Е.* Магнитная томография: целостность трубопроводов, для которых невозможно внутритрубное диагностирование // Нефтегаз.ru. 2015. № 9. С. 39–41.
9. Aqua MTM (Magnetic Tomography Method) // Spotlight on Arctic Technology Conference ATC–2012. Houston, USA. 2012. December. P. 3–5.

10. *Белов Е.М.* Пат. RU № 2062394 С1. Способ прогнозирования местоположения течей трубопровода. № 93030278/06; Заявл. 01.06.1993; Опубл. 20.06.1996 // Изобретения. Полезные модели. 1996. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>
11. *Камаева С.С.* Локальные коррозионные явления, сопряженные с воздействием микроорганизмов // Обз. информ. Сер. Защита от коррозии оборудования в газовой промышленности. М.: ООО ИРЦ «Газпром», 1999. 39 с.
12. *Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Михайлов Н.Н.* Цифровая модернизация газового комплекса // Актуальные вопросы разработки и внедрения малолюдных (удаленных) технологий добычи и подготовки газа на месторождениях ПАО «Газпром»: Сб. докл. М.: ОАО «Газпром автоматизация», 2017. С. 9–20.
13. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2015. № 6. С. 10–16.
14. *Дмитриевский А.Н., Мартынов В.Г., Абукова Л.А., Еремин Н.А.* Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовых месторождений // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. 2016. № 2(24). С. 13–19.
15. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Инновационный потенциал умных нефтегазовых технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 1. С. 4–9.
16. *Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Тихомиров Л.И.* Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. С. 44–49.
17. *Еремин Ал. Н., Еремин Н.А.* Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных скважин // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. С. 50–53.
18. *Еремин Н.А., Сарданашивили О.Н.* Инновационный потенциал цифровых технологий [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа: Науч. сет. изд. 2017. Вып. 3(18). 9 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 30.05.2018).
19. *Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 54–58.
20. *Еремин Н.А., Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н.* Цифровая модернизация нефтегазового производства // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12. С. 13–16.

21. *Еремин Н.А.* Цифровые тренды в нефтегазовой отрасли // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12. С. 17–23.
22. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Цифровое развитие Арктической зоны России: состояние и лучшие практики // Региональная энергетика и энергосбережение. 2018. № 3. С. 2–3.
23. *Гаричев С.Н., Еремин Н.А.* Технология управления в реальном времени: Учеб. пособие. В 2-х ч. М.: МФТИ. 2015. Ч. 2. 304 с.
24. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time: Учеб. пособие (на англ. яз.). В 2-х ч. М.: МФТИ. Ч. 1. 227 с.
25. *Еремин Н.А., Еремин А.Н., Еремин А.Н.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: Учеб. пособие для вузов. В 2-х кн. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2012. Кн. 2. 210 с.
26. *Еремин Н.А., Еремин Ан.Н., Еремин Ал.Н.* Оптикализация нефтегазовых месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 12. С. 40–44.
27. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Нефтегазовый комплекс РФ – 2030: цифровой, оптический, роботизированный // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2017. № 1. С. 10–12.
28. *Ивлев А.П., Еремин Н.А.* Петроботика: роботизированные буровые комплексы // Бурение и нефть. 2018. № 2. С. 8–13.
29. *Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н., Еремин Н.А.* О квантовизации и роботизации нефтегазового дела // Будущее в настоящем: человеческое измерение цифровой эпохи: Материалы III Междунар. науч.-методич. конф. (Гуманитарные Губкинские чтения). М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. Ч. 3. С. 147–154.
30. *Еремин Н.А., Золотухин А.Б.* Петроботика: состояние и гуманитарные аспекты // Будущее в настоящем: человеческое измерение цифровой эпохи: Материалы III Междунар. науч.-методич. конф. (Гуманитарные Губкинские чтения). М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. Ч. 3. С. 155–161.
31. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Большие геоданные в цифровой нефтегазовой экосистеме // Энергетическая политика. 2018. № 2. С. 31–39.
32. *Еремин Н.А.* Работа с большими геолого-промысловыми данными в эпоху нефтегазового интернета вещей // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 2. С. 70–72.

33. Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Линьков Ю.В., Пустовой Т.В. Цифровая модернизация образовательного процесса // Дистанционное и виртуальное обучение. 2018. № 1. С. 22–31.

34. Абукова Л.А., Борисенко Н.Ю., Мартынов В.Г., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Цифровая модернизация газового комплекса: научные исследования и кадровое обеспечение // Научный журнал РГО. 2017. № 4. С. 3–12.

35. Кожевников Н.А., Еремин Н.А., Пустовой Т.В. О нефтегазовом сетевом университете // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2017. № 10. С. 41–47.

36. Kozhevnikov N.A., Bekmukhametova Z.A., Eremin N.A. The digital petroleum education // Herald of the Kazakh-British technical university. 2017. № 4. P. 28–36.