# НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

ТРАНСНЕФТЬ.РФ

TRANSNEFT.RU

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

PIPELINE-SCIENCE.RU

9 ОПЫТ СТАРШЕГО ПОКОЛЕНИЯ ОТВЕЧАЕТ ЗАДАЧАМ СЕГОДНЯШНЕГО ДНЯ

38 К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ УВЕЛИЧЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ИНТЕРВАЛА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЧРП

50 МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ, ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

ISSN 2221-2701

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

№ 3 [23] 2016

# ООО «НИИ Транснефть»

ООО «НИИ Транснефть» – научно-технический центр ОАО «АК «Транснефть» по выполнению научно-исследовательских, опытно-конструкторских работ и разработки новых технологий, оборудования, материалов и нормативной документации в области проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта трубопроводов для транспортировки нефти и нефтепродуктов.

## Направления деятельности:

- создание нормативной базы расчетов на прочность и долговечность нефтепродуктопроводов и резервуарных емкостей на основе фактических показателей свойств металла длительно эксплуатируемых трубопроводов;
- научно-исследовательская и экспериментальная работа по изучению механических и химических свойств стали труб длительно эксплуатируемых трубопроводов;
- разработка нормативной базы оценки технического состояния и расчетов ресурса безопасной эксплуатации механотехнологического и энергетического оборудования, эксплуатируемого на объектах ОАО «АК «Транснефть»;
- мониторинг и разработка математических моделей взаимодействия окружающей среды и грунтовых массивов с трубопроводами, пролегающими в сложных геологических условиях (многолетнемерзлые грунты, сейсмозоны, оползневые процессы и т.д.);
- проведение фундаментальных научных исследований и совершенствование теории транспортировки нефти и нефтепродуктов, в том числе тяжелых и сверхтяжелых нефтей;
- разработка методов повышения эффективности и снижения электропотребления технологических процессов транспортировки нефти;
- разработка и совершенствование нормативной базы процессов проектирования, строительства и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта;
- разработка и создание опытных образцов современного оборудования с улучшенными характеристиками, в том числе для Программ импортозамещения (узлы учета нефти, запорно-регулирующая арматура, насосное оборудование и т.д.);
- разработка и внедрение системы «Оценка соответствия продукции, применяемой на объектах ОАО «АК «Транснефть» с проверкой надежности и ведением Реестра Основных Видов Продукции.

**ООО «НИИ Транснефть»**
117186, г. Москва, Севастопольский проспект, д.47а
Тел.: (495) 950-8295, делопроизводство: (499) 799-8285, факс: (495) 950-8297
www.niitnn.transneft.ru, e-mail: niitnn@niitnn.transneft.ru

**Указом Президента РФ № 189 от 21.04.2016 за особые трудовые заслуги перед государством и народом генеральному директору ОАО «Сургутнефтегаз» В.Л. Богданову присвоено звание Героя Труда Российской Федерации.**

## *Поздравляем с высокой государственной наградой!*

***Более 40 лет своей жизни Владимир Леонидович Богданов посвятил нефтегазовой отрасли нашей страны, начав свой трудовой путь с должности помощника бурильщика, в 1984 г. (в возрасте 33 лет) возглавил Сургутнефтегаз.***

**Уважаемый Владимир Леонидович!**

**Поздравляем Вас с присвоением звания Героя Труда Российской Федерации!**

**Это символично, что Ваша фамилия как представителя нефтегазовой отрасли открывает список награжденных Указом Президента: значимость Вашей многолетней работы для успешного развития Сургутнефтегаза и вклад в становление российской нефтегазовой отрасли отмечены высокой государственной наградой.**

**Сегодня Сургутнефтегаз – это непрерывно развивающаяся, высокотехнологичная и социально ориентированная компания: активно обустраиваются новые месторождения; объемы поисково-разведочного бурения самые высокие в отечественном нефтегазовом комплексе; введен в эксплуатацию крупнейший в Европе комплекс глубокой переработки нефти; уделяется значительное внимание социальным вопросам.**
**Вы и под Вашим руководством коллектив Сургутнефтегаза – движущая сила этого прогресса!**

**Присоединяясь к многочисленным поздравлениям, желаем Вам крепкого здоровья, благополучия в семье, успешной и плодотворной работы на благо нашей Родины!**

***Редакционный Совет***

Герой Труда Российской Федерации – высшее звание Российской Федерации – государственная награда Российской Федерации. Звание присваивается гражданам Российской Федерации за особые трудовые заслуги перед государством и народом, связанные с достижением выдающихся результатов в государственной, общественной и хозяйственной деятельности, направленной на обеспечение благополучия и процветания России.

Звание Героя Труда Российской Федерации учреждено Президентом России В.В. Путиным 29 марта 2013 года указом № 294 «Об установлении звания Героя Труда Российской Федерации».

Медаль представляет собой пятиконечную звезду, лучи двухгранные, длиной 15 мм. В центре медали – рельефное изображение герба РФ, на обратной стороне звезды – надпись «Герой Труда Российской Федерации», под надписью высечен номер медали. Материал изготовления – золото, вес медали 15,25 грамма. Награда крепится к прямоугольной колодке, высота которой 15 мм, ширина – 19,5 мм. Колодка покрыта муаровой трехцветной лентой (слева направо: белый, синий, красный). На оборотной стороне колодки – штифт с гайкой для крепления к одежде.

# РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ, ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР –

**Сощенко Анатолий Евгеньевич**
д.т.н., проф., начальник управления инновационного развития и НИОКР ОАО «АК «Транснефть», Москва, Россия
***РИНЦ*** *Author ID: 441663; h-index: 4*

**Soschenko, Anatoly Evgenievich**
Doctor of Science, Professor, Head of the Department of Innovation Development and R&D, Transneft, JSC, Moscow, Russian Federation

НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
ТРАНСНЕФТЬ-РФ TRANSNEFT.RU

**Ван Моран**
д.т.н., проф. кафедры гидромеханики и теплофизики, руководитель исследовательской группы по транспортировке мультифазных сред, департамент инженерной механики и CNMM, Аэрокосмический исследовательский центр, Университет Цинхуа, Пекин, Китай

**Wang, Moran**
Ph.D. (Subject area: Engineering), Professor of Fluid Mechanics and Thermophysics, Research Group Leader for Multiscale Interfacial Transport, Department of Engineering Mechanics and CNMM, School of Aerospace, Tsinghua University, Beijing, China
***Scopus*** *Author ID: 56139174200; h-index: 32.*
***ORCID*** *ID: 0000-0002-0112-5150*

**Голофаст Сергей Леонидович**
д.т.н., проф., заместитель генерального директора по научной работе ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия
***РИНЦ*** *SPIN-код: 1093-7096; AuthorID: 179056; h-index: 5*

**Golofast, Sergey Leonidovich**
Doctor of Science (Subject area: Engineering, Energy), Professor, Deputy Director General for Science, Transneft Research and Development Institute for Oil and Oil Products Transportation (Transneft R&D), LLC, Moscow, Russian Federation
***Scopus*** *Author ID: 24280729100*

**Горбань Николай Николаевич**
к.т.н., генеральный директор АО «АК «Транснефтепродукт», Москва, Россия

**Gorban, Nikolay Nickolaevich**
Candidate of Science (Subject area: Engineering), Director General, Transnefteproduct, JSC, Moscow, Russian Federation

**Дунаев Виталий Федорович**
д.эконом.н., проф., заведующий кафедрой «Экономика нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия
***РИНЦ*** *SPIN-код: 5170-4613; AuthorID: 571401; h-index: 4*

**Dunaev, Vitaly Fedorovich**
Doctor of Science (Subject area: Economic Sciences), Professor, Head of Chair «Economics of Oil and Gas Industry», the Gubkin Russian State Oil and Gas University, Moscow, Russian Federation

**Жолобов Владимир Васильевич**
д.физ.-мат.н., ведущий научный сотрудник отдела математического моделирования работы магистральных нефтепроводов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия
***РИНЦ*** *SPIN-код: 3649-0484; AuthorID: 828818; h-index: 3*

**Zholobov, Vladimir Vasilievich**
Doctor of of Science (Subject area: Physical and Mathematical Sciences), Leading Research Associate of the Department of Mathematical Modelling of Oil Trunk Pipeline Operation, Transneft Research and Development Institute for Oil and Oil Products Transportation (Transneft R&D), LLC, Moscow, Russian Federation

**Королёнок Анатолий Михайлович**
д.т.н., проф., декан факультета «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия
***РИНЦ*** *SPIN-код: 2630-2029; AuthorID: 351993; h-index: 1*

**Korolyonok, Anatoly Mikhailovich**
Doctor of Science (Subject area: Engineering), Professor, Dean of Pipeline Network Design, Construction and Operation Faculty, the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation

**Котов Дмитрий Валерьевич**
д.эконом.н., проф., Уфимский государственный нефтяной технический университет, кафедра «Экономика и управление на предприятии нефтяной и газовой промышленности», Уфа, Республика Башкортостан
***РИНЦ*** *SPIN-код: 7150-3880; AuthorID: 354181; h-index: 9*

**Kotov, Dmitry Valerievich**
Doctor of Science (Subject area: Economic Science), Professor, Ufa State Petroleum Technological University, Chair «Economics and Management at the Enterprise of Oil and Gas Industry», Ufa, Russian Federation
***ORCID*** *ID: 0000-0002-3803-1334*

**Крючков Михаил Николаевич**
первый заместитель генерального директора ООО «Транснефть – Медиа», Москва, Россия

**Kryuchkov, Michael Nickolaevich**
First Deputy Director General, Transneft Media, LLC, Moscow, Russian Federation

**Литвиненко Константин Владимирович**
начальник управления скважинных технологий и добычи ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия
***РИНЦ*** *AuthorID: 528545; h-index: 1*

**Litvinenko, Konstantin Vladimirovich**
Head of Downhole Technology and Production Department, BashNIPIneft, LLC
Ufa, Russian Federation

**Матвиенко Юрий Григорьевич**
д.т.н., проф., заведующий отделом прочности, живучести и безопасности машин, ФГБУН Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук, Москва, Россия
***РИНЦ*** *SPIN-код: 2085-8281; AuthorID: 12920; h-index: 16*

**Matvienko, Yury Grigorievich**
Doctor of Science (Subject area: Engineering, Materials Science), Professor, Head of Department of Strength, Survivability and Safety of Machines, Federal Budget-Funded Research Institute for Machine Science Named after A.A. Blagonravov of the Russian Academy of Sciences (IMASH RAN), Moscow, Russian Federation
***Scopus*** *Author ID: 7004347113; h-index: 10*

**Махутов Николай Андреевич**
д.т.н., проф., член-корреспондент РАН, заместитель академика-секретаря отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления Российской академии наук, Москва, Россия
***РИНЦ*** *SPIN-код: 4499-0720; AuthorID: 6070; h-index: 22*

**Makhutov, Nikolay Andreevich**
Doctor of Science (Subject area: Engineering, Materials Science), Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences (RAS), Deputy Academician-Secretary of the Branch of Energetics, Machine Engineering, Mechanics and Operation Procedures of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
***Scopus*** *Author ID: 7007007056; h-index: 4*

**Мелиани Мохаммед Хадж**
д.т.н., адъюнкт-проф., лаборатория теоретической физики и физики материалов, Университет Хассиба Бен Боуали, Шлеф, Алжир

**Meliani, Mohammed Hadj**
Ph.D. (Subject area: Engineering, Materials Science), Associate Professor, HDR, Laboratory for Theoretical Physics and Materials Physics, University Hassiba Ben Bouali of Chlef, Algeria
***Scopus*** *Author ID: 35491187800; h-index: 3*

**Молчанова Ольга Петровна**
д.эконом.н., проф., Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, экономический факультет, кафедра управления организацией, Москва, Россия
***РИНЦ*** *SPIN-код: 9748-8914; AuthorID: 387443; h-index: 5*

**Molchanova, Olga Petrovna**
Doctor of Science (Subject area: Economic Science), Professor, Lomonosov Moscow State University, Faculty of Economics, Moscow, Russian Federation

**Несын Георгий Викторович**
д.хим.н., ведущий научный сотрудник службы оценки эффективности методов снижения гидравлического сопротивления ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия
***РИНЦ*** *SPIN-код: 1975-6778; AuthorID: 48309; h-index: 6*

**Nesyn, Georgy Victorovich**
Doctor of Science (Subject area: Chemistry), Leading Research Associate of the Service for Efficiency Assessment of the Hydraulic Resistance Methods, Transneft Research and Development Institute for Oil and Oil Products Transportation (Transneft R&D), LLC, Moscow, Russian Federation
***Scopus*** *Author ID: 6602334335; h-index: 4*

**Павлоу Димитриос**
д.т.н., проф. кафедры механики деформируемого твердого тела, научный руководитель группы в области машиностроения и материаловедения, кафедра механической и структурной инженерии и материаловедения, Университет Ставангера, Норвегия; член норвежской Академии технологических наук, Ставангер, Норвегия

**Pavlou, Dimitrios G.**
Ph.D. (Subject area: Engineering, Materials Science), Professor of Solid Mechanics, Research Group Leader for Mechanical Engineering & Material Sciences, Department of Mechanical & Structural Engineering and Materials Science, University of Stavanger, Norway; Full member of the Norwegian Academy of Technological Sciences, Stavanger, Norway
***Scopus*** *Author ID: 56001953600; h-index: 7*

**Плювинаж Ги**
д.т.н., почетный профессор Университета Мишкольца (Венгрия), почетный профессор Политехнического университета Тираны (Албания), Мец, Франция

**Pluvinage, Guy A.**
Ph.D. (Subject area: Engineering, Materials Science), Honorary Professor of the University of Miskolc (Hungary), an Doctor Honoris Causa from the Polytechnic University of Tirana (Albania), Metz, France
***Scopus*** *Author ID: 7005217120; h-index: 23*

**Ранджит Патегама Гамаж**
д.т.н., проф., заведующий лабораторией исследования добычи глубокозалегающих энергоресурсов, кафедра проектирования и строительства гражданских объектов, Университет Монаш, Мельбурн, Австралия

**Ranjith, Pathegama Gamage**
Ph.D. (Subject area: Engineering, Energy, Chemical Engineering), Head of Geomechanics Engineering, Monash University, Melbourne, Australia
***Scopus*** *Author ID: 6602607278; h-index:23.*
***ORCID*** *ID: 0000-0003-0094-7141*

**Сапсай Алексей Николаевич**
вице-президент ОАО «АК «Транснефть», Москва, Россия

**Sapsai, Aleksey Nickolaevich**
Vice President, Transneft, JSC, Moscow, Russian Federation

**Сергеев Евгений Иванович**
заместитель генерального директора по науке ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия

**Sergeev, Evgeny Ivanovich**
Deputy Director General for Science, BashNIPIneft, LLC Ufa, Russian Federation

**Сериков Павел Юрьевич**
к.т.н., заместитель вице-президента – директор департамента экономики ОАО «АК «Транснефть», Москва, Россия

**Serikov, Pavel Yurievich**
Candidate of Science (Subject area: Economic, Engineering Sciences), Deputy Vice President, Head of Department of Economics, Transneft, JSC, Moscow, Russian Federation
***Scopus*** *Author ID: 6701825129; h-index: 1*

**Сигитов Владимир Борисович**
д.хим.н., зам. директора ЧУ «Институт полимерных материалов и технологий», Алматы, Казахстан

**Sigitov, Vladimir Borisovich**
Doctor of Science (Subject area: Materials Science, Chemistry), Deputy Director, Institute of Polymeric Materials and Technologies, Almaty, Republic of Kazakhstan
***Scopus*** *Author ID: 6603183916; h-index: 5*

**Сосновский Леонид Адамович**
д.т.н., проф., директор ООО «НПО ТРИБОФАТИКА», проф. Белорусского государственного университета транспорта, научный руководитель Межведомственной лаборатории «ТРИБОФАТИКА», Гомель, Беларусь

**Sosnovskiy, Leonid Adamovich**
Doctor of Science (Subject area: Engineering, Chemical Engineering, Materials Science), TRIBOFATIGUE Ltd., Professor of the Belarusian State University of Transport, Scientific Supervisor of the Interdepartmental Laboratory «TRIBO-FATIGUE», Gomel, Belarus
***Scopus*** *Author ID: 12344794800; h-index: 2*

**Тиратсу Джон**
бакалавр наук, руководитель подразделения Tiratsoo Technical, издательство Great Southern Press, главный редактор журналов Pipelines International, Journal of Pipeline Engineering, Биконсфильд, Великобритания

**Tiratsoo, John**
Bachelor of Science, Head of Tiratsoo Technical, Department of Great Southern Press, Editor-in-Chief of Pipelines International, Journal of Pipeline Engineering, Beaconsfield, UK
***Scopus*** *Author ID: 14631144600*

**Ченцов Александр Николаевич**
директор центра исследования технологии строительства и ремонта в трубопроводном транспорте ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

**Chentsov, Aleksandr Nickolaevich**
Director of the Centre of Pipeline Transport Construction & Repair Technology Research, Transneft Research and Development Institute for Oil and Oil Products Transportation (Transneft R&D), LLC, Moscow, Russian Federation


**Журнал включен в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, ВАК Минобрнаука РФ (по состоянию на 03.06.2016) по следующим отраслям и группам научных специальностей:**

**05.00.00 Технические науки (группы специальностей: 05.02.00 Машиностроение и машиноведение; 05.13.00 Информатика, вычислительная техника и управление; 05.26.00 Безопасность деятельности человека); 08.00.00 Экономические науки; 25.00.00 Науки о Земле.**

## РАЗВИТИЕ ОТРАСЛИ / INDUSTRY DEVELOPMENT

**9 ОПЫТ СТАРШЕГО ПОКОЛЕНИЯ ОТВЕЧАЕТ ЗАДАЧАМ СЕГОДНЯШНЕГО ДНЯ**

Г.И. Шмаль

О специфике формирования Совета ветеранов нефтегазовой отрасли при Министерстве энергетики РФ, первых организационных решениях, стратегических задачах и перспективных планах, а также об актуальных проблемах нефтяной и газовой промышленности, остро переживаемых поколением ее создателей, рассказывает Председатель Совета, Президент Союза нефтегазопромышленников России Генадий Шмаль.

**EXPERIENCE OF THE OLDER GENERATION MEETS THE TODAY'S TASKS**

G.I. Shmal

The Board Chairman, the President of Union of Oil & Gas Producers of Russia Genadiy Shmal is speaking about specific features of formation of Board of veterans in oil and gas industry under RF Ministry of Energy, the first organizational decisions, strategic objectives and long-term plans as well as actual problems of oil and gas industry suffered by generations of its formation.

## СОБЫТИЕ / EVENT

**14 ИДЕИ МОЛОДЫХ – НА БЛАГО ОТРАСЛИ**

В АО «Транснефть – Приволга» состоялся финальный этап XIII Научно-технической конференции ОАО «АК «Транснефть».

**THE IDEAS OF THE YOUTH FOR THE BENEFIT OF THE FIELD**

Transneft Volga Region, JSC held the final stage of the Scientific and technical conference Transneft, JSC.

## СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

## BUILDING, OPERATION AND MAINTENANCE OF PIPELINE SYSTEMS FOR OIL AND OIL PRODUCTS STORAGE AND TRANSPORT

**20 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ МЕТОДА ПЕРЕПУСКА**

А.Ф. Бархатов, Е.С. Чужинов, Е.В. Вязунов

Определены достоинства и недостатки метода перепуска. Сформулированы условия, при которых применение перепуска наиболее целесообразно. Разработана методика и выполнен подбор основных характеристик системы регулирования методом перепуска. Указаны технические сложности и ограничения при реализации перепуска.

**DETERMINATION OF PRESSURE BYPASS CONTROL SYSTEM CHARACTERISTICS**

A.F. Barkhatov, E.S. Chuzhinov, E.V. Vyazunov

The advantages and diadvantages of bypass method are deterined. Conditions under which bypass method is most reasonable are stated. The technique and selection of the main bypass control system were developed and performed. Technical complexity and limitations under bypass impleentation are stated.

**29 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СИСТЕМЕ НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ**

В.В. Середа, Д.И. Мельников, Д.А. Дроздов

Сборно-разборные трубопроводы (СРТ) предназначены для сооружения в короткие сроки и с минимальными капитальными затратами временных трубопроводов различного назначения и протяженности с целью транспортировки светлых нефтепродуктов, маловязкой нефти и воды. СРТ могут применяться для прокладки отводов от стационарных магистральных трубопроводов, в качестве технологических трубопроводов на насосных станциях, нефтебазах, пунктах сбора и подготовки нефти, а также для создания временных трубопроводов на нефтепромысловых объектах при освоении нефтяных месторождений и в системах сбора и подготовки нефти. Эффективно применение комплектов СРТ и в качестве средств технического прикрытия стационарных магистральных нефтепродуктопроводов и нефтепроводов с целью быстрого восстановления их функционирования при ликвидации аварий и неисправностей, проведении ремонтно-восстановительных работ.

**USING FIELD PIPELINES IN SYSTEM OF ENSURING OIL PRODUCTS**

V.V. Sereda, D.I. Melnikov, D.A. Drozdov

Collapsible pipelines (CP) are designed to transport light petroleum products as well as low-viscosity oil and water and can be used for laying branches from fixed main pipelines as process pipelines of pump stations, petroleum storage depots, oil collection and treatment plants as well as to arrange temporary pipelines at oil field facilities when exploring oil fields and in oil collection and treatment systems. Effective application of CP sets and as means of technical protection of fixed petroleum and petroleum products aim pipelines for prompt recovery their functions under accident and failures elimination when performing repair-and-renewal operations.

**38 К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ УВЕЛИЧЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ИНТЕРВАЛА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЧРП**

П.А. Ревель-Муроз

Применение частотно-регулируемого привода (ЧРП) позволяет исключить циклические режимы перекачки или существенно снизить их. В результате снижается цикличность нагружения и скорость развития дефектов в теле трубы. При этом снижается число дефектов, требующих ремонта. ОАО «АК «Транснефть» разработан РД-29.160.30-КТН-071-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». С применением Методики проводится комплексная оценка использования ЧРП на нефтеперекачивающей станции технологического участка магистрального трубопровода.

**THE QUESTION OF THE PIPELINE TURNAROUND INTERVAL INCREASE EVALUATION WHEN USING FREQUENCY CONTROLLED DRIVE**

P.A. Revel-Muroz

The use of the frequency controlled drive (FCD) enables elimination or significant reduction of the cyclic oil pumping operations. It results in the reduction of loading cycles and defect growth rate in the pipe body. Thus the number of defects in need of repair is also reduced. Transneft, JSC developed RD-29.160.30-КТН-071-15 «Crude oil and refined products major pipeline transport. Evaluation method for the efficiency of FCD used at the Transneft, JSC oil trunk pipeline facilities». With the application of the Method the integrated evaluation of the FCD use on the oil pumping station of the trunk pipeline process section is conducted.

**42 НЕЗАТУХАЮЩИЕ КОЛЕБАНИЯ ТРУБ С ВНУТРЕННИМ АРМИРОВАННЫМ ЗАЩИТНЫМ ПОЛИМЕРНЫМ ПОКРЫТИЕМ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ УДАРОВ**

Кристен Реге

В работе построена приближенная динамическая модель, описывающая незатухающие поперечные колебания тонкостенных стальных труб в оболочке из армированного волокнами слоистого полимерного материала (АВП) под воздействием гидравлических ударов.
В результате получена несвязанная модель, в которой свойства упругости трубы и жидкости используются для оценки характеристик волны давления, возникающей в результате гидравлического удара. В динамическом расчете стенки трубы эта волна давления выступает в качестве динамической нагрузки. Полученное основное уравнение решается аналитически, с использованием

рядов Фурье. Модель представлена в виде типичного примера. Наблюдения показали, что увеличение числа слоев АВП может привести к усилению поперечных отклонений, что связано со значительным изменением естественной частоты колебаний трубы.

**UNDAMPED VIBRATION OF FIBRE-REINFORCED POLYMER OVERWRAPPED PIPES UNDER FLUID HAMMER CONDITIONS**

Kristen Rege

An approximate dynamic model describing the undamped radial vibration of thin-walled steel pipes with an overwrap of laminated fibre-reinforced polymer (FRP), due to fluid hammer conditions, is derived. The derived model is an uncoupled model, in which the elastic properties of the pipe and fluid are used to estimate the properties of the fluid hammer-induced pressure wave. This pressure wave is used as the exciting load in a dynamic analysis of the pipe wall. The derived governing equation is solved analytically by utilizing the properties of Fourier series. The model is implemented on a representative example. It is observed that increasing the number of FRP laminae may lead to larger radial deflections, because the natural frequency of the pipe is significantly altered.

**50 МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ, ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ**

М.Н. Казанцев, Ф.В. Тимофеев, С.Н. Замалаев, М.Р. Гильманов

В статье рассмотрены основные направления исследований, проводимых ООО «НИИ Транснефть» в области существующих асфальтосмолопарафиновых отложений (далее – АСПО), образовывающихся на внутренней полости трубопроводов, технологических трубопроводов и оборудования. Отдельно рассмотрено удаление и предотвращение образования АСПО на нефтепроводах, подготавливаемых для транспортировки нефтепродуктов. Приведены оценка наличия АСПО в трубопроводах и анализ их состава, негативные воздействия на трубопроводную систему, обусловленные образованием и наличием АСПО. Рассмотрены технологии и критерии оценки эффективности очистки нефтепроводов.

**METHODS OF DETECTION, ELEMINATION AND FORMATION PREVENTION OF ASPHALT, RESIN AND PARAFFIN DEPOSITS IN MAIN OIL PIPELINES**

M.N. Kazantsev, F.V. Timofeev, S.N. Zamalaev, M.R. Gilmanov

The Article considers the main research trends executed by JSC «Transneft» with regard to the current asphalt, resin, and paraffin deposits (hereinafter referred to as ARPD), formed on the internal surface of pipelines, process pipelines and equipment. ARPD elimination and formation prevention in petroleum product transport pipelines are considered separately. ARPD check on pipelines and ARPD composition analysis, negative impact on pipeline system are presented. Methods and criteria of effective pipeline cleaning are considered.

**57 РАСШИРЕНИЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ**

В.А. Поляков, Р.А. Шестаков

В статье представлена методика, расширяющая параметрические методы обнаружения утечек по сравнению с действующей (нормативной) системой обнаружения утечек (СОУ). По результатам измерения давления транспортируемого потока по длине нефтепровода приведено геометрическое и аналитическое решение задач СОУ – выявление факта утечки, определение места и величины утечки – в условиях эксплуатации, не контролируемых нормативной СОУ.

**DEVELOPMENT OF PARAMETRIC METHODS OF LEAK DETECTION AND ILLEGAL BRANCHES ON THE MAIN OIL PIPELINES**

V.A. Polyakov, R.A. Shestakov

The article presents a method that extends the parametric methods of leak detection compared with the current (regulatory) leak detection system (LDS). As a result of the conveyed flow along the length of the pipeline pressure measurement shows the geometric-mechanical and analytical problem solving LDS – identifying leaks fact, the definition of the place and the size of the leak – under operating conditions beyond the control of the regulatory LDS.

**СВАРКА / WELDING**

**60 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕЛДОЛЕТОВ В КАЧЕСТВЕ ТРОЙНИКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ, РЕКОНСТРУКЦИИ И РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ**

Н.Г. Гончаров, О.И. Колесников, А.А. Юшин, С.М. Гриднев, А.В. Временко, Д.Н. Финатов, Г.Г. Валиахметов

Тройниковые соединения широко используются как при строительстве, так и при реконструкции и ремонте трубопроводов. Основное назначение тройниковых конструкций – распределение транспортных потоков. Наиболее распространенными конструкциями тройниковых соединений являются тройники, патрубки, прямые врезки, штуцеры. В настоящей статье рассматриваются конструкции нового типа – велдолеты, которые могут применяться в качестве альтернативы прямым врезкам, выполняемым с помощью труб при строительстве и ремонте промысловых и магистральных трубопроводов, сварным и штампосварным тройникам, а также в качестве узла нового типа при врезке под давлением.

**APPLICATION OF WELDOLETS AS T-CONNECTORS FOR CONSTRUCTION, RENOVATION AND REPAIR OF PIPELINES**

N.G. Goncharov, O.I. Kolesnikov, A.A. Yushin, S.M. Gridnev, A.V. Vremenko, D.N. Finatov, G.G. Valiahmetov

T-connections are widespread both in construction and renovation and repair of pipelines. The primary function of T-structures is to distribute transport flows. The most common T-connection structures are T-pieces, branches, direct incuts, fittings. This article describes a new type of structures: weldolets that can be used as an alternative to direct incuts designed with pipes during construction and repair of field and main pipelines, welded and stamp-welded T-pieces, and as a new type of assemblies for hot tapping.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ (СТАНДАРТИЗАЦИЯ, ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ) / TECHNICAL REGULATION (STANDARDIZATION, CONFORMITY ASSESSMENT)**

**65 СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА: ОТ КОНЦЕПЦИИ ДО СЕРТИФИКАЦИИ**

С.В. Фролов, А.А. Котельников, Н.А. Егорова, Ю.Н. Пашуков

Статья посвящена вопросам повышения результативности управления в крупной организации за счет внедрения системы менеджмента качества (СМК), соответствующей требованиям стандарта ISO 9001:2015 и национального стандарта ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (идентичный перевод – ISO 9001:2015). Авторы предлагают подход к построению СМК с учетом некоторых национальных особенностей, присущих системам управления в отечественных организациях.

**QUALITY MANAGEMENT SYSTEMS: FROM CONCEPT TO CERTIFICATION**

S.V. Frolov, A.A. Kotelnikov, N.A. Egorova, Y.N. Pashukov

The Article is devoted to the issues of management efficiency improvement in big company due to introduction of quality control system (QCS) according to requirements of ISO 9001:2015 and of national standard

GOST R ISO 9001-2015 (identical translation – ISO 9001:2015). The authors suggest approach to QCS creation with consideration of some national peculiarities specific for control systems in Russian companies.

**АВТОМАТИКА, ТЕЛЕМЕХАНИКА И СВЯЗЬ / AUTOMATICS, TELEMECHANICS & COMM**

**72 МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ЗОН НЕУВЕРЕННОГО ПРИЕМА СПРС TETRA ВДОЛЬ ТРАССЫ ПРОЛЕГАНИЯ МН ТС ВСТО-1**

Н.С. Архипов, М.Ю. Баронский

Одной из наиболее приоритетных задач является решение проблемы обеспечения покрытия цифровых систем подвижной радиосвязи (СПРС) на время производства различного вида работ линейными эксплуатационными службами МН в зонах с неудовлетворительным покрытием сети. В данной статье описаны существующие методы устранения зон неуверенного приема цифровых СПРС. Проведен анализ возможности применения данных методов на сети связи АО «Связьтранснефть». Для разработанных методов проведены натурные испытания и определены оптимальные сценарии их использования.

**METHODS OF MRS TETRA FRINGE AREAS ELIMINATION ALONG MN TS VSTO-1 ROUTE**

N.S. Arkhipov, M.Y. Baronsky

One of the priority tasks is to solve the problem of providing coverage digital profession mobile radio system (PMR) at the time of manufacturing of various type of work linear operational services of pipeline in areas with poor network coverage. The article presents existing zone of uncertain reception digital PMR's elimination methods. The analysis of a possibility of application of these methods on communication network Svyaztransneft company is carried out. For the developed methods natural tests are carried out and optimum scenarios of their use.

**ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ / CORROSION PROTECTION**

**80 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СНЯТИЯ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ПОДЗЕМНЫХ И ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

С.Н. Чужинов, Н.Н. Скуридин, П.О. Ревин, С.В. Мамонов

В статье рассмотрены современные методы снятия антикоррозионных покрытий. Представлено описание таких методов, как абразивно-струйный с использованием губчатого абразивного материала и снятие изоляции струей высокого давления. Рассмотрен метод снятия полиэтиленового покрытия с использованием нагрева поверхности металла токами высокой частоты.

**MODERN TECHNOLOGIES FOR THE REMOVAL OF ANTI-CORROSION COATINGS OF UNDERGROUND AND UNDERWATER PIPELINES**

S.N. Chuzhinov, N.N. Skuridin, P.O. Revin, S.V. Mamonov

The modern methods of removing anti-corrosion coatings are considered in the article. There are such methods as abrasive blasting with sponge abrasive and high-pressure jet removal in the article. The method for removal polyethylene coating using a heating metal surface high-frequency currents are considered.

**МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ / MATERIALS AND EQUIPMENT**

**84 МЕХАНИЗМЫ ИЗМЕНЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА ТРУБ И ОБОРУДОВАНИЯ В ВОДОРОДОСОДЕРЖАЩИХ СРЕДАХ**

К.М. Гумеров

В статье приводится анализ явления деградации свойств металла труб, обнаруженного в процессе расследования аварийных ситуаций на трубопроводах, природы и механизмов развития дефектов с учетом особенностей взаимодействия с окружающей средой и перекачиваемыми продуктами. В результате установлен ряд новых закономерностей, которые необходимо учитывать при организации работ по поддержанию трубопроводов в работоспособном и безопасном состоянии.

**VARIATION MECHANISMS OF PIPE AND EQUIPMENT METAL MECHANICAL FEATURES IN HYDROGEN-CONTAINING ENVIRONMENT**

K.M. Gumerov

The article represents the degradation analysis of pipe metal features found during investigation of pipeline emergencies, defect nature and propagation mechanism with consideration of interaction with environment and transported products. As a result new rows of patterns were established that should be noted when keeping pipeline in working and safe order.

**ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ / ECONOMICS AND MANAGEMENT**

**90 ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

П.Ю. Сериков, А.О. Бучнев

Для исследования экономических аспектов использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) применен метод «анализ среды функционирования», а также ретроспективный анализ ценообразования приведенных стоимостей разных источников энергии. На примере энергетических стратегий Бразилии и Китая выявлены факторы, определяющие институциональную природу использования ВИЭ, а также проведена оценка экономического потенциала возобновляемых источников энергии применительно к нашей стране.

**ECONOMIC ASPECTS OF RENEWABLE ENERGY RESOURCES**

P.Y. Serikov, A.O. Buchnev

A nonparametric method (DEA) in operations research and economics for the estimation of production frontiers and retrospective analysis of levelised cost of electricity natively represents economic aspects of use renewable energy sector in cross-country and cross-market comprehension. In most cases positive economic effect is associated with moderate rise of consumption of renewables. High and intensive rise of alternative energy sector leads to unpredictable consequences. On the examples of energy strategies of China and Brazil showed institutional differences in approach and method of applying of renewables.

**96 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПРОВЕРКИ РАСЧЕТОВ НАЧАЛЬНОЙ (МАКСИМАЛЬНОЙ) ЦЕНЫ В ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»**

С.М. Старцев, О.А. Хрипункова, А.С. Кондров

В статье рассматриваются вопросы совершенствования процесса формирования и проверки ценовых параметров начальной (максимальной) цены работ, услуг и товаров в управлении ценообразования департамента экономики ОАО «АК «Транснефть».

**DEVELOPENT OF CALCULATION CHECK SYSTEM OF INITIAL (MAXIMUM) PRICE IN JSC «TRANSNEFT»**

S.M. Starcev, O.A. Khripunkova, A.S. Kondrov

The article considers improvement of the generation and verification process for cost characteristics of the base (maximum) price for works, services and goods in Price setting management of Department of economics JSC «Transneft».

**ПРАВОПРИМЕНЕНИЕ И БЕЗОПАСНОСТЬ / ADMINISTRATION OF LAW AND SAFETY**

**101 ОТДЕЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ**

П.В. Демидов

Статья посвящена рассмотрению специфики юридической работы в различных направлениях инвестиционной деятельности, проблемам в правовом регулировании и используемом в этой работе юридическом инструментарии. Рассматривая специфику различных направлений инвестиционной деятельности, автор де-

лает вывод об имеющейся тенденции к совершенствованию отечественного законодательства и интеграции некоторых востребованных в обороте иностранных правовых институтов в российскую правовую систему.

**SOME ASPECTS OF INVESTENT PROJECT LEGAL SUPPORT**

P.V. Demidov

The Article is devoted to consideration of law work specific features in different directions of investment activity, problems regarding legal regulation and legal instruments used. Considering specific features of different directions in investment activity, the author makes a conclusion regarding the current tendency to improvement of Russian legislation and integration of some popular foreign legal institutes in Russian legal system.

**108 КОНКРЕТИЗАЦИЯ НОРМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ОТДЕЛЬНЫМИ ВИДАМИ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ (ДЕЛЕГИРОВАННОЕ ПРАВОТВОРЧЕСТВО)**

Н.А. Бабенко, А.А. Карпухин

В статье рассмотрены научно-практические вопросы конкретизации норм законодательства. Изучен механизм делегирования государством полномочий конкретизации путем разработки и принятия в установленном порядке правовых документов непосредственно субъектом правоотношений, в том числе ОАО «АК «Транснефть» и организациями системы «Транснефть».

**THE CONCRETIZATION OF THE LEGISLATION OF LEGAL ENTITIES (DELEGATED LAW-MAKING)**

N.A. Babenko, A.A. Karpuhin

The article deals with theoretical and practical issues of concretization of the legislation, in particular the rules of the Federal Law dated 18.07.2011 number 223-FZ «On procurement of goods, works and services of certain kinds of legal entities». The paper studied the mechanism of the state delegation of powers by adopting concretization legal documents the subject of legal relations, including OJSC «AK «Transneft» and organizations «Transneft» system.

**ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ / PROFESSIONAL EDUCATION**

**114 МЕХАНИЗМ РАЗРАБОТКИ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ СТАНДАРТОВ НА ПРИМЕРЕ ООО «НИИ ТРАНСНЕФТЬ»**

Ю.В. Алексеевичева, И.С. Симарова, Е.С. Переведенцева

В статье проведен анализ истории разработки профессиональных стандартов в России, рассмотрена и схематично представлена процедура утверждения проектов профессиональных стандартов Министерством труда и социальной защиты Российской Федерации. Изложен порядок определения разработчика проектов профессиональных стандартов из перечня, утвержденного Минтрудом России. Предложен механизм разработки проектов профессиональных стандартов на примере ООО «НИИ Транснефть», структурно состоящий из трех этапов и предусматривающий возможность организации профессионального обсуждения проектов профстандартов в процессе их разработки.

**MECHANISM OF PROFESSIONAL STANDARDS DEVELOPMENT IN TERMS OF TRANSNEFT R&D, LLC**

Y.V. Alekseevicheva, I.S. Simarova, E.S. Perevedentceva

The Article gives the analysis of professional standards development practice in Russia, considers and schematically represents draft professional standard confirmation procedure by RF Ministry of Labor and Social Protection. The procedure of professional standard project developer determination from the list confirmed by RF Ministry of Labor and Social Protection is stated. The mechanism of professional standard project development in terms of LLC «RI Transneft» is suggested; such mechanism structurally consists of three stages and provides possibility to arrange professional discussion of professional standards in the course of their development.

**СОКРАЩЕННОЕ НАИМЕНОВАНИЕ**

ТТНН: Наука и технологии
OOPPT: Science & Technologies

**УЧРЕДИТЕЛЬ**

ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов Транснефть»
(ООО «НИИ Транснефть»)
117186, г. Москва,
Севастопольский проспект, д. 47а
Тел.: (495) 950-8295
Факс: (495) 950-8297
www.niitnn.transneft.ru
niitnn@niitnn.transneft.ru

**ИЗДАТЕЛЬ**

ООО «Транснефть – Медиа»
115093, г. Москва,
ул. Щипок, д. 4, стр. 1
Тел.: (495) 950-8074
Факс: (495) 950-8726
www.transpress.transneft.ru
transpress@ttn.transneft.ru

**Редакция журнала ООО «НИИ ТРАНСНЕФТЬ»:**

В.Н. Комарица, к.т.н.
А.М. Цыбулов
В.Н. Малинина
М.Ю. Сазыкин
С.Е. Подгорнова

Перевод выполнен ООО «Смарт-Перевод»

Редактор рубрики «Развитие отрасли» – Н.Н. Сухорукова

**КОНТАКТЫ**

Тел.: (495) 950-8295, доб. 2231
Факс: (495) 950-8297
www.pipeline-science.ru
mag@niitnn.transneft.ru

**Подписной индекс Агентства «Роспечать» 83127**

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-60207 от 17.12.2014 г.

ISSN 2221-2701

Двухлетний импакт-фактор журнала, рассчитываемый Российским индексом научного цитирования (РИНЦ) за 2015 год, – 0,194.

Перепечатка и иное коммерческое использование материалов допускается только с разрешения редакции. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.
В номере использованы фотографии из архива ООО «Транснефть – Медиа», а также фотографии, предоставленные авторами статей.

Отпечатано в типографии ООО «СТ-Принт».
Тираж: 4300 экз.
Периодичность: 6 раз в год.

© «Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов»

© ООО «Транснефть – Медиа»

# МИНИСТР ЭНЕРГЕТИКИ РФ АЛЕКСАНДР НОВАК ПРОВЕЛ ПЕРВОЕ ЗАСЕДАНИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО СОВЕТА ВЕТЕРАНОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*20 апреля в рамках III Национального нефтегазового форума министр энергетики Российской Федерации Александр Новак провел первое заседание Совета ветеранов нефтегазовой отрасли – нового совещательно-консультативного органа, созданного в прошлом году при Министерстве энергетики Российской Федерации. Приказ о формировании в отрасли централизованной ветеранской организации и утверждении положения, регламентирующего ее деятельность, был подписан 15 декабря 2015 года. Председателем образованного Совета стал Президент Союза нефтегазопромышленников России Генадий* Шмаль – один из создателей нефтегазового комплекса Западной Сибири. В составе Совета также ветераны-нефтяники, в том числе представители отраслевых организаций и общественных объединений, первопроходцы в освоении нефтегазового комплекса страны – всего 52 человека.*

*Очевидно, что ветеранство как общественный институт выступает необходимым элементом во взаимодействии поколений и социальной преемственности. Речь идет не только о передаче знаний – при сегодняшних темпах научно-технического прогресса ветераны порой и сами вынуждены осваивать опыт «детей» и «внуков». Хотя безусловно: ветераны отрасли являются носителями знаний и опыта, которые должны иметь не просто соответствующую оценку, но и применение – пусть и в трансформации с учетом современных реалий. Об этом на первом заседании Совета ветеранов говорил и Александр Новак, подчеркнувший, что «опыт ветеранов, покоривших месторождения Западной Сибири, будет очень полезен для Минэнерго». Да и содержание встречи с ветеранами четко свидетельствует о предметном и профессиональном характере работы Совета: в этот раз обсуждались различные подходы к освоению трудноизвлекаемых ресурсов нефти, ситуация с повышением коэффициента извлечения нефти и вопросы, связанные с эффективным использованием эксплуатационного фонда в нефтегазовой отрасли.*

*Отдельно министр отметил: «Минэнерго будет уделять самое пристальное внимание истории отечественной нефтяной отрасли и достойной оценке заслуг ее ветеранов». Тут надо понимать, что отношение социума и государства к людям, создавшим и сохранившим для последующих поколений материальные и культурные ценности, – однозначный маркер уровня развития общества. Оно проявляется в том, какие уроки современное поколение извлекает из истории, какие оценки дает событиям и поступкам, насколько бережно сохраняет наследие и ценит его создателей.*

*Взаимодействие ветеранов и государства регулируется федеральным и региональным законодательством, закрепляющим особый статус людей старшего поколения, предусматривающим социальную и материальную поддержку. Однако, к сожалению, современные условия не позволяют обеспечить этой категории населения должный уровень жизни. И в этом направлении особенно важна работа профессиональных и общественных организаций, в том числе Совета ветеранов, при активной поддержке и участии системообразующих предприятий отрасли.*

*И еще один момент – своего рода резюме вышесказанного. Ветераны – это фундамент социума. Ветераны нефтегазовой отрасли – ее основатели. Эти люди – пионеры и первооткрыватели, они искали и осваивали месторождения, прокладывали коммуникации, возводили заводы и города, развивали отраслевую науку. Их самоотверженный труд – образец для следующих поколений, а накопленные знания – уникальный капитал отрасли. Их система ценностей, отшлифованная*

*Одно «н» в имени Геннадий – оригинальный вариант написания, в свое время зафиксированный и с тех пор повторяющийся во всех документах Генадия Иосифовича. Своего рода личная история, часть биографии, которая к настоящему моменту уже не может быть переписана. Так, в 2004 году из-за ошибочного написания имени пришлось вносить изменения в Указ Президента Российской Федерации.

*профессиональным и жизненным опытом, – маяк-ориентир, не возведенный в ранг законов, предписаний и норм, однако, безусловно, определяющий ключевые векторы развития отрасли, общества, государства.*

*Напомним, что впервые о создании при Минэнерго Совета ветеранов нефтегазовой отрасли министр энергетики Александр Новак высказался на встрече с ветеранами отечественного ТЭК, которая прошла в рамках II Национального нефтегазового форума в декабре 2014 года. Создание этой структуры можно считать своего рода централизацией ветеранского движения в отрасли, до недавнего времени существовавшего в виде разрозненных организаций при отдельных компаниях. А статус Совета при Министерстве энергетики, несомненно, не только повышает его значимость и расширяет компетенции, но и явно демонстрирует интерес государства к профессиональному мнению и, конечно, нуждам старшего поколения специалистов нефтегазового сектора.*

*Задачи Совета не ограничатся вопросами материальной поддержки пенсионеров-нефтяников и пропагандистской деятельностью (хотя, безусловно, эти темы будут в центре внимания). Новая структура призвана в том числе обеспечить профессиональное взаимодействие ветеранов нефтегазового комплекса страны и Минэнерго.*
*В компетенции совета, в частности:*

*• выдвижение и обсуждение общественных инициатив, связанных с деятельностью Министерства энергетики РФ;*

*• разработка экспертных рекомендаций ведомству в области государственной энергетической политики и нормативно-правового регулирования нефтегазовой отрасли;*

*• организация юбилейных мероприятий для ветеранов, формирование музейных экспозиций и т.д.*

*Совет формируется на основе добровольного участия в его деятельности ветеранов нефтегазовой отрасли и является совещательно-консультативным органом, решения которого имеют рекомендательный характер. В Минэнерго уверены: опыт и знания людей, сформировавших нефтегазовый комплекс страны, умеющих эффективно действовать в самых сложных условиях, будут особенно востребованы сейчас, в период жесткой турбулентности на энергетических рынках.*

# ГЕНАДИЙ ШМАЛЬ, ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА ВЕТЕРАНОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РФ: «ОПЫТ СТАРШЕГО ПОКОЛЕНИЯ ОТВЕЧАЕТ ЗАДАЧАМ СЕГОДНЯШНЕГО ДНЯ»

## GENADIY SHMAL, CHAIMAN OF BOARD OF VETERANS IN RF OIL AND GAS INDUSTRY: «EXPERIENCE OF THE OLDER GENERATION MEETS THE TODAY'S TASKS»

*«Мудрость человеческая имеет нужду в опытах».*

*Н.М. Карамзин «История государства Российского».*

**Г.И. Шмаль**
Президент Союза нефтегазопромышленников России, вице-президент Российского Союза нефтегазостроителей, первый заместитель министра строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности СССР 1984–1990 гг., г. Москва

О специфике формирования Совета ветеранов нефтегазовой отрасли при Министерстве энергетики РФ, первых организационных решениях, стратегических задачах и перспективных планах, а также об актуальных проблемах нефтяной и газовой промышленности, остро переживаемых поколением ее создателей, рассказывает Председатель Совета, Президент Союза нефтегазопромышленников России Генадий Шмаль.

**Генадий Иосифович, как Вы оцените начало работы Совета по итогам его первого заседания?**

Хотя приказ о создании при Министерстве энергетики Совета ветеранов нефтегазовой отрасли был подписан еще в декабре прошлого года, однако

# ИЗ ПРОТОКОЛА ПЕРВОГО ЗАСЕДАНИЯ СОВЕТА ВЕТЕРАНОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПРИ МИНЭНЕРГО РОССИИ

**(г. Москва, 20 апреля 2016 г., III Национальный нефтегазовый форум)**

Участники заседания заслушали выступления членов Совета ветеранов нефтегазовой отрасли при Минэнерго России, а также министра энергетики РФ А.В. Новака.

Участники заседания отметили своевременную инициативу руководства Совета нефтегазопромышленников России, выдвинутую в рамках II Национального нефтегазового форума и поддержанную руководством Минэнерго РФ, «об образовании Совета ветеранов нефтегазовой отрасли при Минэнерго РФ».

Решили:

1. В своей работе Совету ветеранов руководствоваться Приказами министра энергетики РФ А.В. Новака об образовании Совета ветеранов и назначении руководства Совета ветеранов.
2. Образовать бюро (президиум) Совета ветеранов. Проводить заседания (рабочие встречи) 1 раз в квартал.
3. Общее собрание Совета ветеранов проводить 2 раза в год (весной и осенью).
4. Составить план работы Совета ветеранов на 2016 год. Обозначить основные задачи на 2017 год.
5. Составить реестр (список) ветеранов нефтегазовой отрасли России, включающий в себя биографию, опыт работы, достижения и награды ветеранов.
6. Минэнерго России проработать предложения и вопросы, поднятые ветеранами нефтегазовой отрасли.

6.1. О возрождении медали «За освоение нефтегазовых месторождений в Западной Сибири»;

6.2. О передаче в ведение Минэнерго РФ Центральной комиссии по разработке полезных ископаемых (ЦКР);

6.3. О праздновании 150-летия российской нефти и профессионального праздника «День работника нефтегазовой отрасли»;

6.4. О повышении внимания к социальной защите ветеранов нефтегазовой отрасли и необходимости их морального поощрения в виде наград, приветствий, поздравлений;

6.5. О рассмотрении Советом ветеранов проектов стратегических и программных документов, разработчиком которых является Министерство энергетики РФ.

окончательный состав был утвержден относительно недавно – 12 апреля. В настоящий момент в Совет входит 52 человека – заслуженных представителей отрасли, высококлассных специалистов, готовых работать в качестве экспертов-консультантов над техническими, технологическими, экономическими и иными проектами нефтегазового комплекса России. Причем в первую очередь мы пригласили в состав Совета представителей действующих ветеранских организаций компаний отрасли – «Роснефти», «Лукойла», «Газпрома», «Транснефти». У нас есть коллеги из Татарии, Башкирии, Тюмени... То есть в работе нового объединения в лице его участников будут задействованы все наши основные нефтегазовые регионы.

Первое заседание Совета с участием министра энергетики Александра Валентиновича Новака состоялось 20 апреля в рамках III Национального нефтегазового форума, и разговор на нем получился предметным и серьезным – о проблемах отрасли говорили, что называется, открытым текстом, без купюр. Прозвучало много интересных, дискуссионных суждений, и хотя лично я не со всеми могу согласиться, но идет диалог – это здоровый рабочий процесс. По итогам встречи составлен протокол, в котором нашли отражение наиболее интересные и принципиальные вопросы, которые обсуждались на Совете. На основании этого документа мы уже обсудим и сформируем приоритетный перечень основных проблем для обсуждения.

Согласно решениям, принятым на первом заседании Совета, общие заседания коллегиального органа будут проходить 2 раза в год (весной и осенью). При этом будет сформировано бюро (президиум), уполномоченное на ведение системной работы от имени объединения в ситуациях, когда собраться полным составом не представляется возможным. Рабочие встречи (заседания) Президиума Совета ветеранов нефтегазовой отрасли планируется проводить ежеквартально.

### В чем Вы сами видите основные направления работы Совета ветеранов нефтегазовой отрасли?

Одна из основных задач, я считаю, – усилить внимание к нашим ветеранам. Хотя на заседании выступал Валерий Зайнуллович Гарипов, заместитель министра топлива и энергетики РФ в 1996–2001 гг., он несколько иначе расставил акценты: «Мы в общем самодостаточны, – говорил он, – главное – пусть нас слушают». Это верно: слушать нужно, еще важнее слышать – нам есть что сказать молодым специалистам. Но и поддержка ветеранам необходима.

Виктор Иванович Калюжный, министр топлива и энергетики в 1999–2000 гг., задал коллегам вопрос: «Когда последний раз вы поздравляли ветеранов с юбилеем?» А ведь действительно – таких случаев совсем не так много, как, к счастью, поводов.

Или еще пример: элементарная и очевидная, на мой взгляд, оценка профессиональных заслуг. Раньше, скажем, заканчивалась пятилетка или завершали объект – люди получали не только премии, но и государственные награды. Сейчас такие формы общественного поощрения сведены к минимуму. Вот,

правда, в апреле Владимир Владимирович Путин удостоил высшей профессиональной государственной награды – «Герой труда» – пятерых россиян. Среди них первый в списке – Владимир Леонидович Богданов, генеральный директор ОАО «Сургутнефтегаз». Я очень рад, что перечень самых заслуженных людей начинается с представителя нефтяной отрасли.

У нас есть ведомственные награды Министерства энергетики – «Почетный работник газовой промышленности», «Почетный нефтяник», «Почетный нефтехимик», но в целом общественное и государственное поощрение специалистов стало настолько редким явлением, что в какой-то степени девальвировалось от отсутствия системности. И мы убеждены, что работу в этом направлении необходимо активизировать.

В начале прошлого года мы поднимали вопрос о том, чтобы восстановить медаль «За освоение нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири» – как мы ее называем, «За взятие Тюмени». В советское время это был высокий знак отличия в отрасли, люди с удовольствием его получали и носили. Но того государства не стало, и медаль тоже осталась в архиве времени. Год назад, в канун 50-й годовщины нашего профессионального праздника – Дня нефтяника, мы обратились в Аппарат Президента РФ с предложением о возвращении этой традиции, но пока не получили определенного решения. Думаю, продолжим прорабатывать этот вопрос, в том числе с помощью законодателей из нефтяных регионов.

**Известно, что на заседании, помимо, скажем так, социальных инициатив, обсуждались конкретные производственные вопросы. Расскажите о них, пожалуйста.**

В частности, тот же В.И. Калюжный поднял тему восстановления в прежней структурной иерархии Центральной комиссии по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений (ЦКР). В настоящее время ведомство находится в подчинении Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ), но его работа в этой системе вызывает много вопросов. Виктор Иванович говорил о том, что принципиально важно, чтобы ЦКР подчинялась напрямую Министерству энергетики и было сформировано из профессионалов своего дела. Надо понимать: эта комиссия – мощный рычаг влияния на наши нефтяные и газовые компании. Здесь утверждаются все проекты разработки месторождений, и в свое время, когда во главе ЦКР стоял Владимир Юрьевич Филановский, процесс подразумевал всесторонний предварительный анализ и тщательное изучение деталей. В результате многие предложения не проходили аттестацию, другие передавались на доработку, и на выходе мы получали продуманный, проработанный проект. Сейчас, к сожалению, нередко – «прожект»: для детального анализа в комиссии не хватает экспертов, утверждение часто носит формальный характер. Это действительно проблема, и хорошо, что нам удалось донести ее до министра.

Еще одна больная тема для российской нефтяной отрасли: огромное количество простаивающих скважин. Как только скважина дает менее четырех тонн в сутки, она выводится в неработающий фонд. Для примера: в США считается рентабельной скважина с объемом добычи 500 литров в сутки. Виктор Иванович Калюжный говорил о том (и он абсолютно прав, по моему мнению), что необходимо провести ревизию выведенных из эксплуатации скважин, оценить их потенциал и рассмотреть варианты дальнейшего использования – прежде всего, возможность передачи таких ресурсов малому бизнесу.

Есть проблема нефтеизвлечения: у нас в среднем очень низкий коэффициент (КИН) – мы говорили об этом на заседании Совета. Среди прочего поднимались и вопросы, связанные с импортозамещением. (Хотя мне больше нравится термин «импортонезависимость». А то возникает странное ощущение, что вместо отлично работающего оборудования мы из принципа делаем другое, хорошее.) Использование отечественных производственных мощностей при сохранении конкурентоспособности продукции, безусловно, должно иметь приоритетное значение. Вот частный пример: противотурбулентные присадки сегодня в основном закупаются за границей, однако, думаю, вполне возможно наладить их производство в России. Я знаю, что «Транснефть» сейчас готовится к запуску российских магистральных насосов. Первый

шаг – отлично. Второй – пора уже думать о двигателях для этих насосов…

Безусловно, что в стране есть ресурсы – и производственные, и человеческие. В том числе они – и в составе нашего Совета: это люди, имеющие колоссальный опыт работы, которым готовы делиться. И я согласен с Гариповым в том, что члены Совета ветеранов нефтегазовой отрасли – действительно состоявшиеся в жизни люди, опытные и знающие. Нам надо, чтобы «цвела страна родная» и отрасль, работе в которой мы отдали большую часть жизни, жила и развивалась вместе с ней.

**Развитие отрасли сегодня сталкивается с реалиями экономического кризиса. Что по этому поводу думают ветераны нефтегазовой отрасли – люди, пережившие непростые периоды в истории нашей страны и становления отечественного нефтегазового комплекса?**

Проблем очень много – и в связи с импортозамещением, и особенно – из-за возникшего дефицита возможностей по привлечению денежных средств. Очевидно, что наша банковская система оказалась совершенно не готова к такому аварийному повороту событий. Как следствие – фактически заградительные ставки по кредитам, в первую очередь – для бизнеса. Ну разве можно сейчас взять кредит на строительство трубопровода? У нас и так эти системы окупаются по 15–20 лет, а при сегодняшних кредитных предложениях под 17–20 % годовых как прикажете рассчитывать срок окупаемости – до бесконечности? И этот дефицит на финансовом рынке сравнительно недорогих денежных средств, безусловно, в перспективе негативно скажется на состоянии нефтегазовой отрасли.

Но пока это потенциальная угроза. В прошлом году мы не снизили добычу нефти, даже увеличили ее (хотя я считаю, что столько нефти нам не нужно, для удовлетворения внутренних потребностей достаточно третьей части добываемого сегодня объема). Наша первостепенная глобальная задача – развитие технологий глубокой переработки сырья. Пример Китая: годовой оборот продукции химического сектора составляет у них 1,4 трлн долларов – это 20 % ВВП страны. У нас – чуть более 80 млрд, почти в 20 раз меньше, чем в Китае, притом что и по показателю ВВП Россия уступает своему дальневосточному соседу в 8 раз.

Мне часто приходится выступать на эту тему, и я – человек, который 50 лет своей жизни занимался нефтью и газом – сегодня говорю: «Нефть и газ не могут быть драйверами экономического роста России». Единственный вариант стимулирования экономики через эту сферу – сырьевая модернизация, развитие нефтехимии. В том же Китае за последние 20 лет сделали в этом направлении столько, сколько у других не получилось за 150, и что – мы хуже? Переработка сырья внутри страны – это совершенно другой доход бюджета и совершенно иной уровень зависимости от ценовой конъюнктуры на нефтяном рынке. Даже простая переработка сырья в моторное топливо на выходе увеличивает цену в 2 раза. Представьте, если бы мы экспортировали продукты нефтехимии или композитные материалы, которые стоят в 100 раз дороже?..

В свое время мы поднимали и решали эти вопросы – недостаточно, как показало время, но работа велась, и определенная практика существует. Сейчас сырьевая модернизация должна стать приоритетным направлением развития отрасли. И наш Совет, в состав которого входят люди, за плечами которых десятки лет работы на нефтяных и газовых промыслах, специалисты со стратегическим видением ситуации и уникальными практическими наработками, создан в том числе для того, чтобы эффективно использовать соответствующий опыт ветеранов, востребованный нынешним временем.

**На Ваш взгляд умудренного жизненным опытом человека, насколько профессиональные потребности, стремления и возможности нынешних молодых специалистов совпадают с приоритетами старшего поколения нефтяников?**

Взаимоотношение поколений – тот вопрос, который, я полагаю, до скончания веков не потеряет своей актуальности. Наверное, и старейшины Древнего Рима считали, что «молодежь пошла не та»? Я вот тоже думаю, что «не та»: современные молодые люди, конечно, здорово отличаются от нас в их возрасте, но они нисколько не хуже. Многие более образованны, интегрированы в мировую систему коммуникаций, им доступны такие возможности получения информации, которые мы в свое время даже представить не могли.

Сравнивать поколения абсурдно: они не бывают плохими или хорошими. Тут важно другое: «передавая эстафету времени», не растерять фундаментальные ценности, которые лягут в основу будущего. Характерной особенностью поколения моих сверстников является абсолютный приоритет дела над личными потребностями. Не было такого, чтобы с порога: «Сколько я буду зарабатывать?», а сам еще никто и ничего не сделал.

И это не только личное чувство долга, а прежде всего – осознание значимости выполняемой задачи. Государство целенаправленно формировало это мировоззрение рабочего человека путем грамотной пропаганды, системы материального, социального и – очень важно – профессионального стимулирования. Миллионы людей приезжали в Западную Сибирь по комсомольским путевкам. Высокие зарплаты и льготы – одно дело. Второе – здесь были совершенно иные, нежели на «большой земле», возможности для профессионального и карьерного роста: 30-летние специалисты становились управляющими крупными трестами... Но за стремлением к материальному благополучию и профессиональной реализации не терялось главное: колоссальная внутренняя ответственность за результат. Соответствовать уровню поставленных задач было важнее личных амбиций и потребностей.

При этом люди чувствовали себя интегрированными в дело всесоюзного масштаба и регулярно получали от государства подтверждение своих заслуг и исключительной важности работы. Я помню,

как программа «Время» начиналась с репортажей о том, что сделано в Тюмени. В составе нашего Совета есть буровой мастер Геннадий Михайлович Левин – Герой Социалистического Труда, лучший буровик Советского Союза, инициатор скоростного бурения скважин. В 1980 году его бригада прошла 102 тысячи метров, установив рекорд, который потом был подхвачен другими коллективами. Его ребята первыми в истории Западной Сибири пробурили 1 млн метров скважин, добыв более 150 млн тонн нефти. Вот об этих людях рассказывали стране, ставя в пример и отмечая их выдающиеся заслуги государственными наградами.

В то время, когда в Западной Сибири не было не то что домов культуры и клубов, а даже библиотек, к нам по линии ЦК комсомола приезжали артистические бригады – звезды советской эстрады: Кобзон, Пугачева, Френкель, Пахмутова, Шаинский… Приезжали делегации Союза писателей… Кого у нас только не было! И для наших нефтяников это было событие: «Если даже Кобзон поет специально для нас, значит, и правда я тут что-то полезное делаю…»

Человеку очень важно осознавать высокую значимость своего труда и понимать, что его заслуги в общем деле замечают и ценят. И одну из главных задач нашего Совета мы как раз и видим в том, чтобы снова активно задействовать государство (прежде всего Министерство энергетики РФ) в оценке профессиональных достижений работников нефтегазовой отрасли. Почему-то различные премии и награды сегодня больше ориентированы на людей творческих профессий, но рабочие не меньше нуждаются в поощрениях такого рода. Ведь есть действительно выдающиеся мастера – уникальные таланты!

Хороший буровик для нефтяной отрасли – это находка. Тем более сегодня, когда таких специалистов становится все меньше. С одной стороны, появилось новое оборудование, техника – это понятно. Но с другой – давайте сравним показатели: если раньше мы в России бурили более 50 млн метров скважин в год, а сейчас – 20 млн метров, в 2,5 раза меньше.

**Может быть, нет прежней потребности?**

Потребность есть! Те же американцы бурят почти 100 млн метров – в 5 раз больше нашего, а добываем мы примерно одинаково. Я считаю, что нам надо бурить хотя бы 40 млн метров скважин в год.

Чтобы не быть голословным, приведу цифры. Недавно получил такую статистику: в 2015 году на работы по бурению и добыче нефти в мире было потрачено 600 с лишним млрд долларов. Объем добычи в итоге – 7,5 млрд тонн, себестоимость получаем около 80 долларов за тонну. США вложили 200 млрд долларов. Мы в 10 раз скромнее – 20 млрд долларов. Добыли 534 млн тонн. Посчитайте: уж по крайней мере 40 млрд долларов надо вкладывать в разработку месторождений. Но нет этого…

А отсюда последствия: недостаток внедрения нового оборудования, бурим мало, объем геологоразведочных работ также недостаточен. В свое время мы в одной только Тюмени бурили более 3 млн метров разведочных скважин, а в прошлом году по всей стране пробурили меньше 1 млн метров.

**В настоящее время годовой объем добычи нефти превышает 500 млн тонн. При этом, по некоторым оценкам начала 2000-х годов, предполагалось, что к 2020 году мы будем добывать не более 360 млн тонн. Как Вы думаете, какой объем был бы рациональным и насколько эффективно использовались полученные средства для развития экономики, науки, производства?**

Начнем с того, сколько точно нефти нам надо, – это серьезный вопрос. В свое время мы обсуждали это на «круглом столе» в Торгово-промышленной палате и, к сожалению, не смогли получить ответ. Повторюсь: из того объема, который добывается сегодня, мы используем примерно третью часть, остальное экспортируем.

Наконец, главный вопрос. Хорошо это или плохо, но есть данность: основной доход России за счет нефти и газа – 52 % бюджета и 70 % валютных резервов РФ.

Эффективно ли использовались эти колоссальные финансовые возможности? В отношении транспортировки нефти скажу, что когда-то у нас был дефицит мощностей, сейчас такой проблемы нет. Единственный вопрос – недостаточное развитие продуктопроводного транспорта из-за отсутствия соответствующей инфраструктуры. Для примера: общая протяженность продуктопроводов в США – 240 тысяч км, в нашей стране – пока немногим более 20 тысяч км. Эту задачу надо решать, в том числе при активном участии «Транснефти».

Очевидно, что для реконструкции нефтегазового комплекса, развития смежных отраслей и информационных технологий необходимы средства. Поэтому сегодня вопросы технологии добычи и переработки нефти, определения необходимого и достаточного объема добычи требуют самого серьезного осмысления и главное – действия.

*В прошлом году исполнилось 50 лет, с тех пор как в нашей стране был учрежден профессиональный праздник – День работников нефтяной и газовой промышленности. Создание в этот юбилейный год Совета ветеранов нефтегазовой отрасли, утверждение и поддержку его на государственном уровне можно считать символичным. Не только как знак признания и уважения старшего поколения российских нефтяников, но и как свидетельство их профессиональной значимости. Очевидно, что знания и опыт ветеранов отрасли востребованы сегодняшним днем, а их достижения являются ориентиром для современного поколения нефтяников. Связь между поколениями не может прерываться. Так же как, по сути, не прерывается активная деятельность тех, кто вошел в состав Совета – и возраст в паспорте тут не имеет значения. Желаем его участникам долгих лет плодотворной работы, конструктивного сотрудничества с коллегами и органами государственной власти, успешного воплощения идей и претворения в жизнь решений во благо российской нефтегазовой отрасли. Убеждены, что свой первый – 10-летний – юбилей Совет ветеранов НГК при Минэнерго РФ встретит в статусе авторитетного государственного совещательного органа, активно поддерживающего своей деятельностью развитие отечественной нефтяной и газовой промышленности.*

# ИДЕИ МОЛОДЫХ – НА БЛАГО ОТРАСЛИ

## В АО «Транснефть – Приволга» состоялся финальный этап XIII Научно-технической конференции ОАО «АК «Транснефть»

## THE IDEAS OF THE YOUTH FOR THE BENEFIT OF THE FIELD

## Transneft Volga Region, JSC held the final stage of the Scientific and technical conference Transneft, JSC

**В конце мая в АО «Транснефть – Приволга» прошел третий – финальный – тур XIII Научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «АК «Транснефть». Этому событию предшествовал 2-летний конкурс, два этапа I тура на уровне ОСТ, в которых участвовали более 3000 специалистов, и II этап отбора победителей в финал.**

At the end of May, JSC Transneft Volga Region hosted the third final round of the XIII Scientific and technical conference of young specialists of JSC Transneft. This event was preceded by a 2-year competition, two stages of the first round at the level of the JSC system entities, which was attended by more than 3000 specialists, and the second round of the selection of the winners for the finals.

Научно-техническая конференция молодежи является значительным событием как для молодых работников, так и для всего коллектива Компании «Транснефть». «Школу» конференции прошли тысячи человек. Важным условием конкурса является участие в форуме студентов нефтегазовых вузов страны.

Конференция проводится в целях развития творческой инициативы и поощрения молодежи, работающей в организациях системы «Транснефть» (далее – ОСТ), за участие в развитии научно-технического потенциала Компании и способствует повышению эффективности производства, надежности и безопасности эксплуатации нефте- и не-

фтепродуктопроводов, сокращению производственных затрат, механизации и автоматизации технологических процессов, комплексному решению экологических проблем.

Проведение научно-технических конкурсов молодежи Компании – это и своеобразный смотр-конкурс претендентов на включение в кадровый резерв. Конкурс помогает руководителям предприятий Компании оценить творческий потенциал выступающих молодых работников и по итогам конференции дать старт карьерному росту самых талантливых участников.

Победителей конференции традиционно ждут денежные призы и поездки на трубопроводные объекты зарубежных нефтетранспортных компаний для обмена опытом (как правило, в «Шелл» и «Шеврон»).

Высокий уровень финальных работ подтвержден результатами участия наших победителей в международных научно-технических конкурсах. Так, в прошлом, 2015 году молодые специалисты, ставшие победителями и призерами XII, прошлой, конференции, которая состоялась в 2014 году в г. Уфе на базе АО «Транснефть – Урал», приняли участие в Международном конкурсе научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли, при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации. И все научные работы, представленные ОАО «АК «Транснефть» (17 конкурсных работ), были отмечены премиями и дипломами первой, второй и третьей степеней конкурса. Этот факт говорит о высоком уровне и значимости научно-технических конференций ОАО «АК «Транснефть», а также актуальности и важности исследуемых тематик.

Это очень важно для Компании. Ведь перед Компанией стоят задачи государственной важности. Впереди новый этап развития нефтепроводной отрасли – инновационный. Программа инновационного развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 года содержит планы количественных и качественных перемен как в техническом снаряжении, так и в методах управления отраслью.

Для решения поставленных задач востребованы профессионализм, знания и добросовестный подход к работе. Это обеспечивается выстроенной в Компании системой подготовки кадров.

Поддержка нефтегазовых вузов и развитие их материально-технической базы – традиционное направление деятельности «Транснефти» для подготовки специалистов с высшим образованием. Реализуются соглашения с 8 вузами о подготовке специалистов нефтепроводного транспорта. Только за последние 3 года Компанией перечислено около 200 млн рублей на поддержание материально-технической базы и научные разработки вузов. В рамках программы инновационного развития Компании на период до 2020 года предусмотрено дальнейшее расширение взаимодействия с вузами по целому комплексу направлений: подготовке кадров, науке, выполнении производственных заданий.

В Компании сформирована и действует комплексная система подготовки и отбора студентов. Путь на работу в Компанию начинается с отличной учебы, участия в научно-технических конференциях молодежи и производственных практиках на объектах «Транснефти», выполнении дипломного проектирования по специальной тематике. Сегодня по направлению Компании в вузах обучается 783 студента, в том числе на дневном отделении – 694 человека. Именную стипендию «Транснефти» получают 115 студентов в 8 вузах.

Молодые специалисты в Компании адаптируются по индивидуальной программе, проводится их дополнительное обучение в отделах и службах акционерных обществ, повышение квалификации в учебных центрах.

Организацией взаимодействия со студентами на предприятиях Компании, помощью в адаптации вчерашних студентов на месте работы, защитой интересов молодежи предприятий, качественного выполнения производственных задач занимаются Советы молодых специалистов предприятий Компании, председатели которых традиционно принимают участие в работе финального тура конференции.

Понимая важность этого движения, в Компании уделяется большое внимание совершенствованию организации и проведения «Конкурса молодежи

***Доклад, занявший 2-е место: «Программный комплекс анализа полноты и качества проверки защит и сигнализаций ИПСА»***

***Авторы: Павел Жуков и Дмитрий Конохов – инженеры ОСПАС МПСА и ТМ сектора программирования АО «Транснефть – Дружба»***

Конкурсная работа посвящена созданию программного комплекса анализа полноты и качества проверки защит и сигнализаций микропроцессорных систем автоматики.

В работе приведены обоснование актуальности разработки и перечень задач, для решения которых предназначен программный комплекс, а также сформулированы основные требования к функционалу.

Описана структура программного комплекса и приведен функционал основных модулей.

В работе представлены технические решения для выполнения анализа и передачи результатов анализа на сервер сбора данных, хранения информации о срабатывании защит, а также ввода, хранения и передачи на НПС утвержденных карт уставок защит и графиков проверки защит. Указаны использованные технологии и средства разработки.

***Доклад, занявший 3-е место: «Эффективное применение экологически чистого торфоминерального гидрофобного самоутилизирующегося нефтяного биосорбента при ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на почве и воде»***

***Авторы: Любовь Малышева и Татьяна Грекова – инженеры по охране окружающей среды службы экологической безопасности и рационального природопользования Горьковского РНУ АО «Транснефть – Верхняя Волга»***

В работе рассматривается одна из наиболее актуальных проблем в области экологии и охраны окружающей среды – ликвидация нефтяных загрязнений, образующихся в процессе эксплуатации нефте- и нефтепродуктопроводов или в результате аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.

Предложен к применению в организациях системы «Транснефть» принципиально новый способ очистки нефтезагрязненных почв и водных объектов, представляющий собой использование биопрепаратов-нефтедеструкторов, созданных на основе ассоциаций микробных масс живых природных почвенных и углеводородокисляющих штаммов микроорганизмов, иммобилизованных на природном минерале.

С целью оценки эффективности применения данного метода авторами работы были проведены лабораторные и полевые испытания таких биопрепаратов, как «Биосорбент на торфе», «Биосорбент на цеолите», «Бацилосорбойл» и «УСВР».

Испытания проводились на ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ в течение осеннего периода 2014 года и весенне-летнего периода 2015 года (с 01.10.2014 по 18.08.2015).

Для оценки эффективности применения биопрепаратов для очистки разных типов нефтезагрязненных почв авторами были испытаны биосорбент и биоцеолит на суглинистой, песчаной и черноземной почвах в лабораторных условиях на базе эколого-аналитической лаборатории Горьковского РНУ и выявлены основные лимитирующие факторы, влияющие на скорость нефтедеструкции.

Кроме того, были проведены испытания биопрепаратов на почве и воде в условиях, приближенных к реальным, на экспериментальных площадках ЛПДС «Староликеево».

По итогам эксперимента авторами работы определена оптимальная концентрация биосорбентов по отношению к количеству разлитой нефти, а также дана оценка влияния температуры окружающей среды, глубины загрязненного слоя и минеральных удобрений, степень очистки и эффективность работы биопрепаратов.

ОАО «АК «Транснефть» на лучшую научно-техническую разработку».

В настоящее время этапность проведения конкурса следующая.

1 тур длится два года – ежегодно в организациях системы «Транснефть» проводятся отборочные этапы, всего два. На каждом этапе в конкурсе принимают участие более 1500 молодых участников в возрасте до 30 лет. На рассмотрение конкурсной комиссии, состоящей из руководящего состава ОСТ, представляют конкурсные работы по 7 секциям.

Победители 2-х этапов 1-го тура от всех организаций по секциям раз в два года участвуют во втором туре конференции. И только две лучшие конкурсные работы от каждой секции II тура проходят в финал (III тур) конференции.

Третий (финальный) тур проводится раз в два года. Такая очередность позволяет достаточно тщательно проработать тематику и определиться с внедрением научной разработки.

Жюри 2-го и 3-го туров составляют ведущие специалисты по направлениям от организаций и Компании.

Участниками финала XIII конференции являлись 19 молодых специалистов из обществ системы «Транснефть», представители международных организаций – членов Международной Ассоциации транспортировщиков нефти – и 12 студентов вузов.

В рамках студенческой секции в Конференции принимали участие студенты нефтегазовых вузов Российской Федерации из Москвы, Уфы, Самары, Ухты, Владивостока, Томска, Тюмени. Впервые в работе конференции приняли участие студенты Московского государственного института международных отношений (МГИМО), выступив с докладами в 1-м туре.

На церемонии торжественного открытия конференции вице-президент ОАО «АК «Транснефть», председатель жюри Павел Ревель-Муроз подчеркнул, что научно-техническая конференция является важным и знаковым событием не только для участников, но и для всего коллектива компании. «И это не удивительно, потому что наша с вами задача не только в обеспечении безопасной, надежной, безаварийной работы системы трубопроводного транспорта, но и в ее динамичном развитии. И кому, как не молодым специалистам, участвовать в этом процессе», – отметил Павел Ревель-Муроз.

Проекты участников конференции оценивались по многим критериям, в числе которых акту-

Члены конкурсной комиссии
XIII Научно-технической конференции ОАО «АК «Транснефть»

альность темы, практическая новизна предложенного решения, значимость разработки, а также глубина ее проработки. По словам председателя жюри, с каждым годом уровень работ растет, как и количество участников. «Темы представленных в этом году работ свидетельствуют о том, что ребята понимают проблемы, которые существуют в трубопроводном транспорте. Более того, они предлагают неординарные решения, новый взгляд на эти проблемы», – рассказал Павел Ревель-Муроз. В частности, были представлены разработки, направленные на повышение надежности оборудования, систем управления, рост экологической безопасности и энергетической эффективности производства. «То есть спектр тем, который действительно на сегодняшний день актуален. И конкурсной комиссии, могу сказать откровенно, было очень сложно принять решение о том, кому отдать призовые места: разница буквально в десятые доли баллов. Так что я могу с уверенностью сказать, что все работы очень достойные», – подчеркнул Павел Ревель-Муроз.

Научный сотрудник сектора АСУТП и связи
ООО «НИИ Транснефть» Вячеслав Кузьмин выступает
с докладом на конференции

Награждение победителей XIII Научно-технической конференции ОАО «АК «Транснефть»

Важно отметить, что большинство представленных молодыми специалистами на научно-технической конференции предложений претворяются в жизнь. Почти 70 % разработок одиннадцатой и двенадцатой конференций уже нашли практическое применение на производстве. Безусловно, возможность и скорость внедрения предложенных молодыми специалистами нововведений зависят от глубины их проработки. В некоторых случаях требуется дополнительное изучение вопроса, более полная оценка возможных последствий и параметров проекта. «В целом в течение одного-двух лет мы внедряем в производство то, что является для нас перспективным», – рассказал Павел Ревель-Муроз. Кстати, многие предложения молодых специалистов компании внедряются еще до подведения итогов конференции – в дочерних обществах, на которых они были разработаны.

Победителем тринадцатой научно-технической конференции молодых специалистов стал инженер-энергетик АО «Транснефть – Урал» Венер Шайдуллин. Он подготовил работу по энергосбережению в системе возбуждения электродвигателя согласующими трансформаторами. Суть ее заключается в установке управляемого автоматического выключателя на питание согласующих трансформаторов. «Таким образом, мы сможем экономить электричество на вспомогательном оборудовании электродвигателей», – пояснил Венер Шайдуллин, добавив, что в АО «Транснефть – Урал» эта разработка уже внедрена и успешна работает.

Высокую оценку члены жюри дали и студенческим разработкам. Первое место в этой категории заняла студентка Уфимского государственного нефтяного технического университета Гульшат Каримова, исследование которой посвящено расчету свойств высоковязких нефтей. Работа студентки Самарского государственного технического университета Светланы Гридасовой была удостоена третьего места. Она представила на суд жюри разработку по автоматизации процесса очистки от снега плавающих крыш резервуаров, использующихся в компании. «Уже два года я являюсь стипендиатом компании «Транснефть» и очень хотела бы связать с ней свою дальнейшую карьеру, – рассказала Светлана Гридасова. – Участие в конференции для меня это, с одной стороны, возможность показать себя, а с другой – получить больше знаний в той сфере, в которой я планирую дальше работать. Я считаю, что это очень хорошо и полезно, когда процесс обучения непосредственно связан с производством».

С учетом важности данного мероприятия в жизни Компании в 2015 году Компанией разработана и утверждена символика конкурса и специальная система наград победителей и участников. У конкурса появился собственный логотип и переходящий кубок организации-победителя.

В целях повышения качества подготовки конкурсных работ руководством Компании принято решение о материальном вознаграждении наставников молодых специалистов организаций системы «Транснефть», занявших призовое место в финальном туре. Это решение призвано повысить качество наставнической работы со стороны научных руководителей конкурсантов.

Эти нововведения внесены в Отраслевой регламент по проведению конкурса молодежи ОАО «АК

Участники XIII Научно-технической конференции ОАО «АК «Транснефть» и члены конкурсной комиссии

«Транснефть» на лучшую научно-техническую разработку и утверждены руководством Компании.

Год от года совершенствуется и организация проведения конференции, что во многом зависит от работы принимающей организации. И сегодня здесь мы видим реализацию инновационных подходов в организации работы жюри и участников финального тура. Так, принимающей стороной-организатором финала АО «Транснефть – Приволга» разработано АРМ члена жюри, позволяющее получить полную информацию о работах и участниках, максимально оптимизировать работу по оценке работ.

Присутствовавший в качестве почетного гостя конференции, проработавший 50 лет в АО «Транснефть – Приволга» председатель совета ветеранов Василий Харитонов отметил, что «все доклады прослушал и скажу, что все они достойные. Мы в свое время сталкивались с похожими проблемами, но у нас не было такой техники, нужного количества информации, возможности вот в таком формате собраться и обменяться опытом и идеями».

Еще одним новшеством Конференции этого года является участие иностранных участников и наблюдателей из организаций – членов Международной Ассоциации транспортировщиков нефти из:

- Чешской республики (MERO ČR, a.s.);
- Венгрии (MOL Hungarian Oil and Gas Plc);
- Словакии (TRANSPETROL, JSC);
- Республики Казахстан (АО «КазТрансОйл»);
- Республики Беларусь (ОАО «Гомельтранснефть Дружба»);
- ЗАО «КТК-Р».

Вице-президент Павел Ревель-Муроз на торжественной церемонии закрытия конференции поблагодарил за участие иностранных гостей мероприятия, добавив, что в следующем году общество намерено сохранить международный статус конференции. Кстати, иностранные коллеги тоже остались довольны участием в конференции. Так, молодой специалист из Чехии Милослав Поустка сообщил, что конференция была проведена на очень высоком уровне, и оценил ее значение для начинающих сотрудников. «Конференция была замечательной, на прекрасном уровне. Это отличный шанс для молодых специалистов, студентов – представить свои идеи по решению актуальных насущных проблем, которые имеются в отрасли», – рассказал Милослав Поустка. Сам он презентовал работу по развитию балансовой системы измерений на нефтепроводе в Чешской Республике.

В итоговом протоколе конференции отмечена необходимость рассмотрения изменения статуса конференции и присвоение ей статуса «международная».

Победители финального тура были награждены медалями и дипломами конференции, а все участники – ценными подарками с логотипом Компании.

Закрывая конференцию, вице-президент ОАО «АК «Транснефть» поблагодарил всех участников. «Спасибо вам за работу, инициативу, которую вы уже проявляете на наших предприятиях. У вас большое будущее и потенциал. Нам как раз нужны инициативные молодые неравнодушные люди», – заявил Павел Ревель-Муроз.

По итогам финального тура разрабатывается программа патентования и внедрения представленных разработок.

УДК 62-328

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ МЕТОДА ПЕРЕПУСКА

## DETERMINATION OF PRESSURE BYPASS CONTROL SYSTEM CHARACTERISTICS

**А.Ф. Бархатов**
главный специалист департамента инвестиционных проектов
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва
**A.F. Barkhatov**
Chief Specialist of the Investment Project Division, Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation
*BarkhatovAF@ak.transneft.ru*

**Е.С. Чужинов**
главный специалист – руководитель группы филиала «Центр проектирования систем автоматизации и связи»
АО «Гипротрубопровод»,
г. Москва
**E.S. Chuzhinov**
Chief Specialist – Team Leader of Branch «Engineering Centre of Automation and Communication Systems»
Giprotruboprovod, JSC
Moscow, Russian Federation
*ChuzhinovES@gtp.transneft.ru*

**Е.В. Вязунов**
к.т.н., с.н.с.,
г. Москва
**E.V. Vyazunov**
Candidate of Engineering Science, Senior Research Assistant,
Moscow, Russian Federation
*evyazun@gmail.com*

***Аннотация:*** *Определены достоинства и недостатки метода перепуска. Сформулированы условия, при которых применение перепуска наиболее целесообразно. Разработана методика и выполнен подбор основных характеристик системы регулирования методом перепуска. Указаны технические сложности и ограничения при реализации метода перепуска.*

***Ключевые слова:*** *перепуск, регулирование, дросселирование, коэффициент кавитации, быстродействие.*

***Abstract:*** *The advantages and diadvantages of bypass method are deterined. Conditions under which bypass method is most reasonable are stated. The technique and selection of the main bypass control system were developed and performed. Technical complexity and limitations under bypass impleentation are stated.*

***Key words:*** *bypass, control, throttling, cavitation index, operation speed.*

Наиболее распространенным способом регулирования давления на нефтеперекачивающей станции (НПС) является дросселирование потока в коллекторе НПС, что связано с его относительной дешевизной и простотой реализации. Величина дросселирования зависит от режима работы технологического участка (ТУ) магистрального нефтепровода (МН). Максимальное дросселирование ограничивается напором одного насоса при подаче, равной пропускной способности МН, но не более 30 кгс/см$^2$ [1]. В соответствии с действующими нормами проектирования [2] дросселирование допускается только в переходных процессах, при перекачке партий нефти с различными физико-химическими свойствами и в некоторых других оговоренных в нормативе случаях.

Под отсутствием дросселирования понимается, что затвор полностью открыт. На самом деле при

этом имеют место потери в обвязке узла регулирования, включая потери на полностью открытых затворах, которые в соответствии с [2] не должны превышать 0,02 МПа. Анализ фактических режимов работы действующих НПС показал, что фактические суммарные потери на затворе и в обвязке узлов дросселирования могут достигать ~ 0,02–0,08 МПа. Эти потери приводят к дополнительному расходу электроэнергии на НПС ~ 371,21–1484,85 тыс. кВт·час в год (расчет выполнен для НПС, оснащенных НМ 7000-210).

**Способ перепуска (рециркуляции)**

Другим способом регулирования давления является рециркуляция или перепуск. Принцип данного метода (рис. 1) заключается в следующем: часть $q$ общего потока нефти $Q$ через насосы перепускается с выхода на вход МНС, в результате подача насосов увеличивается на $q$ по сравнению с расходом в трубопроводе $Q_н$ и рабочая точка насосов перемещается вправо по напорной характеристике, а давление на выходе НПС снижается. Характерной особенностью метода является то, что перепад давления (напора) на всем узле перепуска всегда равен давлению (напору) станции. Если потерями на трение в перепускном трубопроводе пренебречь по сравнению с перепадом напора в регулирующей арматуре, то можно считать, что этот перепад равен напору (давлению станции).

В настоящее время в практике эксплуатации МН регулирование перепуском не применяется. Связано это с рядом причин:

- во-первых, исследователями [3–5] еще в 1960-х годах на примере тихоходных насосов показано, что в процессе регулирования перепуском потребляемая мощность выше, чем при дросселировании;
- во-вторых, как отмечено в работе [6], ранее (1982 г.) существовала технологическая сложность реализации метода рециркуляции, так как не выпускались регуляторы, способные работать при больших перепадах давления, а также обеспечивающие герметичность в закрытом положении.

В действительности потребляемая мощность при перепуске зависит от коэффициента быстроходности насоса ($n_s$). У тихоходных (НМ 1250-260) и нормальных (НМ 2500-230, НМ 3600-230) насосов зависимость потребляемой мощности от подачи фактически линейная во всем диапазоне подач (рис. 2). Перепуск в данном случае однозначно будет проигрывать дросселированию, так как при увеличении подачи будет происходить рост потребляемой мощности. У быстроходных (НМ 7000-210, НМ 10000-210) насосов $n_s$=150–350 зависимость потребляемой мощности от подачи практически линейная до номинальной подачи, далее с ростом подачи мощность убывает, следовательно перепуск экономичнее дросселирования при работе на подачах больше номинальной.

Расчеты в работах авторов [3–5] выполнялись на примере тихоходных насосов, потому что именно эти насосы использовались в отрасли в 1960-х гг., в связи с относительно небольшими объемами перекачки. Быстроходные насосы заняли доминирующее положение в отрасли только после увеличения объемов перекачки нефти по системе трубопроводов в 1970-х гг.

**Рис. 1**
Метод перепуска нефти с выхода на вход МНС:
$Q_н$ – расход в трубопроводе; $q$ – расход через перепускную линию; $Q=Q_н+q$ – подача насосов

**Рис. 2**
Относительные мощностные характеристики тихоходных, нормальных и быстроходных насосов [7]

В настоящее время в реестре основных видов продукции ОАО «АК «Транснефть» имеются в наличии регуляторы давления, способные работать при больших перепадах давления и обеспечивать герметичность в закрытом положении.

К преимуществам перепуска перед дросселированием можно отнести следующее:

- исключение постоянных технологических потерь в обвязке узла регулирования на стационарных режимах, так как при отсутствии необходимости в регулировании затвор на перепускной линии закрыт и потери отсутствуют, что позволит уменьшить затраты на электроэнергию;
- возможность увеличить рабочее давление на выходе НПС до 7,5 МПа (предельное давление корпуса для большинства отечественных насосов), что при проектировании новых МН или реконструкции существующих с целью увеличения производительности перекачки позволит уменьшить количество насосных станций и исключить необходимость ввода противотурбулентных присадок или строительство лупингов;
- исключение технологических защит НПС «Предельное максимальное давление на выходе МНС» и «Аварийное максимальное давление на выходе МНС» (до регулятора давления) [8].

**Цель настоящей работы** – определить требуемые характеристики и оценочные параметры системы регулирования давления методом перепуска.

**Условные обозначения**

| | |
|---|---|
| $Ps$ | – абсолютное давление насыщенных паров нефти |
| $P_{вых}$ | – избыточное давление на выходе МНС (давление перед регулятором) |
| $P_{вх}$ | – избыточное давление на входе МНС |
| $P_{атм}$ | – атмосферное давление |
| $P_{ст}$ | $P_{ст} = P_{вых} - P_{вх}$ – давление станции, перепад на регуляторе |
| $P_{max}$ | – допустимое рабочее давление на выходе станции |
| $h_{кав}$ | – допускаемый кавитационный запас насоса при номинальной подаче |
| $g$ | – ускорение свободного падения |
| $m$ | – количество последовательно включенных магистральных агрегатов |
| $\rho$ | – плотность нефти |
| $Q_{max}$ | – максимальная подача в пределах рабочей части характеристики насоса |
| $Q_{min}$ | – минимальная подача в пределах рабочей части характеристики насоса |
| $H$ | – напор магистрального насоса |
| $H_{max}$, ($Pст_{max}$) | – максимальный напор (давление) станции в пределах рабочей части характеристики насосов $H_{max} = H(Q_{min})$, $Pст_{max} = Pст(Q_{min})$ |
| $H_{min}$, ($Pст_{min}$) | – минимальный напор станции в пределах рабочей части характеристики насосов $H_{min} = H(Q_{max})$, $Pст_{min} = Pст(Q_{max})$ |
| $Pd$ | – диапазон дросселирования при перепуске |
| $\upsilon$ | – скорость потока в перепускной линии |
| $K_{CS}$ | – расчетный коэффициент кавитации |
| $x$ | – относительный (к номинальному) ход затвора |
| $Kv(x)$ | – текущее значение пропускной способности регулятора при ходе затвора $x$ |
| $Ks(x)$ | – текущее значение эффективной площади регулирующего элемента при ходе затвора $x$ |
| $Ks_{max}$ | – максимальная эффективная площадь регулирующего элемента (при номинальном ходе затвора) |
| $k$ | – количество затворов на узле ($k = 2$) |
| $c$ | – скорость звука в трубопроводе |
| $S$ | – проходное сечение магистрального трубопровода |
| $S_п$ | – проходное сечение перепускного трубопровода |
| $q$ | – расход через перепускную линию |
| $Q_0$ | – номинальная подача насосов |
| $a_0, a_1, a_2$ | – коэффициенты аппроксимации напорной характеристики НПС без резервуарного парка полиномом второй степени |
| $e_0, e_1, e_2$ | – коэффициенты аппроксимации напорной характеристики НПС с резервуарным парком и подпорными насосами полиномом второй степени |

**Научная новизна** – разработана методика определения характеристик системы регулирования давления способом перепуска.

Значения всех величин выражаются в системе СИ, если не оговорено обратное.

Для последующих расчетов характеристики нефтепроводов (диаметр, производительность) примем в соответствии с требованиями [9] (табл. 1). Характеристики насосов приняты исходя из того, что они оснащены основными роторами, номинальная подача которых указана в наименовании типа насосов. На практике могут применяться сменные роторы с номинальными подачами из ряда: 0,5; 0,7; 1,25 от номинальной подачи основного ротора. В таком случае по нижеизложенной методике потребуется пересчет характеристик системы регулирования методом перепуска (рециркуляции). В расчетах принято: плотность нефти – 850 кг/м$^3$, три насоса включены последовательно.

**Общие сведения о системе регулирования давления**

Согласно [8], основным требованием к системе автоматического регулирования (САР) давления на НПС является: обеспечение отклонения давления от заданной уставки на выходе НПС в процессе регулирования на величину, не превышающую 4 % от допустимого рабочего давления (ДРД) на выходе НПС при остановке одного магистрального насосного агрегата (МНА) на последующей по потоку НПС или пуска одного МНА на предыдущей по потоку НПС.

Крутизна фронта волн, возникающих при остановке (пуске) одного агрегата для принятых исходных данных (табл. 1), не превышает 3,55 кгс/см$^2$/с [10]. При прохождении участка трубопровода длиной 50 км между станциями волна затухает в 2–3 раза, т.е. уменьшается ее амплитуда и крутизна фронта. Достигая соседней насосной станции, набегающая волна отражается от нее и движется по трубопроводу в направлении, противоположном направлению движения набегающей волны, в результате скорость роста давления на выходе данной станции (расчетное возмущение) достигает ~2,14 кгс/см$^2$/с на НПС с резервуарным парком (РП) и ~2,34 кгс/см$^2$/с на НПС без РП [10]. С учетом требования [8] САР должна создавать при регулировании волну противоположного знака с крутизной фронта не менее чем расчетное возмущение.

При любой системе регулирования в соответствии с формулой Жуковского изменения давления и расхода на входе и выходе станции без РП связаны соотношениями [10]:

$$\frac{dP_{вх}}{dt} = -\frac{dP_{вых}}{dt} = -\frac{1}{2}\cdot\frac{dP_{ст}}{dt} = -\frac{\rho\cdot c\cdot dQ_н}{S\cdot dt}. \qquad (2)$$

Изменение давления на входе и выходе НПС без РП равны, но противоположны по знаку при условии, что трубопроводы до и после станции одинакового диаметра.

**Табл. 1**
Характеристика нефтепроводов и насосов

| $D_N$ МН, мм | Тип насоса | $Q_{min}$, м³/ч | $Q_{max}$, м³/ч | $H_{max}$, м | $H_{min}$, м | $Pст_{max}$, МПа | $a_0$, м | $a_1$, с/м² | $a_2$, с²/м⁵ | $e_0$, м | $e_1$, с/м² | $e_2$, с²/м⁵ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 700 | НМ 2500-230 | 1700 | 2900 | 772,8 | 635,7 | 6,4 | 821,1 | 78,8 | –383,4 | 917,44 | 104,86 | –454,64 |
| 800 | НМ 3600-230 | 2700 | 3900 | 791,4 | 639,6 | 6,6 | 874,5 | 128,4 | –318,9 | 995,80 | 139,00 | –361,15 |
| 1000 | НМ 7000-210 | 5450 | 8000 | 747,9 | 548,1 | 6,2 | 942,1 | –23,5 | –69,3 | 1063,4 | –18,22 | –79,86 |
| 1200 | НМ 10000-210 | 8400 | 11 000 | 695,1 | 577,8 | 5,8 | 996,9 | –104,2 | –10,8 | 1137,8 | –93,74 | –17,19 |

Давление на входе станции с РП в переходном процессе не изменяется, поскольку откачка нефти осуществляется из резервуаров, поэтому:

$$\frac{dP_{вых}}{dt}=\frac{dP_{ст}}{dt}=\frac{\rho\cdot c\cdot dQ_н}{S\cdot dt}. \quad (3)$$

**Расход через линию перепуска, пропускная способность и пропускная характеристика регулирующей арматуры**

При регулировании перепуском ограничением служит техническая возможность работы насосов на подачах не более 140 % от $Q_0$, собственно, данное значение и будет принято за максимальное значение при последующих расчетах. Соответственно, максимальная величина перепуска ($q_{max}$) через перепускную линию не должна превышать разницу между $Q_{min}$ и $1{,}4\cdot Q_0$.

Выбор регулятора давления определяется исходя из того, что его расчетная пропускная способность [11] ($Kv$) должна быть не меньше значения величины перепуска:

$$Kv_{max}=\frac{q_{max}}{k}\cdot\sqrt{\frac{\rho}{P_{ст}(Q_0+q)}}. \quad (4)$$

Учитывая, что $Kv_{max}$ – внесистемная единица ($q_{max}$ измеряется в м³/ч, ρ – в г/см³, $P_{ст}$ – в кгс/см²), целесообразно вместо пропускной способности использовать эффективную площадь $Ks$ регулирующего элемента. Размерность $Ks$ в системе СИ [$Ks$] = м². Связь между $Ks$ и $Kv$ определяется формулой [12]:

$$Ks = 2{,}804\cdot 10^{-5}\cdot Kv. \quad (5)$$

Результаты расчетов $q$, $Kv$, $Ks$ для принятых насосов представлены в табл. 2.

Численные значения пропускной способности для различных диаметров затворов (табл. 3) приняты согласно технической документации производителя [13], эффективная площадь пересчитана согласно (5).

Выбор регулятора давления из каталога производителя должен осуществлятся исходя из того, что пропускная способность выбранного регулятора должна быть больше расчетной пропускной способности ($Kv$) не менее чем на 10 %.

Из табл. 2, 3 видно, что для насосов НМ 2500-230, НМ 3600-230 подходит регулятор $DN$ 100 мм, для НМ 7000-210, НМ 10000-210 – регулятор $DN$ 150 мм. В таком случае запас по $Kv$ у НМ 2500-230 ~ 42,51 %, НМ 3600-230 ~ 16,56 %, у НМ 7000-210 ~ 29,91 %, НМ 10000-210 ~ 16,79 %.

**Табл. 2**
Расчетные значения $q_{max}$, $Kv_{max}$, $Ks_{max}$

| Тип насоса | $q_{max}$, м³/ч | $Ks_{max}$, м² | $Kv_{max}$, м³/ч |
|---|---|---|---|
| НМ 2500-230 | 900 | 0,003 | 123,03 |
| НМ 3600-230 | 1170 | 0,005 | 178,56 |
| НМ 7000-210 | 2175 | 0,010 | 360,28 |
| НМ 10000-210 | 2800 | 0,012 | 427,72 |

**Табл. 3**
Характеристики регулирующей арматуры в зависимости от $DN$ затвора при перепаде на затворе до 110 кгс/см²

| $DN$, мм | $Kv$, м³/ч | $Ks$, м² |
|---|---|---|
| 75 | 128 | 0,004 |
| 100 | 214 | 0,006 |
| 150 | 514 | 0,014 |
| 200 | 925 | 0,026 |
| 250 | 1456 | 0,041 |
| 300 | 2158 | 0,061 |
| 350 | 3484 | 0,098 |
| 400 | 4608 | 0,129 |
| 450 | 6398 | 0,179 |
| 500 | 8411 | 0,236 |

**Определение диаметра перепускной линии**

Диаметр перепускной линии определялся исходя из условия, что скорость потока в перепускной линии не превышает допустимые 7 м/с [2].

Наружный диаметр трубопроводов принимается в соответствии с сортаментом из [14]. Толщина стенки трубопровода определяется по методике, изложенной в своде правил [15] для стали 17ГС, и округляется до ближайшего большего значения из сортамента. В качестве нагрузки принято $Pст_{max}$.

Скорость потока в перепускной линии (табл. 4) определяется по формуле:

$$\upsilon=\frac{q_{max}}{S_п}. \quad (6)$$

Результаты расчета показывают, что указанному условию ($\upsilon \le 7$ м/с) для НМ 2500-230, НМ 3600-230 удовлетворяют линии перепуска с диаметром не менее 273 мм, для НМ 7000-210, НМ 10000-210 – с диаметром не менее 426 мм.

**Табл. 4**
Расчетные υ в зависимости от диаметра перепускной линии

| Тип насоса | υ, м при значениях диаметра и толщины стенки перепускной линии | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Ø 219×4 мм | Ø 273×5 мм | Ø 325×6 мм | Ø 426×8 мм |
| НМ 2500-230 | 7,15 | 4,60 | 3,25 | 1,90 |
| НМ 3600-230 | 9,30 | 5,99 | 4,23 | 2,47 |
| НМ 7000-210 | 17,29 | 11,13 | 7,86 | 4,60 |
| НМ 10000-210 | 22,25 | 14,32 | 10,11 | 5,92 |

**Рис. 3**
Пропускная характеристика поворотного затвора [13]

С точки зрения экономической целесообразности необходимо принимать линии с минимальным диаметром.

**Быстродействие регулирующей арматуры**

По данным производителя [13], пропускная характеристика регулирующей арматуры в виде зависимости относительного (в % от максимального) значения $Ks'(Kv')$ от относительного (в % от номинального) хода затвора:

$$Ks'=100\cdot\left(\frac{Ks(x)}{Ks_{\max}}\right),\%,\ \ Kv'=100\cdot\left(\frac{Kv(x)}{Kv_{\max}}\right),\% \qquad (7)$$

для всех диаметров затворов одинакова (рис. 3).

На характеристике регулирующей арматуры можно выделить следующие области:

- в области *BC* зависимость *Ks* от *x* практически линейная, данную область называют диапазоном регулирования [16], соответственно, $\frac{dKs}{dx}=\text{const}$ и принимает максимальное значение;
- в области *AB* $\frac{dKs}{dx}$ принимает минимальные значения, при перепуске в начальный момент времени регулирование будет осуществляться в данной области;
- область *CD* является нерабочей, т.к. в ней осуществляется неустойчивое регулирование (при закрытии затвора перепад на нем уменьшается), ограничение работы в ней осуществляется за счет программно-аппаратных средств.

При определении необходимого быстродействия арматуры необходимо знать величину $\frac{dKs}{dx}$.

В соответствии с определением (7) $\frac{dKs}{dx}=\frac{Ks_{\max}}{100}\cdot\frac{dKs'}{dx}$, где $\frac{dKs'}{dx}$ – скорость изменения эффективной площади в относительных единицах.

Суммарное давление последовательно включенных насосов при регулировании перепуском можно представить:

$$P_{ст}=\rho\cdot g\cdot(e_0+e_1\cdot(Q_H+q)+e_2\cdot(Q_H+q)^2)\ \text{для НПС с РП,} \qquad (8)$$

$$P_{ст}=\rho\cdot g\cdot(a_0+a_1\cdot(Q_H+q)+a_2\cdot(Q_H+q)^2)\ \text{для НПС без РП.} \qquad (9)$$

Дифференцируя (8), (9) по времени и учитывая, что на исходном режиме заслонка закрыта ($q=0$), получим:

$$\left.\frac{dP_{ст}}{dt}\right|_{t=0}=\rho\cdot g\cdot(e_1+2\cdot e_2\cdot Q_H)\cdot\left(\left.\frac{dQ_H}{dt}\right|_{t=0}+\left.\frac{dq}{dt}\right|_{t=0}\right)\ \text{для НПС с РП,} \qquad (10)$$

$$\left.\frac{dP_{ст}}{dt}\right|_{t=0}=\rho\cdot g\cdot(a_1+2\cdot a_2\cdot Q_H)\cdot\left(\left.\frac{dQ_H}{dt}\right|_{t=0}+\left.\frac{dq}{dt}\right|_{t=0}\right)\ \text{для НПС без РП.} \qquad (11)$$

Выразив $\left.\frac{dQ_н}{dt}\right|_{t=0}$, из (2, 3) получим:

$$\left.\frac{dQ_H}{dt}\right|_{t=0}=\frac{S}{\rho\cdot c}\cdot\left.\frac{dP_{ст}}{dt}\right|_{t=0}\ \text{для НПС с РП,} \qquad (12)$$

$$\left.\frac{dQ_H}{dt}\right|_{t=0}=\frac{S}{2\cdot\rho\cdot c}\cdot\left.\frac{dP_{ст}}{dt}\right|_{t=0}\ \text{для НПС без РП.} \qquad (13)$$

Для выполнения САР своей задачи необходимо, чтобы она создавала при перемещении регулирующего элемента волну давления с крутизной фронта по величине, равной крутизне фронта расчетного возмущения, но имеющей обратный знак: $\left(\left.\frac{dP_{ст}}{dt}\right|_{t=0}=-\left.\frac{dP_{возм}}{dt}\right|_{t=0}\right)$. Крутизна фронта возмущения, которое необходимо отработать САР, для принятых параметров МН составляет ~2,14 кгс/см²/с, для НПС с РП и ~2,34 кгс/см²/с для НПС без РП [10].

По условию поставленной задачи рассматривается ситуация, когда в начальный момент времени затвор перепускной линии находится в закрытом состоянии, то есть расход через байпас отсутствует. Регулирование давления будет осуществляться путем открытия затвора.

Поскольку перепад давления на регулирующем элементе (без учета потерь в байпасном трубопроводе) равен напору станции, то:

$$q=k\cdot Ks\cdot\sqrt{\frac{P_{ст}}{\rho}}. \qquad (14)$$

**Табл. 5** Расчетное время полного хода затвора (*T*) в зависимости от диаметра затвора

| *Q*, м³/ч | 75 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | 350 | 400 | 450 | 500 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Минимальное время совершения полного хода регулятора давления по ОТТ-75.180.00-КТН-177-10 [17]*, с | | | | | | | | | | |
| | 1,6* | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 | 6,0 | 7,0 | 8,0 | – | 10,0 |
| ***T* при значениях *DN* затвора, с** | | | | | | | | | | |
| НПС с резервуарным парком | | | | | | | | | | |
| 2500 | 2,1 | 3,5 | 8,4 | 15,1 | 23,8 | 35,3 | 57,0 | 75,3 | 104,6 | 137,5 |
| 3600 | 1,8 | 2,9 | 7,1 | 12,7 | 20,0 | 29,6 | 47,9 | 63,3 | 87,9 | 115,5 |
| 7000 | 1,1 | 1,8 | 4,3 | 7,7 | 12,2 | 18,1 | 29,1 | 38,6 | 53,5 | 70,4 |
| 10 000 | 0,7 | 1,1 | 2,7 | 4,9 | 7,8 | 11,5 | 18,6 | 24,6 | 34,2 | 44,9 |
| НПС без резервуарного парка | | | | | | | | | | |
| 2500 | 1,3 | 2,2 | 5,3 | 9,6 | 15,0 | 22,3 | 36,0 | 47,6 | 66,1 | 86,9 |
| 3600 | 1,2 | 2,0 | 4,8 | 8,7 | 13,7 | 20,3 | 32,8 | 43,4 | 60,3 | 79,3 |
| 7000 | 0,7 | 1,2 | 2,9 | 5,2 | 8,2 | 12,1 | 19,6 | 25,9 | 36,0 | 47,3 |
| 10 000 | 0,4 | 0,7 | 1,8 | 3,2 | 5,0 | 7,4 | 12,0 | 15,8 | 22,0 | 28,9 |

*принято для *DN* 80 мм

Дифференцируя (14) по времени, получим:

$$\left.\frac{dq}{dt}\right|_{t=0}=\left.\frac{dKs}{dx}\right|_{x=0}\cdot\frac{dx}{dt}\cdot k\cdot\sqrt{\frac{P_{\text{ст}}|_{t=0}}{\rho}}. \qquad (15)$$

Подставив (15) и (12) в (10), (15) и (13) в (11) и решив полученное уравнение, относительно $\left.\frac{dx}{dt}\right|_{t=0}$ получим необходимую скорость перемещения регулирующего элемента:

$$\frac{dx}{dt}=\frac{-\left.\frac{dP_{\text{возм}}}{dt}\right|_{t=0}\cdot\left(1-m\cdot g\cdot(e_1+2\cdot e_2\cdot Q_H|_{t=0})\cdot\frac{S}{c}\right)}{m\cdot g\cdot\rho\cdot(e_1+2\cdot e_2\cdot Q_H|_{t=0})\cdot k\cdot\left.\frac{dKs}{dx}\right|_{x=0}\cdot\sqrt{\frac{P_{\text{ст}}|_{t=0}}{\rho}}}-$$

- для НПС с РП, (16)

$$\frac{dx}{dt}=\frac{-\left.\frac{dP_{\text{возм}}}{dt}\right|_{t=0}\cdot\left(2-m\cdot g\cdot(a_1+2\cdot a_2\cdot Q_H|_{t=0})\cdot\frac{S}{c}\right)}{m\cdot g\cdot\rho\cdot(a_1+2\cdot a_2\cdot Q_H|_{t=0})\cdot k\cdot\left.\frac{dKs}{dx}\right|_{x=0}\cdot\sqrt{\frac{P_{\text{ст}}|_{t=0}}{\rho}}}-$$

- для НПС без РП. (17)

Анализ формул (16, 17) показывает, что скорость перемещения затвора:

- прямо пропорциональна $\frac{dP_{\text{возм}}}{dt}$;
- обратно пропорциональна $\left.\frac{dKs}{dx}\right|_{x=0}$ и $\sqrt{P_{\text{ст}}}$.

Расчетные времена хода затворов (*T*) в зависимости от диаметров представлены в табл. 5.

Анализ *T* и основных технических требований на регулирующую арматуру [17], определяющих минимальное время хода регулятора, свидетельствует о том, что в большинстве случаев (выделено цветом) расчетное время хода удовлетворяет требованиям [17].

Как было определено ранее (табл. 2, 3), для насосов НМ 2500-230, НМ 3600-230 подходят регуляторы *DN* 100 мм, для НМ 7000-210, НМ 10000-210 – регуляторы *DN* 150 мм. С учетом табл. 5 необходимо принимать следующие регуляторы:

- для НМ 2500-230, НМ 3600-230 – не менее *DN* 100 мм;
- для НМ 7000-210 – не менее *DN* 150 мм (НПС с РП), не менее *DN* 200 мм (НПС без РП);
- для НМ 10000-210 – не менее *DN* 200 мм (НПС с РП), *DN* 250 мм (НПС без РП).

Для снижения затрат целесообразно принимать регуляторы с минимальным *DN*.

**Максимальный перепад давления на закрытой регулирующей арматуре**

Максимальный перепад на закрытом регулирующем элементе равен разнице между допустимым рабочим давлением на выходе НПС ($P_{max}$) и минимальным давлением на входе МНС ($P_{вх}$). Для упрощения максимальный перепад можно принимать равным $P_{max}$. Значание $P_{max}$ определяется индивидуально для каждой НПС в проекте. В настоящее время ряд рабочих давлений на выходе НПС включает в себя: 6,3 МПа, 7,5 МПа, 10 МПа.

**Класс герметичности, рабочее давление и расчетный коэффициент кавитации регулирующей арматуры**

Для исключения протечек через затвор на стационарных режимах должна устанавливаться запорно-регулирующая арматура по классу герметичности *A* с рабочим давлением не менее допустимого рабочего давления на выходе НПС.

Расчетный коэффициент кавитации *Kcs* арматуры рассчитывается по формуле [11]:

$$Kcs=\frac{P_{\text{ст}}}{P_{\text{вых}}-Ps+P_{\text{атм}}}. \qquad (18)$$

Давление на выходе определяется по формуле:

$$P_{max}=P\text{ст}_{max}+h_{\text{кав}}\cdot\rho\cdot g+P_{\text{атм}}-Ps. \qquad (19)$$

При подборе дросселя заводом-изготовителем *Kcs* сравнивается с экспериментально определенным заводом-изготовителем для каждого типа арматуры безразмерным коэффициентом начала кавитации *Kc*. Условием безкавитационной работы

**Табл. 6**
Расчетный коэффициент кавитации

| Тип МНА | *Kcs* |
|---|---|
| НМ 2500-230 | 0,95 |
| НМ 3600-230 | 0,94 |
| НМ 7000-210 | 0,92 |
| НМ 10000-210 | 0,90 |

**Рис. 4**
Изменение относительной виброскорости от относительной подачи [19]

**Рис. 5**
Эпюра напоров технологического участка

регулирующей арматуры является непревышение расчетного коэффициента кавитации над коэффициентом начала кавитации [11]:

$$Kcs < Kc. \qquad (20)$$

Результаты расчетов *Kcs* представлены в табл. 6.

Из табл. 6 следует, что при данных $Kcs \geq 0{,}9$ для технологической реализации метода перепуска необходима установка затворов, способных работать при данных *Kcs* и перепадах 5,8–6,6 МПа (табл. 1). Для снижения затрат возможна установка двух затворов последовательно либо двух затворов, реализованных в одном корпусе.

### Анализ вибрации насосов

Вибрация магистральных насосов может быть вызвана причинами гидродинамического, механического и электротехнического происхождения [18]. В качестве параметра вибрации магистральных насосов устанавливается значение виброскорости.

При использовании способа перепуска будет возникать вибрация гидродинамического происхождения.

Изменение вибрации магистральных насосов в зависимости от их подачи рассматривалось в работе [18] и руководящем документе [19]. В документе [19] показан характер изменения относительной (к номинальной) виброскорости магистрального насоса от относительной (к номинальной) подачи (рис. 4).

Из рис. 4 следует, что величина вибрации (виброскорость) возрастает при работе насоса на подачах, отличных от номинальной. При относительных (к номинальной) подачах 1,3–1,4 виброскорость в 1,5 раза больше, чем на номинальной подаче.

Оценить абсолютные значения виброскорости магистрального насоса можно следующим образом. Согласно [20], виброскорость магистральных насосов при номинальной подаче ($Q_0$) составляет ~4,5 мм/с, тогда при подачах $1{,}3 \cdot Q_0$–$1{,}4 \cdot Q_0$ виброскорость составит 6,75 мм/с (рис. 4).

Согласно [8], защита «Аварийная максимальная вибрация. Порог 1» формируется при превышении виброскорости в любой точке контроля магистрального насоса значения 7,1 мм/с, отключение МНА происходит с выдержкой 5 с. Соответственно, дополнительные отключения насосов при регулировании перепуском исключены, при условии работы на подачах $1{,}3 \cdot Q_0$–$1{,}4 \cdot Q_0$. Если насосы выйдут за указанный диапазон, то сработает автоматическая защита.

### Математическое моделирование работы САР

Для подтверждения полученных выводов в части быстродействия САР, а также для сравнения качества регулирования давления САР в части динамического отклонения от уставки САР были выполнены расчеты на программном комплексе Stoner Pipeline Simulator. Данный комплекс включен в реестр расчетного ПО ОАО «АК «Транснефть» по результатам выполнения процедуры аттестации.

Для выполнения расчетов была разработанна модель нефтепровода DN 1200 мм с 3 НПС, длиной 300 км, расстояние между НПС 100 км, плотность нефти 850 кг/м$^3$, вязкость 25 сСт, производительность перекачки 10058 м$^3$/ч. Для упрощения геодезические отметки точек профиля по всей длине МН приняты постоянными. Магистральные насосы НМ 10000-210 на НПС включены последовательно, на каждой НПС в работе по два насоса. Эпюра напоров исходного стационарного режима представлена на рис. 5.

При выполнении расчетов моделировались отключение одного и двух МНА на НПС-3 для случаев использования перепускного и дроссельного клапана. При перепуске для данного диаметра МН требуется затвор *DN* 250, при дросселировании согласно типовым проектам на НПС [1] необходимы затворы *DN* 600. Для обоих способов регулирова-

ния в работе находились два затвора, расположенных параллельно. Для дросселирования *Kv* затвора принималось в соответствии с [13] (*Kv* = 13 858 м$^3$/ч), для перепуска – с табл. 3 (*Kv* = 1456 м$^3$/ч). Время полного хода затвора принималось в соответствии с [17]:

- *T* = 5 с для затвора *DN* 250;
- *T* = 12 с для затвора *DN* 600.

Задержки в системе автоматики САР принимались в соответствии с [8]:

- время обработки сигналов в контроллере САР – 0,1 с;
- время доставки сигнала от контроллера САР до блока управления исполнительного механизма – 0,1 с;
- время реакции исполнительного механизма – 0,03 с.

Корректность расчетной схемы нефтепровода (математической модели нефтепровода) проверялась по методике, изложенной в документе [21]. По данной методике выполнялись следующие проверки:

1) проверялось равенство расходов в начале и конце ТУ;

2) проверялось соответствие работы насоса его напорной характеристике, то есть разность напоров до и после насоса должна соответствовать напору насоса при заданной подаче;

3) определялся скачок давления при мгновенном перекрытии потока в трубопроводе в начальный момент времени, который должен быть равен значению ударного давления, рассчитываемого по формуле Жуковского;

4) определялась скорость распространения волны давления в переходном процессе, которая должна равняться скорости звука.

Коэффициенты ПИД регуляторов для обоих способов регулирования определены исходя из условия обеспечения максимального быстродействия исполнительного органа САР при условии отсутствия перерегулирования на величину более 4 % от уставки САР по выходу НПС и устойчивой схемы работы САР.

Уставки общестанционных защит НПС приняты в соответствии с [8].

При отключении одного МНА на НПС-3 величина исходного возмущения составила 3,91 кгс/см$^2$/с. Изменение давления на выходе НПС-2 для случаев перепуска и дросселирования после отключения одного МНА на НПС-3 представлено на рис. 6.

При перепуске динамическое отклонение от уставки САР не превышает 0,072 МПа, при дросселировании – 0,16 МПа. В обоих случаях отклонение давления на выходе НПС от уставки САР в процессе регулирования не превышает допускаемые нормами автоматизации 4 % [8].

Подача магистральных насосов при перепуске достигала 12 000 м$^3$/ч. При этом виброскорость достигала 6 мм/с, что не превышает допускаемые [8] – 7,1 мм/с.

Изменение давления на выходе НПС-2 (за регулятором) после отключения двух МНА на НПС-3 представлено на рис. 7.

При дросселировании САР не справилась с возмущением, в результате на 94-й секунде сработала защита «Предельное максимальное давление на выходе НПС». В то же время перепуск погасил набегающую волну, вызванную отключением двух МНА на НПС-3, без срабатывания общестанционных защит по давлению. Подача насосов в процессе регулирования перепуском достигала 14 100 м$^3$/ч (141 % от номинальной подачи). Значение виброскорости при данных подачах достигало 7,0 мм/с, но не превышало допустимые 7,1 мм/с.

**Рис. 6**
График изменения давления на выходе НПС-2 при отключении одного МНА на НПС-3

**Рис. 7**
График изменения давления на выходе НПС-2 при отключении НПС-3

Таким образом, можно отметить, что САР на базе способа перепуска допускает значительно меньшие динамические отклонения, чем САР на базе способа дросселирования. Кроме того, САР на базе способа перепуска способна обеспечивать отработку возмущений, вызванных отключением, в том числе двух МНА, что превышает требования документа [8] и является безусловным плюсом.

### Зарубежный опыт

В работе [22] указывается, что способ перепуска успешно применяется для регулирования режимов работы магистрального конденсатопровода Хасси-Р'Мель-Арзев (Алжир).

Учитывая положительный зарубежный опыт, способ перепуска может найти применение на действующих магистральных трубопроводах.

## Выводы

1. Разработана методика расчета, с помощью которой определены основные характеристики системы регулирования давления на базе метода перепуска.
2. Полученные результаты показывают, что метод перепуска обладает реальными возможностями дополнительной экономии электроэнергии за счет исключения постоянных потерь в обвязке регуляторов.
3. Способ перепуска по сравнению со способом дросселирования допускает значительно меньшие динамические отклонения от уставки в процессе регулирования и позволяет обеспечивать отработку возмущений, вызванных отключением одного и двух насосов на станции, что, в свою очередь, позволит исключить «веерные» отключения технологического участка нефтепровода и обеспечит дополнительную безопасность процесса перекачки.
4. При методе перепуска могут быть использованы регуляторы давления меньшего диаметра по сравнению с методом дросселирования (вплоть до пяти типоразмеров).
5. Использование метода перепуска позволит увеличить рабочее давление на выходе большинства станций с 6,3 до 7,5 МПа и позволит исключить защиты станции по коллекторному давлению.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** ТПР-75.180.00-КТН-057-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Типовые проектные и технические решения. М., 2015. 156 с.

**2.** РД-91.200.00-КТН-175-13. Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования. М., 2013. 215 с.

**3.** Салащенко Г. С., Бобровский С. А., Белоусов В. Д. Коэффициент полезного действия регулирования насосных станций. М. : ЦНИИТнефтехим. Транспорт и хранение нефтепродуктов, 1967. № 3. С. 6–8.

**4.** Бобровский С. А. Оценка эффективности регулирования работы насосных станций трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1965. № 6. С. 19–22.

**5.** Шилин Ю. И., Шрейнер И. Л., Мороз П. А. Эффективность различных методов регулирования давления в магистральном нефтепроводе. М. : ВНИИОЭНГ. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1965. № 12. С. 3–7.

**6.** Зайцев Л. А. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов. М. : Недра, 1982. 240 с.

**7.** Ломакин А. А. Центробежные и осевые насосы. М. : Машиностроение, 1966. С. 365.

**8.** РД-35.240.50-КТН-109-13. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения. М., 2013. 124 с.

**9.** РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. М., 2001. 44 с.

**10.** Бархатов А. Ф., Вязунов Е. В. Определение расчетного возмущения для системы автоматического регулирования давления насосных станций магистральных нефтепроводов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 5. С. 273–289.

**11.** РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. М., 2009. 204 с.

**12.** Вязунов Е. В., Бархатов А.Ф. Быстродействие системы регулирования давления насосной станции при заданной скорости хода регулирующего элемента // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. № 2. С. 65–79.

**13.** Поворотные дисковые заслонки Vanessa. [Электронный ресурс]. URL: http://www.irimex.ru/services/catalog/armatura/vanessa/ (дата обращения: 20.03.2016).

**14.** ГОСТ 10704-91. Трубы стальные электросварные прямошовные.

**15.** СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

**16.** ГОСТ Р52720-2007. Арматура трубопроводная. Термины и определения. М., 2007. 20 с.

**17.** ОТТ-75.180.00-КТН-177-10. Арматура регулирующая для магистральных нефтепроводов. М., 2010. 70 с.

**18.** Перевощиков С. И. Разработка научных основ управления вибрацией гидродинамического происхождения в центробежных насосах магистральных нефтепроводов : Автореф. … дис. докт. техн. наук. Тюмень, 2004. 48 с.

**19.** РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. Уфа, 1997. 113 с.

**20.** РД-23.080.00-КТН-107-13. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов. Нормы вибрации. М., 2013. 37 с.

**21.** РД-75.180.00-КТН-255-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных трубопроводов. М., 2014. 129 с.

**22.** Михайлов А. В. Эффективность применения различных типов насосных агрегатов в условиях снижения производительности магистральных нефтепроводов : Дис. … канд. техн. наук. Уфа, 1999. 212 с.

### REFERENCES

**[1]** TPR-75.180.00-KTN-057-15. Petroleum and petroleum products major pipeline transport. Oil pumping stations. Standard design and engineering solutions M., 2015. 156 pp.

**[2]** RD-91.200.00-KTN-175-13. Oil pumping stations. Design standards. M., 2013. 215 pp.

**[3]** Salaschenko G. S., Bobrovsky S. A., Belousov V. D. Pump stations control efficiency factor M.: TCNIITneftechim. Petroleum products transport and storage. 1967. No. 3. P. 6-8.

**[4]** Bobrovsky S. A. Performance Assessment of piping pump stations operation control. M. VNIIOENG. Petroleup and Petroleum products transport and storage. 1965. No. 6. P. 19-22.

**[5]** Shilin Y. I., Shreyner I. L., Moroz P. A. Efficiency of different pressure control methods in the main oil pipeline. M.: VNIIOENG. Petroleum and Petroleum products transport and storage. 1965. No. 12. P. 3-7.

**[6]** Zaytcev L. A. Control of the main oil pipeline operation modes. M. : Nedra, 1982. 240 pp.

**[7]** Lomakin A. A. Radial flow and axial flow pumps M. : Machine construction, 1966. P. 365.

**[8]** RD-35.240.50-KTN-109-13. Automation and telemechanization of processing equipment of the main oil-products pipeline and oil pipelines of site and line objects. The main provisions. M., 2013. 124 pp.

**[9]** RD 153-39.4-113-01. Main oil pipeline technological design standards. M., 2001. 44 pp.

**[10]** Barkhatov A. F., Vyazunov E. V. Determination of design disturbance of pump station pressure automatic control in the main oil pipelines // Electronic journal Oil and Gas Engineering. 2015. No. 5. P. 273-289.

**[11]** RD-75.180.00-KTN-198-09. Unitized process design of the main oil-products pipelines and oil pipelines objects. M., 2009. 204 pp.

**[12]** Vyazunov E. V., Barkhatov A.F. Operation speed of Pump station pressure control system at the specified regulating element speed // Electronic journal Oil and Gas Engineering. 2014. No. 2. P. 65-79.

**[13]** Rotating damper plate valves Vanessa. [Electronic resource]. URL: http://www.irimex.ru/services/catalog/armatura/vanessa/ (accessed date: 20.03.2016).

**[14]** GOST 10704-91. Steel electric-welded longitudinal welded pipes.

**[15]** SP 36.13330.2012. The main pipelines. Revised edition SNiP 2.05.06-85*.

**[16]** GOST P52720-2007. Pipe fittings. Terms and definitions. M., 2007. 20 pp.

**[17]** OTT-75.180.00-KTN-177-10. Main oil pipelines control valves. M., 2010. 70 pp.

**[18]** Perevoschikov S. I. Scientific basis development for hydrodynamic vibration control of the main oil pipelines axial pumps. Extended abstract of dissertation by D.Eng.Sc. Tumen, 2004. 48 pp.

**[19]** RD 153-39TN-008-96. Maintenance and operation manual for oil pumping station equipment and constructions. Ufa, 1997. 113 pp.

**[20]** RD-23.080.00-KTN-107-13. Petroleum and petroleum products major pipeline transport. Main line pumps for petroleum and petroleum-products pumping. Vibration standards. M., 2013. 37 pp.

**[21]** RD-75.180.00-KTN-255-14. Petroleum and petroleum products major pipeline transport. Calculation method of main pipelines unsteady operation modes. M., 2014. 129 pp.

**[22]** Mikhaylov A. V. Efficiency of unit pumps of different types under the main oil piping decline in productivity: Dis. by D.Eng.Sc. Ufa, 1999. 212 pp.

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СИСТЕМЕ НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ

## USING FIELD PIPELINES IN SYSTEM OF ENSURING OIL PRODUCTS

**В.В. Середа**
д.т.н., проф., начальник ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», г. Москва
**V.V. Sereda**
Doctor of Engineering Science, Professor, Head of FAE «The 25-th State Research Institute of Himmotology, Ministry of Defense of Russian Federation», Moscow, Russian Federation
*7982798@mail.ru*

**Д.И. Мельников**
начальник отдела трубопроводного транспорта ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», г. Москва
**D.I. Melnikov**
Head of the Pipeline Transport Department of FAE «The 25-th State Research Institute of Himmotology, Ministry of Defense of Russian Federation», Moscow, Russian Federation
*nio21-25gosnii@yandex.ru*

**Д.А. Дроздов**
научный сотрудник отдела трубопроводного транспорта ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», г. Москва
**D.A. Drozdov**
Research Assistant of Department of Pipeline Transport of FAE «The 25-th State Research Institute of Himmotology, Ministry of Defense of Russian Federation», Moscow, Russian Federation
*drozdov_mail@mail.ru*

УДК 621.643

***Аннотация:*** *Сборно-разборные трубопроводы (СРТ) предназначены для сооружения в короткие сроки и с минимальными капитальными затратами временных трубопроводов различного назначения и протяженности с целью транспортировки светлых нефтепродуктов, маловязкой нефти и воды. СРТ могут применяться для прокладки отводов от стационарных магистральных трубопроводов, в качестве технологических трубопроводов на насосных станциях, нефтебазах, пунктах сбора и подготовки нефти, а также для создания временных трубопроводов на нефтепромысловых объектах при освоении нефтяных месторождений и в системах сбора и подготовки нефти. Эффективно применение комплектов СРТ и в качестве средств технического прикрытия стационарных магистральных нефтепродуктопроводов и нефтепроводов с целью быстрого восстановления их функционирования при ликвидации аварий и неисправностей, проведении ремонтно-восстановительных работ. Опыт использования СРТ в сфере нефтепродуктообеспечения показывает, что они обладают широким спектром применения и их возможности еще не полностью раскрыты и реализованы.*

***Ключевые слова:*** *трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов, сборно-разборные трубопроводы, магистральные трубопроводы, технологические трубопроводы, техническое прикрытие трубопроводов, ремонт магистральных трубопроводов, раструбное соединение.*

***Abstract:*** *Field pipelines (FP) are designed to transport light petroleum products as well as low-viscosity oil and water and can be used for laying branches from fixed main pipelines as process pipelines of pump stations, petroleum storage depots, oil collection and treatment plants as well as to arrange temporary pipelines at oil field facilities when exploring oil fields and in oil collection and treatment systems. Effective application of FP sets and as means of technical protection of fixed petroleum and petroleum products aim pipelines for prompt recovery their functions under accident and failures elimination when performing repair-and-renewal operations. Experience of FP exploitation in oil product supply field presents that such pipelines have a wide range of application and their potential has not been fully investigated and implemented yet.*

***Key words:*** *petroleum and petroleum products pipeline transport, field pipelines, main pipelines, process pipelines, technical pipeline protection, main pipeline repair, bell and spigot joint pipe.*

Сборно-разборные трубопроводы предназначены для транспортировки светлых нефтепродуктов, нефти и воды [1, 2] и представляют собой готовые к применению комплекты инженерно-технических средств, имеющих в составе трубы фасонные части, запорную и регулирующую арматуру, монтажный инструмент, мобильные насосные установки, вспомогательную технику и оборудование. Основные технические характеристики комплектов СРТ и передвижных насосных установок (ПНУ) представлены в табл. 1 [1, 3] и табл. 2 [1, 2] соответственно.

Основным преимуществом СРТ перед стационарными трубопроводами является возможность прокладки в короткие сроки с применением сравнительно небольшого количества сил и средств, при этом сводятся к минимальному объему земляные, сварочные, изоляционные и другие виды работ. Трубопроводное оборудование комплектов СРТ обладает высокой транспортабельностью, все его элементы (масса каждого из них не превышает 100 кг) практически могут переноситься вручную [4].

Основным техническим элементом труб СРТ является сборно-разборное соединение. В СРТ типа ПМТ используется соединение МПТ (муфтовое, рис. 1), в ПМТП – соединение «Раструб» (рис. 2).

Конструкция обоих типов соединений обеспечивает механическую прочность и герметичность трубопровода, компенсацию линейных изменений температуры на ±50 °С [3, 5], ручной монтаж и демонтаж трубопровода, возможность замены отельных труб на смонтированном участке. Соединение «Раструб» обладает лучшими техническими характеристиками, а также позволяет осуществлять процесс сборки трубопровода машинным способом [2, 3]. Сборка и разборка соединения осуществляется специальным инструментом, что практически исключает возможность несанкционированного воздействия с целью разборки [3, 6].

СРТ могут применяться для создания в короткие сроки и с минимальными капитальными затратами временных трубопроводов как отдельных линий, так и целых трубопроводных систем различной протяженности (от десятков до сотен километров) и использоваться [4, 7]:

- для строительства временных технологических обвязок объектов нефтепродуктообеспече-

**Табл. 1**
Основные технические характеристики комплектов СРТ

| Показатель | Тип трубопровода | | |
|---|---|---|---|
| | ПМТ-150 | ПМТП-150 | ПМТП-100 |
| Длина комплекта, км | 150 | | |
| Масса комплекта, т | 2470 | 2500 | 1100 |
| Пропускная способность, т/сут | до 2000 | до 3000 | до 1200 |
| Рабочее давление, МПа | до 2,5 | до 6,0 | |
| Длина одной трубы, м | 6,0 | | |
| Масса одной трубы, кг | 78 | 80,9 | 36,2 |
| Внутренний диаметр труб, мм | 145,5 | 145,6 | 97,6 |
| Толщина стенки трубы, мм | 3,25 | 3,2 | 2,2 |
| Материал трубы | Сталь 10 | Сталь 16ГС | |
| Тип соединения труб | МПТ | «Раструб» | |
| Угловая подвижность труб в соединении, градус | 3–4 | 1,5–2 | |
| Способ монтажа трубопровода | Ручной | Машинный с помощью машины ТУМ-150В, ручной | Машинный с помощью машины МСТ-100, ручной |

**Табл. 2**
Основные технические характеристики ПНУ

| Показатель | Тип передвижной насосной установки | | | |
|---|---|---|---|---|
| | ПНУ-100/200М | ПНУ-100/200К | ПНУ-140 | ПНУ-75 |
| Тип насоса | Центробежный двухступенчатый | | | Центробежный пятиступенчатый |
| Марка насоса | 4Н-6×2А | 4Н-6×2М | 4Н-6×2М1 | ЦН 80-60 |
| Подача насоса, $м^3$/ч | 120/240* | 130 | 140 | 80 |
| Напор насоса, м | 290/145* | 260 | 320 | 580 |
| Частота вращения вала насоса, $мин.^{-1}$ | 4600 | 4330 | 4800 | 4750 |
| КПД насоса, % | 67 | 66 | 67 | 66 |
| Тип двигателя | Четырехтактный восьмицилиндровый дизель | | | |
| Марка двигателя | ЯМЗ-238Г | | ЯМЗ-238М2-31 | ЯМЗ-238А |
| Частота вращения вала двигателя, $мин.^{-1}$ | 1700 | | 1900 | |
| Мощность двигателя, кВт | 125 | | 139,8 | 147,2 |
| Расход топлива, кг/ч | 25 | 27 | 36 | 35 |
| Вместимость топливного бака, л | 140 | | 150 | 140 |
| Габаритные размеры ПНУ Д×Ш×В, мм | 5750×1890×2275 | 5750×1890×2275 | 6280×2230×2580 | 6000×2230×2550 |
| Масса ПНУ, кг | 3700 | 3860 | 4300 | 4500 |

*Примечание. В числителе указано значение при последовательном соединении рабочих колес насоса, в знаменателе – при параллельном.

ния, таких как нефтебазы, насосные станции, пункты сбора и подготовки нефти;

- для сооружения распределительных сетей нефтепродуктообеспечения в районах со слабым развитием транспортной инфраструктуры;
- для обеспечения технического прикрытия стационарных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и водоводов при авариях, а также их дублирования в период проведения реконструкции и ремонта;
- в качестве промысловых трубопроводов от мест добычи до пунктов сбора, подготовки нефти и углеводородного сырья;
- при обеспечении перевалки нефтепродуктов и нефти на различные виды транспорта, а также их подачу через водные преграды без предварительной подготовки районов;
- для создания сетей питьевого и хозяйственного водоснабжения, а также подачи воды в районы тушения пожаров, стихийных бедствий, аварий и катастроф [8].

Эффективность применения сборно-разборных трубопроводов выражается в следующем [4, 6]:

- высокие темпы сооружения линейной части при относительно небольших объемах трудозатрат;
- автономность эксплуатации вне зависимости от наличия внешних источников энергоснабжения;
- модульность конструкции, возможность многократного монтажа и демонтажа, перемещения различными видами транспорта;
- способность к прокладке и эксплуатации в любых природно-климатических условиях, на местности с рельефом различной сложности при минимальном объеме проектно-изыскательских и инженерных работ, вследствие чего до минимума снижается вредное воздействие строительства на окружающую среду;
- высокоэффективная и малозатратная технология сооружения, простота подготовки обслуживающего персонала;
- низкая себестоимость транспортной работы.

СРТ могут быть эффективно использованы при решении задач обеспечения надежной и безопасной эксплуатации систем стационарных магистральных нефтепродуктопроводов и нефтепроводов в качестве средств технического прикрытия с целью быстрого восстановления функционирования трубопроводов при их повреждении, ликвидации аварий и неисправностей, а также при проведении ремонтно-восстановительных работ на линейной части.

В качестве примера использования СРТ при техническом прикрытии стационарных трубопроводов можно вспомнить аварийную ситуацию, сложившуюся зимой в 1984 г. на участке нефтепродуктопровода Сызрань – Ульяновск. Под угрозой срыва оказалась поставка нефтепродуктов городу Ульяновску и области. Для предотвращения сложившейся угрозы в обход аварийного участка в кратчайшие сроки были смонтированы и врезаны в стационарный трубопровод номинальным диаметром 400 мм две параллельные линии сборно-разборного трубопровода ПМТП-150 общей протяженностью 30 км. Они находились в эксплуатации в течение трех месяцев вплоть до полного восстановления работоспособности аварийного участка [6, 7].

**Рис. 1**
Соединение типа МПТ (муфтовое): 1 – тело трубы; 2 – соединительная муфта; 3 – резиновое уплотнительное кольцо

**Рис. 2**
Соединение типа «Раструб»: 1 – тело трубы; 2 – манжета; 3 – раструб; 4 – стальное запорное кольцо; 5 – резиновая микропористая подкладка; 6 – резиновое уплотнительное кольцо

Возможны следующие варианты использования полевых сборно-разборных трубопроводов при техническом прикрытии стационарных трубопроводов (рис. 3) [6, 8]:

- сооружение обводных (дублирующих) линий трубопровода;
- дублирование выведенных из строя насосных станций, резервуарных парков и участков стационарных магистральных трубопроводов;
- сооружение перемычек между параллельными линиями трубопровода;
- развертывание полевого склада для хранения и выдачи перекачиваемых продуктов из трубопровода в другие виды транспорта;
- подключение нефтебаз к трубопроводу и подача в него нефтепродуктов;
- подключение к трубопроводу нефтебаз для выдачи нефтепродуктов в другие виды транспорта.

При необходимости обеспечения большой производительности или транспортировки разных нефтепродуктов комплекты СРТ могут использоваться для создания многониточных трубопроводных систем. Примером такой системы являются пять линий трубопровода, развернутых в 1996 г. на направлении Забайкальск (Россия) – Маньчжурия (Китай) в одном технологическом коридоре протяженностью 11 км для транспортировки автомобильного бензина и авиационного керосина. Количество преодолеваемых естественных и искусственных преград

**Рис. 3**
Варианты использования СРТ для технического прикрытия стационарных магистральных нефтепродуктопроводов и нефтепроводов: **а** – сооружение обводных (дублирующих) линий трубопровода; **б** – дублирование выведенных из строя насосных станций; **в** – дублирование выведенных из строя насосных станций и резервуарных парков при них; **г** – сооружение перемычек между параллельными линиями трубопровода; **д** – развертывание полевого склада для хранения и выдачи перекачиваемых продуктов из трубопровода в другие виды транспорта

**Рис. 4**
Сборно-разборный трубопровод ПМТП-150 на начальном пункте нефтепровода Талаканское ГНМ – Витим

составило 15 шт. (переходы через железную дорогу, автомобильные дороги, технологические коммуникации, ручьи и пр.). Максимальная производительность перекачки по каждой линии составляла до 3000 т/сут (при оптимальном значении 2780 т/сут), суммарно в месяц – 0,45 млн т (0,417 млн т) [6, 7].

Оборудование комплектов СРТ предусматривает также возможность транспортировки нефтепродуктов методом последовательной перекачки как способом прямого контактирования, так и с использованием специальных разделительных устройств [1, 2].

СРТ успешно применялись при прокладке нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях в районах со слабо развитой транспортной инфраструктурой [7]: Талаканское ГНМ – Витим (Ленский улус, Республика Якутия), Мусюршор – Сандивей (Ненецкий автономный округ) [9], Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково (Усть-Кутский район, Иркутская обл.), Дулисьма – Яракта (Усть-Кутский район, Иркутская обл.). Основные характеристики нефтепроводов представлены в табл. 3.

В отечественной практике сооружения промысловых трубопроводов оборудование комплектов СРТ впервые было использовано в 1996 г. при прокладке нефтепровода Талаканское ГНМ – Витим (Ленский улус, Республика Якутия), предназначенного для транспортировки нефти от Талаканского нефтяного месторождения (рис. 4) до наливного терминала на р. Лене (рис. 5) в пос. Витим [6, 7].

Одним из специфических вопросов при проведении проектно-изыскательских работ являлось определение режима перекачки. Считается, что максимальное значение кинематической вязкости перекачиваемой центробежными насосами жидкости зависит от габаритных размеров насоса и конструкции [10, 11]. Для диапазона подач 80–140 м$^3$/ч рекомендуемый диапазон максимально допустимых значений кинематической вязкости перекачиваемых жидкостей составляет 120–180 мм$^2$/с [10], у нефти Талаканского месторождения такие значения вязкости при температуре минус 21–29 °С, температура застывания минус 46 °С [6]. Учитывая, что максимальная температура холодного периода года в данном районе составляет до минус 61 °С [12], проведение перекачки при данной технологической схеме в этот период невозможно: возникает угроза «заморозить» нефть в трубопроводе. Использование же специальных методов и технологий перекачки [13] связано с дополнительными капитальными затратами [14, 15]. С учетом этих соображений было принято, а впоследствии одобрено Госгортехнадзором России решение о том, что перекачку нефти по трубопроводу следует вести только при положительной температуре окружающей среды, с мая по октябрь; после завершения сезонного периода перекачки трубопровод от нефти опорожнять и переводить на режим консервации до начала следующего сезона [6]. Чтобы обеспечить сохранность резиновых уплотнительных колец в холодный период года и тем самым – герметичность сборно-разборных соединений трубопровода в процессе эксплуатации, они были изготовлены из морозостойкой резины марки 7В14 с добавкой дибутилсебацината [16].

Доставка трубопроводного оборудования на трассу осуществлялась автомобилями по зимнику, гусеничными транспортерами и вертолетами. При прокладке трассы нефтепровода в тайге по специ-

**Табл. 3**
Основные характеристики нефтепроводов, сооруженных из оборудования комплектов СРТ

| Показатель | Наименование нефтепровода | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Талаканское ГНМ – Витим | Мусюршор – Сандивей | Яractинское месторождение – пос. Верхнемарково | Дулисьма – Яракта |
| Тип комплекта СРТ | ПМТП-150 | | | |
| Протяженность трубопровода, км | 110 | 50,5 | 112 | 78,3 |
| Производительность перекачки, т/сут (млн т/год ) | 1650 (0,3) | 700 (0,25) | 600 (0,2) | 1000 (0,35) |
| Количество насосных станций, шт. | 6 | 1 | 2 | 2 |
| Продолжительность сооружения трубопровода, сут. | 56 | 37 | 42 | 45 |
| Ввод в эксплуатацию | Август 1996 г. | Август 2000 г. | Август 2002 г. | Сентябрь 2003 г. |
| Режим эксплуатации | Сезонный (май – октябрь) | Круглогодичный | | |

ально подготовленной просеке учитывались особенности грунтов и наличие заболоченных участков, для предотвращения увязания в грунте весной и при дождливой погоде каждая труба укладывалась на не менее чем на двух подкладках из бревен длиной 2 м, располагавшихся через 2–3 м (рис. 6).

При данном способе прокладки также обеспечиваются хорошие условия для осмотра трубопровода обходчиками и облегчаются работы при возникновении аварий и неисправностей. На заболоченных участках трубопровод укладывался на клети, сооруженные из коротких бревен.

Естественными преградами являлись р. Пеледуй (ширина в межень – 70 м), 9 крупных ручьев с затапливаемыми в весеннее время поймами и отдельные заболоченные участки. Переход трубопровода через р. Пеледуй осуществлялся путем укладки по дну в траншее методом «труба в трубе». Трубопровод ПМТП-150 на переходе реки был заключен в кожух из обсадных труб диаметром 299 мм и толщиной стенки 9 мм. Радиусы свободного изгиба трубопроводов из обсадных труб и труб ПМТП-150 составляют 358 и 250 м соответственно, что позволяло при необходимости обеспечить извлечение трубопровода ПМТП-150 из защитного кожуха. По концам кожух был загерметизирован. Для контроля за давлением в межтрубном пространстве на кожухе были установлены манометры (рис. 7). Переходы через ручьи выполнялись на эстакадах с учетом максимального уровня и ширины водного зеркала в период паводка (рис. 8).

Для сокращения объемов возможных проливов нефти при авариях и неисправностях технологическая схема предусматривала секционирование линии трубопровода путем установки обратных клапанов и задвижек как отдельных, так и входящих в состав различных технологических узлов. В зависимости от состава оборудования технологические узлы позволяли выполнять все необходимые операции. Кроме того, было предусмотрено подключение отводов для приема (выдачи) воды при угрозе или возникновении лесных массовых пожаров. В обязательном порядке задвижки монтировались

**Рис. 5**
Сборно-разборный трубопровод ПМТП-150 на конечном пункте нефтепровода Талаканское ГНМ – Витим

**Рис. 6**
Сборно-разборный трубопровод ПМТП-150, проложенный на подкладках из бревен на трассе Талаканское ГНМ – Витим

**Рис. 7**
Переход СРТ ПМТП-150 через р. Пеледуй на трассе нефтепровода Талаканское ГНМ – Витим

**Рис. 8**
Переход СРТ ПМТП-150 через ручей на трассе нефтепровода Талаканское ГНМ – Витим

по берегам водных преград и на пересечениях дорог. В среднем расстояние между отдельными задвижками и технологическими узлами не превышало 2,5 км. Смонтированные участки трубопровода подвергались пневматической зачистке и гидравлическому испытанию давлением 7,5 МПа с учетом характера профиля местности.

**Рис. 9**
Насосная станция на трассе нефтепровода Талаканское ГНМ – Витим

На отдельном участке плеть из пяти труб подвергалась гидравлическому испытанию, где было достигнуто давление 17,0 МПа, что почти в 3 раза превышает рабочее и в 2,3 раза – испытательное давление [7]. Испытанные трубы комплекта СРТ ПМТП-150 сохранили прочность и герметичность и впоследствии были использованы при эксплуатации трубопровода. Следует отметить, что проведенные исследования с целью предварительной оценки прочностных характеристик труб в соответствии с нормативной методикой [17] показали [18], что трубы СРТ типа ПМТП при рекомендуемых коэффициентах запаса должны выдерживать рабочее давление не менее чем на 6 % выше номинального.

В качестве средств перекачки на насосных станциях использовались соединенные последовательно две передвижные насосные установки ПНУ-100/200М (рис. 9).

Для организации процесса управления функционированием трубопровода была организована диспетчерская служба. Диспетчерский пункт располагался на конечном пункте и постоянно координировал свою деятельность с пунктом подготовки нефти на Талаканском месторождении и нефтебазой в пос. Витим, принимающей нефть и отгружающей ее в танкеры на р. Лене.

За все время эксплуатации временного нефтепровода аварийных ситуаций и неисправностей трубопроводной техники и оборудования с проливами нефти не отмечено. Трубопровод сохранил прочность и герметичность, по экологическому состоянию окружающей среды вдоль его трассы претензий от природоохранных органов не поступало.

Величина грузопотока после ввода в эксплуатацию трубопровода увеличилась более чем в 30 раз (до прокладки трубопровода автотранспортом в зимнее время вывозилось не более 9 тыс. т нефти в год), себестоимость транспортирования нефти по трубопроводу по сравнению с автомобильным

**Рис. 10**
Сооруженный из труб комплекта СРТ ПМТП-150 нефтепровод Мусюршор – Сандивей

**Рис. 11**
Доставка труб комплекта СРТ ПМТП-150 вертолетом на трассу нефтепровода Мусюршор – Сандивей

транспортом была ниже почти в 3,5 раза, срок окупаемости капитальных вложений составил менее одного года [6, 7].

В 2000 году для решения задачи доставки нефти от Мусюршорского месторождения до пункта Сандивей, где проходит стационарный нефтепровод, был сооружен нефтепровод Мусюршор – Сандивей (Ненецкий автономный округ) [7, 9].

Местность в районе трассы трубопровода практически полностью заболочена, изрезана ручьями и многочисленными озерами (рис. 10). Лесные массивы отсутствуют, низкорослые деревья встречаются лишь по берегам некоторых ручьев, а тундровая растительность представлена в основном мхами и кустарниками.

Для доставки труб и оборудования на трассу были использованы вертолеты Ми-8МТ (рис. 11). При прокладке нефтепровода в качестве транспортных средств использовались гусеничные снегоболотоходы высокой проходимости двухзвенной конструкции (рис. 12).

Для снижения величины объема возможных проливов нефти в случае аварий или повреждений трубопровода на линейной части с интервалом не менее чем через 5 км (с учетом особенностей профиля трассы) монтировались задвижки или обратные клапаны. Также секционирующая арматура обязательно устанавливалась в местах переходов через реки, ручьи и болота.

На трассе нефтепровода имелись 4 перехода через водные преграды (длинной от 20 до 95 м). При их сооружении сначала устанавливались на бетонные плиты промежуточные опоры, на которые с вертолета опускался защитный кожух. На монтаж одного кожуха (всего было установлено 8) требовалось в среднем 20 мин. Далее в кожух протягивалась предварительно смонтированная на берегу плеть СРТ ПМТП-150 (рис. 13).

На начальном пункте насосная станция, состоящая из двух последовательно соединенных, а также одной резервной передвижных насосных установок ПНУ-100/200М, была размещена на деревянном настиле размером 23 × 6 м из бревен

**Рис. 12**
Раскладка и монтаж труб комплекта СРТ ПМТП-150 при прокладке нефтепровода Мусюршор – Сандивей

в два наката (рис. 14) для предотвращения проседания в болотистый грунт.

Технологическая обвязка начального пункта предусматривала выполнение всех операций, необходимых для проведения гидравлических испытаний, заполнения, транспортирования и опорожнения трубопровода от нефти (в случае его консервации).

Гидравлическое испытание трубопровода проводилось давлением 7,5 МПа, осмотр трассы трубопро-

**Рис. 13**
Переход СРТ ПМТП-150 через р. Лызаю на трассе нефтепровода Мусюршор – Сандивей

**Рис. 14**
Насосная станция на начальном пункте нефтепровода Мусюршор – Сандивей

**Рис. 15**
Переход СРТ ПМТП-150 через водную преграду на трассе нефтепровода Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково

вода осуществлялся с вертолета и при пешем обходе. При обнаружении неисправностей испытание прекращалось, дефекты устранялись аварийной бригадой, после чего процесс повторялся до достижения полной герметичности трубопровода, при этом в технологических обвязках нефтепровода велся постоянный контроль за давлением в различных точках трассы трубопровода.

В период эксплуатации нефтепровод сохранил полную герметичность, аварийных ситуаций и неисправностей трубопроводной техники и оборудования с проливами нефти не отмечено.

В 2002 г. для подачи нефти от скважин Ярактинского месторождения до центрального пункта сбора нефти для последующей перегрузки на автомобильный транспорт сооружен нефтепровод Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково (Усть-Кутский район, Иркутская обл.). В 2003 г. сооружен нефтепровод Дулисьма – Яракта (Усть-Кутский район, Иркутская обл.), предназначенный для подачи нефти с Дулисьминского месторождения до трубопровода внешнего транспорта Ярактинского месторождения [7].

Основные технические и технологические решения, принятые при сооружении и эксплуатации временных нефтепроводов Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково и Дулисьма – Яракта, аналогичны использованным при сооружении трубопроводов Талаканское ГНМ – Витим и Мусюршор – Сандивей.

При прокладке трубопровода Ярактинское месторождение – пос. Верхнемарково через некоторые водные преграды сооружались вантовые переходы (конструктивно выполненные по подвесной схеме, рис. 15).

Опыт сооружения и эксплуатации временных нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях подтвердил целесообразность и показал высокую эффективность применения оборудования и техники комплектов СРТ.

Опыт использования СРТ в области нефтепродуктообеспечения показывает, что они обладают широким спектром применения и их возможности еще не полностью раскрыты и реализованы. Учитывая остро стоящие вопросы импортозамещения, СРТ могут найти широкое применение при решении различного рода инжиниринговых задач в данной области.

Расширение сферы использования СРТ выдвигает задачу дальнейшего совершенствования СРТ в направлении повышения их надежности и экологической безопасности. В этой связи среди всего комплекса решаемых задач одними из основных направлений научно-технического и инновационного развития СРТ являются:

- создание сборно-разборного трубопровода нового поколения с улучшенными эксплуатационными характеристиками, изготавливаемого с использованием перспективных полимерных композиционных материалов [19];
- совершенствование конструкции сборно-разборного соединения [20];
- создание современной автоматизированной системы управления эксплуатацией сборно-разборного трубопровода, разработка новых методов и средств контроля технологических процессов, в частности, последовательной перекачки [21, 22];

• разработка методов и средств повышения сохраняемости СРТ, находящихся на хранении;

• разработка техники и технологий в области повышения экологической безопасности объектов СРТ [6, 7];

• совершенствование и внедрение новых методов и средств контроля и испытаний труб и оборудования комплектов СРТ [18];

• повышение качественного уровня нормативной, технической и технологической базы в области применения технологий строительства и эксплуатации объектов СРТ в сложных природно-климатических условиях.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** Полевые магистральные трубопроводы повышенной производительности. Руководство по эксплуатации (РЭ). М. : Воениздат, 1982. 368 с.

**2.** Учебник сержанта трубопроводных войск / В. В. Каук [и др.]. М. : Военное издательство, 2006. 520 с.

**3.** Учебник младшего специалиста трубопроводных войск / И. Г. Данильченко [и др.]. М. : Воениздат, 1987. 248 с.

**4.** Коваленко В. Г., Бойко В. В., Курятов Б. В. Сборно-разборные трубопроводы. М. : Недра, 1972. 200 с.

**5.** Процессы, приводящие к потере прочности соединений полевых магистральных трубопроводов / В. В. Середа [и др.] // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 1999. № 7. С. 18–20.

**6.** Середа В. В. Полевые сборно-разборные трубопроводы – создание, развитие, применение. М. : Воентехлит, 2001. 352 с.

**7.** Шеин К. Г., Середа В. В., Данильченко И. Г. Трубопроводным войскам 50 лет. М. : ООО «Гралия М», 2005. 792 с.

**8.** Концепция развития полевых сборно-разборных трубопроводов МО РФ при ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера / В. В. Середа [и др.] // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. Информационный сборник. М. : ВИНИТИ, 2003. № 4. С. 104–118.

**9.** Мельников Д. И., Данильченко И. Г., Голеницкий А. И. Особенности сооружения временного нефтепровода Мусюршор – Сандивей // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. 2002. Вып. 52. С. 339–343.

**10.** Айзенштейн М. Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности. М. : Гостоптехиздат, 1957. 364 с.

**11.** Технические средства перекачки и заправки ракетным топливом и горючим / В. М. Свистов [и др.]. Л. : ВАТТ, 1971. 480 с.

**12.** СП 131.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 23-01-99*). Строительная климатология. М. : ФАУ «ФЦС» Госстрой России, 2013. 116 с.

**13.** Марон В. И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе. М. : МАКС Пресс, 2009. 344 с.

**14.** Коршак А. А., Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. СПб. : Недра, 2008. 488 с.

**15.** Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П. И. Тугунов [и др.]. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2008. 658 с.

**16.** Харламова О. Д., Сергеев А. А., Рыбаков Ю. Н. Опыт эксплуатации уплотнительных колец сборно-разборного нефтепродуктопровода в условиях Крайнего Севера // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. 2002. Вып. 52. С. 364–371.

**17.** СП 36.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85*). Магистральные трубопроводы. М. : ФАУ «ФЦС» Госстрой России, 2013. 93 с.

**18.** Методические подходы к определению технического состояния линейного оборудования комплектов полевых магистральных трубопроводов / Д. И. Мельников [и др.] // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. 2015. Вып. 57. С. 500–509.

**19.** Проблемы создания магистральных сборно-разборных трубопроводов третьего поколения на основе труб из композиционных материалов и пути их решения / В. В. Середа [и др.] // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. 2015. Вып. 57. С. 73–79.

**20.** Пути совершенствования соединения «Раструб» сборно-разборных трубопроводов / Д. А. Дроздов [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 5. С. 72–78.

**21.** Думболов Д. У., Дроздов Д. А. Основные подходы к определению объема смеси и новый метод ее идентификации при последовательной перекачке нефтепродуктов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 8. С. 92–98.

**22.** Думболов Д. У., Мельников Д. И., Дроздов Д. А. Определение эффективного коэффициента диффузии и объема смеси при последовательной перекачке топлив различных групп и марок способом прямого контактирования на сборно-разборных трубопроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1. С. 30–38.

## REFERENCES

**[1]** Field main pipelines of higher capacity. Operation Manual (OM). M.: Voenizdat, 1982. 368 pp.

**[2]** Handbook of pipeline force sergeant / V. V. Kauk [and others]. M.: Voennoe izdatelstvo, 2006. 520 pp.

**[3]** Handbook of pipeline force junior specialist / I. G. Danilchenko [and others]. M.: Voenizdat, 1987. 248 pp.

**[4]** Kovalenko V. G., Boyko V. V., Kuryatov B. V. Collapsible pipelines. M.: Nedra, 1972. 200 pp.

**[5]** Processes leading to loss of field main pipelines joint efficiency / B. V. Sereda [and others] // Chemical and petroleum machine building. 1999. No. 7. P. 18-20.

**[6]** Sereda V. V. Field collapsible pipelines – production, development, application. M.: Voentechlit, 2001. 352 pp.

**[7]** Shein K. G., Sereda V. V., Danilchenko I. G. 50 years of pipeline forces. M.: LLC «Graliya M», 2005. 792 pp.

**[8]** Development concept of field collapsible pipelines (RF Moscow region) under natural and man-caused emergency response / V. V. Sereda [and others] // Safety aspects under emergency situations. Information packet. M.: VINITI, 2003. No. 4. P. 104-118.

**[9]** Melnikov D. I., Danilchenko I. G., Golenitcky A. I. Special features of Musyurshor-Sandivey temporary pipeline construction // Works of 25-th State Research Institute Ministry of Defense. 2002. Issue 52. P. 339-343.

**[10]** Ayzenshtein M. D. Radial flow pumps for oil industry. M.: Gostoptechisdat, 1957. 364 pp.

**[11]** Rocket fuel and gasoline Dispensing equipment / V. M. Svistov [and others]. L.: VATT, 1971. 480 pp.

**[12]** SP 131.13330.2012 (Revised edition of SNiP 23-01-99*). Construction climatology. M.: FAE «FtcS» Gosstroy of Russia, 2013. 116 pp.

**[13]** Maron V. I. Hydrodynamic single-phase and multiphase flows through a pipeline. M.: MAKS Press, 2009. 344 pp.

**[14]** Korshak A. A., Nechval A. M. Gas and oil pipes design and construction. St. Petersburg : Nedra, 2008. 488 pp.

**[15]** Routine calculations of petroleum storage depots and pipelines design / P. I. Tugunov [and others]. Ufa: DizainPoligraphServis, 2008. 658 pp.

**[16]** Kharlamova O. D., Sergeev A. A., Rubakov Y. N. Operation experience of Collapsible petroleum product pipelines sealing rings in Arctic // Works of 25-th State Research Institute Ministry of Defense. 2002. Issue 52. P. 364-371.

**[17]** SP 36.13330.2012 (Revised edition of SNiP 2.05.06–85*). The main pipelines. M.: FAE «FtcS» Gosstroy of Russia, 2013. 93 pp.

**[18]** Melnikov D. I., Drozdov D. A., Dyachek N. N., Sergeev Y. N. Detection Technical approaches for technical condition of field main pipeline line equipment set // Works of 25-th State Research Institute Ministry of Defense. 2015. Issue 57. P. 500-509.

**[19]** Problems of Development of Composite Pipes-Based Third Generation Trunk Collapsible Pipelines and Their Solutions / V. V. Sereda [and others] // Works of 25-th State Research Institute Ministry of Defense. 2015. Issue 57. P. 73-79.

**[20]** Drozdov D. A., Elkin A. V., Elkin A. V., Proshkin A. Y. Approaches to the improvement connection «Rastrub» (bell and spigot joints) of field pipelines. Oil and Gas Territory 5(2015), 72-78, (Russian Federation).

**[21]** Dumbolov D.U., Drozdov D.A. The main approaches to the determination of the mixture volume and a new method of its identification while batching pumping of oil products. Oil and Gas Territory 8(2012), 92-98, (Russian Federation).

**[22]** Dumbolov D. U., Melnikov D. I., Drozdov D. A. Determination of the virtual coefficient of diffusion and mixture volume during batching of different fuel groups and brands on Field pipelines. Oil and Oil Products Pipeline Transportation: Science & Technologies 1(2016), 30-38, (Russian Federation).

УДК 62-523:621.643

# К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ УВЕЛИЧЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ИНТЕРВАЛА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЧРП

## THE QUESTION OF THE PIPELINE TURNAROUND INTERVAL INCREASE EVALUATION WHEN USING FREQUENCY CONTROLLED DRIVE

**П.А. Ревель-Муроз**
вице-президент
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва
**P.A. Revel-Muroz**
Vice President,
Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation

***Аннотация:*** *Применение частотно-регулируемого привода (ЧРП) позволяет исключить циклические режимы перекачки или существенно снизить их.*
*В результате снижается цикличность нагружения и скорость развития дефектов в теле трубы. При этом снижается число дефектов, требующих ремонта.*
*ОАО «АК «Транснефть» разработан РД-29.160.30-КТН-071-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».*
*С применением Методики проводится комплексная оценка использования ЧРП на нефтеперекачивающей станции технологического участка магистрального трубопровода.*
*Существенной особенностью Методики является разработка алгоритма расчетов, позволяющего учитывать влияние ЧРП на межремонтный интервал нефтепровода.*

***Ключевые слова:*** *нефтепровод, межремонтный интервал, частотно-регулируемый привод.*

***Abstract:*** *The use of the frequency controlled drive (FCD) enables elimination or significant reduction of the cyclic oil pumping operations. It results in the reduction of loading cycles and defect growth rate in the pipe body. Thus the number of defects in need of repair is also reduced.*
*Transneft, JSC developed RD-29.160.30-KTH-071-15 «Crude oil and refined products major pipeline transport. Evaluation method for the efficiency of FCD used at the Transneft, JSC oil trunk pipeline facilities». With the application of the Method the integrated evaluation of the FCD use on the oil pumping station of the trunk pipeline process section is conducted.*
*The essential feature of the Method is the computation algorithm design taking into consideration the FCD effect on the oil pipeline turnaround interval.*

***Key words:*** *oil pipeline, turnaround interval, frequency controlled drive.*

При циклической перекачке нефти по магистральному нефтепроводу (МН) циклически изменяются давления на входах и выходах НПС. В результате металл труб МН работает в условиях циклического нагружения от изменения внутреннего давления перекачиваемого продукта. Циклическое изменение давления с малой амплитудой может не оказывать влияния на предел усталости металла трубы до тех пор, пока нагружение с большой амплитудой не вызовет появление деформации металла. При образовании деформации типа трещины циклическое изменение давления приводит к ускоренному развитию дефекта и сокращает остаточный ресурс трубы, что приводит к необходимости сокращать межремонтный интервал [1]. Известно, что более 30 % отказов про-

исходят на трубопроводах, проработавших более 20 лет, что связано с ухудшением их технического состояния и появлением усталостных трещин.

Разработанный и представленный ниже алгоритм расчетов в составе Методики позволяет учитывать влияние ЧРП на межремонтный интервал нефтепровода.

**Оценка срока безопасной эксплуатации (остаточного ресурса) трубопровода при использовании ЧРП**

В соответствии с [2] для каждой трубы участка трубопровода расчет предельного срока безопасной эксплуатации $T_{Ai}$, год, проводится по формуле

$$T_{\text{А}}=\frac{N_{\min}\cdot k}{N_g\cdot n}, \quad (1)$$

где $N_{\min}$ – количество циклов развития трещины от ее начального состояния; $N_g$ – прогнозируемая годовая цикличность нагружения участка МН; $n_N$ – коэффициент запаса прочности по долговечности, принимается равным 10; $k_{Ni}$ – коэффициент пересчета долговечности, определяемый для каждой трубы в зависимости от отношения перепадов давлений при стендовых испытаниях труб и при прогнозируемой годовой цикличности нагружения и от соответствия проектной и требуемой по СП 36.13330.2012 категорий участка.

В соответствии с [2], для действующего МН, эксплуатируемого без использования ЧРП, прогнозируемая годовая цикличность определяется как наибольшее значение приведенной цикличности нагружения за последние 3 года работы на всем участке между соседними резервуарными парками.

Срок безопасной эксплуатации – период работы трубопровода, в течение которого гарантируется его безотказная работа при разрешенном (допустимом) рабочем давлении, нормативных внутренних и внешних воздействиях и устранении дефектов, выявленных по результатам технического диагностирования [2]. При оценке влияния ЧРП на увеличение предельного срока безопасной эксплуатации и межремонтного интервала срок безопасной эксплуатации трубопровода необходимо определять на конец исследуемого года для двух случаев.

Если трубопровод эксплуатируется без использования ЧРП, то срок безопасной эксплуатации определяется по формуле (1), где вместо прогнозируемого значения цикличности нагружения подставляется фактическое значение цикличности нагружения $N_{\text{Ф}}$ при работе трубопровода в течение исследуемого года без использования ЧРП, принимаемое по исходным данным и/или определяемое по сведениям о соблюдении режимов работы. Обозначим срок безопасной эксплуатации для этого случая через $T_{\text{А.Ф.}}$ При этом формула (1) принимает вид

$$T_{\text{А.Ф}}=\frac{N_{\min}\cdot k}{N_{\text{Ф}}\cdot n}, \quad (2)$$

где $N_{\text{Ф}}$ – фактическое значение цикличности нагружения участка МН при работе трубопровода в течение исследуемого года без использования ЧРП, принимаемое по исходным данным и/или определяемое по сведениям о СРР.

Если трубопровод эксплуатируется с использованием ЧРП, то в качестве прогнозируемой годовой цикличности нагружения участка МН $Ng$ должна быть принята фактическая цикличность нагружения $N_{\text{ЧРП}}$, определенная по методике для работы МН с использованием ЧРП. В соответствии с [3], фактическая цикличность нагружения принимается равной приведенной годовой цикличности нагружения за соответствующий период.

Обозначим срок безопасной эксплуатации для этого случая через $T_{\text{А.ЧРП}}$. Тогда формула (1) принимает вид

$$T_{\text{А.ЧРП}}=\frac{N_{\min}\cdot k}{N_{\text{ЧРП}}\cdot n}, \quad (3)$$

где $N_{\text{ЧРП}}$ – цикличность нагружения, определяемая при работе МН с использованием ЧРП.

В формулах (2) и (3) $N_{\min}$ – это количество циклов развития трещины от ее начального состояния на начало исследуемого года. Одинаковые значения в формулах (2) и (3) имеют также коэффициенты $k$ и $n$.

При одинаковых значениях $N_{\min}$, $k$ и $n$ из формул (2) и (3) следует, что срок безопасной эксплуатации (остаточный ресурс) трубы на конец исследуемого периода времени (года) обратно пропорционален цикличности нагружения за этот период времени

$$\frac{T_{\text{А.ЧРП}}}{T_{\text{А.Ф}}}=\frac{N_{\text{Ф}}}{N_{\text{ЧРП}}}. \quad (4)$$

Отношение $T_{\text{А.ЧРП}}/T_{\text{А.Ф}}$ представляет собой коэффициент $k_{\text{Б.Э}}$ изменения срока безопасной эксплуатации трубы при работе МН с использованием ЧРП по сравнению со сроком безопасной эксплуатации трубы при работе МН за тот же период времени без использования ЧРП

$$k_{\text{Б.Э.}}=\frac{T_{\text{А.ЧРП}}}{T_{\text{А.Ф}}}. \quad (5)$$

Отношение $N_{\text{Ф}}/N_{\text{ЧРП}}$ представляет собой коэффициент снижения цикличности нагружения $k_{\text{С.Ц}}$.

Из (4) и (5) получаем, что коэффициент изменения срока безопасной эксплуатации трубы при работе МН с использованием ЧРП по сравнению работой МН без использования ЧРП равен коэффициенту снижения цикличности нагружения

$$k_{\text{Б.Э.}}=k_{\text{С.Ц.}}. \quad (6)$$

При известном сроке безопасной эксплуатации трубы в режимах без использования ЧРП ТА срок безопасной эксплуатации трубы при использовании ЧРП может быть найден по формуле

$$T_{\text{А}}.\text{ЧРП} = T_{\text{А}}\cdot k_{\text{С.Ц.}}.$$

**Оценка снижения затрат на ремонт МН вследствие использования ЧРП**

Увеличение срока безопасной эксплуатации труб участка МН позволяет увеличить интервалы

между ремонтными работами по устранению дефектов. При этом ремонтные работы на участке МН смещаются на последующие периоды времени, и их количество, а соответственно, и затраты на ремонт в год уменьшаются.

При межремонтном интервале $T_{МР}$ число ремонтов трубы за интервал времени $T$ при работе трубопровода без использования ЧРП будет равно

$$n_{Р1}=\frac{T}{T_{МР.Ф.}}, \quad (7)$$

где $n_{Р1}$ – число ремонтов труб участка МН между соседними НПС за интервал времени $T$ при работе трубопровода без использования ЧРП; $T_{МР.Ф.}$ – фактическое среднее значение межремонтного интервала при работе трубопровода в течение исследуемого года без использования ЧРП.

При работе трубопровода с использованием ЧРП число ремонтов трубы за интервал времени $T$ будет равно

$$n_{Р2}=\frac{T}{T_{МР.ЧРП}}, \quad (8)$$

где $n_{Р2}$ – число ремонтов труб участка МН между соседними НПС за интервал времени $T$ при работе трубопровода с использованием ЧРП; $T_{МР.ЧРП}$ – среднее значение межремонтного интервала при работе трубопровода в течение исследуемого года с использованием ЧРП.

Длительность межремонтного интервала зависит от срока безопасной эксплуатации и может быть принята пропорциональной сроку безопасной эксплуатации

$$\frac{T_{МРЧ.РП}}{T_{МР.Ф.}}=\frac{T_{А.ЧРП}}{T_{А.Ф.}}.$$

Тогда из (7) и (8) с учетом (4) следует, что

$$n_{Р2}=\frac{n_{Р1}}{k_{С.Ц.}}, \quad (9)$$

где $k_{С.Ц.}$ – коэффициент снижения цикличности нагружения.

Таким образом, количество ремонтов по устранению дефектов участка трубопровода между соседними станциями в год уменьшается пропорционально коэффициенту снижения цикличности нагружения.

Принимаем среднее значение затрат на один ремонт при использовании ЧРП таким же, как и при эксплуатации МН без использования ЧРП. Тогда, умножая обе части (9) на среднее значение затрат на один ремонт, получаем

$$З_{Р2}=\frac{З_{Р1}}{k_{С.Ц.}}, \quad (10)$$

где $З_{Р1}$ – затраты на ремонт по устранению дефектов при работе МН без использования ЧРП; $З_{Р2}$ – затраты на ремонт по устранению дефектов при работе МН с использованием ЧРП.

Тогда снижение затрат на ремонт трубопровода между соседними станциями равно разности затрат $З_{Р1}$ и $З_{Р2}$

$$\Delta З=З_{Р1}-З_{Р2}=З_{Р1}\cdot\left(1-\frac{1}{k_{С.Ц.}}\right). \quad (11)$$

Так как коэффициент снижения цикличности нагружения определяется отдельно для каждого участка трубопровода между соседними станциями, то снижение затрат на ремонт трубопровода также должно определяться отдельно для каждого участка между соседними станциями.

Формулы (9)–(11) получены в предположении, что длительность межремонтного интервала пропорциональна сроку безопасной эксплуатации и что развитие всех дефектов во времени вследствие снижения цикличности нагружения происходит равномерно. Применение данных формул возможно при отсутствии сведений об уменьшении количества дефектов, подлежащих ремонту.

Для точного расчета и/или рассмотрения полного перечня дефектов трубопровода требуется определение точного уменьшения количества дефектов, подлежащих ремонту, которое должно определяться с учетом информации о параметрах фактически имеющихся дефектов и их развитии во времени под влиянием цикличности нагружения. Такие расчеты выполняются силами АО «Транснефть – Диаскан». Центром технической диагностики разработана программа, которая, используя информацию о параметрах фактически имеющихся дефектов в трубопроводе по известному значению коэффициента снижения цикличности нагружения, рассчитывает развитие дефектов во времени и позволяет определять уменьшение количества дефектов, подлежащих ремонту в течение всего срока службы трубопровода. При известном значении уменьшения количества дефектов, подлежащих ремонту, снижение затрат на ремонт трубопровода участка трубопровода между соседними НПС при использовании ЧРП определяется по выражению

$$\Delta З_i=\sum_1^n n_{ДПР_j}\cdot З_{СР_j}. \quad (12)$$

$n_{ДПРj}$ – среднее уменьшение количества дефектов определенного типа, подлежащих ремонту на $i$-м участке между соседними станциями по данным АО «Транснефть – Диаскан» в течение принятого срока окупаемости; $З_{срj}$ – средние затраты на ремонт одного дефекта определенного типа.

Если уменьшение количества дефектов $n_{ДПРj}$, подлежащих ремонту, неизвестно, то снижение затрат на ремонт трубопровода определяется по формуле (11).

Снижение затрат на ремонт труб всего технологического участка складывается из суммы снижения затрат на ремонт труб каждого участка между соседними станциями

$$\Delta З_{ТУ}=\sum_1^n \Delta З_i, \quad (13)$$

где $n$ – число участков между соседними станциями в составе технологического участка; $i$ – номер участка между соседними станциями.

**Исходные данные для расчетов:**

• коэффициент снижения цикличности нагружения для всех участков трубопровода между соседними станциями исследуемого технологического участка. Принимается по результатам расчета цикличности нагружения при работе МН с использованием ЧРП;

• количество дефектов для каждого из участков трубопровода между соседними станциями исследуемого технологического участка;

• затраты на ремонт трубопровода по устранению дефектов для каждого из участков трубопровода между соседними станциями исследуемого технологического участка;

• уменьшение количества дефектов, подлежащих ремонту, определяемое по программе, разработанной в АО «Транснефть – Диаскан». Принимается по сведениям от АО «Транснефть – Диаскан». Эта информация необходима, если расчет снижения затрат на ремонт трубопровода производится по формуле (12).

**При отсутствии данных от АО «Транснефть – Диаскан» о снижении количества дефектов, подлежащих ремонту, последовательность расчетов следующая:**

• определяется снижение затрат на ремонт дефектов при работе МН с использованием ЧРП за год на *i*-м участке между соседними станциями по формуле (11);

• по (13) определяется снижение затрат на ремонт дефектов при работе МН с использованием ЧРП для всего технологического участка.

Последовательность расчетов при наличии данных о снижении количества дефектов, подлежащих ремонту, следующая:

• по выражению (12) определяется снижение затрат на ремонт дефектов вследствие использования ЧРП на участке МН между соседними станциями;

• по (13) определяется снижение затрат на ремонт дефектов при работе МН с использованием ЧРП для всего технологического участка.

Приведенная методика расчетов входит составляющей в комплексную методику расчетов эффективности применения ЧРП на нефтепроводах.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** РД-23.040.00-КТН-140-11. Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. ООО «НИИ ТНН», ОАО ЦТД «Диаскан». Утв. 05.12.2011 г.

**2.** РД-23.040.00-КТН-265-10. Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов. ООО «НИИ ТНН», ОАО ЦТД «Диаскан». Утв. 25.10.2010 г.

**3.** РД-23.040.00-КТН-115-11. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. ООО «НИИ ТНН», ОАО ЦТД «Диаскан». Утв. 17.10.2011 г.

## REFERENCES

**[1]** Transneft R&D, LLC, Transneft Diascan, JSC, Repair procedures for the defects and defective sections of the active crude oil and refined products trunk pipelines, РД-23.040.00-КТН-140-11, Appr. 05.12.2011.

**[2]** Transneft R&D, LLC, Transneft Diascan, JSC, Evaluation of the oil trunk pipeline condition against the technical standard requirements. РД-23.040.00-КТН-265-10, Appr. 25.10.2010.

**[3]** Transneft R&D, LLC, Transneft Diascan, JSC, Crude oil and refined products trunk pipelines. Strength and durability tests for pipes and defective welded joints. РД-23.040.00-КТН-115-11, Appr. 17.10.2011.

# НЕЗАТУХАЮЩИЕ КОЛЕБАНИЯ ТРУБ С ВНУТРЕННИМ АРМИРОВАННЫМ ЗАЩИТНЫМ ПОЛИМЕРНЫМ ПОКРЫТИЕМ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ УДАРОВ

## UNDAMPED VIBRATION OF FIBRE-REINFORCED POLYMER OVERWRAPPED PIPES UNDER FLUID HAMMER CONDITIONS

**Кристен Реге**
соискатель на степень магистра естественных наук отделения материаловедения и проектирования механического оборудования и конструкций, Университет Ставангера, Ставангер, Норвегия
**Kristen Rege**
M.Sc. Student Department of Mechanical and Structural Engineering and Materials Science, University of Stavanger, Stavanger, Norway
*k.rege@stud.uis.no*

УДК 621.65.03

***Аннотация:*** *В работе построена приближенная динамическая модель, описывающая незатухающие поперечные колебания тонкостенных стальных труб в оболочке из армированного волокнами слоистого полимерного материала (АВП) под воздействием гидравлических ударов. В результате получена несвязанная модель, в которой свойства упругости трубы и жидкости используются для оценки характеристик волны давления, возникающей в результате гидравлического удара. В динамическом расчете стенки трубы эта волна давления выступает в качестве динамической нагрузки. Полученное основное уравнение решается аналитически, с использованием рядов Фурье. Модель представлена в виде типичного примера. Наблюдения показали, что увеличение числа слоев АВП может привести к усилению поперечных отклонений, что связано со значительным изменением естественной частоты колебаний трубы.*

***Ключевые слова:*** *гидравлический удар (гидроудар), теория оболочек, теория слоистых материалов, колебания трубы, трубы в оболочке.*

***Abstract:*** *An approximate dynamic model describing the undamped radial vibration of thin-walled steel pipes with an overwrap of laminated fibre-reinforced polymer (FRP), due to fluid hammer conditions, is derived. The derived model is an uncoupled model, in which the elastic properties of the pipe and fluid are used to estimate the properties of the fluid hammer-induced pressure wave. This pressure wave is used as the exciting load in a dynamic analysis of the pipe wall. The derived governing equation is solved analytically by utilizing the properties of Fourier series. The model is implemented on a representative example. It is observed that increasing the number of FRP laminae may lead to larger radial deflections, because the natural frequency of the pipe is significantly altered.*

***Key words:*** *fluid hammer, shell theory, laminate theory, pipe vibration, overwrapped pipelines.*

### Введение

В настоящее время основным материалом при изготовлении труб по-прежнему остается углеродистая сталь [1]. В ходе эксплуатации трубопроводы из углеродистой стали находятся под воздействием различных механизмов деградации, например коррозии и эрозии. Оставленные без внимания, эти процессы могут привести к уменьшению толщины трубы и поверхностному растрескиванию, а в худшем случае – к разрушению трубы. Поэтому получили широкое распространение меры по контролю и оценке состояния трубопроводов, которые позволяют своевременно выполнить ремонт или заменить поврежденный участок [2]. Все более частым становится использование армированных волокном полимерных материалов (АВП) для ремонта и усиления трубопроводов. К ряду преимуществ АВП относится возможность ремонта без отключения трубопровода, а также устранение опасности взрыва во время сварки [3]. Эти качества упрощают проведение ремонта. Кроме того, АВП отличается высокой прочностью на разрыв, малым весом и отсутствием коррозийных свойств [4].

Ранее были выполнены расчеты по напряжению и деформации для труб в оболочке из АВП, подвергнутых воздействию статического давления [3, 5], но насколько нам известно, теоретический анализ воздействия гидроудара на трубы в оболочке из АВП не проводился. Гидравлическим ударом называется явление, возникающее в результате резкого изменения скорости установившегося потока, например из-за быстрого закрытия клапана в конце трубопровода [6]. Такое изменение создает ударную волну, которая движется по трубе в обоих направлениях и создает перепады давления, верхние и нижние значения которых выходят за пределы значений статического давления. Ударная волна вызывает усиленную деформацию и нагрузку на трубу, что может привести к нарушению целостности трубопровода [1], если такие последствия не были учтены на этапе проектирования. В настоящее время имеется несколько теоретических моделей разной степени сложности для труб из изотропных материалов [6, 7], а также для труб в многослойной оболочке из АВП [1].

В данной работе выполнена модель поперечных смещений металлической трубы в оболочке из слоистого АВП. Так как нашей задачей было получить простой и приближенный метод оценки таких смещений, в ходе работы используется несвязанная модель [6], не учитывающая демпфирование в материале и трение между жидкостью и стенками трубы. Модель строится с учетом уравнения Кортевега для амплитуды и скорости ударной волны [7], уравнений движения для тонкостенной оболочки, зависимостей между смещениями и соответствующими напряжениями и кривизной, а также матрицы жесткости слоистых материалов. Полученное в результате дифференциальное уравнение четвертого порядка, описывающее поперечные колебания стенки трубы, решено с использованием рядов Фурье.

## Формулировка уравнения движения для стенки трубы

### Уравнения движения для тонкостенных цилиндрических оболочек

Воздействие внутреннего давления на стенку трубы принято осесимметричным. Кроме того, структура материала, полученного намоткой нитки, принята симметричной и сбалансированной, что позволяет приравнять окружное перемещение $v$ и все его производные к нулю. В этом случае получаем уравнения движения для тонкостенного осесимметричного цилиндра [1]

$$\frac{\partial N_x}{\partial x}=\rho_m h\frac{\partial^2 u}{\partial t^2}; \quad (1)$$

$$\frac{N_y}{R}-\frac{\partial V_x}{\partial x}+\rho_m h\frac{\partial^2 w}{\partial t^2}=p(x,t); \quad (2)$$

$$\frac{\partial M_x}{\partial x}=V_x, \quad (3)$$

где $x$ и $y$ – продольная и поперечные оси цилиндра; $\rho_m$ – средняя плотность трубы из композитного материала; $h$ – общая толщина стенки трубы; $R$ – средний радиус трубы из композитного материала; $p(x,t)$ – внутреннее давление; $N_i$, $V_i$ и $M_i$ – усилие на растяжение, усилие сдвига и момент изгиба на единицу измерения длины, действующие вдоль соответствующих осей; $u$ и $w$ – продольные и поперечные смещения соответственно.

В теоретических расчетах гидравлического удара стандартно учитываются различные условия опирания по трем осям [6]. В данной работе принято, что крепление трубы позволяет избежать продольных смещений, поэтому $u$ и все его производные можно приравнять к нулю. В системах с меньшей степенью ограничений взаимодействие жидкости и конструкции может иметь большое значение [6], но оно выходит за рамки нашей работы. Приняв указанные условия опирания и совместив уравнения (2) и (3), получаем следующее выражение

$$N_x=\text{Const}. \quad (4)$$

$$\frac{N_y}{R}-\frac{\partial^2 M_x}{\partial x^2}+\rho_m h\frac{\partial^2 w}{\partial t^2}=p(x,t). \quad (5)$$

### Зависимость внутренних сил, моментов изгиба и поперечных смещений

Зависимость внутренних сил, моментов изгиба, напряжений на срединной поверхности и кривизны для слоистой пластины в плоском напряженном состоянии известна [8]

$$\begin{Bmatrix} N_x \\ N_y \\ N_{xy} \\ M_x \\ M_y \\ M_{xy} \end{Bmatrix}=\begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & A_{16} & B_{11} & B_{12} & B_{16} \\ A_{12} & A_{22} & A_{26} & B_{12} & B_{22} & B_{26} \\ A_{16} & A_{26} & A_{66} & B_{16} & B_{26} & B_{66} \\ B_{11} & B_{12} & B_{16} & D_{11} & D_{12} & D_{16} \\ B_{12} & B_{22} & B_{26} & D_{12} & D_{22} & D_{26} \\ B_{16} & B_{26} & B_{66} & D_{16} & D_{26} & D_{66} \end{bmatrix}\begin{Bmatrix} \varepsilon_x^0 \\ \varepsilon_y^0 \\ \gamma_{xy}^0 \\ k_x^0 \\ k_y^0 \\ k_{xy}^0 \end{Bmatrix}. \quad (6)$$

Матрица 6×6 – это матрица жесткости для слоистых материалов, ее элементы заданы следующим образом

$$A_{ij}=\sum_{k=1}^{N}\overline{Q}_{ijk}(z_k-z_{k-1}); \quad (7)$$

$$B_{ij}=\frac{1}{2}\sum_{k=1}^{N}\overline{Q}_{ijk}(z_k^2-z_{k-1}^2); \quad (8)$$

$$D_{ij}=\frac{1}{3}\sum_{k=1}^{N}\overline{Q}_{ijk}(z_k^3-z_{k-1}^3), \quad (9)$$

где $\overline{Q}_{ijk}$ – преобразованные приведенные жесткости для слоя $k$ (их значения для армированных волокном слоистых материалов см. в приложении); $z_k$ – расстояние от среднего радиуса трубы до верхней поверхности слоя $k$, т.е. $z_0=-h/2$ и $z_N=h/2$ , как показано на рис. 1.

Принято, что в момент помещения в оболочку из слоистого АВП на металлическую трубу не действовали никакие нагрузки, поэтому сама труба является одним из слоев многослойной конструкции, хотя и отличается по свойствам материала. Такие металлы, как сталь, являются изотропными, поэтому их жесткость в плоском напряженном состоянии определяется следующим образом [9]

**Рис. 1**
Выбор системы координат для цилиндра из композиционных материалов

$$\bar{Q}_{11,I}=\bar{Q}_{22,I}=\frac{E_I}{1-v_I^2}; \quad (10)$$

$$\bar{Q}_{12,I}=\frac{v_I E_I}{1-v_I^2}; \quad (11)$$

$$\bar{Q}_{66,I}=G_I=\frac{E_I}{2(1+v_1)}. \quad (12)$$

В этих уравнениях $E_I$ – модуль упругости; $G_I$ – модуль сдвига; $v_I$ – коэффициент Пуассона для изотропных материалов. В этом случае металлическая труба рассматривается как первый слой многослойной конструкции, расположенный на участке от $z_0$ до $z_1$ (рис. 1).

Чтобы учесть разницу в кольцевой деформации между различными слоями, использовалась теория оболочек Флюгге, как и в других работах с цилиндрическими оболочками из многослойных композиционных материалов [1, 10]. Соответствующие выражения для описания нагрузок и кривизны срединной поверхности выглядят следующим образом [10]

$$\varepsilon_x^0=\frac{\partial u}{\partial x}, \quad k_x^0=-\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}; \quad (13)$$

$$\varepsilon_x^0=\frac{w}{R}, \quad k_y^0=-\frac{w}{R^2}; \quad (14)$$

$$\gamma_{xy}^0=\frac{\partial v}{\partial x}, \quad k_{xy}^0=-\frac{2}{R}\frac{\partial v}{\partial x}. \quad (15)$$

Как указано ранее, $u$, $v$ и их производные равны нулю, поэтому $\varepsilon_x^0$, $\varepsilon_y^0$ и $\gamma_{xy}^0$ также равны нулю. Воспользовавшись уравнениями (13)–(15), можно записать три уравнения из пункта (6) следующим образом

$$N_x=A_{12}\frac{w}{R}-B_{11}\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}-B_{12}\frac{w}{R^2}; \quad (16)$$

$$N_y=A_{22}\frac{w}{R}-B_{12}\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}-B_{22}\frac{w}{R^2}; \quad (17)$$

$$M_x=B_{12}\frac{w}{R}-D_{11}\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}-D_{12}\frac{w}{R^2}. \quad (18)$$

Уравнение (16) можно использовать для оценки равнодействующего продольного напряжения, возникающего в трубе.

### Основное уравнение движения

Совместив уравнения (17) и (18) с уравнением (5), получим основное уравнение движения для трубы из изотропного материала в оболочке из АВП

$$\lambda_1\frac{\partial^4 w}{\partial x^4}+\lambda_2\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}+\lambda_3 w+\rho_m h\frac{\partial^2 w}{\partial t^2}=p(x,t), \quad (19)$$

где

$$\lambda_1=D_{11}; \quad (20)$$

$$\lambda_2=\frac{D_{12}}{R^2}-2\frac{B_{12}}{R}; \quad (21)$$

$$\lambda_3=\frac{A_{22}}{R^2}-\frac{B_{22}}{R^3}. \quad (22)$$

Член уравнения, соответствующий моменту инерции стенки трубы, включает в себя среднюю плотность стенки, $\rho_m$. Так как труба состоит из двух разных материалов, необходимо определить ее среднюю плотность. Пусть $IR$ – внутренний радиус трубы из изотропного материала, $MR$ – внешний радиус трубы из изотропного материала, $OR$ – внешний радиус оболочки из АВП. При этом пусть $h_I$ – толщина трубы из изотропного материала, а $h_{la}$ – толщина каждого слоя АВП. Зависимость между значениями радиусов определяется следующими выражениями:

$$IR = MR - h_I; \quad (23)$$

$$OR = MR + Nh_{la}; \quad (24)$$

$$R=\frac{OR+IR}{2}. \quad (25)$$

Используя полученные значения, можно представить среднюю плотность стенки трубы следующим образом

$$\rho_m=\frac{(MR^2-IR^2)\rho_I+(OR^2-MR^2)\rho_{FRP}}{OR^2-IR^2}, \quad (26)$$

где $\rho_I$ – плотность трубы из изотропного материала, а $\rho_{FRP}$ – плотность оболочки из АВП.

### Математическое описание ударной волны

Изменение давления в результате внезапной остановки потока жидкости описано Жуковским [6]

$$\Delta p=\rho_f \alpha V, \quad (27)$$

где $\rho_f$ – плотность жидкости; $\alpha$ – скорость распространения звука в заполненной жидкостью трубе; $V$ – скорость жидкости в установившемся потоке.

В случае внезапной остановки потока жидкости, например при быстром закрытии клапана, непосредственно за клапаном наблюдается изменение давления $\Delta p$. Постепенно часть трубы, подвергающаяся воздействию возросшего давления $\Delta p$, увеличивается, и со временем возросшее давление начинает воздействовать на трубу по всей ее длине [11]. Скорость распространения ударной волны равна скорости распространения звука $\alpha$ в жидкости. Позже общее давление в трубе может понизиться на величину $\Delta p$, что приведет к возникновению кавитации [6], но этот вопрос находится за рамками нашей работы.

Скорость распространения звука в жидкости возможно рассчитать по приближенной формуле Кортевега, в которой момент инерции и жесткость трубы на изгиб не учитываются [7]. Тогда труба рассматривается как ряд невесомых колец, которые расширяются и сжимаются в зависимости от внутреннего давления [6]. В этом случае $N_y=A_{22}\varepsilon_y$, а выражение для определения скорости звука аналогично выражению, используемому применительно к трубам из слоистого АВП с ограничением движения в продольном направлении, которое было получено Павлоу [1]

$$\alpha=\sqrt{\frac{1}{\frac{\rho_f}{K}+\frac{2R\rho_f}{A_{22}}}}. \quad (28)$$

Указанное выше повышение давления в результате гидравлического удара можно описать через ступенчатую функцию Хевисайда [12]. Следовательно, общее внутреннее давление в трубе можно выразить следующим образом

$$p_{tot}(x,t)=p_0+\Delta p[1-H(x-\alpha t)], \quad (29)$$

где $p_0$ – статическое давление; $H(\cdot)$ – ступенчатая функция Хевисайда. Это выражение остается верным на протяжении всего времени от внезапной остановки потока до момента достижения ударной волной конца трубы, т.е. $0\le t\le T_0$. Время прохода ударной волны по трубе определяется следующим образом

$$T_0=\frac{L}{\alpha} \quad (30)$$

где $L$ – длина трубы. В данной работе рассматривается только динамическая реакция конструкции в ответ на воздействие, выраженное динамическим членом управления

$$p(x,t)=\Delta p[1-H(x-\alpha t)]. \quad (31)$$

Реакция конструкции на воздействие статического давления определяется по основному дифференциальному уравнению статического давления и накладывается на динамическую реакцию.

## Аналитическое решение основного уравнения движения

Подставив уравнение (31) в уравнение (19), получим основное уравнение движения

$$\lambda_1\frac{\partial^4 w}{\partial x^4}+\lambda_2\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}+\lambda_3 w+\rho_m h\frac{\partial^2 w}{\partial t^2}=\Delta p\left[1-H(x-\alpha t)\right]. \quad (32)$$

Концы трубы считаются свободно опертыми по всему периметру, что определяет следующие граничные условия дифференциального уравнения

$$w(0,t)=w(L,t)=0, \quad (33)$$

$$\left.\frac{\partial^2 w(x,t)}{\partial x^2}\right|_{x=0}=\left.\frac{\partial^2 w(x,t)}{\partial x^2}\right|_{x=L}=0. \quad (34)$$

Так как труба не деформируется при $t=0$, можно применить следующие начальные условия

$$w(x,0)=0 \text{ и } \left.\frac{\partial w(x,t)}{\partial t}\right|_{t=0}=0. \quad (35)$$

Уравнение (32) представляет собой дифференциальное уравнение с частными производными с двумя переменными. Применив ряды Фурье, его можно преобразовать в обыкновенное дифференциальное уравнение с зависимостью по времени. Граничные условия (33)–(34) автоматически выполняются рядом Фурье по синусам в виде

$$w(x,t)=\frac{2}{L}\sum_{n=1}^{\infty}W_n(t)\sin\frac{n\pi x}{L}. \quad (36)$$

Коэффициент определяется следующим образом

$$W_n(t)=\int_0^L w(x,t)\sin\frac{n\pi x}{L}dx. \quad (37)$$

Производные могут выглядеть следующим образом

$$\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}=-\frac{2}{L}\sum_{n=1}^{\infty}W_n(t)\frac{n^2\pi^2}{L^2}\sin\frac{n\pi x}{L}. \quad (38)$$

$$\frac{\partial^4 w}{\partial x^4}=\frac{2}{L}\sum_{n=1}^{\infty}W_n(t)\frac{n^4\pi^4}{L^4}\sin\frac{n\pi x}{L}. \quad (39)$$

Ряд Фурье по синусам для динамического давления может выглядеть следующим образом

$$\Delta p\left[1-H(x-\alpha t)\right]=\frac{2}{L}\sum_{n=1}^{\infty}\frac{L}{n\pi}\Delta p\left(1-\cos\frac{n\pi\alpha t}{L}\right)\sin\frac{n\pi x}{L}. \quad (40)$$

Подставив выражения (36)–(40), получим уравнение (32) в следующем виде

$$\rho_m h\ddot{W}_n(t)+\lambda_1 W_n(t)\frac{n^4\pi^4}{L^4}-\lambda_2 W_n(t)\frac{n^2\pi^2}{L^2}+\lambda_3 W_n(t)=$$
$$=\frac{L}{n\pi}\Delta p\left(1-\cos\frac{n\pi\alpha t}{L}\right). \quad (41)$$

Вводятся следующие коэффициенты

$$\omega_n^2=\frac{n^2\pi^2}{L^2}. \quad (42)$$

$$\Omega_n^2=\frac{1}{\rho_m h}(\omega_n^4\lambda_1-\omega_n^2\lambda_2+\lambda_3). \quad (43)$$

$$\omega=\frac{\pi\alpha}{L}. \quad (44)$$

$$p_n^*=\frac{\Delta p}{\rho_m h}\cdot\frac{L}{n\pi}. \quad (45)$$

С учетом этих коэффициентов, уравнение (41) принимает вид

$$\ddot{W}_n(t)+\Omega_n^2 W_n(t)=p_n^*(1-\cos n\omega t). \quad (46)$$

Уравнение (46) представляет собой обыкновенное дифференциальное уравнение и легко решается. Частное решение выглядит следующим образом

$$W_{n,p}(t)=p_n^*\left(\frac{1}{\Omega_n^2}-\frac{1}{\Omega_n^2-n^2\omega^2}\cos n\omega t\right). \quad (47)$$

Общее решение можно найти по характеристическому уравнению

$$a^2+\Omega_n^2=0. \quad (48)$$

Корни характеристического уравнения

$$a=\pm\Omega_n i. \quad (49)$$

Эти корни дают следующее общее решение дифференциального уравнения (46):

$$W_{n,h}(t)=C\cos\Omega_n t+D\sin\Omega_n t, \quad (50)$$

где $C$ и $D$ – переменные, найденные из исходных условий (35). Решение обыкновенного дифференциального уравнения (46) представляет собой сумму общего и частного решений

$$W_n(t)=$$
$$=p_n^*\left[\frac{1}{\Omega_n^2-n^2\omega^2}(\cos\Omega_n t-\cos n\omega t)+\frac{1}{\Omega_n^2}(1-\cos\Omega_n t)\right]. \quad (51)$$

Подставив уравнение (51) в уравнение (36), получаем аналитическое решение для поперечного смещения

$$w(x,t)=\frac{2}{L}\sum_{n=1}^{\infty}p_n^*\left[\frac{\cos\Omega_n t-\cos n\omega t}{\Omega_n^2-n^2\omega^2}+\frac{1-\cos\Omega_n t}{\Omega_n^2}\right]\sin\frac{n\pi x}{L}. \quad (52)$$

Значения поперечных смещений, рассчитанные таким образом, можно подставить в уравнения (13)–(14) и получить значения напряжений и кривизны, на основе которых затем можно рассчитать суммарные напряжения в каждом слое, воспользовавшись методом, описанным в источнике [8], а также с учетом закона Гука для трубы из изотропного материала. Затем суммарные напряжения сравниваются с критериями оценки разрушения для изотропных и анизотропных материалов.

Следует отметить, что ряд Фурье в уравнении (52) не является быстро сходящимся, так как знаменатель $\Omega_n^2-n^2\omega^2$ для некоторых значений $n$ может приближаться к нулю. Поэтому данный ряд не следует обрывать до получения его сходимости. Количество членов, включаемых в ряд, определяется отдельно для каждого случая. При этом, если имеется $n$, для которого $\Omega_n^2-n^2\omega^2\leq 0$, можно определить необходимый минимум членов ряда, приравняв знаменатель к нулю

$$\Omega_n^2-n^2\omega^2=\frac{1}{\rho_m h}\left(\frac{n^4\pi^4}{L^4}\lambda_1-\frac{n^2\pi^2}{L^2}\lambda_2+\lambda_3\right)-\frac{n^2\pi^2\alpha^2}{L^2}=0. \quad (53)$$

Это уравнение можно решить для максимального значения $n$

$$N_{\min}=\frac{L}{\pi}\sqrt{\frac{\lambda_2+\alpha^2\rho_m h+\sqrt{(\lambda_2+\alpha^2\rho_m h)^2-4\lambda_1\lambda_3}}{2\lambda_1}}. \quad (54)$$

Таким образом, ряд можно завершить после добавления некоторого количества членов к числу $N_{\min}$, например еще 10 %.

## Реализация модели

Теперь рассмотрим полученные формулы на примере. Возьмем стальную трубу длиной $L=50$ м с внешним радиусом $MR=0{,}2$ м и приведенной толщиной стенки $h_l=3{,}5$ мм. Плотность стальной трубы равна $p_l=8000$ кг/м$^3$, модуль упругости – $E_l=210$ ГПа, коэффициент Пуассона – $\nu_l$ – 0,3. Ремонт трубы выполнен при помощи оболочки, состоящей из 20 слоев $E$-стекла и эпоксидного клея с ориентацией волокон $\theta=\pm45°$, толщиной $h_{la}=0{,}15$ мм и плотностью $\rho_{FRP}=1000$ кг/м$^3$. Механические свойства слоистой оболочки из $E$-стекла и эпоксидного клея [1]: $E_1=39$ ГПа, $E_2=8{,}6$ ГПа, $G_{12}=3{,}8$ ГПа и $\nu_{12}=0{,}28$.

По указанной трубе подается вода с плотностью $\rho_f=1000$ кг/м$^3$ и объемным модулем упругости $K=219\cdot10^7$ Н/м$^2$, скорость потока составляет $V=3$ м/с. Начальное давление не учитывается. В результате внезапной остановки потока происходит гидравлический удар.

На основе данных приложения, а также уравнений (7)–(12), рассчитаем следующие элементы матрицы жесткости; $A_{12}=2{,}7091\cdot10^8$, $A_{22}=8{,}5910\cdot10^8$, $B_{11}=-1{,}1216\cdot10^6$, $B_{12}=-3{,}1341\cdot10^5$, $B_{22}=-1{,}1216\cdot10^6$, $D_{11}=2{,}8378\cdot10^3$ и $D_{12}=901{,}60$. Тогда коэффициенты в основном дифференциальном уравнении имеют значения $\lambda_1=2837{,}8$, $\lambda_2=3{,}1606\cdot10^6$ и $\lambda^3=2{,}1672\cdot10^{10}$, полученные из уравнений (20)–(22). Воспользовавшись уравнением (28), получаем скорость ударной волны $\alpha=1041{,}6$ м/с, а прирост давления, рассчитанный по формуле (27), составляет $\Delta\rho=3{,}1249$ МПа.

Умножим $N_{\min}$ из уравнения (54) на 1,10, чтобы найти нужное количество членов ряда; $N_F=1940$. Теперь можно найти соответствующие динамические смещения, подставив полученные значения в уравнения (42)–(45) и (52).

Графическая репрезентация полученных значений поперечных смещений вызывает затруднения, так как эти значения сильно меняются с течением времени. В работу включены изображения, полученные при помощи MATLAB, но наилучшим вариантом нам представляется использование пакета программ для создания динамических графиков поперечных смещений с указанием положения на трубе. На рис. 2 показаны поперечные смещения для ударной волны, прошедшей половину длины трубы; $t=T_0/2$.

Статическое смещение $w_{st}$ из-за статического давления $p_{st}$ можно приблизительно определить по формуле

$$w_{st}\approx\frac{p_{st}}{\lambda_3}. \quad (55)$$

**Рис. 2**
Поперечное смещение стальной трубы 16 дюймов в оболочке из АВП

В нашем случае оно соответствует 0,144 мм. Таким образом, очевидно, что поперечные смещения, вызванные ударной волной, значительно превосходят статическое смещение. В настоящем примере максимальное поперечное смещение в 2,2 раза больше, чем указанное статическое смещение. Этот коэффициент называется коэффициентом динамической нагрузки [12]. На рис. 2 также показаны незначительные колебания, предшествующие ударной волне, как ранее было определено для стальных труб [12].

На рис. 3 показан участок прохождения ударной волны в увеличении, что позволяет более подробно рассмотреть распределение смещений по длине трубы и их изменение. Отмечено, что на отрезке 125 мм значение смещения изменяется от максимального к минимальному.

Изменение поперечных смещений во времени при $x=L/2$ показано на рис. 4, где также четко прослеживаются незначительные колебания, предшествующие ударной волне. Отмечено, что поперечные смещения и, следовательно, кольцевое напряжение изменяются с очень высокой частотой. Поэтому при расчете характеристик оболочки из АВП в условиях гидравлического удара необходимо учитывать вероятность усталостного разрушения.

**Рис. 3**
Детальное изображение фронта ударной волны, показанной на рис. 2

**Рис. 4**
Поперечное смещение в середине трубы в зависимости от времени

### Влияние количества слоев АВП

При расчете оболочки вызывает интерес зависимость динамической характеристики трубы от количества слоев АВП. Поэтому для каждого второго слоя при количестве слоев от 0 до 40 рассчитаны максимальное динамическое смещение и среднее статическое смещение. Если количество слоев превышает 40, задача выходит за пределы действия теории тонкостенных оболочек, на которой основана эта работа. Для расчета статического смещения использовалось уравнение (55). Чтобы найти максимальное динамическое смещение, мы рассчитали поперечное смещение для каждых 10 мм трубы в течение каждых 20 мс, после чего нашли максимальное значение. Выяснилось, что все максимальные значения смещения получены при $t>40$ мс. Поэтому мы еще раз рассчитали смещения в промежутке 40 мсек $\leq t \leq T_0$ с интервалом времени 10 мкс, чтобы повысить вероятность выбора наибольших значений. Более точные оценки можно получить путем уменьшения отрезков трубы или интервалов времени за счет увеличения времени на расчеты, но расхождение с предыдущими результатами в этом случае оказалась незначительным. Результаты показаны на рис. 5.

Как и ожидалось, среднее статическое смещение постепенно уменьшается по мере увеличения количества слоев АВП. С другой стороны, максимальное динамическое смещение не следует этому монотонному тренду. Для первых десяти слоев его значение уменьшается, затем начинает возрастать. Когда число слоев достигает 40, максимальное динамическое смещение на 6 % выше, чем при полном отсутствии слоистой оболочки.

Можно предположить, что причиной увеличения динамических смещений является изменение собственной частоты колебаний трубы. Е-стекло приблизительно в 8 раз легче стали, поэтому средняя плотность стенки трубы уменьшается по мере добавления слоев оболочки. По этой причине жесткость трубы возрастает быстрее, чем момент инерции, что приводит к изменению собственной частоты колебаний. Таким образом, стальная труба в оболочке из АВП может быть ближе к состоянию резонанса, чем стальная труба без оболочки, из-за чего возрастает амплитуда ее колебаний, вызванных гидравлическим ударом. Переход трубопровода в состояние резонанса в результате гидравлического удара ранее описан Лейшером [12], а также упомянут в работе Шепарда и пр. [7]. Воспользовавшись методом Лейшера для расчетов труб из изотропных материалов, критическую скорость, при которой возникает резонанс в трубе из композиционных материалов с ограничением движения по продольной оси, можно представить следующим образом

$$\alpha_{cr}=\sqrt{\frac{2\sqrt{\lambda_1\lambda_3}-\lambda_2}{\rho_m h}} \qquad (56)$$

**Рис. 5**
Зависимость от количества слоев АВП на стальной трубе 16 дюймов

**Рис. 6**
Зависимость от количества слоев АВП на стальной трубе 1,2 дюйма

символы см. в уравнении (19). Если скорость гидравлического удара из уравнения (28) приближается к этой критической скорости, максимальное динамическое смещение значительно возрастает [12]. Поэтому проектировщику оболочки рекомендуется предусмотреть достаточный запас между α и $\alpha_{cr}$, при этом оба значения зависят от жесткости трубы.

На рис. 6 показано применение модели на стальной трубе с внешним диаметром 1,2 м и толщиной стенки 10 мм. Прочие параметры аналогичны параметрам из предыдущего примера. Больший диаметр позволяет применить теорию тонкостенных оболочек к трубе с более толстыми стенками. Как показано на рис. 6, максимальная динамическая поперечная деформация уменьшается для первых 60 слоев. Тем не менее, когда число слоев достигает 130, деформация возрастает и на 8,5 % превосходит значения, полученные при полном отсутствии слоистой оболочки. Таким образом, увеличение деформации характерно для труб как с малым, так и с большим диаметром.

## Выводы

1. Построена аналитическая несвязанная модель, позволяющая приблизительно оценить динамическое поперечное смещение трубы из изотропных материалов в оболочке из АВП в условиях гидравлического удара.
2. При оценке прироста давления и скорости волны модель учитывает свойства упругости передаваемой жидкости и двух составных материалов трубы. На основе теории тонкостенных оболочек и жесткости слоистых материалов получены динамические характеристики трубы под воздействием ударной волны, описываемой указанными выше двумя свойствами. Полученное дифференциальное уравнение с частными производными решено при помощи рядов Фурье по синусам.
3. Модель применена на типичном примере. Выяснилось, что поперечное смещение испытывает периодические изменения как вдоль трубы в любой момент времени, так и в каждой точке в течение времени. Из-за высокой частоты колебаний возникает опасность усталостного разрушения.
4. Выполнены расчеты, показывающие, как количество слоев АВП влияет на динамические характеристики трубы. Максимальное динамическое смещение в результате первой ударной волны уменьшается при наложении первых слоев оболочки. По мере добавления слоев амплитуда колебаний и максимальное смещение увеличиваются из-за изменения собственной частоты колебаний трубы относительно скорости распространения ударной волны.
5. Представленная в данной работе модель применима только при условии, что повышенное давление воздействует на трубу по всей ее длине, т.е. для 0. Если $T_0 \le t \le 2T_0$, необходимо решить дифференциальное уравнение для отраженной ударной волны, которая нейтрализует изначальное повышение давления. Начальные условия этого дифференциального уравнения можно получить из уравнения (52) при $t = T_0$.
6. Модель можно усложнить, приняв во внимание трение жидкости и демпфирование в материале трубы. Чтобы получить более реалистичную модель для трубы с возможностью смещения в продольном направлении, необходимо разработать модель взаимодействия жидкости и конструкции с учетом уравнения Пуассона [6].

### Приложение

Преобразованные приведенные жесткости $\bar{Q}_{ijk}$ для каждого слоя АВП $k$ требуются для решения уравнений (7)–(9). Они описываются следующими выражениями [8]

$$\bar{Q}_{11k}=Q_{11}m^4+2(Q_{12}+2Q_{66})n^2m^2+Q_{22}n^4. \quad (П.1)$$

$$\bar{Q}_{12k}=(Q_{11}+Q_{22}-4Q_{66})n^2m^2+Q_{12}(n^4+m^4). \quad (П.2)$$

$$\bar{Q}_{16k}=(Q_{11}-Q_{12}-2Q_{66})nm^3+(Q_{12}-Q_{22}+2Q_{66})n^3m. \quad (П.3)$$

$$\bar{Q}_{22k}=Q_{11}n^4+2(Q_{12}+2Q_{66})n^2m^2+Q_{22}m^4. \quad (П.4)$$

$$\bar{Q}_{26k}=(Q_{11}-Q_{12}-2Q_{66})n^3m+(Q_{12}-Q_{22}+2Q_{66})nm^3. \quad (П.5)$$

$$\bar{Q}_{66k}=(Q_{11}+Q_{22}-2Q_{12}-2Q_{66})n^2m^2+Q_{66}(n^4+m^3). \quad (П.6)$$

$$m=\cos\theta,\ n=\sin\theta. \quad (П.7)$$

$$Q_{11}=\frac{E_1}{1-v_{12}v_{21}},\quad Q_{12}=\frac{v_{12}E_2}{1-v_{12}v_{21}}. \qquad (П.8)$$

$$Q_{22}=\frac{E_2}{1-v_{12}v_{21}},\quad Q_{66}=G_{12}. \qquad (П.9)$$

$$v_{21}=\frac{E_2}{E_1}v_{12}. \qquad (П.10)$$

$E_1$ и $E_2$ – модули упругости, $v_{12}$ и $v_{21}$ – коэффициенты Пуассона, и $G_{12}$ – модуль сдвига в основных направлениях 1, 2 АВП; θ – расположение волокон; волокна расположены вдоль трубы, если θ = 0°, и поперек трубы, если θ = 90°.

**Условные обозначения**

$A_{ij}$, $B_{ij}$, $D_{ij}$ – элементы матрицы жесткости слоистого материала;
$E_I$ – модуль упругости для изотропного материала трубы;
$G_I$ – модуль сдвига для изотропного материала трубы;
H(·) – ступенчатая функция Хевисайда;
$h$ – общая толщина стенки трубы (металл и слои АВП);
$h_I$ – толщина стенки трубы из изотропного материала;
$h_{la}$ – толщина одного слоя АВП;
$IR$ – внутренний радиус металлической / изотропной трубы;
$K$ – модуль упругости жидкости;
$k$ – количество слоев;
$k_x^0$, $k_y^0$, $k_{xy}^0$ – кривизна срединной поверхности;
$L$ – длина трубы;
$M_i$ – момент изгиба на единицу измерения длины относительно оси $i$;
$MR$ – внешний радиус металлической / изотропной трубы;
$N$ – общее количество слоев в многослойной трубе;
$N_F$ – количество членов ряда Фурье;
$N_i$ – усилие на растяжение на единицу измерения длины относительно оси $i$;
$N_{\min}$ – минимально возможное количество членов ряда Фурье;
$n$ – номер члена ряда Фурье;
$OR$ – внешний радиус оболочки из АВП;
$p(x,t)$ – внутреннее динамическое давление;
$p^*_n$ – коэффициент $n$-го члена ряда Фурье по синусам;
$p_{tot}(x,t)$ – общее внутреннее давление;
$p_0$ – внутреннее статическое давление;
$\bar{Q}_{ijk}$ – преобразованные приведенные жесткости слоя $k$;
$R$ – средний радиус трубы из композиционного материала;
$T_0$ – время прохода ударной волны по трубе определяется;
$t$ – время;
$u$, $v$, $w$ – соответственно, продольные, окружные и поперечные смещения;
$V$ – начальная скорость установившегося потока;
$V_i$ – усилие сдвига на единицу измерения длины относительно оси $i$;
$W_n(t)$ – коэффициент $n$-го члена ряда Фурье по синусам при решении;
$w(x,t)$ – динамичное поперечное смещение стенки трубы;
$x$, $y$, $r$ – соответственно, осевые, окружные и радиальные цилиндрические координаты;
$z_k$ – расстояние от среднего радиуса трубы до верхней поверхности слоя $k$;
α – скорость распространения звука и ударной волны в жидкости;
$\alpha_{cr}$ – критическая скорость ударной волны, вызывающая резонанс;
$\Delta p$ – изменение давления в результате гидравлического удара;
$\varepsilon_x^0$, $\varepsilon_y^0$, $\gamma_{xy}^0$ – напряжения на срединной поверхности трубы в оболочке;
$\lambda_i$ – коэффициенты в основном дифференциальном уравнении;
$v_I$ – коэффициент Пуассона для изотропного материала трубы;
$\rho_f$ – плотность жидкости;
$\rho_{FRP}$ – плотность АВП-материала;
$\rho_I$ – плотность изотропного материала трубы;
$\rho_m$ – средняя плотность трубы.

*Автор благодарит Димитриоса Г. Павлоу за предложенную тему исследования, а также за вычитку статьи.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**[1]** D. G. Pavlou, «Undamped Vibration of Laminated Fiber-Reinforced Polymer Pipes in Water Hammer Conditions», ASME J. Offshore Mech. Arct. Eng. 137(6), 2015, P. 061701. DOI: 10.1115/1.4031669.

**[2]** M. Geraghty, A. Pridmore and J. Sanchez, «Transitioning from Leak Detection to Leak Prevention: Proactive Repair of Steel Pipelines Using Fiber Reinforced Polymer (FRP) Composites», Pipelines 2011: A Sound Conduit for Sharing Solutions, ASCE, Reston, VA, USA, 2011, pp. 100-107. DOI: 10.1061/41187(420)10.

**[3]** N. Saeed, «Composite Overwrap Repair System for Pipelines – Onshore and Offshore Application». Ph.D. dissertation, The University of Queensland, Queensland, Australia, 2015.

**[4]** M. Ehsani, «Repair of corroded/damaged metallic pipelines using fiber-reinforced polymer composites», in Rehabilitation of Pipelines Using Fiber-reinforced Polymer (FRP) Composites, V. M. Karbhari, Ed., Woodhead Publishing, 2015, pp. 39-59. DOI: 10.1016/B978-0-85709-684-5.00003-5.

**[5]** H. Toutanji and S. Dempsey, «Stress modeling of pipelines strengthened with advanced composites materials», Thin-Walled Structures 39(2), 2001, pp. 153-165. DOI: 10.1016/S0263-8231(00)00049-5.

**[6]** A. S. Tijsseling, «Fluid-structure interaction in liquid-filled pipe systems: A review,» J. Fluids Struct. 10(2), 1996, pp. 109-146. DOI: 10.1006/jfls.1996.0009.

**[7]** J. E. Shepherd and K. Inaba, «Shock Loading and Failure of Fluid-Filled Tubular Structures», in Dynamic Failure of Materials and Structures, A. Shukla, G. Ravichandran, Y. D.S. Rajapakse, Eds., Springer, New York, 2010, pp. 153-190. DOI: 10.1007/978-1-4419-0446-1_6.

**[8]** D. G. Pavlou, Composite Materials in Piping Applications, Lancaster, CA: Destech Publications, 2013.

**[9]** A. P. Boresi and R. J. Schmidt, Advanced Mechanics of Materials, Sixth Edition, New York: John Wiley & Sons, Inc., 2003, pp. 87.

**[10]** L. P. Kollár and G. S. Springer, Mechanics of Composite Structures, West Nyack, NY: Cambridge University Press, 2003, pp. 371.

**[11]** E. B. Wylie and V. L. Streeter, Fluid Transients, Ann Arbor, Michigan: FEB Press, 1983, pp. 7.

**[12]** R. A. Leishear, «Derivations for Hoop Stresses Due to Shock Waves in a Tube», in ASME 2007 Pressure Vessels and Piping Conference, Volume 3: Design and Analysis, San Antonio, Texas, USA, 2007, pp. 185-194. DOI: 10.1115/PVP2007-26722.

# МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ, ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

# METHODS OF DETECTION, ELEMINATION AND FORMATION PREVENTION OF ASPHALT, RESIN AND PARAFFIN DEPOSITS IN MAIN OIL PIPELINES

УДК 621.645.5

**М.Н. Казанцев**
директор центра механо-энергетического оборудования, нефте-нефтепродуктопроводов и энергоэффективных технологий
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**M.N. Kazantsev**
Director of the Center for Mechanical and Power Engineering Equipment, Oil and Oil Product Pipelines and Energy-Efficient Technologies,
Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*KazancevMN@niitnn.transneft.ru*

**Ф.В. Тимофеев**
к.т.н., заместитель заведующего лабораторией методологии товарно-транспортной работы
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**F.V. Timofeev**
Candidate of Engeneering Science, Deputy Head of Laboratory for Commodity Transport Operation Methodology,
Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*TimofeevFV@niitnn.transneft.ru*

**С.Н. Замалаев**
заведующий лабораторией нефте-нефтепродуктопроводов
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**S.N. Zamalaev**
Head of Laboratory for Oil and Oil Product Pipelines,
Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*ZamalaevSN@niitnn.transneft.ru*

**М.Р. Гильманов**
ведущий научный сотрудник лаборатории нефте-нефтепродуктопроводов
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**M.R. Gilmanov**
Leading Researcher of Laboratory for Oil and Oil Product Pipelines,
Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*GilmanovMR@niitnn.transneft.ru*

***Ключевые слова:*** *асфальтосмолопарафин, отложение, гидроструйная установка, трубопровод, нефть, методы очистки, растворители, химические реагенты.*

***Key words:*** *asphalt, resin and paraffin deposits, hydrojet plant, pipeline, petroleum, cleaning methods, resolvents, chemical reagents.*

***Аннотация:*** *В статье рассмотрены основные направления исследований, проводимых ООО «НИИ Транснефть» в области существующих асфальтосмолопарафиновых отложений (далее – АСПО), образовывающихся на внутренней полости трубопроводов, технологических трубопроводов и оборудования:*
*• изучение зарубежного опыта удаления АСПО;*
*• исследование состава и свойств отложений, нежелательных субстанций и сторонних примесей, снижающих эффективность работы трубопроводной системы;*
*• разработка эффективных способов удаления и предотвращения образования АСПО;*
*• очистка участков магистральных трубопроводов и технологических трубопроводов, осложненных парафиноотложениями;*
*• организация системы подбора химических реагентов для очистки внутренней поверхности трубопровода от АСПО путем оценки скорости и полноты очистки.*
*Отдельно рассмотрено удаление и предотвращение образования АСПО на нефтепроводах, подготавливаемых для транспортировки нефтепродуктов.*
*Приведены оценка наличия АСПО в трубопроводах и анализ их состава, негативные воздействия на трубопроводную систему, обусловленные образованием и наличием АСПО. Рассмотрены технологии и критерии оценки эффективности очистки нефтепроводов.*

***Abstract:*** *The Article considers the main research trends executed by JSC «Transneft» with regard to the current asphalt, resin, and paraffin deposits (hereinafter referred to as ARPD), formed on the internal surface of pipelines, process pipelines and equipment:*
*• observation of international practices in ARPD elimination;*
*• investigation of composition and features of deposits, foreign substances and other impurity objects, reducing pipeline system efficiency;*
*• development of effective methods of ARPD elimination and formation prevention;*
*• cleaning of main and process pipelines having ARPD;*
*• selection arrangement of chemicals for internal pipeline surface cleaning from ARPD by assessment of cleaning speed and quality.*
*ARPD elimination and formation prevention in petroleum product transport pipelines are considered separately. ARPD check on pipelines and ARPD composition analysis, negative impact on pipeline system are presented. Methods and criteria of effective pipeline cleaning are considered.*

## Введение

При добыче и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтей серьезной проблемой является образование АСПО (рис. 1). Состав образующихся отложений и внутренних скоплений зависит от особенностей физико-химических свойств нефти и сроков эксплуатации нефтепровода.

Очистка трубопроводов от АСПО или предотвращение их образования на внутренней поверхности стенок трубопроводов являются одной из важнейших задач, решаемых в целях повышения эффективности использования магистрального трубопроводного транспорта за счет повышения производительности и снижения затрат на транспортировку.

**Рис. 1**
Образование АСПО в трубопроводах

## Причины, процесс образования АСПО

Процесс образования АСПО определяется многими факторами, среди которых условия эксплуатации оборудования при добыче, транспорте и хранении нефти (термобарические условия, динамические характеристики потока, обводненность и др.), и в первую очередь свойства самой нефти (физико-химические характеристики, групповой углеводородный состав). Образование АСПО характерно для зоны контакта потока нефти и элементов трубопроводной системы. Отложения образуются под воздействием перепадов температур, давления, изменения скорости потока, в том числе наличие остановок перекачки. Наибольшее количество отложений образуется в застойных зонах, на швах, участках труб с большой степенью шероховатости.

Особое значение в ряду факторов, определяющих склонность нефти к образованию АСПО, имеет наличие в нефти различных высокомолекулярных компонентов, а именно их состав, строение, соотношение. Последнее определяет характер их взаимоотношений, поскольку при пониженных температурах нефть представляет собой дисперсную систему, в которой присутствуют структурные элементы, образованные высокомолекулярными компонентами. Воздействуя на характер взаимоотношений между парафинами, смолами и асфальтенами, можно управлять структурообразованием в нефтяной системе. В настоящее время наиболее эффективным способом воздействия на свойства нефти, характеризующие их склонность к образованию отложений, является введение в ее состав специальных элемен-

тов, затрудняющих образование кристаллических решеток парафинов и дальнейшую коагуляцию молекул, с образованием твердых частиц, являющихся структурными элементами АСПО.

### Негативные воздействия АСПО на работу трубопроводной системы

Образование отложений в виде асфальтена, смолопарафина, остатков нефти и ее производных, а также наличие механических примесей, скоплений воды и газа в трубопроводах приводит к следующим негативным воздействиям на работу трубопроводной системы [1]:

- уменьшению сечения внутренней полости трубопровода, приводящему к снижению пропускной способности магистральных нефтепроводов, увеличению давления и как следствие к увеличению энергозатрат на перекачку нефти;
- преждевременному износу и выходу из строя оборудования;
- развитию внутренней очаговой коррозии стенок трубопроводов;
- ухудшению качества светлых нефтепродуктов.

Последнее направление имеет особую актуальность ввиду растущей потребности транспортировки нефтепродуктов и профицита (наличия) нефтепроводов. Перевод нефтепроводов под транспортировку нефтепродуктов является одним из наиболее эффективных путей увеличения объемов транспортировки автомобильных топлив и авиационного керосина трубопроводным транспортом.

В этой связи наиболее проблемным вопросом является обеспечение сохранности качества нефтепродуктов при транспортировке по нефтепроводам, так как отложения, образовавшиеся в трубопроводах в результате их эксплуатации при транспортировке нефти, неизбежно приведут к изменению качества топлив и их выходу за пределы кондиции. Так, в связи с тем, что АСПО, образующиеся на стенках нефтепровода, содержат значительное количество сернистых соединений, их контакт с нефтепродуктами приведет к увеличению показателя «содержание серы», нормируемому в настоящее время для дизельных топлив и автомобильных бензинов на уровне не более 10 ppm. Таким образом, система очистки и подготовки нефтепровода под перекачку нефтепродуктов требует высоких показателей по удалению АСПО. Сохранность качества нефтепродуктов может быть достигнута лишь при условии полного отсутствия нефтесодержащих отложений в нефтепроводе.

### Оценка наличия и методы очистки АСПО в трубопроводах

Проведению качественной очистки нефтепровода от отложений предшествует проведение диагностирования трубопровода для определения местоположения, протяженности и расчетных объемов АСПО, их состава и химических свойств.

ОАО «АК «Транснефть» проводит исследования и ведет научные работы по оценке и анализу трубопроводов, направленные в том числе на определение наличия и местоположения, протяженности и расчетных объемов АСПО в трубопроводах.

Оценка и анализ содержания АСПО осуществляется двумя методами, различными по способам реализации:

- оценка и анализ наличия АСПО без вывода из эксплуатации или освобождения участка трубопровода;
- оценка и анализ наличия АСПО с освобождением и разгерметизацией трубопровода.

ООО «НИИ Транснефть» исследует и анализирует, дает рекомендации по реализации и совершенствованию всех существующих и перспективных методов оценки наличия АСПО и их удаления.

Одним из исследуемых методов оценки и анализа наличия АСПО без вывода из эксплуатации или освобождения участка трубопровода является метод импульсов давления (рис. 2). Данный метод позволяет без освобождения участка трубопровода от нефти провести комплекс работ по подаче импульсов давления.

Анализ отраженных импульсов давления по длине трубопровода путем их математической интерпретации позволяет получить данные о местоположении, протяженности и расчетных объемах АСПО.

Оценка и анализ наличия АСПО с освобождением и разгерметизацией трубопровода, в свою очередь, состоит из двух направлений:

- определение качественного и количественного состава АСПО путем забора проб АСПО с объектов трубопровода, при необходимости вырезки катушки с участка трубопровода для проведения лабораторных исследований АСПО (рис. 3);
- проведение комплекса работ по видеоинспекции внутренней полости трубопроводов после освобождения трубопроводов от нефти (рис. 4). Проведение анализа полученных данных по длине трубопровода.

### Направления исследований применения химических реагентов для борьбы с АСПО

Одним из перспективных и экономически обоснованных способов борьбы с запарафиниванием трубопроводов и оборудования является метод применения химических реагентов, так как он имеет высокую эффективность и несложную технологию проведения работ, а эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер.

ОАО «АК «Транснефть» ведет изучение и проводит работы по очистке трубопроводов с применением химических реагентов от АСПО в следующих направлениях:

- удаление и предотвращение образования АСПО на линейной части магистральных нефтепроводов. Протяженность магистральных трубопроводов ОАО «АК «Транснефть» составляет более 72 тыс. км. Ежегодная очистка всех трубопроводов превышает 51 тыс. км, из них более 28 тыс. км участков осложнены парафиноотложением;
- удаление АСПО на нефтепроводах под перевод для транспортировки светлых нефтепродуктов **(протяженность нефтепроводов, очищенных от нефти и ее отложений, подготовленных для перекачки нефтепродуктов по рекомендациям**

**Рис. 2**
Подача импульсов давления

**ООО «НИИ Транснефть», в 2013–2016 гг. составила 1006,8 км);**

• очистка технологических трубопроводов НПС после перекачки нефти и подготовка технологических трубопроводов к замещению под нефтепродукт **(при реализации технических решений, разработанных ООО «НИИ Транснефть» в 2014–2016 гг., подготовлены для транспортировки нефтепродуктов технологические трубопроводы 4 НПС общей протяженностью более 20 км и ООО «Транснефть – Порт Приморск» объемом 3000 м$^3$);**

• удаление и предотвращение образования донных отложений в резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов.

Методы применения химических реагентов базируются на дозировании в перекачиваемую среду химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование АСПО.

Этапами этих работ являются:

• определение мест максимального скопления АСПО;

• отбор проб образцов АСПО, подготовка темплетов из секций трубопроводов для проведения исследований химического состава и свойств АСПО;

• проведение лабораторных исследований АСПО, разработка технических требований к проведению подготовительных и основных работ по очистке линейной части и технологических трубопроводов НПС;

• исследования по выбору химических реактивов;

• контроль разрешительной документации на выполнение работ;

**Рис. 3**
Анализ отложений на внутренней полости трубопроводов

**Рис. 4**
Диагностика и анализ наличия АСПО

• участие специалистов в контроле параметров очистки при ее проведении до получения положительных результатов очистки.

Комплексный подход, участие специалистов института разного профиля при подготовке и выполнении работ по диагностике состояния внутренней полости трубопровода, удалению и предотвращению образования АСПО, анализ базы АСПО и ее расширение новыми данными по результатам диагностики и лабораторных исследований позволяет определить оптимальные химические реагенты, режимы и технологические процессы для очистки внутренней поверхности трубопроводов от АСПО.

### Применение химических реагентов для удаления и предотвращения образования АСПО

Химические методы борьбы с отложениями парафина развиваются и создаются по двум основным направлениям:

• удаление смолопарафиновых отложений с помощью органических растворителей и водных растворов различных композиций поверхностно-активных веществ;

• предотвращение отложения парафина с помощью химпродуктов, ингибирующих процесс формирования смолопарафиновых отложений.

Для удаления асфальтена, смолопарафина, остатков нефти и ее производных применяются химические реагенты на углеродной основе.

Для применения на объектах ОАО «АК «Транснефть» используются химические реагенты – ингибиторы, предотвращающие образование АСПО в трубопроводах, прошедшие процедуры предварительной проверки эффективности и безопасности их использования, включающие лабораторные исследования и полевые испытания.

В последнее время в сфере разработки эффективных средств борьбы с отложениями наметилась тенденция к разработке и применению химреагентов комплексного действия, эффект которых достигается за счет создания композиции присадок с различным спектром действия. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

• процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;

• защитой трубопроводов и технологического оборудования от коррозии;

• защитой от солеотложений;

• процессом формирования оптимальных структур жидкостного потока.

### Технологии подготовки нефтепроводов и очистки от АСПО для транспортировки нефтепродуктов

Применение технологии, разработанной ООО «НИИ Транснефть», при выполнении работ по подготовке и очистке внутренней поверхности нефтепроводов от АСПО для транспортировки светлых нефтепродуктов предусматривает выполнение комплекса следующих мероприятий [2, 3]:

• очистка нефтепровода в объеме целевой (внеочередной) очистки;

• вытеснение нефти из нефтепровода (рис. 5);

• разделение нефтепровода на участки;

**Рис. 5**
Порядок вытеснения нефти из нефтепровода

**Рис. 6**
Порядок пропуска пробки растворителя АСПО

**Рис. 7**
Порядок пропуска пробки адсорбционного светлого нефтепродукта

- химическая очистка каждого участка нефтепровода (рис. 6);
- удаление химического реагента и продуктов очистки (рис. 7);
- контроль качества очистки каждого участка нефтепровода (рис. 8);
- объединение участков в единый трубопровод;
- контроль готовности очищенного нефтепровода к заполнению светлым нефтепродуктом.

Предусматривается двух-, трехкратный прогон пробок растворителя (в зависимости от типа и растворяющей способности) на очищаемом участке, прогон адсорбционной партии ДТ в целях очистки участка нефтепровода от остатков растворителя, прогон контрольной партии ДТ до достижения, к примеру, эталонных показателей 10 ppm по содержанию серы в дизельном топливе или других показателей, соответствующих требованиям ТР ТС 011/2013 [4].

### Методы очистки внутренней полости технологических трубопроводов малой длины и механотехнологического оборудования

ООО «НИИ Транснефть» ведет исследования и других перспективных направлений по удалению и предотвращению образования АСПО в магистральных трубопроводах. Проводятся исследования с использованием методов гидроструйной обработки участков технологических трубопроводов и оборудования НПС, очистки с применением паровой установки, гелевых пробок и др.

### Очистка внутренней полости трубопроводов с применением гель-скребков

Гель-скребки могут использоваться для: разделения перекачиваемых продуктов, удаления АСПО и мусора из полости трубопровода, удаления застрявших в трубопроводах механических скребков, вытеснения нефти из трубопроводов, а также при заполнении и гидравлических испытаниях трубопроводов, освобождении полости трубопровода от воды и с целью ее осушения (рис. 9).

### Очистка трубопроводов гидроструйной установкой

Метод гидроструйной очистки заключается в удалении различных загрязнений с технологических поверхностей оборудования посредством деструктивного воздействия струи воды с высокой кинетической энергией. Применение данного метода возможно для полного удаления различных типов отложений (загрязнений) трубопроводов с поверхностей различного технологического оборудования. Использование гидроструйных установок для очистки внутренней поверхности трубопроводов требует отключения и выведения участков из эксплуатации (рис. 10).

**Рис. 8**
Контрольная пробка светлого нефтепродукта

**Рис. 9**
Схема очистки внутренней полости трубопроводов с применением гель-скребков

**Рис. 10**
Очистка трубопроводов гидроструйной установкой

**Рис. 11**
Очистка трубопроводов с паровой установкой

### Очистка трубопроводов паровой установкой

АСПО по своим физико-химическим свойствам большей частью (за исключением трудноудаляемых твердых и коррозионных отложений) хорошо поддаются удалению воздействием струей пара под давлением (рис. 11).

Несмотря на то что паровая очистка широко применяется в ОАО «АК «Транснефть», существует ряд ограничений, на устранение которых направлена работа института в текущем периоде:

- удаление водяной эмульсии из трубопровода после проведения очистки;
- очистка участков трубопроводов небольшой протяженности (в связи с технологией процесса воздействия давления воды или пара на внутреннюю поверхность трубопровода, обеспечение подачи необходимых объемов воды и пара, откачка водной эмульсии с растворенными АСПО из полости трубопровода).

Решение данных задач позволит расширить объемы очистки трубопроводов и оборудования, увеличить эффективность и качество очистки.

Рассмотренные методы достаточно известны и в той или иной мере используются в трубопроводном транспорте, но в то же время на рынке постоянно появляются предложения по их совершенствованию и повышению эффективности.

ООО «НИИ Транснефть» ведет постоянный мониторинг предложений на мировом и отечественном рынках. Предложения с наиболее эффективными заявленными параметрами при участии и контроле специалистов ООО «НИИ Транснефть» проходят апробацию на объектах ОСТ ОАО «АК «Транснефть» с целью подтверждения заявленных характеристик и проверки обеспечения безопасности производства работ.

## Выводы

ООО «НИИ Транснефть» является научным центром, исследующим свойства АСПО, методы обнаружения и удаления АСПО, разрабатывающим комплексный подход к мероприятиям по предотвращению образования АСПО.
Удаление и предотвращение образования АСПО в трубопроводах и механо-технологическом оборудовании эффективно осуществляется с использованием химических реагентов и технологий проведения очистки, рекомендованных ООО «НИИ Транснефть».
ООО «НИИ Транснефть» осуществляет комплексные исследования и разработки, направленные на решение проблем и устранение недостатков существующих методов очистки внутренней полости трубопроводов и технологического оборудования.
Критериями оценки эффективности очистки нефтепроводов от остатков нефти и АСПО следует считать:
- показатели качества перекачки контрольных партий нефтепродуктов, отвечающих требованиям Технического регламента Таможенного союза 013/2011 при подготовке к транспортировке нефтепродуктов;
- допустимые результаты контроля качества очистки перед проведением внутритрубной диагностики трубопроводов.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Ю. В. Лисин [и др.]. СПб. : «Недра», 2012. 358 с.

**2.** Опыт экспериментально-практических мероприятий по подготовке линейной части нефтепровода к транспортировке дизельного топлива экологического класса 5 по ТР ТС 013/2011 / А. Н. Ченцов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 3. С. 32–38.

**3.** Перевод на транспортировку дизельного топлива нефтепровода и оборудования, применяемого на объектах ОАО «АК «Транснефть» / П. А. Ревель-Муроз [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 2. С. 16–20.

**4.** Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту».

### REFERENCES

**[1]** Chemical reagents in petroleum and petroleum products pipelines / Y. V. Lisin [and others]. St. Petersburg : «Nedra», 2012. 358 pp.

**[2]** Practice of pilot activities concerning preparation of pipeline line part for transportation of diesel of Emission Class-5 according to CU TR No. 013/2011 / A. N. Chentcov [and others] // Science and technology of Petroleum and petroleum products piping. 2014. No. 3. P. 32-38.

**[3]** Transfer of pipeline and equipment used in OJSC «JC «Transneft» to diesel fuel / P. A. Rivel-Muroz [and others] // Science and technology of Petroleum and petroleum products piping. 2015. No. 2. P. 16-20.

**[4]** Technical regulation of Customs Union CU TR No. 013/2011 «TR on requirements to automobile and aviation gasoline, diesel and marine fuel, jet fuel and heating oil».

УДК 622.692.4

# РАСШИРЕНИЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

## DEVELOPMENT OF PARAMETRIC METHODS OF LEAK DETECTION AND ILLEGAL BRANCHES ON THE MAIN OIL PIPELINES

**В.А. Поляков**
д.т.н., проф. кафедры «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва
**V.A. Polyakov**
Doctor of Engineering, Professor of the «Design and Operation of Gas and Oil Pipelines» Department of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation
*VAPolyakov@rambler.ru*

**Р.А. Шестаков**
аспирант кафедры «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва
**R.A. Shestakov**
Postgraduate Student of the «Design and Operation of Gas and Oil Pipelines» Department of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation
*dur187@mail.ru*

***Аннотация:*** *В статье представлена методика, расширяющая параметрические методы обнаружения утечек по сравнению с действующей (нормативной) системой обнаружения утечек (СОУ). По результатам измерения давления транспортируемого потока по длине нефтепровода приведено геометрическое и аналитическое решение задач СОУ – выявление факта утечки, определение места и величины утечки – в условиях эксплуатации, не контролируемых нормативной СОУ.*

***Ключевые слова:*** *магистральный нефтепровод, СОУ, утечка, параметрические методы, программный комплекс «Trans Губка».*

***Abstract:*** *The article presents a method that extends the parametric methods of leak detection compared with the current (regulatory) leak detection system (LDS). As a result of the conveyed flow along the length of the pipeline pressure measurement shows the geometric-mechanical and analytical problem solving LDS – identifying leaks fact, the definition of the place and the size of the leak – under operating conditions beyond the control of the regulatory LDS.*

***Key words:*** *trunk pipeline, leak detection system, leak, parametric leak detection system, software system «Trans Губка».*

К главным задачам проектирования и эксплуатации магистральных нефтепроводов (МН) относится обеспечение их экономической эффективности. Одной из причин снижения экономической эффективности МН является нарушение герметичности стенки трубы в процессе эксплуатации. Следствием нарушения герметичности стенки является непосредственная потеря транспортируемого продукта и возможность возникновения аварийной ситуации. Поэтому на стадии проектирования необходимы разработка методики и создание систем контроля герметичности и обнаружения утечек транспортируемого продукта.

Метрологические характеристики контрольно-измерительных приборов (КИП) имеют порядок точности, отвечающий условиям [1]

$$\{Q_0/Q \le 0{,}01\} \cup \{\Delta p \le 0{,}002\,[\text{МПа}]\} \cup \{\Delta p/p \le 0{,}001\}, \qquad (1)$$

где $Q$ – расход в основной нитке до места утечки или несанкционированной врезки (УНВ); $Q_0$ – расход, равный утечке или несанкционированному отбору; $\Delta p$ – изменение вызванного УНВ давления по сравнению с проектным (без УНВ) давлением $p$.

При выполнении условия

$$Q_0 < 0{,}01 \cdot Q \qquad (2)$$

обнаружить УНВ по расходу потенциально возможно только при постанционной системе перекачки при замере уровней взливов резервуаров на концах технологического участка. Применение же параметрических методов обнаружения УНВ – по значениям $\Delta p$ и $\Delta p/p$ – при выполнении условия (2) может привести к ошибочному результату [2, 3]. Поэтому необходимо совершенствование параметрических методов – разработка методики обнаружения факта, места и величины утечки по значениям $\Delta p$ и $\Delta p/p$ при выполнении условия (2).

Предлагаемая методика основана на показаниях значений давления транспортируемого продукта с линейных задвижек, оборудованных ма-

**Рис. 1**
Схема установки КИП на МН: I, II – начальное и конечное сечения участка нефтепровода; $L$ – длина участка нефтепровода; $P_н$, $P_к$, $P_i$ – давление в начальном, конечном и промежуточном ($i$-м) сечениях нефтепровода

нометрами, а также на показаниях КИП насосных станций (рис. 1).

В общем случае появление УНВ на МН приводит к изменению меры полной механической энергии жидкости – полного напора Н –

$$H=z+\frac{p}{\rho g}+\frac{w^2}{2g}, \quad (3)$$

где $z$ – координата, называемая высотной (геодезической) отметкой; ρ – расчетная плотность нефти; $w$ – средняя по сечению трубы скорость нефти; $g$ – ускорение свободного падения.

При постоянном расходе в сечении I (например, от НПС), обусловленном применением регуляторов давления на НПС,

$$Q=\text{const}. \quad (4)$$

На рис. 2 показано изменение распределения полного напора по длине трубопровода – линии гидравлического уклона (ЛГУ) – при появлении УНВ. Появление УНВ ведет к превышению фактического напора ($H_ф$) по сравнению с проектным напором ($H_{пр}$) для МН без УНВ. Следовательно, точка пересечения фактической и проектной ЛГУ является местом положения УНВ на МН.

Наличие УНВ влияет на величину двух составляющих полного напора Н – пьезометрического напора $p/\rho g$ и скоростного напора $w^2/2g$. При фактически постоянных значениях ρ и $g$ и малом

**Рис. 2**
Фактическая (при наличии УНВ) и проектная (без УНВ) ЛГУ: КП$_i$ – $i$-й контрольный пункт замера давления – линейная задвижка с приборами измерения давления; УНВ – сечение, в котором расположено УНВ

влиянии скоростного напора (тем более при выполнении условия (2) на величину Н разница фактического и проектного напоров определяется разницей давления Δ$p$. Поэтому фактическая ЛГУ может быть построена по значениям давления, полученного с линейных задвижек.

Из рис. 2 следует метод нахождения сечения трубопровода с УНВ – построение фактической ЛГУ и определение точки ее пересечения с проектной ЛГУ. ЛГУ является прямой, поэтому ее построение требует знания значений фактического напора в двух сечениях. Таким образом, алгоритм определения факта и места УНВ предполагает следующие последовательные действия:

- по известным – заданным и измеренным – значениям начальных давления и расхода $\{P_н, Q_н\}$ и конечных давления и расхода $\{P_к, Q_к\}$ строятся проектная и фактическая ЛГУ;
- по точке пересечения этих линий определяется местоположение УНВ. Данный метод называется методом гидравлической локации (МГЛ).

У МГЛ есть ряд недостатков, в частности, он применим для:

- МН постоянного диаметра;
- условий эксплуатации, при которых условие (2) не выполняется, – условий, соответствующих [1].

В условиях же эксплуатации, соответствующих (2) и (4), необходимо обнаружить и локализовать УНВ с малым расходом, ниже предела точности расходомеров, то есть по показаниям измерительной аппаратуры при

$$Q=Q_н=Q_к. \quad (5)$$

При выполнении условия (5) фактическая ЛГУ идет параллельно проектной ЛГУ, и, следовательно, МГЛ не работает. Поэтому возникает необходимость разработки и применения новой методики обнаружения УНВ, основанной на измерении давления на КП.

Предлагаемая методика представляет собой последовательное решение трех указанных в [1] задач:

- выявление факта негерметичности нефтепровода (утечки);
- определение величины утечки;
- определение места и времени возникновения утечки, и является расширением параметрических методов обнаружения УНВ для условий эксплуатации, в которых существующая СОУ может дать неверный результат [2, 3], – при выполнении условий (2) и (4) и учете высотных отметок $z$.

С КИП на НПС и линейных задвижках получаем набор измерений давления (фактические значения)

$$\{P_н,P_1,P_2,...,P_i,...,P_n,P_к\}. \quad (6)$$

Сравнение измеренных значений (6) со значениями давления, соответствующими заданному (проектному) режиму перекачки, позволяет решить указанную в [1] Задачу № 1 – выявление факта негерметичности нефтепровода (утечки).

На основании решения Задачи № 1 решаем Задачу № 2 – определение места УНВ. Зная высотные отметки $z$, фактические (измеренные) значения дав-

ления (6) и координаты КП, по формуле (3) строим фактическую ЛГУ по измерениям в двух КП. Геометрическое решение Задачи № 2 – определение координаты $X_{унв}$ и значения напора $H_{унв}$ в месте УНВ показано на рис. 2.

Место УНВ – координата $X_{унв}$ – может быть определена и аналитически по формуле

$$X_{унв} = \frac{H_н L(X_{i+1} - X_i) + (H_{ф i+1} X_i - H_{ф i} X_{i+1}) L}{(X_{i+1} - X_i) \cdot (H_н - H_{прк}) - L(H_{ф i} - H_{ф i+1})}, \quad (7)$$

где $H_н$ – напор в начальном сечении I; $X_i$ – координата $i$-го контрольного пункта замера давления; $H_{фi}$ – фактический напор в $i$-м контрольном пункте замера давления.

Как указано выше, при выполнении условия (2) измерительная аппаратура может не обнаружить утечку – не определить величину $Q_0$. Но величина утечки $Q_0$ – решение Задачи № 3 – может быть определена аналитически на основании решения Задачи № 2. Для этого необходимо выполнить следующую последовательность действий:

- определить значения

$$\{L - X_{унв}\} \cup \{\Delta H = H_{унв} - H_{фк}\}; \quad (8)$$

- по значениям (8) найти тангенс угла наклона фактической ЛГУ – гидравлический уклон;
- по значению гидравлического уклона в соответствии с [4, 5] найти фактическое $Q_к$;
- по значениям расхода $Q$ и фактического расхода $Q_к$ найти величину утечки $Q_0$.

На рис. 3, 4 показана численная реализация решения указанных Задач № 1–3 в авторском программном комплексе «Trans Губка». Все расчеты выполнены в соответствии с [4, 5]. На рис. 3 показано окно ввода исходных данных.

На рис. 4 представлены результаты расчета – указан факт УНВ (Задача № 1), место УНВ (Задача № 2) и величина утечки (Задача № 3).

Таким образом, в представленном расчете УНВ была обнаружена на КП с координатой 100 км, местоположение УНВ вычислено равным 77 343,8 м от начального сечения, величина УНВ (утечки) равна 8 м$^3$·ч$^{-1}$, что составляет 0,308 % от расхода МН $Q$.

Полученные результаты позволяют сделать вывод – представленная методика:

1. Расширяет параметрические методы обнаружения УНВ на условия эксплуатации, в которых существующая СОУ может дать неверный результат [2], – при выполнении условий (2) и (4) и учете высотных отметок $z$.

2. Решает комплекс поставленных в [1] Задач № 1–3:

- по измеренным (фактическим) значениям давлений (6) выявляется факт негерметичности нефтепровода (утечки) – Задача № 1;
- получено геометрическое и аналитическое решение Задачи № 2 – определения места утечки (определение координаты $X_{унв}$);
- представлен алгоритм решения Задачи № 3 – определения величины $Q_0$.

**Рис. 3**
Окно исходных данных

**Рис. 4**
Результаты расчета – решение Задач № 1–3

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** РД-13.320.00-КТН-223-09. Системы обнаружения утечек комбинированного типа на магистральных нефтепроводах. Общее техническое задание на проектирование, изготовление и ввод в эксплуатацию. М. : ОАО «АК «Транснефть», 2009.

**2.** Поляков В. А., Шестаков Р. А. К вопросу обеспечения точности измерений системы обнаружения утечек в нефтепроводе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 4(20). С. 76–79.

**3.** Шестаков Р. А. К вопросу о методах обнаружения утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. 2015. № 1. С. 85–94.

**4.** РД-23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. М. : ОАО «АК «Транснефть», 2007.

**5.** РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. М. : ОАО «АК «Транснефть», 2009.

## REFERENCES

**[1]** RD-13.320.00-KTN-223-09. Detection Systems of leakage of combined types in main oil pipelines. General requirements specification for design, production and commissioning. M.: JSC «Transneft», 2009.

**[2]** Polyakov V. A., Shestakov R. A. Concerning provision of measurement accuracy of piping leakage detection system// Science and technology of Petroleum and petroleum products piping. 2015. No. 4 (20). P. 76-79.

**[3]** Shestakov R. A. Concerning methods of main oil pipeline leakage and tapping detention // Works of Gubkin Russian State University of Oil and Gas 2015. No. 1. P. 85-94.

**[4]** RD-23.040.00-KTN-110-07. Main oil pipelines. Design standards. M.: JSC «Transneft», 2007.

**[5]** RD-75.180.00-KTN-198-09. Unitized process design of the main oil-products pipelines and oil pipelines objects. M.: JSC «Transneft», 2009.

УДК 621.791:621.643.4

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕЛДОЛЕТОВ В КАЧЕСТВЕ ТРОЙНИКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ, РЕКОНСТРУКЦИИ И РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ

## APPLICATION OF WELDOLETS AS T-CONNECTORS FOR CONSTRUCTION, RENOVATION AND REPAIR OF PIPELINES

**Н.Г. Гончаров**
к.т.н., ведущий научный сотрудник
лаборатории сварки и неразрушающего
контроля ООО «НИИ Транснефть»,
г. Москва
**N.G. Goncharov**
Candidate of Engineering Science,
Lead Research Assistant of Laboratory
of Welding and Non-Destructive Testing,
Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*GoncharovNG@niitnn.transneft.ru*

**О.И. Колесников**
начальник лаборатории сварки
и неразрушающего контроля
ООО «НИИ Транснефть»,
г. Москва
**O.I. Kolesnikov**
Head of Laboratory of Welding
and Non-Destructive Testing,
Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*KolesnikovOI@niitnn.transneft.ru*

**А.А. Юшин**
к.т.н., заместитель заведующего
лабораторией сварки и неразрушающего
контроля ООО «НИИ Транснефть»,
г. Москва
**A.A. Yushin**
Candidate of Engineering Science,
Deputy Head of Laboratory
of Welding and Non-Destructive Testing,
Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*YushinAA@niitnn.transneft.ru*

**С.М. Гриднев**
Главный сварщик ПАО «Челябинский
кузнечно-прессовый завод»,
г. Челябинск
**S.M. Gridnev**
Chief Welder,
Chelyabinsk Forge and Press Plant
Chelyabinsk, Russian Federation
*GridnevSM@chkpz.ru*

**А.В. Временко**
ведущий инженер
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва
**A.V. Vremenko**
Lead Engineer,
Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation
*VremenkoAV@ak.transneft.ru*

**Д.Н. Финатов**
к.т.н., ведущий научный сотрудник сектора
НИОКР ООО «НИИ Транснефть»,
г. Москва
**D.N. Finatov**
Candidate of Engineering Science,
Lead Research Assistant of R&D Sector,
Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*FinatovDN@niitnn.transneft.ru*

**Г.Г. Валиахметов**
Начальник отдела НИОКР
ЗАО «КОНАР»,
г. Москва
**G.G. Valiahmetov**
Head of R&D Division, KONAR, CJSC
Moscow, Russian Federation
*Valiahmetov.Galimzhan@konar.ru*

***Аннотация:*** *Тройниковые соединения широко используются как при строительстве, так и при реконструкции и ремонте трубопроводов. Основное назначение тройниковых конструкций – распределение транспортных потоков. Наиболее распространенными конструкциями тройниковых соединений являются тройники, патрубки, прямые врезки, штуцеры. В настоящей статье рассматриваются конструкции нового типа – велдолеты, которые могут применяться в качестве альтернативы прямым врезкам, выполняемым с помощью труб при строительстве и ремонте промысловых и магистральных трубопроводов, сварным и штампосварным тройникам, а также в качестве узла нового типа при врезке под давлением. По результатам прочностных расчетов, усиленные патрубки обладают значительным запасом благодаря своим геометрическим параметрам. Тройниковые соединения с велдолетами способны безаварийно функционировать на протяжении нескольких десятилетий без капитального ремонта.*

***Ключевые слова:*** *сварка, сварное соединение, тройниковые соединения, велдолеты, механические свойства, термический цикл сварки, зона термического влияния.*

***Abstract:*** *T-connections are widespread both in construction and renovation and repair of pipelines. The primary function of T-structures is to distribute transport flows. The most common T-connection structures are T-pieces, branches, direct incuts, fittings. This article describes a new type of structures: weldolets that can be used as an alternative to direct incuts designed with pipes during construction and repair of field and main pipelines, welded and stamp-welded T-pieces, and as a new type of assemblies for hot tapping. According to the results of strength calculations, reinforced branches have a significant margin due to their geometry. Weldolet T-connections can provide fail-free operation for several decades without overhauls.*

***Key words:*** *welding, welded joint, t-connections, weldolets, mechanical properties, welding heat cycle, heat-affected area.*

Тройниковые соединения нашли широкое применение в мировой практике строительства, реконструкции и ремонта трубопроводов для распределения транспортных потоков. Основными из них являются соединительные детали (тройники горячей штамповки, тройники штампосварные, тройники сварные без усиливающих накладок, тройники усиливающие со сварными накладками), прямые врезки, патрубки и штуцеры (для установки приборов контроля) [1–3].

Одним из недостатков тройниковых конструкций является необходимость компенсировать несущую способность трубопровода, обусловленную наличием технологического отверстия. При плоском напряженном состоянии на контуре неукрепленного отверстия круглой формы местное увеличение напряжений составляет от 2 до 3 раз. Для его снижения до 1 необходимо дополнительное увеличение толщины стенки на величину от одного до двух толщин магистрали. Область повышенного напряжения, требующая усиления, имеет ширину около диаметра отверстия [2].

Наиболее простым и распространенным способом укрепления технологических отверстий является установка приварных накладок [1]. Оценка несущей способности тройниковых конструкций проводится на основе принципа замещения сечений (ГОСТ 24755-89) либо введением коэффициента несущей способности [1], зависящего от соотношения диаметров основного и отводящего трубопровода и определенного на основе расчетно-экспериментального опыта.

В практике отечественного строительства магистральных трубопроводов сложилась тенденция к использованию следующих конструкций тройниковых соединений [1]:

- для соотношений диаметров ответвления и магистрали до 0,2 с помощью патрубков (труба в трубу);
- для соотношений диаметров ответвления и магистрали от 0,2 до 0,5 с помощью патрубков и усиливающих накладок;
- для соотношений диаметров ответвления и магистрали от 0,5 до 1,0 с помощью тройников.

Каждая конструкция имеет свои преимущества и недостатки [2, 3].

Первая конструкция обладает ограниченным диапазоном применения по соотношению диаметров ответвления и магистрали из-за недостаточной прочности.

Вторая из-за коробления накладки при сварке, препятствующего ее полному прилеганию к трубе, характеризуется затруднениями в выполнении внутреннего шва приварки накладки к патрубку и основной трубе с появлением характерных сварочных дефектов (несплавления, непровары, шлаковые включения, поры). По тем же причинам после нагружения внутренним давлением силовые потоки концентрируются на границе внешнего сварного шва накладки и основной трубы [2], из-за чего возможна инициация и прорастание трещины в основном металле.

В штампосварных тройниках также не удается полностью избавиться от концентрации напря-

**Рис. 1**
Влияние соотношения диаметров основной трубы и ответвления на величину концентов концентрации эквивалентного и первого главного напряжений в штампосварных тройниках для труб диаметром 1020 мм

**Рис. 2**
Типичная конструкция велдолета

жений. Так, при отношении диаметров отводящего и основного цилиндров тройника менее 0,7 максимальная концентрация напряжений достигается в высшей точке пересечения основного и отводящего цилиндров тройника. Коэффициент концентрации растет линейно (рис. 1). Толщина стенки основной трубы мало влияет на его величину [2].

При больших, чем 0,7, значениях отношения диаметров, максимальная концентрация напряжений достигается в низшей точке пересечения основного и отводящего цилиндров тройника. Коэффициент концентрации растет быстрее и нелинейно (рис. 1). С увеличением толщины стенки основной трубы уровень концентрации напряжений снижается. Показательно, что значения коэффициента концентрации упругих напряжений в штампосварном тройнике существенно выше 1 даже в случае, когда толщина тройника в 1,5÷2,0 раза превосходит толщину стенки основной трубы [2].

Таким образом, широко применяемые в отечественной практике конструкции тройниковых соединений не всегда являются оптимальными в прочностном и технологическом смысле. Применительно к отверстиям малого и среднего диаметров в работе [2] показана возможность обойтись без накладок на магистральную трубу, если толщину присоединяемого патрубка ответвления выбирать с помощью следующей формулы

$$\tilde{o}_п \geq 0{,}426\sqrt[3]{\tilde{o}_т}\, D_п / \tilde{o}_т, \qquad (1)$$

где $\tilde{o}_т$ – толщина стенки магистральной трубы, мм; $\tilde{o}_п$ – толщина стенки патрубка, мм; $D_п$ – диаметр патрубка, мм.

В реальности данная толщина необходима присоединяемому патрубку на высоте не более 2,5·толщины стенки трубы [2].

Указанные расчеты легли в основу создания усиленных патрубков – велдолетов (рис. 2, 3).

Усиленные патрубки – новый вид трубной продукции, представляющий собой соединительные детали особой формы и размера, предназначенные для создания ответвления от магистрали и позволяющие полностью восстанавливать ее несущую способность, ослабленную вырезкой отверстия под ответвление [4, 5].

По способу установки на трубу усиленные патрубки подразделяют на стыковые и угловые (рис. 4, 5).

Усиленные патрубки могут применяться в качестве замены (альтернативы):

1) прямым врезкам, выполняемым с помощью труб при строительстве и ремонте промысловых и магистральных трубопроводов;

2) сварным и штампосварным тройникам, например:

- при технической невозможности изготовления тройника с заданными толщинами стенок;
- при необходимости создания ответвления в уже действующей системе с сохранением металлоемкости конструкции и, как следствие, расчетных весовых нагрузок;

• при необходимости создания ответвления в уже действующей системе с минимизацией количества кольцевых сварных соединений;

• в качестве нового типа узла врезки при выполнении работ на газопроводах с применением технологии врезки под давлением.

Преимущества и недостатки велдолетов углового и стыкового типов представлены в табл. 1.

Наибольшее применение нашли следующие конструкции утолщенных патрубков:

• велдолет – для приварки ответвления встык;

• соколет – для приварки ответвления нахлесточным швом;

• тредолет – конструкция с резьбовым разъемом.

Конструкция велдолета имеет массивную посадочную часть (рис. 2–6), на определенном расстоянии от которой за счет уменьшения наружного диаметра создается переход к параметрам присоединяемого трубопровода. Благодаря своей особой форме и размерам установка данной детали полностью восстанавливает несущую способность в ослабленной окрестности отверстия основной трубы при соотношении диаметров ответвления и магистрали вплоть до 1,0, сохраняя удобства монтажа и сварки, характерные для приварных патрубков. По результатам прочностного расчета усиленные патрубки обладают значительным запасом прочности благодаря своим геометрическим параметрам [2].

К настоящему времени действие патента на усиленные патрубки закончилось, и у многих фирм появилась возможность производить подобные изделия. Основным нормативным документом по конструкциям данного вида является MSS SP-97-2012. По данным старейшего производителя Bonney Forge, стоимость велдолетов на 50–90 % ниже стоимости тройников аналогичного назначения [2].

Важно заметить, что стандарт подразумевает оригинальную конструкцию фитинга, последний не регламентирует наружный диаметр или его форму. Поэтому изделия разных производителей могут иметь различные очертания. Основой производства отводящих фитингов является кузнечно-штамповая обработка. Так же как контролируемая прокатка листа для труб, контролируемая пластическая деформация во время ковки создает условия формирования высоких служебных свойств этих деталей. Не менее важна механическая обработка изделия, обеспечивающая соблюдение параметров сварочных разделок кромок и возможность получения установочных зазоров. Данные виды обработки доступны отечественным заводам – производителям деталей трубопроводов. Интегрально усиленные фитинги могут изготавливаться из отечественных трубных сталей типа 09Г2С (категория прочности до К52) и 10Г2ФБЮ (категория прочности до К60).

**Рис. 3**
Фрагмент трубы с приваренным велдолетом после эксплуатации трубопровода

**Рис. 4**
Усиленные патрубки стыковые заводского изготовления

**Табл. 1**
Сравнительные характеристики угловых и стыковых велдолетов

| № п/п | Показатели | Велдолеты угловые | Велдолеты стыковые |
|---|---|---|---|
| 1 | Типоразмеры | Изготавливаются с номинальным диаметром ответвлений от *dN*10 до *dN*1000 | Изготавливаются с номинальным диаметром ответвлений от *dN*150 до *dN*1000 |
| 2 | Плюсы | Простота подготовительных операций и сборки | Относительно небольшое время сварки |
| 3 | Минусы | Относительно большое время сварки | Сложность подготовительных операций и сборки (разметка и вырезка отверстия) |

**Рис. 5**
Усиленные патрубки угловые заводского изготовления

**Рис. 6**
Велдолеты, установленные на действующем трубопроводе

Временно сдерживающим фактором является отсутствие нормативной базы применения этих изделий [2].

Практика зарубежного трубопроводного строительства показывает, что при использовании велдолетов трубопроводные системы способны безаварийно функционировать на протяжении нескольких десятилетий без капитального ремонта. При этом техническое состояние трубопроводов не выходит за рамки требований, установленных технической документацией.

По инициативе ОАО «АК «Транснефть» на современных отечественных предприятиях, специализирующихся на производстве металлоконструкций для объектов ОАО «АК «Транснефть», постоянно ведутся работы по повышению качества и надежности продукции с привлечением ведущих отечественных научно-исследовательских организаций. В этом плане ОАО «АК «Транснефть» проводит совместные работы с ведущими институтами страны, в числе которых МГТУ им. Н.Э. Баумана, ИМЕТ РАН, ЦНИИТМАШ, ЦНИИПСК им. Мельникова, а также ведущими предприятиями – изготовителями металлоконструкций – ОАО «Трубодеталь», ЗАО «Конар».

ООО «НИИ Транснефть» совместно с ЗАО «Конар» разрабатывает конструкторскую документацию на велдолеты и технологию их установки на трубу с учетом адаптации к условиям трубопроводной системы ОАО «АК «Транснефть». ООО «НИИ Транснефть» разработан нормативный документ «Толстостенные патрубки специальной формы (велдолеты) для прямых врезок и технологии сварки. Технические требования». Условиями работы предусмотрена разработка велдолетов под приварку ответвлений диаметрами 325, 530, 720, 1220 мм при рабочем давлении в трубопроводе до 10,0 МПа. Внедрение велдолетов позволит решить проблему качества, надежности и долговечности тройниковых соединений в трубопроводной системе ОАО «АК «Транснефть».

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. Строительные нормы.

**2.** Зандберг А. С., Ладыжанский А. П., Сажаев А. А. Преимущества использования толстостенных патрубков (велдолетов) для прямых врезок в трубопровод // Всероссийское отраслевое рекламно-информационное издание «Сфера-нефтегаз / Трубы. Трубопроводы: строительство». 2011. № 4. С. 138–140.

**3.** Зандберг А. С. Основы проектирования сварных герметизирующих конструкций магистральных трубопроводов. Стальные муфты и тройники // Сварочное производство. 2010. № 11.

**4.** MSS SP-97-2012. Детали соединительные кованые цельноармированные для отводящих патрубков – торцы для присоединения сваркой враструб, нарезные и под приварку встык.

**5.** ASME B31.3-2002. Система технологических трубопроводов. Американский национальный стандарт. Сборник правил ASME для трубопроводов, работающих под давлением, B31 ASME B31.3-2002.

## REFERENCES

**[1]** SNiP 2.05.06-85 Main Pipelines. Construction Standards.

**[2]** Zandberg A. S., Ladyzhanskiy A. P., Sazhayev A. A. Advantages of Thick-Walled Branches (Weldolets) for Direct Incuts in the Pipeline. Russian Sectoral Promotional and Information Publication Sphere-Oil & Gas/Pipes. Pipelines: Construction. 2011. No. 4. Pp. 138-140.

**[3]** Zandberg A. S. Basic Design of Welded Sealing Structures of Main Pipelines. Steel Sleeves and T-pieces. Welding Industry. 2010, No. 11.

**[4]** MSS SP-97-2012 Integrally Reinforced Forged Branch Outlet Fittings: Socket Welding, Threaded and Buttwelding Ends.

**[5]** ASME B31.3-2002 Process Piping. An American National Standard. ASME Code for Pressure Piping, B31 ASME B31.3-2002.

УДК 005.6

# СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА: ОТ КОНЦЕПЦИИ ДО СЕРТИФИКАЦИИ

2016 Транснефть ГОД КАЧЕСТВА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

## QUALITY MANAGEMENT SYSTEMS: FROM CONCEPT TO CERTIFICATION

**С.В. Фролов**
к.т.н., ведущий научный сотрудник сектора разработки и сопровождения системы управления качеством ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**S.V. Frolov**
Candidate of Engeneering Science, Lead Researcher of Sector of Developing and Maintaining a Quality Management System, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*FrolovSV@niitnn.transneft.ru*

**А.А. Котельников**
заведующий сектором разработки и сопровождения системы управления качеством ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**A.A. Kotelnikov**
Head of Sector of Developing and Maintaining a Quality Management System, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*KotelnikovAA@niitnn.transneft.ru*

**Н.А. Егорова**
к.т.н., директор центра инновационных программ, НИОКР и отраслевой стандартизации ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**N.A. Egorova**
Candidate of Engeneering Science, Director of the Centre of Innovation Programs, R&D Coordination and Industry Standardization, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*EgorovaNA@niitnn.transneft.ru*

**Ю.Н. Пашуков**
к.т.н., начальник отдела отраслевой стандартизации ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**Y.N. Pashukov**
Candidate of Engeneering Science, Head of Department of Industry Standardization, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*PashukovUN@niitnn.transneft.ru*

***Аннотация:*** *Статья посвящена вопросам повышения результативности управления в крупной организации за счет внедрения системы менеджмента качества (СМК), соответствующей требованиям стандарта ISO 9001:2015 и национального стандарта ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (идентичный перевод – ISO 9001:2015). Авторы предлагают подход к построению СМК с учетом некоторых национальных особенностей, присущих системам управления в отечественных организациях. Описан классический порядок построения СМК на основе определенных действий, включающих определение концепции СМК на основе сбора и анализа исходных данных, проектирование структуры СМК, внедрения требований СМК, сертификации СМК, обеспечение функционирования и улучшения СМК. Акцентировано внимание на особенностях каждого из указанных действий.*
*В качестве метода исследования применялось изучение и обобщение существующих опубликованных материалов, описывающих подход к построению СМК, и собственный практический опыт авторов.*
*Отмечена необходимость детального рассмотрения и описания процессной модели СМК, в том числе путем моделирования процессов. Акцентировано внимание на необходимости описания процесса управления рисками как в виде негативных дестабилизирующих факторов, так и в виде управления возможностями.*

***Abstract:*** *The Article is devoted to the issues of management efficiency improvement in big company due to introduction of quality control system (QCS) according to requirements of ISO 9001:2015 and of national standard GOST R ISO 9001-2015 (identical translation – ISO 9001:2015). The authors suggest approach to QCS creation with consideration of some national peculiarities specific for control systems in Russian companies. A typical procedure of QCS formation is described based on specific actions involving QCS concept determination on the basis of initial data collection and analysis, QCS structure design, QCS requirements introduction, QCS certification, QCS functioning and improvement provision. Specific features of each mentioned action are focused on.*
*Investigation and generalization of the current published materials describing approach to QCS creation and the authors' practical knowledge are used as a research method. The necessity of detailed consideration and description of QCS process model, also by process modeling, is marked. The necessity of describing risk management process both as negative disturbing factors and opportunity management is focused on.*

***Ключевые слова:*** *менеджмент, система, качество, система менеджмента качества, процесс, процедура, продукция, услуга, риск.*

***Key words:*** *management system, quality, quality management system, process, procedure, product, service, risk.*

## Введение

Любая организация на различных стадиях своего развития сталкивается с разного рода вызовами, обусловленными как внешними, так и внутренними дестабилизирующими факторами. Неумение своевременно и адекватно реагировать на вызовы может негативно сказываться на дальнейшем развитии и существовании организации в целом [1]. Подобные факторы характерны как для предприятий малого и среднего бизнеса, так и для крупных корпораций и холдингов.

ОАО «АК «Транснефть» как классический представитель холдинговых организаций представляет собой огромную сеть дочерних предприятий (более 50 обществ) с географическим распространением по всей территории Российской Федерации, где каждое дочернее предприятие, в свою очередь, имеет собственную филиальную сеть с подведомственными производственными объектами. Подобные размеры и сложность организации влекут за собой необходимость эффективных инструментов управления [2].

С начала 80-х гг. XX века в качестве одного из подобных действенных инструментов управления, позволяющих избегать возникновения кризисных ситуаций и определяющих принципы существования и развития организации, используют системы менеджмента, основанные на цикле Деминга – Шухарта (известном также как цикл PDCA, рис. 1).

Согласно данным ISO за 2014 г., в мире насчитывается более 1,5 млн предприятий и организаций, которые успешно внедрили и подтвердили соответствующими сертификатами результативность собственных систем менеджмента [3]. Использование системного подхода к менеджменту доказало свою состоятельность, а наличие в организации систем менеджмента качества, экологии, охраны здоровья и безопасности труда приобрело по факту значение управленческого стандарта.

## Методы

По результатам изучения и обобщения существующих опубликованных материалов, описывающих подходы к построению систем менеджмента, и собственного практического опыта авторов выявлено, что одной из самых востребованных из существующих систем менеджмента (с точки зрения управления организацией) является система менеджмента качества (далее – СМК), построенная на принципах и соответствующая требованиям стандартов серии ISO 9000 [4, 5]. Для систем менеджмента, соответствующих требованиям этих стандартов, основным объектом управления и улучшения деятельности являются процессы организации.

С введением в действие 01.11.2015 г. новой версии стандарта ISO 9001 (далее – стандарта) многие отечественные организации предпринимают ряд действий для приведения в соответствие собственных СМК новым требованиям, в то время как остальные приступают к внедрению СМК с нуля. К числу таких организаций, принявших решение о разработке и внедрении собственной СМК с учетом требований нового стандарта, относится и ОАО «АК «Транснефть». Принимая во внимание специфику производственной деятельности ОАО «АК «Транснефть», руководством ОАО «АК «Транснефть» было принято решение о разработке двух смежных СМК, областями применения которых являются оказание услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов (СМК УТННП) и строительная деятельность (СМКС) соответственно.

Стоит отметить, что новая версия стандарта имеет ряд преимуществ, связанных с уточнением требований к высшему руководству, менее жесткими требованиями к документированию системы, а также с ориентацией деятельности организации в области качества на риск-ориентированное мышление [6, 7].

В данной статье авторами представлен подход к построению (реорганизации) СМК, рассмотрен-

**Рис. 1**
Цикл PDCA

ный в работах Г. Минцберга, а также учитывающий существующий опыт построения различных систем менеджмента в отечественных организациях, который принят за основу при разработке СМК УТННП и СМКС.

В связи с наличием большого разнообразия подходов к описанию менеджмента организаций, а также большого количества трактовок тех или иных терминов, в рамках данной статьи будет применяться следующая терминология, принятая стандартом [5].

*Менеджмент* – скоординированная деятельность по руководству и управлению организацией.

*Система* – совокупность взаимосвязанных и (или) взаимодействующих элементов.

*Качество* – степень соответствия совокупности присущих характеристик объекта требованиям.

*Система менеджмента качества (СМК)* – часть системы менеджмента применительно к качеству.

*Процесс* – совокупность взаимосвязанных и (или) взаимодействующих видов деятельности, использующих входы для получения намеченного результата.

*Процедура* – установленный способ осуществления деятельности или процесса.

*Продукция* – выход организации, который может быть произведен без какого-либо взаимодействия между организацией и потребителем.

*Услуга* – выход организации по крайней мере с одним действием, осуществленным обязательно при взаимодействии организации и потребителя.

*Риск* – влияние неопределенности.

## Результаты

Построение СМК, как и любой другой системы, имеет определенный порядок последовательного выполнения различных операций [8–10], в своем классическом виде (применительно к СМК) состоящих из:

1) определения концепции СМК на основе сбора и анализа исходных данных;
2) проектирования структуры СМК;
3) внедрения требований СМК;
4) сертификации СМК;
5) обеспечения функционирования и улучшения СМК.

Концепция СМК (она же – видение системы в целом) формируется по результатам сбора и анализа исходных данных, представляющих собой следующее.

**1. Определение назначения создаваемой системы.**

Создание СМК должно преследовать определенные цели, которые будут задавать определенные границы системы менеджмента.

В большинстве случаев целью создания СМК является получение конкурентных преимуществ за счет создания лучших управленческих механизмов удовлетворения потребностей потребителей продукции и услуг, что подтверждает основной принцип построения любой СМК – принцип ориентации на потребителя [11]. Под лучшими механизмами следует понимать минимально необходимые и максимально быстрые действия по координации деятельности организации.

При этом следует отметить, что для потребителей не важно, какие способы управления практикуются в организации, их интересует качественная продукция (услуга) по минимальной цене. Необходимая для потребителя продукция (услуга) создается в производственных подразделениях организации, а подразделения, связанные с менеджментом, не создают добавленную ценность продукции, а только влияют на ее цену. Таким образом, создание СМК должно быть направлено на оптимизацию менеджмента, связанного с обеспечением качества продукции, т.е. снижение издержек, связанных с управлением организаций до минимума.

Дополнительными целями создания СМК могут быть следующие: наличие сертификата соответствия СМК требованиям стандарта ISO 9001, выдаваемого третьей стороной (как правило, такая цель преследуется для выполнения требований при размещении акций или участия в госзакупках), улучшение имиджа организации, выполнение требований саморегулируемых организаций и т.п. При этом подобные цели не ведут к улучшению менеджмента организации, поскольку не относятся к ее стратегическим целям.

Цели создания СМК будут существенно влиять на способ ее формирования (от формального выполнения требований стандарта ISO 9001 до создания функционирующего на постоянной основе процессного офиса [12]).

**2. Определение окружения СМК (среды, в которой функционирует организация).**

Под средой следует понимать набор факторов, которые оказывают или могут оказать влияние на деятельность организации. В качестве примеров таких факторов можно привести отрасль, к которой относится организация, степень государственного участия, размер организации, требования к квалификации персонала, наличие филиальной сети, территориальное расположение, национальные и культурные особенности местности расположения организации, доступ к трудовым ресурсам и т.п.

Среда организации также будет влиять на способы координации как внутри организации, так и с заинтересованными сторонами вне ее. Также она определяет риски, которыми будет управлять организация в рамках СМК. Например, тарифное регулирование может влиять на качество продукции или услуг через установление ограничений на их стоимость, организация с государственным участием, с одной стороны, будет иметь дополнительные социальные обременения, с другой – может иметь доступ к льготному кредитованию и прямой поддержке от государства.

**3. Определение заинтересованных сторон.**

Следует отметить, что потребители продукции или услуг являются лишь одними из заинтересованных сторон.

Для определения заинтересованных сторон следует использовать такой критерий, как способ-

ность стороны влиять на деятельность и риски организации (иными словами, создавать опасности или предоставлять возможности), в случае если их потребности и ожидания выполняются или не выполняются.

В качестве примера таких сторон можно привести государственные надзорные органы, трудовые коллективы (профсоюзы), активные группы граждан (в особенности если качество продукции или услуг имеет социальную значимость), профессиональные сообщества и т.п.

Учет мнения заинтересованных сторон важен для построения СМК, поскольку потребует дополнительных усилий со стороны организации по сбору и оценке информации, а следовательно, отвлечению ресурсов от основных видов деятельности. Игнорирование мнения заинтересованных сторон может не только отразиться на качестве продукции или услуг (например, срыв сроков поставки), но и привести к перебоям или остановке производства (например, вследствие предписания от государственных надзорных органов).

**4. Установление ограничений СМК.**

Деятельность любой организации связана с исполнением различных законодательных или внутренних требований. В качестве таких ограничений могут выступать требования федерального или регионального законодательства, требования к технологическим процессам, наличие доступа к сырью и рабочим ресурсам, ограничения по спросу на продукцию и т.п.

Например, время и периодичность поставок продукции или сроки оказания услуг имеют технологические ограничения, продукция должна проходить сертификацию, законами определено лицензирование деятельности и т.п.

Ограничения СМК, с одной стороны, будут влиять на протекание процессов организации, с другой – накладывать определенные ограничения на ее менеджмент в части принятия решений.

**5. Определение видов координационных механизмов для использования в СМК.**

При управлении организацией используют пять видов координационных механизмов и их сочетания [13].

*Взаимное согласование* – координация достигается благодаря неформальным коммуникациям.

*Прямой контроль* – координация достигается благодаря тому, что ответственность за работу других людей, определение заданий для них и контроль за их действиями возлагается на одного человека (менеджера).

*Стандартизация рабочих процессов* – координация достигается путем точного определения или программирования содержания труда (требования к процессам).

*Стандартизация выпуска* – координация достигается путем определения требований к результатам труда (например, параметры изделия или норма выработки).

*Стандартизация навыков и знаний (квалификации)* – координация достигается за счет точного определения компетенций и компетентности работников, необходимых для участия в процессе труда.

Таким образом, используя различные сочетания координационных механизмов для различных частей организации, можно улучшить результативность СМК за счет повышения ее адаптивности к изменяющимся условиям внешней и внутренней среды.

Следует понимать, что менеджмент реализуется через информационные процессы, поэтому понятие информации, количественное измерение информации и учет неопределенности (рисков) занимает важное место в построении СМК. Механизмы координации необходимы для организации сбора, передачи и принятия решений на основе достоверной информации, относящейся к качеству, а следовательно, от них напрямую будет зависеть, как будет функционировать СМК.

Собрав информацию об окружении и заинтересованных сторонах, установив требования и ограничения к СМК и определив применимые координационные механизмы, можно сформировать концепцию СМК, документированным результатом которой является Политика организации в области качества (в ОАО «АК «Транснефть» в области качества утверждены две политики: СМК УТННП и СМКС соответственно) [14].

Отдельно стоит отметить, что функционирование СМК в российских организациях (особенно с государственным участием) имеет ряд особенностей, которые стоит учитывать при проектировании. Прежде всего это связано с тем, что национальные модели управления зачастую отличаются от «западных» и «азиатских» [15]. При проектировании можно выделить четыре основных элемента СМК, которые предстоит разработать или внести в них изменения (рис. 2).

Элемент «Организация» отвечает за распределение функционала внутри СМК и отвечает на вопрос, что должна делать система для обеспечения качества продукции (услуг) [16].

В рамках организационной структуры СМК необходимо предусмотреть, каким образом будет распределен функционал между уровнями организации.

При этом в качестве примера организационной структуры в работе [15] указывается на наличие кластерного характера группирования работников (характерное для отечественных организаций), которое имеет следующие особенности:

- управленческая задача ставится перед структурным подразделением в целом;
- структурное подразделение рассматривается как черный ящик (т.е. вышестоящий менеджер может не знать процессы подразделения);
- структурное подразделение несет коллективную ответственность за результат.

Исходя из данных особенностей можно сказать, что при проектировании СМК распределение функционала должно быть ограничено уровнем структурных подразделений.

Игнорирование этих особенностей может привести к тому, что СМК будет испытывать постоянные проблемы с выполнением процедур (в особенности в части соблюдения сроков), поскольку

**Рис. 2** Элементы СМК

назначенные ответственными за СМК внутри структурного подразделения сотрудники будут привлекаться менеджером для решения основных задач, не связанных с обеспечением качества.

Элемент «Процессы» предназначен для определения последовательности действий в рамках СМК и отвечает на вопрос: каким образом должны быть реализованы функции СМК [17].

Набор и полнота описания процессов индивидуальны для каждой организации.

В качестве примера таких процессов могут выступать следующие процессы верхнего уровня: стратегическое планирование, бюджетирование, корпоративное и административное управление и другие. При этом стоит отметить, что распределение процессов по уровням, их детализация и прочие параметры определяются самой организацией с учетом специфики деятельности.

При описании процессов также следует учитывать национальные особенности в менеджменте, а именно практику создания параллельных структур менеджмента [15]. Параллельный менеджмент заключается в том, что в отечественных организациях имеются два типа менеджмента, условно подразделяемых на «практический» и «стратегический».

В задачи «практического менеджмента» входят:

- обеспечение структурных подразделений ресурсами, которые они не в состоянии добыть самостоятельно;
- распределение ресурсов;
- контроль движения ресурсов внутри структурных подразделений;
- стимулирование работы структурных подразделений.

Нормативная (процессная) основа деятельности «практического менеджмента»: законы, технология, программа и т.п.

В задачи «стратегического менеджмента» входит:

- целеполагание;
- контроль деятельности практического менеджмента;
- принятие решений в случае невозможности принятия решений «практическим менеджментом».

Нормативная (процессная) основа деятельности «стратегического менеджмента» – предписания вышестоящих органов, прямые указания вышестоящего менеджера.

Наличие параллельных структур управления определяет необходимость их учета в процессах (особенно связанных с формированием целеполагания, планирования и контроля).

Игнорирование параллельных структур в управлении может привести к сбою в процессах из-за разногласий, возникающих у менеджеров разных типов.

Элемент «Ресурсы» предназначен для обеспечения протекания процессов и выполнения функционала СМК. Обычно при оценке необходимых ресурсов принято выделять:

- трудовые ресурсы;
- информационные ресурсы;
- финансы;
- нематериальные ресурсы;
- материальные ресурсы.

К трудовым ресурсам предъявляются требования к компетентности. Для отдельных видов деятельности требования к компетентности связаны с качеством оказываемых услуг.

Информационные ресурсы составляют базы данных по качеству услуг и мероприятиям, направленным на повышение качества.

Финансы в СМК необходимы для выполнения конкретных мероприятий, направленных на улучшение качества продукции (услуг).

К нематериальным ресурсам относятся, прежде всего, интеллектуальная собственность, специализированные информационные системы, специализированные программные продукты и т.п.

К материальным ресурсам относятся, прежде всего, оборудование, приборы и материалы, используемые при оценке качества продукции (услуг).

Документы СМК призваны зафиксировать установленный порядок распределения функционала и порядок его функционирования, а также необходимые для СМК ресурсы [18]. Объем документирования СМК индивидуален для каждой организации. Как правило, вся СМК описывается в одном руководстве либо в виде набора документированных процедур. Цель документирования – сохранение целостности и однозначного понимания участниками СМК установленных требований (примером базы данных документированных процедур в ОАО «АК «Транснефть» является отраслевой информационный фонд ОАО «АК «Транснефть»).

При документировании СМК следует учитывать двухфазный цикл управления [15], который характеризуется наличием в любой отечественной организации двух подходов к управлению для застойной и кризисной фаз управления. При этом для застойного цикла присуща большая формализация деятельности, т.е. использование координационных механизмов стандартизации деятельности,

а для кризисной, соответственно, использование координационных механизмов прямой контроль и взаимное согласование.

Данная особенность управления также проявляется в том, что невозможно разработать документы СМК, одинаково пригодные для разных фаз управления.

Игнорирование данной особенности может привести к тому, что стандарты, создаваемые в кризисную фазу, могут к моменту издания потерять свою актуальность (например, произошли изменения в процессах, изменилась организационная структура и т.п.). Напротив, использование в застойную фазу только механизмов взаимного согласования может существенно увеличить расходы на управление (например, избыточное согласование, отсутствие единого понимания выполнения поручений и т.п.).

После формирования модели СМК необходимо адаптировать ее к реально существующей системе менеджмента в организации [19]. Для этого требуется внедрить СМК в повседневную практику управления организацией. Обычно процесс внедрения длится от полугода до года и начинается с утверждения целей и задач СМК. За это время необходимо обучить работников организации процедурам СМК, наладить обратную связь с потребителями и поставщиками, внести организационные изменения в организации и т.п.

В целом всю последовательность разработки и внедрения можно представить в виде диаграммы (рис. 3).

Как видно на рис. 3, само создание или преобразование элементов СМК требует не так много времени (в зависимости от привлекаемых к разработке ресурсов), гораздо больше времени занимает этап внедрения. Это связано с тем, что введение новых моделей отношений между людьми не может проходить одномоментно (сразу после издания документов СМК) в силу психологических особенностей человека в процессе восприятия новой информации.

После внедрения СМК проводят процедуру сертификации, которая является завершением стадии разработки и внедрения. Она преследует несколько целей, одна из которых – независимая оценка СМК органом по сертификации, другая – выявление дополнительных возможностей для улучшения и развития СМК.

Сертификация СМК на соответствие требованиям ISO 9001 фактически является формальным подтверждением, что концепция создания СМК успешно реализована. Однако следует иметь в виду, что сертификация затрагивает только формальную сторону функционирования СМК и не оценивает ее качественную составляющую, т.е. насколько управление удобно и рационально [20]. Поэтому сертификация не является конечной точкой формирования СМК. Собственно Реализация концепции создания СМК является отправной точкой для последующего системного улучшения менеджмента организации.

## Обсуждение

Отдельно необходимо отметить, что в рамках построения СМК значительное внимание уделяется описанию процессной модели СМК и моделированию процессов в целом, в связи с чем указанная тематика планируется к рассмотрению в отдельных соответствующих статьях.

**Рис. 3**
Последовательность разработки СМК

## Выводы

Таким образом, применяя вышеописанный порядок построения СМК с учетом специфики управления в отечественных организациях, можно получить действенный административный инструмент, позволяющий не только эффективно реагировать на возникающие риски (с негативной составляющей), но и управлять появляющимися возможностями.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** Фектистов С. А. Эффективная система контроля – необходимое условие реализации антикризисных мероприятий // Методы менеджмента качества. 2016. № 2. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (дата обращения: 23.03.2016).

**2.** Шевелева А. Управление качеством продукции на примере ведущих российских нефтяных и газовых компаний // Менеджмент качества, 2014. № 1. [Электронный ресурс]. URL: http://grebennikon.ru/ (дата обращения: 23.03.2016).

**3.** The ISO Survey of Management System Standard Certifications – 2014. [Электронный ресурс]. URL: http://www.iso.org/iso/iso-survey (дата обращения: 23.03.2016).

**4.** ГОСТ Р ИСО 9001-2015. Системы менеджмента качества. Требования.

**5.** ГОСТ Р ИСО 9000-2015. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь.

**6.** Горячев В. В. Основные отличия стандарта ISO 9001:2015 от ГОСТ ISO 9001-2011 // Методы менеджмента качества. 2015. № 11. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (дата обращения: 23.03.2016).

**7.** Брюхова Е. С. Новая версия – новые возможности // Методы менеджмента качества. 2016. № 2. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (дата обращения: 23.03.2016).

**8.** Тишков. Ю. Система менеджмента качества и отраслевые стандарты // Менеджмент качества. 2011. № 2. [Электронный ресурс]. URL: http://grebennikon.ru/ (дата обращения: 23.03.2016).

**9.** Mintzberg G., The Structuring of Organizations: A Synthesis of the Research. 1979.

**10.** Протасьев В. Б., Плахотникова Е. В., Литвинова И. В. Логическая структура построения TQM и ее использование в задачах обеспечения качества // Методы менеджмента качества. 2015. № 6. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (дата обращения: 23.03.2016).

**11.** Фасхиев Х. Оценка удовлетворенности потребителей как механизм повышения качества продукции // Менеджмент качества. 2015. № 1. [Электронный ресурс]. URL: http://grebennikon.ru/ (дата обращения: 23.03.2016).

**12.** Коптелов А. Процессный офис как инструмент совершенствования процессов // Открытые системы. 2014. № 9. [Электронный ресурс]. URL: http://www.cfin.ru/itm/bpr/process_Office (дата обращения: 23.03.2016).

**13.** Минцберг Г. Структура в кулаке: создание эффективной организации. СПб. : Питер, 2004. 512 с.

**14.** Минцберг Г. Действуй эффективно. Лучшая практика менеджмента. СПб. : Питер, 2011. 288 с.

**15.** Прохоров А. П. Русская модель управления. М. : Изд-во ЗАО «Журнал «Эксперт», 2002. 376 с.

**16.** Чен И., Кен П., Энтони П. Вовлеченность менеджеров по качеству в деятельность организации и эффективность управления качеством // Менеджмент качества. 2013. № 1. [Электронный ресурс]. URL: http://grebennikon.ru/ (дата обращения: 23.03.2016).

**17.** Тавер Е. И. Менеджмент на основе процессного подхода // Методы менеджмента качества. 2014. № 2. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (дата обращения: 23.03.2016).

**18.** Горбунова Е. Управление знаниями в организации // Менеджмент качества. 2016. № 1. [Электронный ресурс]. URL: http://grebennikon.ru/ (дата обращения: 23.03.2016).

**19.** Кузьмин А. М., Высоковская Е. А. Управление, ориентированное на результат // Методы менеджмента качества. 2015. № 9. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (дата обращения: 23.03.2016).

**20.** Копнов В. А. Прямая и обратная задачи оценки результативности и эффективности СМК // Методы менеджмента качества. 2014. № 4. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (дата обращения: 23.03.2016).

### REFERENCES

**[1]** Fektistov S. A. Efficient control system - necessary condition for anti-crisis event implementation // Quality management methods. 2016. No. 2. [Electronic resource]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (accessed date: 23.03.2016).

**[2]** Sheveleva A. Product quality management in terms of key Russian Oil-and-Gas companies // Quality management, 2014. No. 1. [Electronic resource]. URL: http://grebennikon.ru/ (accessed date: 23.03.2016).

**[3]** The ISO Survey of Management System Standard Certifications – 2014. [Electronic resource]. URL: http://www.iso.org/iso/iso-survey (accessed date: 23.03.2016).

**[4]** GOST R ISO 9001-2015. Quality management system. Requirements.

**[5]** GOST R ISO 9000-2015. Quality management system. Main provisions and vocabulary.

**[6]** Goryachev V. V. The main differences between ISO 9001:2015 and ГОСТ ISO 9001-2011 // Quality management methods. 2015. No. 11. [Electronic resource]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (accessed date: 23.03.2016).

**[7]** Brukhova E. S. New version – new opportunities // Quality management methods. 2016. No. 2. [Electronic resource]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (accessed date: 23.03.2016).

**[8]** Tishkov. Y. Quality management system and branch standards // Quality Management. 2011. No. 2. [Electronic resource]. URL: http://grebennikon.ru/ (accessed date: 23.03.2016).

**[9]** Mintzberg G. The Structuring of Organizations: A Synthesis of the Research. 1979.

**[10]** Protasyev V. B., Plakhotnikova E. V., Litvinova I. V. TQM logic structure creation and its usage in quality objectives // Quality management methods. 2015. No. 6. [Electronic resource]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (accessed date: 23.03.2016).

**[11]** Faskhiev H. Customer satisfaction assessment as a mechanism of product quality improvement // Quality management. 2015. No. 1. [Electronic resource]. URL: http://grebennikon.ru/ (accessed date: 23.03.2016).

**[12]** Koptelov A. Process office as a tool of process improvement // Open systems. 2014. No. 9. [Electronic resource]. URL: http://www.cfin.ru/itm/bpr/process_Office (accessed date: 23.03.2016).

**[13]** Mintcberg G. Structure in a fist: efficient structure creation. St. Petersburg : Piter, 2004. 512 pp.

**[14]** Mintcberg G. Act effectively. The best management practice. St. Petersburg : Piter, 2011. 288 pp.

**[15]** Prokhorov A. P. Russian management model. M. : CJSC Journal Expert, 2002. 376 pp.

**[16]** Chen I., Ken P., Entoni P. Involvement of quality managers into company's activity and quality management efficiency // Quality management. 2013. No. 1. [Electronic resource]. URL: http://grebennikon.ru/ (accessed date: 23.03.2016).

**[17]** Taver E. I. Management based on process approach // Quality management methods. 2014. No. 2. [Electronic resource]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (accessed date 23.03.2016).

**[18]** Gorbunova E. Knowledge management in the company // Quality management. 2016. No.1. [Electronic resource]. URL: http://grebennikon.ru/ (accessed date: 23.03.2016).

**[19]** Kuzmin A. M., Vusokovskaya E. A. Management focused on the results //Quality management methods. 2015. No. 9. [Electronic resource]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (accessed date: 23.03.2016).

**[20]** Kopnov V. A. Direct and reverse tasks of QMS performance and efficiency assessment // Quality management methods. 2014. No. 4. [Electronic resource]. URL: http://www.ria-stk.ru/mmq (accessed date: 23.03.2016).

УДК 621.39

# МЕТОДЫ УСТРАНЕНИЯ ЗОН НЕУВЕРЕННОГО ПРИЕМА СПРС TETRA ВДОЛЬ ТРАССЫ ПРОЛЕГАНИЯ МН ТС ВСТО-1

## METHODS OF MRS TETRA FRINGE AREAS ELIMINATION ALONG MN TS VSTO-1 ROUTE

**Н.С. Архипов**
инженер 1-й категории службы развития сети
филиала АО «Связьтранснефть» –
Прибайкальское ПТУС,
г. Братск
**N.S. Arkhipov**
Engineer of the First Category
of Network Development Service,
the Baikal Branch, Svyaztransneft, JSC
Bratsk, Russian Federation
*ArhipovNS@stn.transneft.ru*

**М.Ю. Баронский**
заместитель главного инженера
филиала АО «Связьтранснефть» –
Прибайкальское ПТУС,
г. Братск
**M.Y. Baronsky**
Deputy Chief Engineer,
the Baikal Branch,
Svyaztransneft, JSC
Bratsk, Russian Federation
*BaronskiyMJ@stn.transneft.ru*

***Ключевые слова:*** *зона неуверенного приема, СПРС TETRA, цифровая радиорелейная система, базовая станция, ретранслятор, земная спутниковая станция связи.*

***Key words:*** *zone of uncertain reception, PMR TETRA, digital radio relay communication line, base station, repeater, terrestrial satellite communication station.*

***Аннотация:*** *В настоящее время на сети связи АО «Связьтранснефть» с целью организации систем подвижной радиосвязи (СПРС) активно внедряются цифровые системы СПРС стандарта TETRA и DMR. Согласно требованиям норм проектирования ОАО «АК «Транснефть» при строительстве сетей связи цифровые СПРС должны обеспечивать зону непрерывного обслуживания с вероятностью 90 % по месту и времени в полосе шириной не менее 1-го км оси трассы нефтепровода для возимых (автомобильных) абонентских терминалов. Возимые абонентские терминалы обладают лучшими техническими характеристиками, чем носимые, в связи с чем для носимых терминалов вдоль трассы нефтепровода существуют зоны с неудовлетворительным качеством сигнала (мертвые зоны). Особенно ярко это выражено в местах со сложным рельефом местности, обусловленным наличием больших перепадов высот. Ввиду всего вышеизложенного, одной из наиболее приоритетных задач является решение проблемы обеспечения покрытия цифровых СПРС на время производства различного вида работ линейными эксплуатационными службами МН в зонах с неудовлетворительным покрытием сети.*

*В данной статье описаны существующие методы устранения зон неуверенного приема цифровых СПРС. Проведен анализ возможности применения данных методов на сети связи АО «Связьтранснефть». Для разработанных методов проведены натурные испытания и определены оптимальные сценарии их использования.*

***Abstract:*** *Currently in Svyaztransneft company communication network for organizing profession mobile radio system (PMR) are being actively implemented, PMR digital systems TETRA and DMR. According to the requirements of Transneft design standards during the construction of communication networks, digital PMR system should provide a zone of continuous service, with 90 % probability at the place and time in the strip of width at least 1 km away from the axis of the pipeline route for mobile (auto) subscriber terminals. Mobile (auto) subscriber have better performance than portable terminal, therefore, for portable terminals along the pipeline route there are areas with poor quality signal (dead zones). This is particularly clear in places with difficult terrain, due to the presence of large height differences.*

*In view of the foregoing, one of the priority tasks is to solve the problem of providing coverage digital the vessel at the time of manufacturing of various type of work linear operational services of pipeline in areas with poor network coverage.*

*The article presents existing zone of uncertain reception digital PMR's elimination methods. The analysis of a possibility of application of these methods on communication network Svyaztransneft company is carried out.*

*For the developed methods natural tests are carried out and optimum scenarios of their use.*

## Введение

**Методы устранения зон неуверенного приема СПРС TETRA вдоль трассы пролегания МН ТС ВСТО-1**

В рамках реализации объекта «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)» Первый пусковой комплекс (ТС ВСТО-1). Системы связи» для организации СПРС было выбрано оборудование стандарта TETRA производства EADS (Евросоюз). Архитектура СПРС TETRA производства EADS предусматривает установку центрального коммутатора серии DX (совмещает в себе функции контроллера, ведение протоколов вызовов и т.п., а также обеспечивает выход в выделенную телефонную сеть ОАО «АК «Транснефть»), внешних серверов управления, диспетчерских станций и базовых станций (БС) серии TB3 [1]. БС СПРС TETRA установлены вдоль пролегания трассы МН ТС ВСТО-1 на площадках размещения радиорелейных станций (РРС).

За время эксплуатации СПРС TETRA было выявлено, что вдоль ТС ВСТО-1 существуют зоны с неудовлетворительным качеством сигнала при работе абонентов с носимыми абонентскими терминалами. Основной причиной возникновения мертвых зон является сложный географический рельеф пролегания МН ТС ВСТО-1 с наличием больших перепадов высот. Также в связи с тем, что основным критерием при выборе площадки РРС являлись качественные показатели пролета цифровой радиорелейной линии (РРЛ)[2], в ряде случаев причиной возникновения мертвых зон являются большие расстояния между соседними БС.

С целью обеспечения покрытия СПРС TETRA на время производства работ линейными эксплуатационными службами МН в зонах с неудовлетворительным покрытием сети была проведена разработка методов устранение мертвых зон. Принимая во внимание, что в зоне ответственности филиала АО «Связьтранснефть» – Прибайкальское ПТУС эксплуатируются СПРС стандарта TETRA производства EADS, все технические решения в предоставленных методах выполнены применимо к эксплуатируемой системе.

В данной статье рассмотрены методы устранения мертвых зон:

- применение передвижного узла связи на базе шасси автомобиля КАМАЗ (а/м ПУР) с установкой ретранслятора СПРС стандарта TETRA;
- применение а/м ПУР с установкой компактной базовой станции (БС) TETRA EADS TB3c в комплекте с оборудованием цифровой радиорелейной системы (ЦРРС);
- применение а/м ПУР с установкой компактной БС TETRA EADS TB3c в комплекте с оборудо-

ванием мобильной земной спутниковой станции связи (ЗССС).

Для разработанных методов провели натурные испытания и определили оптимальные сценарии их использования.

## Методы

**Применение передвижного узла связи на базе шасси а/м КАМАЗ (а/м ПУР) с установкой ретранслятора СПРС TETRA**

Этот метод основан на усилении уровня сигнала от ближайшей линейной БС в зоне неуверенного приема. Принимая во внимание, что усиление сигнала от БС необходимо выполнять на открытом пространстве, для обеспечения развязки между антеннами ретранслятора предусмотрено использование технологии с переносом спектра сигнала БС. Данная технология предполагает архитектуру ретранслятора в виде двух модулей: донорного и сервисного. Донорный модуль ретранслятора является источником сигнала для сервисного и подключается к БС через тракт антенно-фидерных устройств (АФУ). Донорный модуль выполняет перенос спектра сигнала БС и излучает его в направлении сервисного модуля (Link-канал). Сервисный модуль ретранслятора, расположенный в месте оказания услуг, приняв сигнал от донорного модуля по Link-каналу, выполняет его обратное преобразование спектра и последующее усиление [3].

В качестве ретранслятора с функцией переноса спектра было выбрано оборудование Axell Wireless CSFT 438. Данный ретранслятор обладает следующими основными характеристиками:

- перенос спектра сигнала БС на другую несущую частоту возможен из диапазона частот СПРС TETRA 422-427 МГц;
- коэффициент усиления может регулироваться внутренними аттенюаторами модулей ретранслятора в диапазоне от 65 до 95 дБ;
- максимальный уровень излучаемого сигнала при одной активной несущей составляет 36 дБм;
- в зависимости от модификации ретранслятор поддерживает 2 или 4 несущие частоты, максимальный уровень излучения зависит от количества активных несущих частот (чем больше несущих частот, тем меньше максимальный уровень излучения) [4].

Подключение донорного модуля ретранслятора к БС осуществляется через тракт АФУ с помощью направленного ответвителя. Принимая во внимание, что уровень излучаемого сигнала БС составляет 44 дБм, затухание на ответвлении для нормальной работы донорного модуля должно находиться в диапазоне от 73 до 103 дБ. Для БС, где АФУ выполнена по технологии с разделением передающей и приемной части, установка донорного модуля на площадке БС может быть выполнена двумя способами.

Первый способ (рис. 1, верхняя часть) не предполагает внесения изменений в конфигурацию АФУ, однако при этом необходим монтаж дополнительных АФУ с целью организации Link-канала между модулями ретранслятора. Монтаж дополнительных АФУ представляет собой установку направленной антенны типа «волновой канал» с коэффициентом усиления не менее 8 дБи, монтаж коаксиального ВЧ-кабеля типа LCF12 по кабельному мосту антенно-мачтового сооружения (АМС) и устройств грозозащиты. При этом в передающей и приемной части БС устанавливаются направленные ответвители, которые далее соединяются с дуплексным фильтром. Выход дуплексного фильтра соединяется со входом (направление Downlink) «Donor» донорного модуля ретранслятора.

Второй способ (рис. 1, нижняя часть) не предполагает монтажа дополнительных АФУ, однако в этом случае необходимо изменение конфигурации АФУ БС с объединением приемной и передающей частей посредством дуплексного фильтра. В качестве приемопередающей антенны БС в данном случае выступает штыревая антенна с круговой диаграммой направленности и коэффициентом усиления 7 дБи. АФУ приемной части в данном случае высвобождается [5]. Принимая во внимание, что энергетический баланс в направлении Downlink ниже, чем в направлении Uplink, уменьшение зоны покрытия БС в данном случае не происходит. Подключение донорного модуля производится после дуплексного фильтра посредством направленного ответвителя. Для организации Link-канала используется комплект одного из высвободившихся АФУ приемной части в зависимости от места разворачивания ПУР. В связи с тем, что в подавляющем большинстве случаев приемные антенны направлены вдоль оси пролегания трассы нефтепровода, а работы, требующие обеспечения связью, проводятся непосредственно на нефтепроводе, юстировка панельных антенн не требуется [6].

Для исключения взаимного влияния донорной и сервисной антенны и корректной работы сервисного модуля ретранслятора необходимо соблюдать развязку между антеннами на уровне 15 дБ. Требуемый уровень изоляции достигается путем разноса антенн в вертикальной плоскости. При этом стоит учитывать, что уровень выходного сигнала сервисного модуля ретранслятора напрямую зависит от уровня приемного сигнала в Link-канале. Другими словами, если уровень приемного сигнала в Link-канале составит 85 дБм, то максимальный уровень излучаемого сигнала (сигнала БС) на выходе сервисного модуля составит 10 дБм, хотя максимальный излучаемый уровень в случае с одной несущей частотой составляет 36 дБм.

Управление модулями ретранслятора осуществляется специальным ПО RMC либо Telnet-сессиями. Для удаленного управления в модулях установлен модем, который поддерживает соединения по RS-232, TCP/IP, стандартное модемное соединение через ТФОП или GPRS.

**Применение автомобиля ПУР с установкой компактной БС TETRA в комплекте с оборудованием цифровой радиорелейной системы (ЦРРС)**

Как было описано ранее, большинство случаев появления зон неуверенного приема связано со сложностью рельефа пролегания трассы не-

**Рис. 1**
Структурная схема установки ретранслятора Axell Wireless CSFT 43

фтепровода, при этом условия прямой видимости до ближайшей БС TETRA, необходимые для качественной работы репитера, отсутствуют. Здесь устранение зон неуверенного приема решается установкой в месте проведения работ или поблизости с местом проведения работ (на господствующей высоте) автомобиля ПУР с последующим разворачиванием и настройкой компактной БС. Это позволяет организовать в зоне проведения работ новую соту, в которой может быть представлен весь спектр доступных услуг СПРС TETRA [7]. В связи с тем, что в инфраструктуру СПРС TETRA производства EADS возможно включить только оборудование того же производителя, в качестве компактной БС была выбрана EADS TB3c. Компактная БС TB3c представляет собой уменьшенную версию БС серии TB3 и имеет практически идентичные технические характеристики. Основные отличия заключаются в следующем:

- вдвое уменьшены габариты БС, что значительно упрощает размещение в ПУР;
- изменена архитектура БС, а именно: шины Power, Common и TTRX объединены в одну;
- уменьшено количество устанавливаемых приемопередатчиков с четырех до двух, в связи с чем уменьшена максимальная канальная емкость до семи разговорных каналов;
- уменьшено энергопотребление БС;
- в БС используется один внутренний источник питания (в TB3 источник питания устанавливается на каждый TTRX), что исключает возможность его горячего резервирования [8].

Подключение компактной БС к центральному коммутатору СПРС TETRA предусматривается путем организации пролета ЦРРЛ от точки разворачивания ПУР до АМС ближайших БС (выбор площадки БС производится из наиболее оптимального пролета ЦРРЛ). Для организации пролета ЦРРЛ было использовано оборудование малоканальной ЦРРС МИКРАН МИК-РЛ400М. Выбор данного типа ЦРРС связан с ее рабочим диапазоном частот: 394–450 МГц (диапазон UHF), который ввиду особенностей распространения радиоволн в данном диапазоне позволяет организовать пролет ЦРРЛ без соблюдения условий прямой видимости [9].

Малоканальная ЦРРС МИКРАН МИК-РЛ400М конструктивно выполнена в раздельном исполнении, имеет выносное оборудование (ODU) – антенны и приемопередающие устройства и внутреннее оборудование (IDU) – модуль доступа. Питание и

передача данных от IDU к ODU осуществляется по симметричному кабелю внешнего исполнения. Оборудование обладает следующим набором функциональных возможностей [10]:

- пропускная способность 2 Мбит/с (1 E1 поток, рекомендация G.703);
- до 8 направлений связи из одного узла;
- встроенный дополнительный канал с интерфейсом RS-232/422/485;
- конфигурации 1+0/1+1/2+0 (каждое приемопередающее устройство (ППУ) работает на свою антенну);
- автоматическое резервирование стволов по критериям BER уровня приема и аппаратной аварии;
- «горячее» резервирование или «пространственное разнесение» при работе стволов на одной паре частот;
- «горячее» резервирование при работе стволов на разных парах частот;
- цифровой канал служебной связи с селективным вызовом;
- система телеуправления и телесигнализации (ТУ-ТС) РРЛ;
- входы/выходы для подключения внешних сигнальных датчиков и исполнительных устройств;
- встроенные средства управления, тестирования и контроля параметров;
- ПО «Мастер» для дистанционного мониторинга и управления сетью РРЛ.

В качестве системы электропитания БС и ЦРРС была выбрана компактная система Eltek System Minipack 48V 3,2 kW. Данная система электропитания состоит из модуля управления и контроля (Smartpack), контактора отключения батарей (LVBD), дистрибутива распределения постоянного тока и выпрямителей. Использование технологии переключения режимов резонансной топологии и высокочастотных переключений позволило уменьшить высоту и массу для достижения максимальной надежности. Система поддерживает широкий диапазон входных напряжений (от 85 до 290 VAC) и выдает стабильное напряжение в момент включения питания. Система имеет активное охлаждение выпрямителей и возможность управления охлаждением, что позволяет ей работать в широких температурных диапазонах. Имеет систему установки модулей Plug&Play, что значительно сокращает время на установку и демонтаж модулей [11].

Компактная БС, оборудование ЦРРС и система электропитания выполнены в стационарном модульном исполнении, поэтому они не могут перевозиться в собранном состоянии. При перевозке все функциональные модули систем должны быть демонтированы и хорошо упакованы.

Схема включения оборудования ЦРРС и компактной БС в сеть связи (рис. 2) предполагает, что перед разворачиванием ПУР на площадке одной из ближайших БС производится монтаж и настройка полукомплекта малоканальной ЦРРС МИКРАН МИК-РЛ400М. Подключение оборудования ЦРРС в сеть связи на площадке размещения линейной БС может быть выполнено следующими способами:

- если в магистральном кольцеобразующем потоке E1, к которому выполнено подключение линейных БС, имеется свободная канальная емкость для подключения компактной БС, подключение

**Рис. 2**
Структурная схема применения ПУР с установкой компактной БС TETRA TB3c в комплекте с малоканальной ЦРРС

ЦРРС выполняется к линейной БС по потоку E1 (рекомендация G.703) с выделением свободного интерфейса E1 на мультиплексоре БС. При этом требуется внесение изменений в конфигурацию мультиплексора БС [12];

- в случае отсутствия свободной канальной емкости в магистральном кольцеобразующем потоке для подключения ЦРРС необходимо подготовить поток E1 на участке от центрального коммутатора СПРС TETRA до площадки установки полкомплекта ЦРРЛ с последующим выделением отдельного интерфейса E1 на центральном коммутаторе СПРС TETRA [13].

Независимо от способа подключения ЦРРС в сеть связи для подключения компактной БС требуется проведение предварительной настройки центрального коммутатора СРПС TETRA в части внесения/изменения конфигурационных данных БС [14].

Разворачивание ПУР не требует внесения изменений в конфигурацию компактной БС и полукомплекта ЦРРС, дальнейшая процедура включения в сеть компактной БС проста и не вызывает затруднений.

**Применение автомобиля ПУР с установкой компактной БС TETRA TB3c в комплекте с оборудованием мобильной ЗССС**

Подключение БС к коммутатору через спутниковый канал передачи является одним из самых универсальных методов. Он позволяет разворачивать покрытие СПРС TETRA на любом участке, где возможно установление спутникового канала передачи данных независимо от топологии его организации (Star или Mesh) [15]. В отличие от двух предыдущих описанных методов, данное решение позволяет организовать подключение компактной БС к центральному коммутатору СПРС TETRA без привязки к вдольтрассовой системе передачи данных. Таким образом, решается вопрос обеспечения услугами СПРС TETRA в случаях возникновения аварийных ситуаций на участках речных переходов на расстоянии 40 км вниз по течению реки согласно требованиям регламентов [16].

Для подключения компактной БС к центральному коммутатору данное решение предполагает применение в спутниковом канале передачи данных преобразователей интерфейсов E1/Ethernet. При этом предусматривается установка одного преобразователя интерфейсов непосредственно на площадке размещения центрального коммутатора СПРС с подключением его к коммутатору. Второй преобразователь интерфейсов устанавливается в ПУР [17].

Чтобы сэкономить ресурс спутникового канала передачи данных, подключение преобразователей интерфейсов E1/Ethernet по интерфейсу E1 с оконечным оборудованием выполнено по рекомендации G.704. Для подключения компактной БС к центральному коммутатору СПРС TETRA требуется канал передачи данных с пропускной способностью 128 кбит/с (64 кбит/с на один приемопередатчик). Сеть спутниковой связи АО «Связьтранснефть» позволяет без затруднений организовать каналы передачи данных требуемой пропускной способности [18].

На рис. 3 представлена структурная схема применения автомобиля ПУР с компактной БС TETRA в комплекте с оборудованием мобильной ЗССС.

**Рис. 3**
Структурная схема применения а/м ПУР с компактной БС TETRA в комплекте с оборудованием мобильной земной спутниковой станции связи

## Результаты

Для всех вышеописанных методов на базе Прибайкальского ПТУС были проведены натурные испытания, в результате которых определена их эффективность и проанализированы возможности применения на сети связи АО «Связьтранснефть». Стоит также учесть, что испытания проводились в местности с плотной растительностью (леса), при этом высота уровня леса составляет более 20 м. Во всех испытаниях использовалась только штатная телескопическая мачта ПУР 12 м, обеспечивающая максимальную высоту подвеса антенн 13,5 м, что ниже уровня леса и существенно сказывается на радиусе зоны покрытия.

В ходе проведения испытаний были получены следующие результаты.

**Метод с разворачиванием ретранслятора СПРС TETRA с функцией переноса спектра Axell Wireless CSFT 438** позволяет обеспечить зону покрытия радиусом до 600 м. За время проведения испытаний были выявлены следующие особенности.

1. Для нормальной работы сервисного модуля требуется обеспечить разнос между антеннами не менее 5 м. С целью получения максимального уровня входного сигнала от донорного модуля Link-антенна размещалась в верхней точке подвеса телескопической мачты (высота подвеса – 13,5 м), при этом высота подвеса Service-антенны составила 8 м. Для организации зоны покрытия более 1-го км необходимо использовать нештатную телескопическую мачту 19 м, что значительно увеличивает время на разворачивание ПУР.

2. В случае работы абонентов на границе зон покрытия ретранслятора и БС, сигнал которой ретранслируется, возникают нестабильности в работе абонентских трубок при выполнении дуплексных вызовов. Во избежание данного явления необходимо устанавливать сервисный блок как можно ближе к потребителю услуг СПРС TETRA.

3. В связи тем, что СПРС TETRA для уплотнения использует временное разделение каналов, длина пролета Donor – Service не должна составлять более 30 км, в противном случае временная задержка распространения сигнала превышает максимально допустимый порог.

**Метод с разворачиванием компактной БС TETRA ТВ3с в комплекте с малоканальной ЦРРС МИК-РЛ400М** позволяет обеспечить зону покрытия радиусом до 3-х км. За время проведения испытаний были выявлены следующие особенности.

Малоканальная РРЛ и БС TETRA работают в одном диапазоне частот, при одновременной работе БС TETRA вносит ошибки в пролет РРЛ. Так, при работе пролета РРЛ на границе рабочего диапазона чувствительности –89/–90 дБм БС вносит ошибки в канал с уровнем порядка $10^{-5}/10^{-6}$, при этом, когда уровень ошибок стремится к $10^{-5}$, наблюдается неустойчивая работа БС из-за высокого уровня ошибок в канале. Соответственно, для более стабильной работы БС необходимо, чтобы уровень сигнала на входе ODU РРЛ составлял –85/–86 дБм (5/6 дБ запаса) [19].

1. Испытания проводились при низкой ветровой нагрузке на телескопическую мачту и антенны РРЛ. При проведении имитирования ветровой нагрузки (создание вибраций на АМС и антенны) было выявлено, что в пролете РРЛ появляются ошибки уровня $10^{-6}/10^{-7}$дБм, что, в свою очередь, может привести к нестабильной работе БС. Для применения данного решения в климатических условиях с большой ветровой нагрузкой необходимо применение антенн РРЛ с низким коэффициентом сопротивления ветру [20].

2. При настройке пролета РРЛ необходимо наличие второй бригады аварийно-профилактической группы (АПГ) на ответной стороне (РС-395,2 км) для проведения работ по монтажу оборудования РРЛ и юстировке антенн во время пусконаладочных работ на пролете, что значительно увеличивает человеческий ресурс, необходимый для разворачивания ПУР.

**Метод с разворачиванием компактной БС TETRA ТВ3с в комплекте с оборудованием мобильной ЗССС** позволяет обеспечить зону покрытия радиусом до 3-х км. За время проведения испытаний были выявлены следующие особенности:

1) в связи с тем, что задержки в спутниковом канале в среднем составляют 650 мс, а также с наличием большой разницы между максимальными и минимальными задержками (джитер), задержка в речевой канал составляет порядка одной секунды, что, в свою очередь, усложняет обмен речевой информацией;

2) разворачивание мобильной ЗССС, настройка канала передачи данных через сеть ЗССС, конфигурация преобразователей интерфейсов, конфигурация центрального коммутатора и БС СПРС TETRA представляют сложные технические процессы, выполнение которых требует большого количества времени и человеческих ресурсов (бригада ПУР, инженер производственной лаборатории по обслуживанию ЗССС, инженер производственной лаборатории по обслуживанию СПРС TETRA).

## Обсуждение

Принимая к учету радиус зоны покрытия и принципы реализации методов по устранению зон неуверенного приема, были определены следующие оптимальные сценарии их использования:

- метод с применением ретранслятора является наименее трудозатратным и позволяет в кратчайшие сроки предоставить конечному пользователю услуги СПРС TETRA в зонах с неуверенным приемом. Ввиду того, что данный метод позволяет развернуть зону покрытия с радиусом не более 600 м, его применимость ограничена. Применение ретранслятора возможно в случаях, когда требуется предоставление услуг СПРС TERA при производстве работ на участках с малой площадью, таких как устранение дефекта нефтепровода, проведение текущего ремонта задвижек и др.;

• методы с применением БС в комплекте с ЦРРС и мобильной ЗССС являются более трудозатратными по сравнению с разворачиванием ретранслятора, однако они позволяют организовать зону покрытия сети до 3-х км, что существенно больше по сравнению с ретранслятором. Данные методы применимы для предоставления услуг СПРС TETRA при проведении работ на участках большой протяженностью, таких как проведение УТЗ на речных переходах, аварийные работы, связанные с восстановлением работоспособности нефтепровода, строительство новых объектов и др. Выбор каналообразующего оборудования производится исходя из инфраструктуры сети связи и места разворачивания услуг СПРС.

Использование предложенных методов по устранению зон неуверенного приема способствует снижению капитальных затрат при строительстве цифровых СПРС и, как следствие, оптимизации эксплуатационных затрат.

## Выводы

Каждый из предложенных методов можно применять для устранения зон неуверенного приема. Выбор метода производится исходя из требований к зоне покрытия сети на месте производства работ. Использование предложенных методов по устранению зон неуверенного приема способствует снижению капитальных затрат при строительстве цифровых СПРС и, как следствие, оптимизации эксплуатационных затрат.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ


**1.** System Overview for an End User. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation. 2011.

**2.** Маглицкий Б. Н. Проектирование цифровых радиорелейных линий. Новосибирск : СибГУТИ, 2006. С. 57.

**3.** Весоловский К. Системы подвижной радиосвязи. Горячая Линия – Телеком. 2006. С. 536.

**4.** Инструкция для пользователя оборудования CSR/CSFT 438 TETRA Repeater.

**5.** Commissioning the TB3. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation. 2011.

**6.** Зверев А. П., Шевчук П. А. Перспективы использования транкинговой системы стандарта TETRA для МЧС РФ в период ликвидации ЧС // Труды Северо-Кавказского филиала Московского технического университета связи и информатики. 2014. № 1. С. 390–392.

**7.** Чивилев С. В. Стандарт TETRA: его возможности и преимущества // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2009. № 2. С. 50–55.

**8.** TB3c Product Description. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation. 2011.

**9.** Пастухов А. С., Артемьев В. Б., Пряников В. С. Методика расчета радиорелейных линий для передачи речи и видео // Сборник научных трудов молодых ученых и специалистов. Чебоксары : Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова, 2007. С. 49–52.

**10.** Техническое описание на ЦРРС МИКРАН МИК-РЛ400М.

**11.** Техническое описание на компактную систему электропитания Eltek System Minipack 48V 3,2 kW.

**12.** FXC E1 and FXC E1/T1 Transmission Unit Description for TETRA. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation. 2011.

**13.** Алипов В. А. Малоканальные радиорелейные станции. Чебоксары : Чувашский университет, 2003. С. 88.

**14.** Commissioning the DXTip and DXTTip. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation.

**15.** Камнев В. Е. Спутниковые сети связи. М. : Альпина Паблишер, 2010. С. 536.

**16.** Назаров С. Н. Повышение эффективности связи подвижных абонентов посредством интеграции сотовой и спутниковой систем связи // Вестник Ульяновского государственного технического университета. 2010. 4(52). С. 53–56.

**17.** Пронин А. А. Спутниковые и радиорелейные линии связи. М. : МИЭТ, 2005. С. 103.

**18.** Иванова И. А. Адаптация систем спутниковой связи к состоянию физического канала связи // Вестник Московского государственного университета приборостроения и информатики. Серия: приборостроение и информационные технологии. 2009. № 22. С. 37–38.

**19.** Бондаревский А. И. Защита от ошибок в каналах радиосвязи систем стандарта TETRA // Динамика систем, механизмов и машин. 2009. С. 268–272.

**20.** Чернов Я. В. Особенности расчета устойчивости цифровых радиорелейных линий // Вестник Рязанского государственного радиотехнического университета. 2007. № 20. С. 111–114.


### REFERENCES


**[1]** System Overview for an End User. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation. 2011.

**[2]** Maglitsky B. N. Digital radio relay design. Novosibirsk: SibGUTI, 2006. P. 57.

**[3]** Vesolovsky K. Mobile radio systems. Hotline-Telecom. 2006. P. 536.

**[4]** User's Manual for CSR/CSFT 438 TETRA Repeater.

**[5]** Commissioning the TB3. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation. 2011.

**[6]** Zverev A. P., Shevchuk P. A. Perspectives for use of trunk system of TERRA standard for RF MChS under emergency elimination period // Works of North-Caucasian Branch of Moscow Technical University of Communications and Informatics. 2014. No. 1. P. 390-392.

**[7]** Chivilev S. V. Standard TETRA: its capacities and advantages, Journal electric and information complexes and systems // Electric and information complexes and systems. 2009. No. 2. P. 50-55.

**[8]** TB3c Product Description. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation. 2011.

**[9]** Pastukhov A. S., Artemyev V. B., Pryanikov V. P. Calculation method of radio relays for speech and video transmission // Collection of scientific papers od young scientists and specialists. Cheboksary: Chuvash State University named after I.N. Ulyanov, 2007 P. 49-52.

**[10]** Technical description at TcRRS MIKRAN MIK-RL400M.

**[11]** Technical description of compact power supply system Eltek System Minipack 48V 3,2 kW.

**[12]** FXC E1 and FXC E1/T1 Transmission Unit Description for TETRA. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation. 2011.

**[13]** Alipov V. A. Low-channel radio relay stations. Cheboksary: Chuvash University, 2003. P. 88.

**[14]** Commissioning the DXTip and DXTTip. EADS TETRA System Release 5.5 Customer Documentation.

**[15]** Kamnev V. E. Satellite networks. M. : Alpina Publisher, 2010. P. 536.

**[16]** Nazarov S. N. Increase of mobile subscriber network effectiveness by means of integration of cellular and satellite communications systems // Reporter of Ulyanovsk State Technical University. 2010. 4(52). P. 53-56.

**[17]** Pronin A. A. Satellite and radio-relay communications lines. M.: MIET, 2005 P. 103.

**[18]** Ivanova I.A. Adaptation of satellite communications lines to the physical communication channel state // Reporter of Moscow State University of Instrument Engineering and Computer Science. Series: Instrument Engineering and Computer Science. 2009. No. 22. P. 37-38.

**[19]** Bondarevsky A. I. Protection from failures in radio communication system channels of TETRA Standard// System, mechanism and machine dynamics. 2009. P. 268-272.

**[20]** Chernov Y. V. Special features of stability analysis of digital radio relay lines // Reporter of Ryazan State Radiotechnical University. 2007. No. 20. P. 111-114.

УДК 621.644

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СНЯТИЯ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ПОДЗЕМНЫХ И ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

## MODERN TECHNOLOGIES FOR THE REMOVAL OF ANTI-CORROSION COATINGS OF UNDERGROUND AND UNDERWATER PIPELINES

**С.Н. Чужинов**
начальник управления департамента технического развития и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта ОАО «АК «Транснефть», г. Москва
**S.N. Chuzhinov**
Head of Division in Department for Technical Development and Operation of Pipeline Transport, Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation

**Н.Н. Скуридин**
начальник отдела защиты от коррозии ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**N.N. Skuridin**
Head of Department of Corrosion Protection, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*SkuridinNN@niitnn.transneft.ru*

**П.О. Ревин**
к.х.н., заведующий лабораторией антикоррозионных и теплоизоляционных покрытий ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**P.O. Revin**
Candidate of Chemical Science, Head of the Laboratory of Anti-corrosion and Heat-insulating Coatings, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*RevinPO@niitnn.transneft.ru*

**С.В. Мамонов**
к.т.н., научный сотрудник лаборатории антикоррозионных и теплоизоляционных покрытий ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**S.V. Mamonov**
Candidate of Engeniring Science, Research Assistant of the Laboratory of Anti-corrosion and Heat-insulating Coatings, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*MamonovSV@niitnn.transneft.ru*

***Аннотация:*** *В статье рассмотрены современные методы снятия антикоррозионных покрытий. Представлено описание таких методов, как абразивно-струйный с использованием губчатого абразивного материала и снятие изоляции струей высокого давления. Рассмотрен метод снятия полиэтиленового покрытия с использованием нагрева поверхности металла токами высокой частоты.*

***Ключевые слова:*** *снятие изоляции, антикоррозионное покрытие, абразивно-струйная очистка.*

***Abstract:*** *The modern methods of removing anti-corrosion coatings are considered in the article. There are such methods as abrasive blasting with sponge abrasive and high-pressure jet removal in the article. The method for removal polyethylene coating using a heating metal surface high-frequency currents are considered.*

***Key words:*** *removal of anti-corrosion coatings, anti-corrosion coatings, abrasive blasting.*

### Введение

В системе ОАО «АК «Транснефть» в настоящее время при строительстве и ремонте применяют трубы с заводским трехслойным полиэтиленовым или полипропиленовым покрытием. Изоляционное покрытие таких труб по сравнению с покрытием на основе битумных мастик, применяемых до 2000-х гг., обладает повышенной механической прочностью и химической стойкостью. Заводское полимерное покрытие обеспечивает защиту от наружной коррозии трубопровода на протяжении всего срока эксплуатации трубопровода.

При ремонте линейной части и технологических трубопроводов одной из технологических операций является очистка трубопроводов от антикоррозионного покрытия (далее – АКП) [1–8]. Заводское полимерное покрытие обладает высокой адгезией к металлу трубы, в связи с этим снятие АКП подземных и подводных трубопроводов является трудоемким процессом. Очистка от АКП трубопроводов под водой требует применения специального оборудования для подводно-технических работ. Производительность ручной очистки одним рабочим для трубопровода подземной прокладки составляет до 1,2 м$^2$/ч, для трубопровода подводной прокладки – 0,02 м$^2$/ч.

Современные технологии снятия изоляции с трубопроводов подводной и подземной проклад-

**Рис. 1**
Очистная машина

**Рис. 2**
Риски после снятия АКП очистной машиной

ки исследовались ООО «НИИ Транснефть» в рамках научно-исследовательской работы «Исследование технологий и оборудования для снятия антикоррозионных покрытий подземных и подводных трубопроводов» (далее – НИР).

Все методы очистки трубопроводов можно разделить на три группы:

- механические;
- гидравлические;
- термические.

## Механические методы снятия АКП

Механические методы снятия АКП делятся в зависимости от используемого оборудования на:

1) снятие АКП резцами;

2) снятие АКП ручными скребками и металлическими щетками;

3) снятие АКП с помощью абразивного материала.

### Механические методы снятия АКП резцами

Метод снятия АКП резцами применяется в механизированных очистных машинах. Наиболее распространенными механизированными очистными машинами для снятия АКП с труб являются очистные машины роторного типа, которые очищают от изоляционного покрытия трубопровод за счет вращения ротора с резцами. Очистные машины позволяют снимать АКП с трубопроводов диаметром от 325 до 1220 мм с производительностью от 50 до 600 м$^2$/ч. Также в конструкции очистной машины возможно добавление щеток для финишной очистки трубы. Одна из серийно производимых очистных машин представлена на рис. 1.

Очистные машины впервые были разработаны в 1960-х гг. [9] для замены изоляции действующих трубопроводов без остановки перекачки. В рамках НИР испытывались модернизированные очистные машины, которые промышленно выпускаются в настоящее время.

Полевые испытания очистных машин, проведенные в рамках НИР, показали, что главным недостатком очистных машин является нанесение рисок на поверхность трубы за продольным швом по ходу движения резца в процессе очистки. Глубина рисок может достигать 0,26 мм. Риски образуются в результате ударов резца о трубу. Они возникают при вертикальном перемещении резца после прохождения продольного шва трубы.

Нанесение таких рисок на трубопровод делает невозможным применение очистных машин этого типа в системе ОАО «АК «Транснефть».

Риски на теле трубы и повреждение заводского сварного шва после снятия АКП очистной машиной представлены на рис. 2.

### Механические методы снятия АКП с помощью щеток

Одним из механических способов снятия изоляции является использование стальных дисковых и чашечных щеток. Наибольшее распространение получили дисковые щетки диаметром от 75 до 300 мм и шириной от 10 до 50 мм с максимальной частотой вращения до 10000 об.$^{-1}$. Диаметр чашечных щеток варьируется от 65 до 150 мм. В рамках НИР испытывались щетки, в которых стальная проволока закручена в жгуты, и щетки, залитые пластиком. Увеличение жесткости щетки за счет скручивания проволоки в жгуты и заливка щетки пластиком приводят к увеличению ресурса щетки до 10 % и производительности на 30–40 % по сравнению со щетками с прямой проволокой. Также заливка щетки пластиком повышает безопасность производства работ за счет уменьшения вероятности повреждения проволоки щетки. Фотографии щеток представлены на рис. 3.

Полевые испытания щеток, проведенные в рамках НИР, показали, что они эффективно позволяют снимать как старые битумные, так и современные заводские покрытия с производительностью от 0,54 до 1,52 м$^2$/чел.·ч. При этом выявлено, что после снятия битумного покрытия на поверхности остаются локальные участки битума толщиной 5–10 мкм, которые требуют дополнительной очистки растворителем.

Указанные щетки позволяют снимать АКП подводных трубопроводов с использованием гидравлических шлифовальных машинок.

**Рис. 3**
Дисковые и чашечные щетки для снятия изоляции:
**а** – дисковая щетка, залитая в пластик;
**б** – дисковая щетка с проволокой, скрученной в жгуты;
**в** – чашечная щетка с проволокой, скрученной в жгуты

**Механические методы снятия АКП с помощью абразивного материала**

Традиционно в качестве материалов для абразивно-струйной очистки в трассовых условиях используется купершлак. При этом одним из перспективных направлений по снятию АКП является применение в качестве абразива губчатого материала.

При использовании таких материалов происходит разрушение АКП в результате удара абразивного материала об изоляционное покрытие. Принцип действия метода очистки основан на вырывании абразивным материалом с обрабатываемой поверхности частиц изоляционного материала. Такой эффект достигается при ударе абразива об очищаемую поверхность с большой скоростью. Производительность очистки губчатым абразивом составляет от 0,3 до 0,4 м$^2$/ч.

Преимуществами использования в качестве абразива губчатого материала является пониженное образование пыли по сравнению с купершлаком. Губчатый абразивный материал обладает большим количеством циклов использования (до 20 циклов) по сравнению с купершлаком (от 1 до 3 циклов). Сравнение принципа действия губчатого и твердого абразивных материалов представлено на рис. 4.

**Рис. 4**
Сравнение принципа действия губчатого абразивного материала (а) и твердого материала (б)

Процесс снятия АКП абразивно-струйным способом с использованием губчатого абразивного материала приведен на рис. 5.

**Рис. 5**
Снятие АКП абразивно-струйным способом с использованием губчатого абразивного материала

Полевые испытания губчатого абразивного материала, проведенные в рамках НИР, показали, что данный метод позволяет эффективно снимать как старые битумные, так и современные заводские полиэтиленовые покрытия. Недостатком данного метода является дороговизна губчатого материала по сравнению с купершлаком. Для сравнения, в зависимости от типа губчатого абразивного материала его стоимость дороже до 200 раз по сравнению со стоимостью купершлака.

## Гидравлический метод снятия АКП

Гидравлический метод снятия АКП основан на подаче направленной струи воды на поверхность АКП под высоким давлением, достигающим 250 МПа.

Фотография установки для снятия АКП гидравлическим методом приведена на рис. 6.

Подводные испытания установки для снятия АКП гидравлическим методом, проведенные в рамках НИР, показали, что данный метод позволяет эффективно снимать как старые битумные, так и современные заводские покрытия. Выявлено, что производительность снятия АКП 0,75 м$^2$/ч не зависит от типа покрытия и превышает скорость снятия изоляционного покрытия водолазами с помощью ручного инструмента в 37 раз.

Снятие АКП струей воды высокого давления требует больших расходов воды – до 80 л/мин, в связи с этим данный метод в первую очередь предназначен для снятия АКП с трубопроводов

**Рис. 6**
Установка для снятия АКП гидравлическим методом

**Рис. 7**
Снятие полиэтиленового покрытия методом локального нагрева токами высокой частоты

подводной прокладки. Следует отметить, что для снятия АКП гидравлическим методом требуется до 40 мин. на монтаж и демонтаж установки на трубопроводе. В связи с этим снятие АКП на участках площадью менее 0,01 м$^2$ целесообразнее выполнять ручным методом с использованием гидравлических шлифовальных машинок и стальных дисковых или чашечных щеток.

Для использования данного метода для снятия изоляционного покрытия трубопроводов подземной прокладки необходимо дополнительное оснащение для сбора и подачи воды.

## Термический метод снятия АКП

Термический метод основан на термическом воздействии на АКП, при котором увеличивается эластичность покрытия и уменьшается адгезия покрытия к металлу трубы.

Снятие АКП с использованием открытого огня на действующих магистральных трубопроводах приводит к нарушению требований безопасности и не применяется на объектах ОАО «АК «Транснефть» [10].

В настоящее время разрабатывается термический метод снятия полиэтиленового АКП, основанный на локальном нагреве металла токами высокой частоты. При нагреве адгезия покрытия снижается, что позволяет снимать изоляционное покрытие вручную с помощью шпателя. Производительность такого метода может достигать 22 м$^2$/ч.

Процесс снятия полиэтиленового покрытия методом локального нагрева токами высокой частоты представлен на рис. 7.

## Выводы

По результатам проведенного анализа и натурных испытаний можно сделать следующие выводы:
1. Снятие АКП трубопроводов подводной прокладки наиболее эффективно производить гидравлическим методом.
2. Снятие АКП трубопроводов подземной прокладки наиболее эффективно производить вручную очистными дисковыми щетками, а также абразивно-струйным способом.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** Иванов В. А., Серебрянников Д. А., Давыдов А. Н. Анализ и классификация способов очистки наружной поверхности трубопровода от дефектной изоляции // Экспозиция нефть и газ. 2013. № 6(31). С. 25–26.

**2.** Алиев Р. А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. М. : ООО «Издательский дом «Недра», 1987. 271 с.

**3.** Халлыев Н. Х. Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. М. : ООО «Издательский дом «Недра», 2010. 166 с.

**4.** Халлыев Н. Х. Некоторые особенности производства работ капитального ремонта магистральных трубопроводов поточным методом. М. : Недра, 1998.

**5.** Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В. Л. Березин [и др.]. М. : Недра, 1978. 364 с.

**6.** Гумеров А. Г., Зубаиров А. Г., Векштейн М. Г. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. М. : Недра, 1999. 524 с.

**7.** Коршак А. А., Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Ростов-на-Дону : Феникс, 2016. 541с.

**8.** Душин В. А., Шаммазов А. М. Капитальный ремонт линейной части магистральных нефтепроводов. Уфа : Монография, 2008. 271 с.

**9.** Лисин Ю. В., Сощенко А. Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. М. : Недра, 2013. 421 с.

**10.** РД 39-0147103-359-89. Инструкция на технологический процесс капитального ремонта нефтепроводов с заменой изоляционного покрытия и одновременным заглублением переукладки в новую траншею.

## REFERENCES

**[1]** Ivanov V. A., Serebryannikov D. A., Davydov A. N. Analysis and classification of external pipeline surface cleaning from defective insulation // Exposition Oil and Gas. 2013. No. 6 (31). P. 25-26.

**[2]** Aliev R. A. Construction and repair of petroleum pipelines, gas storages and petroleum storage depots. M.: Nedra, 1987. 271 pp.

**[3]** Khallyev N. H. All-round mechanization of main pipeline line part capital repair. M.: Nedra, 2010. 166 pp.

**[4]** Khallyev N. H. Some specific features of main pipeline capital repair by straight-line flow method. M. : Nedra, 1998.

**[5]** Main pipeline capital repair / V. L. Berezin [and others]. M.: Nedra, 1978. 364 pp.

**[6]** Gumerov A. G., Zubairov A. G., Vekshtein M. G. Underground petroleum pipeline capital repair. M.: Nedra, 1999. 524 pp.

**[7]** Korshak A. A., Nechval A. M. Pipeline design and operation: textbook for universities. Rostov-na-Donu: Fenix, 2016. 541 pp.

**[8]** Dushin V. A., Shammazov A. M. Petroleum main pipeline line part capital repair. Ufa: Monografia, 2008. 271 pp.

**[9]** Lisin Y. V., Soshchenko A. E. Processes of Russian petroleum main pipeline transport. M.: Nedra, 2013. 421 pp.

**[10]** RD 39-0147103-359-89. Instructions of pipeline capital repair flow process with exchange of insulation cover and simultaneous embedment of re-laying in new trench.

# МЕХАНИЗМЫ ИЗМЕНЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА ТРУБ И ОБОРУДОВАНИЯ В ВОДОРОДОСОДЕРЖАЩИХ СРЕДАХ

## VARIATION MECHANISMS OF PIPE AND EQUIPMENT METAL MECHANICAL FEATURES IN HYDROGEN-CONTAINING ENVIRONMENT

УДК 620.193

**К.М. Гумеров**
д.т.н., проф., заведующий сектором надежности трубопроводных систем
ООО «Институт проблем транспорта энергоресурсов»,
г. Уфа
**K.M. Gumerov**
Doctor of Engeneering,
Professor in Charge of Security Section of Pipeline System
of LLC Institute of «Energy Resources Transportation Problems»,
Ufa, Russian Federation
*K.M.Gumerov@mail.ru*

***Аннотация:*** *При длительной эксплуатации трубопроводов в ряде случаев обнаруживаются новые явления и закономерности, которые не были известны в полной мере на момент проектирования и строительства и которые с некоторого времени начинают создавать угрозу преждевременного и внезапного разрушения объектов. Одно из таких явлений – изменение механических и структурных свойств металла трубопроводов и оборудования под воздействием водородосодержащих сред, накопление и развитие дефектов в виде трещин и расслоений.*
*В статье приводится анализ явления деградации свойств металла труб, обнаруженного в процессе расследования аварийных ситуаций на трубопроводах, природы и механизмов развития дефектов с учетом особенностей взаимодействия с окружающей средой и перекачиваемыми продуктами.*
*В результате установлен ряд новых закономерностей, которые необходимо учитывать при организации работ по поддержанию трубопроводов в работоспособном и безопасном состоянии. Так, установлено, что охрупчивание и растрескивание металла труб связано с накоплением водорода в металле. Водород на поверхности металла образуется вследствие химических и электрохимических реакций взаимодействия с грунтовой водой и (или) перекачиваемым продуктом. Проникновение водорода в металл происходит только в состоянии без электронной оболочки, то есть в виде ядра (протона). Интенсивность проникновения водорода вглубь металла и скорость растрескивания зависит от интенсивности источника атомарного водорода на поверхности (внутренней или наружной) и от напряженного состояния трубопровода. В местах концентрации напряжений (например, в зонах дефектов и сварных швов) можно ожидать усиления реакций наводороживания, охрупчивания и растрескивания металла. Электрохимическая защита трубопроводов не может препятствовать коррозионному растрескиванию по механизму наводороживания. Для торможения растрескивания трубопроводов необходимо исключить источники атомарного водорода на поверхности металла, применяя эффективные изоляционные материалы и технологии.*

***Abstract:*** *In some cases during long term pipeline usage they can find new phenomena and patterns that were not known in full at the moment of design and construction and that start to create a threat of early and immediate object destruction. One of such phenomena is change of pipeline and equipment metal mechanical and structural features under the influence of hydrogen-containing environment, accumulation and development defects such as cracks and scaling.*
*The article represents the degradation analysis of pipe metal features found during investigation of pipeline emergencies, defect nature and propagation mechanism with consideration of interaction with environment and transported products.*
*As a result new rows of patterns were established that should be noted when keeping pipeline in working and safe order. Thus it is stated that pipe metal embrittlement and cracking is connected with hydrogen accumulation in metal. Hydrogen is formed on the metal surface due to chemical and electrochemical reactions when interacting with groundwater and (or) transported product. Hydrogen penetration in metal takes place only without electronic shell i.d. as a core (proton). Intensity of Hydrogen penetration inside the metal and cracking rate depend on intensity of atomic hydrogen source on the surface (internal or external) and pipeline tensity. At stress concentration points (e.g. in defect and weld zones) enhancement of hydrogenation, embrittlement and metal cracking can be expected. Pipeline electrochemical protection cannot prevent from stress corrosion cracking under hydrogenation mechanism. To inhibit pipeline cracking it is necessary to exclude atomic hydrogen sources on the metal surface applying effective insulating materials and techniques.*

***Ключевые слова:*** *последовательная перекачка топлив, смесеобразование, сборно-разборные трубопроводы, эффективный коэффициент диффузии, эксплуатация нефтепродуктопроводов.*

***Key words:*** *main pipeline, stress corrosion cracking, hydrogen, hydrogenation, decarburization, embrittlement, $H_2S$-corrosion cracking, metal decomposition.*

## Введение

Чем больше срок эксплуатации трубопроводов, тем больше появляется вопросов, связанных с необходимостью поддержания их в рабочем и безопасном состоянии. Один из таких вопросов – природа коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), которое, судя по статистическим данным о причинах отказов, на магистральных газопроводах является одним из самых частых явлений, а на магистральных нефтепроводах не происходит. Это при том, что данные трубопроводы были спроектированы и построены по одним и тем же нормам, эксплуатируются в одинаковых условиях. Транспортируемый продукт (газ и нефть) не могут играть определяющую роль, так как на магистральных трубопроводах растрескивание происходит по наружной поверхности трубопроводов. Если принять, что на газопроводах напряжения выше, то возникает вопрос – почему на более напряженных участках нефтепроводов не обнаруживается КРН (на дефектах, сварных стыках, участках изгиба и других концентраторах напряжений). Изучение этого вопроса требует более тщательного анализа аварийных ситуаций на разных трубопроводах, находившихся в разных условиях, исследования микроструктуры металлов в зонах растрескивания, изучения химических и электрохимических реакций, происходящих на наружной и внутренней поверхности стенки труб. В данной работе была поставлена цель – на базе анализа аварийных ситуаций попытаться предложить физическую модель растрескивания металла труб, основанную на влиянии водорода.

## Методы

В работе использованы материалы расследования аварий на магистральных газо- и нефтепроводах, полученные автором в роли эксперта, результаты химического анализа и металлографических исследований образцов металла, вырезанных из зоны растрескивания, а также литературные источники других авторов по растрескиванию металла труб и роли водорода в этом явлении.

## Результаты

### Источники водорода

Водород является одним из самых распространенных химических элементов в природе. Он входит практически во все продукты, перекачиваемые по трубопроводу: нефть, газ, нефтепродукты, другие углеводороды. Водород входит в состав воды, кислоты и щелочи. Водород содержится в атмосфере в виде молекул водорода и влаги. Сероводород присутствует на многих месторождениях нефти и газа. При эксплуатации нефтяного оборудования в месторождениях, содержащих сероводород, оборудование и трубопроводы претерпевают сероводородную коррозию и растрескивание. Это явление хорошо известно при эксплуатации аппаратов нефтеперерабатывающих предприятий [1–4].

На магистральных газопроводах широко известно коррозионное растрескивание под напряжением, которое является причиной более половины происходящих аварий [5–11]. Здесь источником водорода является грунтовая вода. Водород выделяется в местах с отслоившимся изоляционным покрытием под действием катодного потенциала.

Водород встречается в нескольких состояниях.

Наиболее устойчивыми являются нейтральные молекулы, например воды $H_2O$, метана $CH_4$, сероводорода $H_2S$, собственно водорода $H_2$ и т.д.

Менее неустойчивы ионы в водных растворах солей, кислот и щелочей, например $H^+$, $OH^-$, которые существуют в виде комплексов, окруженных полярными молекулами воды $(H^+)\cdot n(H_2O)$ и $(H^-)\cdot m(H_2O)$.

### Водород и металл

Водород входит в состав металлов в виде примесных атомов и молекул. Нейтральные молекулы в металле, включающие в свой состав атомы водорода, в основном находятся в устойчивом состоянии. Они могут располагаться внутри кристаллов (в узлах или междоузлиях кристаллической решетки), тем самым привести к искажению решетки и внутренним напряжениям. Они могут накапливаться на границах кристаллов, создавая внутренние напряжения и влияя на механические свойства металла. Поскольку все неподвижные искажения кристаллической решетки затрудняют движение дислокаций, эти (примесные молекулы) понижают пластичность металла.

Отдельные атомы водорода, оказавшиеся внутри кристаллической решетки, неустойчивы и подвижны. Это объясняется тем, что единственный валентный электрон атома водорода входит в общее электронное облако кристаллической решетки металла. Оставшись без электрона, атом водорода фактически становится протоном, то есть элементарной частицей. Как известно, подвижность элементарных частиц намного выше, чем нейтральных атомов и молекул. Поэтому атомы водорода (то есть их ядра – протоны) могут практически свободно перемещаться в пределах кристаллической решетки. Выскочить за пределы металла они могут, если только их энергия достаточна для преодоления энергетического барьера, образованного действием электронного облака. В обратном направлении – извне в металл протоны будут переходить «более охотно», поскольку это энергетически выгодно.

Интересно поведение водорода на поверхности металла.

Если на поверхности металла появится нейтральная молекула водорода ($H_2$), то она при нормальной температуре не может проникнуть в металл (во всяком случае, это энергетически невыгодно). Если температура высокая, то молекула водорода может распасться на два отдельных атома ($H_2 \rightarrow H + H$). Такие высокие температуры не характерны для трубопроводов нефтегазового комплекса, но характерны для теплоэнергетического оборудования.

Атомарный водород на поверхности трубопроводов может образоваться и по-другому, например, в результате химических реакций [12, 13]:

$2Fe+2HS^- \rightarrow FeS+2H+2e$;

$Fe+2HS^- \rightarrow FeS_2+2H+2e$;

$3Fe+4H_2O \rightarrow Fe_3O_4+8H$;

$2Fe+2HCO_3^- \rightarrow 2FeCO_3+2H+2e$.

Весьма вероятен процесс восстановления на поверхности трубопровода катионов водорода, находящихся в грунтовой воде ($H^+ + e \rightarrow H$). Данной реакции способствует отрицательный потенциал, наведенный системой электрохимической защиты [9].

Таким образом, существует много механизмов образования атомарного водорода на поверхности металла трубы (если, конечно, поверхность не изолирована от внешней среды).

Атомарный водород на поверхности металла неустойчив.

Вероятно объединение атомов водорода в нейтральные молекулы водорода ($H+H \rightarrow H_2$), которые затем будут выделяться в виде газовых пузырей.

Однако более вероятен следующий процесс [13, 14]. Единственный электрон атома водорода, находящегося на поверхности металла, входит в общее электронное поле металла. При этом атом «оголяется» до состояния протона и приобретает большую подвижность и проникающую способность. Поскольку общее силовое поле для протона направлено в сторону металла, то более вероятно его проникновение в металл, чем удаление от него. Если металл заряжен отрицательно (за счет катодной защиты), то проникновение атомарного водорода (протона) в металл становится еще более выгодным энергетически.

Проникающий в металл водород накапливается в дислокациях, микропорах, микротрещинах [12, 15–20].

Он может объединиться с другим таким же атомом и образовать молекулу водорода, которая затем становится устойчивой и неподвижной и искажает кристаллическую решетку, создавая внутреннее напряжение и превращаясь в препятствие для движения других дислокаций.

Он также легко соединяется с углеродом карбидной составляющей стали и приводит к следующим явлениям:

- обезуглероживание металла (блокировка атомов углерода проникшими атомами водорода) по схеме $Fe_3C+4H=3Fe+CH_4$;
- блокировка дислокаций и охрупчивание металла (снижение ударной вязкости);
- накопление метана по границам зерен и растрескивание под действием внутреннего давления (межкристаллитное растрескивание);
- рост внутренних напряжений и растрескивание металла;
- объединение микротрещин, образование и рост макротрещин в направлениях, перпендикулярных растягивающим напряжениям.

**Этапы и виды растрескивания металла с участием водорода**

Исходя из вышеизложенного, можно выделить следующие этапы процесса растрескивания металла трубопровода с участием водорода:

1) образование активного (атомарного) водорода на поверхности металла;

2) проникновение атомарного водорода вглубь металла;

3) процессы, происходящие внутри металла с участием проникающего водорода.

Явления коррозионного растрескивания стали при участии водорода имеют разные определения:

а) водородное растрескивание – блистеринг (blister – вздутие);

б) коррозионное растрескивание под напряжением, обозначаемое SSCC (Stress Corrosion Cracking – стресс-коррозия).

Скорость этих процессов определяется внешними и внутренними факторами.

Внешние факторы определяют скорость первого этапа процесса – выделения атомарного водорода на поверхности металла. К ним относятся состояние изоляционного покрытия (повреждения, снижение адгезии, расслоение), разность потенциалов «труба – земля», состав и концентрация химических веществ у поверхности металла, состояние поверхности металла, pH среды (кислотность), влажность.

Внутренние факторы определяют скорость второго и третьего этапов процесса – проникновения водорода в металл и процессов, происходящих внутри металла. К ним относятся химический состав и структура металла, а также напряженное состояние. Причем играют свою роль как напряжения от внешних воздействий, остаточные технологические напряжения, а также внутренние, в том числе действующие на уровне зерен, кристаллов, дислокаций.

Некоторые факторы, например температура, относятся как к внешним, так и к внутренним факторам, поскольку оказывают влияние на все процессы, происходящие как вне металла, так и внутри него.

В отличие от других видов коррозии (например хлоридного) коррозионное растрескивание сталей может начаться внутри металла, под поверхностью.

Различают два типа коррозионного растрескивания сталей, вызываемого наводороживанием металла.

Первый тип растрескивания возникает под воздействием растягивающих напряжений, возникающих от внешних нагрузок или остаточных

напряжений. При этом трещина распространяется перпендикулярно наибольшей из компонент напряжений. Растрескивание этого вида называют коррозионным растрескиванием под напряжением. Это частое явление на магистральных газопроводах (рис. 1).

Второй тип растрескивания состоит в том, что трещины и пузыри образуются внутри металла, преимущественно в направлении прокатки, даже в отсутствие внешних напряжений (рис. 2). Иногда водородные трещины распространяются ступеньками. Это явление называют водородным растрескиванием, водородным расслоением, водородно-индуцированным растрескиванием.

Водородному растрескиванию подвергаются стали с пределом прочности от 300 до 800 МПа. В этот диапазон попадают практически все стальные трубопроводы, в том числе магистральные нефте- и газопроводы.

Коррозионное растрескивание под напряжением наблюдается на сталях с высоким пределом текучести, до 600 МПа и выше. Приложенные извне напряжения приводят к объединению параллельных внутренних микротрещин в магистральные трещины, перпендикулярные растягивающей нагрузке. Растрескиванию подвергаются сварные соединения, где сказывается роль остаточных напряжений от сварки.

Водородные расслоения переходят в водородные пузыри (отдулины) с размерами от еле заметных невооруженным глазом до 50 мм в высоту и 250 мм в диаметре (рис. 3). Пузыри в большинстве случаев образуются на той поверхности, где происходит выделение атомарного водорода. Иногда в районе пузырей появляются трещины. Исследования показали, что извлекаемый из пузырей газ на 99,5 % состоит из водорода, а давление в пузырях достигает 20 МПа.

Водородно-индуцированное растрескивание сталей невысокой прочности обычно начинается в плоскости листа проката металла, имеющего повышенное содержание примесей, легирующих элементов или аномальных структур. В отличие от расслоений металлургического происхождения, водородно-индуцированное растрескивание обычно имеет развитый рельеф. Участки, которые в начальный период развития выглядят как плоские расслоения, затем становятся трехмерными (Г- или Т-образными в поперечном сечении). Трехмерные структуры могут образовываться в вершинах «расслоений» или между ними, например, вдоль оси симметрии.

Коррозионное растрескивание под напряжением характерно для сталей аустенитного и аустенитно-мартенситного класса. Водород в этих сталях облегчает протекание мартенситного превращения и зарождение трещин.

В нефтяной и газовой промышленности известны случаи растрескивания металла за время эксплуатации от 2–3 месяцев до 2–3 лет труб теплообменников, трубопроводов для перекачки продуктов, стенок сварных емкостей, резерву-

**Рис. 1**
Поверхность трубы при коррозионном растрескивании под напряжением

**Рис. 2**
Очаги водородного расслоения (300×)

**Рис. 3**
Водородные пузыри на внутренней поверхности трубопровода, транспортирующего сернистые нефтегазовые среды

**Рис. 4**
Макроструктура разрушенного кольцевого сварного шва

**Рис. 5**
Обезуглероживание и рост зерна в районе блистеринга

аров и колонн, змеевиков и греющих камер, выпарных аппаратов, деталей запорной арматуры и т.д.

Наиболее часто коррозионное растрескивание наблюдается в зонах термического влияния сварного шва (рис. 4). Наиболее благоприятными для этого условиями являются: pH водной фазы < 5; температура 30–40 °С; напряжения близки к пределу текучести металла. Склонность к растрескиванию определяется также особенностями структуры самого металла: наличием структурных неоднородностей, количеством и распределением неметаллических включений, химическим составом.

Характерной особенностью коррозионного растрескивания под воздействием водорода является то, что часть выделяющихся при этом атомов водорода не соединяется в молекулы, а проникает в металл, вызывая наводороживание и водородную хрупкость, а также обезуглероживание (отбор углерода для образования молекул типа $CH_4$) и рост зерна (рис. 5).

На поверхности металла, как правило мало затронутой общей коррозией, возникают разветвленные или неразветвленные трещины, иногда видимые невооруженным глазом (рис. 1), а чаще видимые только при осмотре с оптическим увеличением от 2–3 до 25–50 раз или выявляемые металлографическим, физическим (ультразвуковым, вихретоковым, цветным и др.) методами или механическими испытаниями образцов.

Растрескивание металла в сероводородосодержащих средах известно давно [1, 2]. Растрескивание подземных стальных трубопроводов, перекачивающих очищенные от всяких примесей продукты (нефть, газ, нефтепродукты), обнаружилось сравнительно недавно, в последние 15–20 лет [5, 7]. Исследования аварий от растрескивания металла показали, что источником атомарного водорода является грунтовая вода, проникающая к поверхности металла из-за изношенности изоляционного покрытия. Как оказалось, электрохимическая защита при этом вовсе не защищает от коррозионного растрескивания, а совсем даже наоборот, инициирует и ускоряет явление, создавая хорошие условия для выделения атомарного водорода [9].

Как известно, на опасных производственных объектах, которыми являются магистральные нефте- и газопроводы, существует определенная исполнительная дисциплина. Она заключается в том, что все работы по обслуживанию и ремонту регламентируются. Если в регламентах не указаны действия по исключению растрескивания труб, то эти действия не будут выполнены. Однако в нормативных документах по проектированию, строительству, эксплуатации, диагностике не нашло отражения такое опасное явление, как коррозионное растрескивание металла труб вследствие наводороживания. Между тем это явление достаточно полно отражено в нормативной базе нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

## Выводы

Анализ накопленной информации о механизмах растрескивания действующих трубопроводов приводит к следующим выводам.

1. Охрупчивание и растрескивание металла труб связано с накоплением водорода в металле.
2. Водород может проникать в металл только в состоянии без электронной оболочки, то есть в виде ядра (протона).
3. В такое состояние переходит только атомарный водород, образованный на поверхности трубы.
4. Существует несколько механизмов образования атомарного водорода на поверхности трубы.
5. Интенсивность процесса охрупчивания и растрескивания металла трубопровода зависит от интенсивности источника атомарного водорода и от напряженного состояния трубопровода.
6. На участках трубопровода, где повреждено или отсутствует изоляционное покрытие и существует концентрация напряжений (например, сварные стыки или дефекты), можно ожидать усиленной реакции наводороживания металла.
7. Для торможения растрескивания трубопроводов необходимо исключить источники атомарного водорода на поверхности металла труб. Для этого необходимо восстановить изоляционное покрытие, применяя подходящие изоляционные материалы и технологии.
8. Электрохимическая защита трубопроводов не может препятствовать коррозионному растрескиванию по механизму наводороживания.
9. Необходимо совершенствовать нормативную базу магистральных трубопроводов с учетом явления коррозионного растрескивания по механизму наводороживания металла труб.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** Надежность трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды: монография / А. А. Бауэр [и др.]. Оренбург : «ОренПечать», 2015. 506 с.

**2.** Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов, транспортирующих сероводородосодержащие среды: монография / С. И. Иванов [и др.]. М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 215 с.

**3.** Коррозионная стойкость оборудования химических производств. Нефтеперерабатывающая промышленность: Справ. изд. / Под ред. Ю. И. Арчакова, А. М. Сухотина. Л. : Химия, 1990. 400 с.

**4.** Влияние водорода на нефтяное и химическое оборудование / А. В. Шрейдер [и др.]. М. : Машиностроение, 1979. 144 с.

**5.** Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем / И. Г. Абдуллин [и др.]. Уфа : Гилем, 1997. 176 с.

**6.** Исследование условий и причин коррозионного растрескивания труб магистральных газопроводов / В. Г. Антонов [и др.]. М. : ВНИИЭгазпром, 1991. 43 с.

**7.** Коррозионное растрескивание труб магистральных газопроводов / М. З. Асадуллин // Газовая промышленность. 2000. № 2. С. 38–39.

**8.** Коррозионное растрескивание на магистральных газопроводах / А. С. Болотов [и др.] // Газовая промышленность. 1994. № 6. С. 12–15.

**9.** Климов П. В., Гумеров А. К., Кунафин Р. Н. Исследование и разработка методов торможения стресс-коррозии на примере магистральных газопроводов Средняя Азия – Центр. СПб. : ООО «Недра», 2011. 228 с.

**10.** Чучкалов М. В., Шарафиев Р. Г. Исследование коррозионных процессов газотранспортного оборудования. Кинетика разрушения // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2006. № 3. С. 38–40.

**11.** Стресс-коррозия магистральных газопроводов и человеческий фактор / М. Ф. Сунагатов [и др.] // Территория нефтегаз. 2010. № 8. С. 32–36.

**12.** Фролова Л. В. Коррозия и наводораживание углеродистых сталей в карбонатно-бикарбонатных средах // Коррозия: материалы, защита. 2004. № 3. С. 22–25.

**13.** Гумеров К. М., Сильвестров С. А., Багманов Р. Р. Физическая модель стресс-коррозии трубопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 4(102). С. 82–95.

**14.** Климов П. В. Исследование содержания водорода в металле труб магистральных газопроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. Вып. 4(86). С. 68–73.

**15.** Арчаков Ю. И. Водородная коррозия стали. М. : Металлургия, 1985. 192 с.

**16.** Белоглазов С. М. Наводороживание стали при электрохимических процессах. Л. : ЛГУ, 1975. 412 с.

**17.** Дубовой В. Я., Романов В. А. Влияние водорода на механические свойства стали // Сталь. 1974. Т. 7. № 7. С. 727–732.

**18.** Зайнуллин Р. С., Ямалеев К. М., Росляков А. В. Старение труб нефтепроводов. М. : Недра, 1995. 223 с.

**19.** Ямалеев К. М., Пауль А. В. Структурный анализ старения трубных сталей при эксплуатации нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. 1988. № 11. С. 61.

**20.** Швед М. М. Изменение эксплуатационных свойств железа и стали под влиянием водорода. Киев : Наукова Думка, 1985. 120 с.

### REFERENCES

**[1]** Reliability of pipelines transporting $H_2S$ containing oil and gas environment: monography A. A. Bauer [and others]. Orenburg: «OrenPechat», 2015. 506 pp.

**[2]** Provision of operation safety of pipelines transporting H2S containing oil and gas environment: monography / S. I. Ivanov [and others]. M.: LLC «Nedra-BiznesCentr», 2006. 215 pp.

**[3]** Corrosion resistance of chemical equipment. Petroleum refining industry. Ref. edition / Edited by Y. I. Archakova, A. M. Sukhotina. L.: Chimiya, 1990. 400 pp.

**[4]** Impact of hydrogen on petroleum and chemical equipment / A. V. Shreider [and others]. M.: Machine construction, 1979. 144 pp.

**[5]** Corrosion and mechanical resistance of O&G pipeline system / I. G. Abdullin [and others]. Ufa: Gilem, 1997. 176 pp.

**[6]** Condition and cause Investigation of main pipeline tube corrosion cracking / V. G. Antonov [and others]. M.: VNIIEgazpro, 1991. 43 pp.

**[7]** Main pipeline tube corrosion cracking / M. Z. Asadullin // Gazovaya Promyshlennost. 2000. No. 2. P. 38-39.

**[8]** Corrosion cracking in Main pipelines / A. S. Bolotov [and others] // Gazovaya Promyshlennost. 1994. No. 6. P. 12-15.

**[9]** Klimov P. V., Gumerov A. K., Kunafin R. N. Investigation and development of stress-corrosion inhibition methods illustrated with Main pipelines Central Asia – Centre. St. Petersburg : LLC «Nedra», 2011. 228 pp.

**[10]** Chuchkalov M. V., Sharifiev R. G. Corrosion investigation of gas transport equipment. Fracture kinetics // Quality control of oil and gas complex. 2006. No. 3. P. 38-40.

**[11]** Main pipeline stress-corrosion and human factor / M. F. Sunagatov [and others] // Territoria Neftegaz. 2010. No. 8. P. 32-36.

**[12]** Frolova L. V. Carbon steel corrosion and hydrogenation in carbonate – bicarbonate environment // Corrosion: materials, protection. 2004. No. 3. P. 22-25.

**[13]** Gumerov K. M., Silvestrov S. A., Bagmanov R. R. Physical model of pipeline stress-corrosion // Problems of petroleum and petroleum products collection, treatment and transportation. 2015. Edition 4(102). P. 82-95.

**[14]** Klimov P. V. Investigation of hydrogen content in main pipeline tubes metal // Problems of petroleum and petroleum products collection, treatment and transportation. 2011. Edition 4(86). P. 68-73.

**[15]** Archakov Y. I. Steel hydrogen corrosion. M.: Metallurgia, 1985. 192 pp.

**[16]** Beloglazov S. M. Steel hydrogenation during electrochemical processes. L.: LGU, 1975. 412 pp.

**[17]** Dubovoy V. Y., Romanov V. A. Impact of hydrogen on steel mechanical properties // Steel. 1974. V. 7. No. 7. P. 727-732.

**[18]** Zaynullin R. S., Yamaleev K. M., Roslyakov A. V. Pipeline tube aging. M.: Nedra, 1995. 223 pp.

**[19]** Yamaleev K. M., Paul A. V. Structural analysis of tube steel aging under pipeline operation // Neftyanoe khozyaystvo, 1988. No. 11. P. 61.

**[20]** Shved M. M. Change of iron and steel operational features affected by hydrogen. Kiev: Naukova Dumka, 1985. 120 pp.

УДК 620.9:330.1

# ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

## ECONOMIC ASPECTS OF RENEWABLE ENERGY RESOURCES

**П.Ю. Сериков**
к.т.н., заместитель вице-президента – директор департамента экономики
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва
**P.Y. Serikov**
Candidate of Engineering Science,
Deputy Vice-President – Director of Economic Department,
Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation

**А.О. Бучнев**
ведущий экономист управления тарифного регулирования департамента экономики
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва
**A.O. Buchnev**
Key Economist of Tariff Regulation Control of Economic Department,
Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation
*BuchnevAO@ak.transneft.ru*

***Аннотация:*** *Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) играют основную роль в формирующейся энергетической модели мира. Благодаря интенсивному развитию и при государственной поддержке этого сектора энергетики во многих странах доля ВИЭ в ближайшем будущем превысит 20 % в структуре национальных энергобалансов. К числу основных приоритетов данной государственной политики, как правило, относится энергоэффективность и энергонезависимость, в то время как экономическая целесообразность практически не учитывается. Для исследования экономических аспектов использования ВИЭ был применен метод «анализ среды функционирования», а также ретроспективный анализ ценообразования приведенных стоимостей разных источников энергии. На примере энергетических стратегий Бразилии и Китая выявлены факторы, определяющие институциональную природу использования ВИЭ, а также проведена оценка экономического потенциала возобновляемых источников энергии применительно к нашей стране. По результатам межстранового сравнения выявлено, что внедрение ВИЭ в небольших объемах оказывает позитивное влияние на экономическую эффективность, в то время как дальнейшее бесконтрольное наращивание потребления ВИЭ может приводить к труднопрогнозируемым последствиям. Помимо этого, ВИЭ оказываются конкурентоспособными при условии отсутствия подключения к централизованной энергосети.*

***Ключевые слова:*** *возобновляемые источники энергии, анализ среды функционирования, экономическая эффективность, экономический потенциал, приведенная стоимость электроэнергии, полная отдача от масштаба, переменная отдача от масштаба, солнечная энергия, ветровая энергия.*

***Abstract:*** *The share of renewables in national energy balances is going to be higher 20% in the closest future. A nonparametric method (DEA) in operations research and economics for the estimation of production frontiers and retrospective analysis of levelised cost of electricity natively represents economic aspects of use renewable energy sector in cross-country and cross-market comprehension. In most cases positive economic effect is associated with moderate rise of consumption of renewables. High and intensive rise of alternative energy sector leads to unpredictable consequences. On the examples of energy strategies of China and Brazil showed institutional differences in approach and method of applying of renewables. Also article consist the aspects of renewables microgeneration in energetics.*

***Key words:*** *renewable energy resources, data envelopment analysis, economic efficiency, economic potential, levelised cost of electricity, constant returns to scale, variable returns to scale, solar energy, wind energy.*

## Введение

Процессы глобализации ускорили взаимопроникновение и взаимозависимость энергетических рынков. Конкуренция при экспорте энергетических ресурсов, замена ряда контрактов спот и своп поставками, развитие технологических возможностей в способах доставки энергоносителей, а также появление альтернативных источников энергии предопределили формирование новой энергетической модели мира, основанной на принципах гибкости и энергоэффективности. Нефтяной кризис 1973 года стал определяющим стимулом формирования альтернативной энергетики как самостоятельного сегмента отрасли. Практическая реализация сформулированных концепций альтернативной энергетики, использующей ВИЭ, продолжилась и в более благополучные годы, найдя свое конкретное воплощение во многих странах мира. При этом под ВИЭ понимаются источники энергии, непрерывно возобновляемые за счет естественно протекающих природных процессов: энергии солнечного излучения, энергии ветра, гидродинамической энергии воды; геотермальной энергии: тепла грунта, грунтовых вод, рек, водоемов и др., используемые для производства электрической и (или) тепловой энергии.

Необходимо отметить, что поддержка научных разработок альтернативной энергетики со стороны национальных правительств, приоритетная специализация промышленных исследований, государственная интенсификация внедрения инноваций придали стратегиям вывода на энергетические рынки альтернативных источников особое значение в связи с необходимостью диверсификации энергетических рынков и снижения зависимости от традиционных источников энергии. Движение в защиту окружающей среды, развитие «зеленого» маркетинга, теория экологичности жизненного цикла, экологические налоги и сборы, дополнительные меры по управлению отходами производств напрямую связаны с бурным развитием этого нового сектора энергетики.

*«Нам нужны качественно иные подходы. Речь должна идти о внедрении принципиально новых природоподобных технологий, которые не наносят урон окружающему миру, а существуют с ним в гармонии и позволят восстановить нарушенный человеком баланс между биосферой и техносферой»*, – заявил Президент Российской Федерации В.В. Путин в заключительной части своей речи, обращенной к Генеральной Ассамблее ООН в сентябре 2015 г. [1]. Таким образом, Президентом страны была подведена черта под списком вызовов современного мира, решение которых возможно только благодаря усилиям всех стран, способных эффективно содействовать в указанных сферах и области альтернативной энергетики в частности.

Сегодня альтернативная энергетика не только обеспечивает заметный процент потесненной традиционной энергии, но и создает 8 млн рабочих мест по всему миру (этот вид бизнеса только в США оценивается в 310 миллиардов долл. США) [2]. В Германии в отрасли производства (ВИЭ) занято более 235 тыс. работников (включая 35 тыс. работников в производстве солнечной энергии), что соизмеримо с количеством рабочих мест в крупных нефтяных компаниях. В Австралии за счет альтернативной энергии

обеспечивается 8 % потребности в энергии. Согласно прогнозу [3] Международного энергетического агентства (МЭА), доля альтернативной энергетики в ближайшем будущем достигнет уровня 20–25 % как в Соединенных Штатах, так и в странах ЕС.

## Методы

Для оценки степени экономической эффективности использования ВИЭ в конкретной стране или регионе, сопоставимой с остальными странами, полагаем целесообразным использовать такой инструментарий, как «Data Envelopment Analysis» (DEA) [4, 5], или «анализ среды функционирования» (АСФ). Применение методологии сравнительного анализа деятельности сложных технических, экономических и социальных систем, имеющей глубокую связь с математической экономикой, системным анализом, многокритериальной оптимизацией, как мы полагаем, позволит нам с высокой степенью достоверности оценить значимость ВИЭ как для энергетического сектора, так и для национальных экономик в целом.

В нашем случае под экономической эффективностью мы будем подразумевать степень близости [6] к канонической производственной функции Ψ, зависимой от рабочей силы, основного капитала и валового национального продукта (ВНП) страны. При этом первичное потребление возобновляемой энергии будет рассматриваться как внешняя переменная.

В общем виде [7] (без учета внешних факторов) функция выглядит следующим образом

$$\Psi=\left\{(x,y)\in\Re_{+}^{N+M}\middle|x\to y\right\}, \quad (1)$$

где $x\in\Re_{+}^{N}$ является вектором затрат, а $y\in\Re_{+}^{N}$ – вектором выпуска. Поскольку рассматриваемая модель определяется затратами, уровень $(x, y)$ определяется оценкой

$$\theta(x,y)=\inf\left\{\theta\middle|(\theta x,y)\in\psi\right\}. \quad (2)$$

Далее, конечная оценка АСФ эффективности зависит от характеристики отдачи от масштаба, предполагаемой в экономике. В случае постоянной отдачи от масштаба [8] (*CRS*), для каждого сочетания векторов затрат и выпуска $(x_i, y_i)$ оценка АСФ будет производиться по следующей формуле

$$\hat{\theta}_{CRS}(x_i,y_i)=\inf\left\{\begin{matrix}\theta>0|\theta x_i\geq\sum_{i=1}^{n}\gamma_i x_i;\ y\leq\sum_{i}^{n}\gamma_i y_i\, for\,(\gamma_i,...\gamma_n)\\ \gamma_i\geq 0,\ i=1,...n\end{matrix}\right\}. \quad (3)$$

Для переменной [9] отдачи от масштаба (*VRS*) АСФ будет производиться по следующей формуле

$$\hat{\theta}_{VRS}(x_i,y_i)=\inf\left\{\begin{matrix}\theta>0|\theta x_i\geq\sum_{i=1}^{n}\gamma_i x_i;\ y\leq\sum_{i}^{n}\gamma_i y_i\, for\,(\gamma_i,...\gamma_n)\\ \sum_{i=1}^{n}\gamma_i=1;\ \gamma_i\geq 0,\ i=1,...n\end{matrix}\right\}. \quad (4)$$

Для учета внешнего фактора (использование ВИЭ) [10] в модель необходимо ввести множество $z\in\Re^{r}$ каждого значения объема первичного потребления энергии, полученной из ВИЭ. Тогда формула (1) примет следующий вид

$$\Psi^{z}=\left\{(x',y)\in\Re_{+}^{N+M}\middle|x'\geq x^{\partial,z}(y),\ (x,y)\in\Psi\right\}, \quad (5)$$

где $x^{\partial,z}(y)$ определяет эффективный уровень производственной функции, соответствующий внешним экстерналиям (т.е. тем видам дополнительной экономии или дополнительных издержек, которые не зависят от производства ВИЭ, но влияют на их результативность), а также выпуску. Аналогично предыдущему подходу будут рассчитаны множества оценок $\theta_{CRS}(x,y|z)$ и $\theta_{VRS}(x,y|z)$. Таким образом, каждой стране будут соответствовать четыре значения экономической эффективности при:

- *CRS* – постоянной отдаче от масштаба;
- *CRS*|*z* – постоянной отдаче от масштаба с внедрением ВИЭ;
- *VRS* – переменной отдаче от масштаба;
- *VRS*|*z* – переменной отдаче от масштаба с внедрением ВИЭ.

При этом получаемые значения будут принадлежать отрезку [0; 1], где 1 – это эталонная (или абсолютная) экономическая эффективность, а 0 – минимальная экономическая эффективность.

В целях сравнения ВИЭ как между собой, так и с традиционными источниками энергии представляется [11] целесообразным обратиться к такому показателю, как приведенная стоимость единицы электроэнергии (ПСЭ).

В общем виде ПСЭ рассчитывается [12] по следующей формуле

$$\text{ПСЭ}=\frac{\sum_{t=1}^{n}\frac{\text{КЗ}_t+\text{ОС}_t+T_{\text{оп}t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n}\frac{\text{ЭЭ}_t}{(1+r)^t}}, \quad (6)$$

где КЗ – капитальные затраты в год $t$; ОС – операционные расходы в год $t$; $T_{\text{оп}}$ – затраты на топливо в год $t$; ЭЭ – доход от продажи электроэнергии в год $t$; $r$ – норма дисконтирования; $n$ – планируемый период эксплуатации электростанции.

Получаемый показатель подразумевает среднюю расчетную себестоимость производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла электростанции, включая капитальные затраты и операционные расходы, а также стоимость топлива для традиционных источников энергии.

Также необходимо заметить, что при оценке потенциала возобновляемых источников энергии подразумевается экономически извлекаемый валовый поток энергии, существующий в стране или регионе, который определяется [13] уровнем развития технологий (технологический потенциал), стоимостью электрической энергии и стоимостью средств производства. В свою очередь, на каждый из этих факторов влияют цены на рабочую силу, транспорт, инфраструктуру, первичные энергоресурсы и прочее. В случае колебаний цен на энергетических рынках рост экономического потенциала ВИЭ все равно не прекращается, поскольку как в

случае роста, так и в случае падения цен на первичные энергоресурсы продолжается совершенствование технологий ВИЭ, сопряженное с инерционной природой прочих ценовых факторов. В этой связи резкие скачки цен на традиционные ресурсы сглаживаются долгосрочным развитием ВИЭ.

## Результаты

Как видно на табл. 1, экономическую эффективность Норвегии можно считать эталоном и для экономической эффективности как таковой, и при условии существования в модели экстерналий, обусловленных ВИЭ. Кроме того, такие страны, как Швеция и Швейцария, также демонстрируют большое приближение к эталонному уровню.

При этом Венгрия, Греция и Португалия обладают худшими показателями вне зависимости от использования ВИЭ. В свою очередь, Болгария, Великобритания и Германия оказываются более эффективны экономически при допущении о переменной отдаче от масштаба в экономике. Следует отметить, что наша страна в рамках настоящего исследования обладает очень высокой экономической эффективностью вне зависимости от характеристики отдачи от масштаба, однако введение ВИЭ в модель снижает экономическую эффективность до средних значений.

**Табл. 1**
Показатели экономической эффективности стран по методу АСФ

| Страна | Показатели экономической эффективности | | | |
|---|---|---|---|---|
| | *CRS* | *CRS\|z* | *VRS* | *VRS\|z* |
| Австрия | 0,690 | 0,670 | 0,716 | 0,737 |
| Бельгия | 0,802 | 0,765 | 0,827 | 0,887 |
| Болгария | 0,776 | 0,676 | 1,000 | 1,000 |
| Великобритания | 0,852 | 0,087 | 1,000 | 0,088 |
| Венгрия | 0,453 | 0,435 | 0,516 | 0,507 |
| Германия | 0,793 | 0,570 | 1,000 | 1,000 |
| Голландия | 0,720 | 0,418 | 0,808 | 0,490 |
| Греция | 0,432 | 0,449 | 0,455 | 0,456 |
| Дания | 0,775 | 0,752 | 0,839 | 0,831 |
| Ирландия | 0,777 | 0,759 | 1,000 | 1,000 |
| Испания | 0,456 | 0,137 | 0,526 | 0,139 |
| Италия | 0,611 | 0,059 | 0,810 | 0,085 |
| Латвия | 0,662 | 0,581 | 1,000 | 1,000 |
| Норвегия | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Польша | 0,993 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Португалия | 0,412 | 0,424 | 0,446 | 0,440 |
| Россия | 0,959 | 0,645 | 0,989 | 0,724 |
| Румыния | 0,846 | 0,808 | 0,921 | 0,910 |
| Словакия | 0,787 | 0,742 | 0,927 | 0,908 |
| Финляндия | 0,798 | 0,803 | 0,865 | 0,857 |
| Франция | 0,778 | 0,083 | 0,915 | 0,084 |
| Чехия | 0,613 | 0,615 | 0,665 | 0,672 |
| Швейцария | 0,904 | 0,790 | 1,000 | 1,000 |
| Швеция | 1,000 | 0,913 | 1,000 | 1,000 |

На рис. 1 наглядно отражено снижение ПСЭ для двух основных видов ВИЭ в США.

В результате реализации последовательной и полномасштабной программы стимулирования ВИЭ с 2009 по 2015 гг. ПСЭ в секторе ветроэлектроэнергии снизилась на 60 %. В секторе солнечной энергетики снижение этого показателя за тот же период составило 82 %, что при общем росте конкурентоспособности ВИЭ сократило разрыв стоимостей в производстве этих двух видов возобновляемой энергии до исторического минимума [14]. В 2009 г. солнечная электроэнергия была дороже в среднем на 223,5 долл. США и, несмотря на глобальный финансовый кризис, два года подряд дешевела на 30 %. Далее, с 2011 по 2015 гг. она сохранила этот тренд с более умеренными 20 % в год. Стоимость ветроэлектроэнергии за тот же период в среднем падала на 10 % в год, если не учитывать 42 % снижения в 2011 г. и двухлетнего периода коррекции. Текущая разница в стоимости солнечной и ветровой электроэнергии составляет всего 9,5 долл. США при средней приведенной стоимости в 54,5 долл. США для более дешевой энергии ветра. Учитывая, что приведенная стоимость электроэнергии с использованием природного газа начинается с 52 долл. США, достаточно очевидно, что ВИЭ начинают давление на главное преимущество традиционных источников энергии – их сравнительно низкую стоимость.

Немаловажным представляется, что приведенные цены указаны для крупных солнечных электростанций, в то время как изолированные энергетические установки в силу отсутствия экономии от масштаба оказываются сравнительно более дорогими на единицу произведенной мощности. Так, для сектора солнечной энергетики США в целом справедлив нормированный диапазон от 70 до 198 долл. США.

Тем не менее, судя по данным рис. 2, даже при максимальной стоимости солнечная электроэнер-

**Рис. 1**
Приведенная стоимость в США для ветровой и солнечной электроэнергии (по данным [14])

гия оказывается более выгодной по сравнению с электричеством, выработанным дизельными генераторами, приведенная стоимость которых начинается с 212 долл. США. Следовательно, без подключения к единой энергосистеме солнечная электроэнергия как минимум на 14 долл. дешевле аналога, использующего дизельное топливо.

Данное конкурентное преимущество этого вида ВИЭ сохраняется и в других регионах. В Австралии выгода составит не меньше 189 долл. США, а для Бразилии и Северной Европы в целом экономическое преимущество будет превышать 109 и 169 долл. США, соответственно.

## Обсуждение

В общем случае внедрение ВИЭ в небольших объемах оказывают позитивное влияние на экономическую эффективность, в то время как дальнейшее бесконтрольное наращивание потребления ВИЭ может приводить к последствиям, которые будут труднопрогнозируемыми.

В этой связи интересен и пример Бразилии, которая сумела обеспечить свыше 40 % своих потребностей в автомобильном топливе за счет применения этанола. Благодаря продуманным и последовательным действиям правительства в рамках национальной программы, были предоставлены кредитные гарантии и льготные кредиты на постройку заводов по производству этанола с одновременным формированием привлекательной с точки зрения рентабельности цены для производителя [15]. Была изменена налоговая система, сделавшая производство и использование этанола более выгодным, чем производство бензина. Реализованная далее стратегия массового изменения сознания автовладельцев, а также разработанные налоговые льготы для владельцев машин, использующих этанол вместо бензина, привели к тому, что к началу 90-х годов Бразилия экспортировала почти на 70 % меньше нефти, чем в конце 70-х (доля импортируемой нефти снизилась до 22 %).

Что касается Китая, то в условиях интенсивного развития экономики и соответствующего естественного роста спроса на энергию правительством КНР было принято решение обеспечивать этот рост не только за счет традиционных источников энергии, но и инвестировать в альтернативный сектор энергетики. Так, еще в 2007 г., когда среднегодовой прирост ВВП превысил 10 %, была принята Национальная программа контроля за изменением климата в Китае, предусматривающая повышение роли возобновляемой энергии для уменьшения эмиссии [16] углекислого газа и замедления экологического загрязнения. Двенадцатый пятилетний план (2011–2015) обеспечил интенсивное развитие производства энергии из возобновляемых источников с увеличением их доли почти до 13 % от общего производства энергии [17].

Необходимость институциональной трансформации, крупных инвестиций на первоначальном этапе, а также долгий срок окупаемости проектов в области ВИЭ сдерживает развитие альтернативной энергетики в странах, которые не вошли в число пионеров этой отрасли, а также не были вынуждены искать альтернативу ископаемому топливу. В целом в настоящее время, по данным [18] МЭА, благодаря энергии ветра, солнца и прочих возобновляемых ресурсов (без учета крупных гидроэнергоресурсов и биотоплива) обеспечивается 1,2 % общего первичного предложения энергии в мире.

**Рис. 2**
Приведенная стоимость электроэнергии, в зависимости от источника энергии и региона (по данным [14])

## Выводы

Таким образом, решение об использовании ВИЭ должно быть следствием комплексного и всестороннего анализа. Как было показано выше, только начинается время, когда при определенных условиях внедрение нового источника энергии оказывается экономически эффективным. Поспешность или избыточность при этом процессе могут легко привести к снижению благоприятного эффекта или вовсе его отсутствию. Возобновляемые источники энергии разнообразны как по своей природе, так и по методам внедрения в энергетику. Несмотря на то что существуют унифицированные и легкомасштабируемые решения в этой сфере, ключевые приоритеты в долгосрочной стратегии развития национальной энергетики государства должны выбирать самостоятельно.

Что касается нашей страны, то на сегодняшний день она как минимум на двадцать лет обеспечена традиционными энергоресурсами и, несмотря на этот факт [19], все же обладает огромным потенциалом для использования возобновляемых источников.

На данный момент технологический потенциал ВИЭ в России превышает потребности страны в энергии более чем в 4 раза и на 94 % обеспечивается энергией ветра и солнца. Экономический потенциал этих двух источников [20] энергии составляет 7 % от общего первичного предложения энергии Российской Федерации. В то же время технико-экономические расчеты и практика внедрения ВИЭ в нашей стране свидетельствуют о том, что эти виды [21, 22] энергии находят точечное применение лишь в изолированных районах с децентрализованным и автономным энергоснабжением, а следовательно, не обладают мультипликативными эффектами, имеющими место при реализации [23] инвестиционных проектов в системе магистральных нефтепроводов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ


**1.** Речь Президента В.В. Путина на 70-й сессии Генеральной Ассамблеи ООН. [Электронный ресурс]. URL: http://www.kremlin.ru/events/president/news/50385 (дата обращения: 22.04.2016).

**2.** Бучнев А. О. Конкуренция альтернативной и традиционной энергетики: объективная реальность // Проблемы теории и практики управления. 2010. № 5. С. 80–85.

**3.** World Energy Resources: 2013 Survey. World energy council. [Электронный ресурс]. URL: http://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2013/10/WEC_Resources_summary-final_180314_TT.pdf (дата обращения: 22.04.2016).

**4.** Charne A. Measuring the Efficiency of Decision Making Units // European Journal of Operational Research, 1978.

**5.** Coope W. W. Data Envelopment Analysis : A Comprehensive Text with Models, Applications, References, and DEA-Solver Software / W. W. Cooper, L. M. Seiford, K. Tone. Boston : Kluwer Academic Publishers, 2000.

**6.** Halkos G., Tzeremes N. Renewable energy consumption and economic efficiency: Evidence from European countries. University of Thessaly 2013. [Электронный ресурс]. URL: https://mpra.ub.uni-muenchen.de/44136/ (дата обращения: 22.04.2016).

**7.** Farrell M. J. The Measurement of Productive Efficiency. Journal of the Royal Statistical Society Series A, 1957.

**8.** Banker R. D., Charnes A., Cooper W. W. Some models for estimating technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis. Management Science, 1984.

**9.** Derpin D., Simar L., Tulkens H. Measuring labour efficiency in post offices. In: Marchand, M., Pestieau, P., Tulkens, H. (Eds). The performance of public enterprises: concepts and measurement. Amsterdam: North-Holland, 1984.

**10.** Daraio C., Simar L. Conditional nonparametric frontier models for convex and nonconvex technologies: a unifying approach. Journal of Productivity Analysis, 2007.

**11.** Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook. US Energy Information Administration, 2015.

**12.** Projected Costs of Generating Electricity. Nuclear Energy Agency / International Energy Agency / Organization for Economic Cooperation and Development, 2005.

**13.** Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П. П. Безруких [и др.]. Наука, 2002.

**14.** Lazard's levelised cost of energy analysis – version 9.0, Lazard, 2015.

**15.** Budny D., Sotero P. Brazil Institute Special Report: The Global Dynamics of Biofuels. Brazil Institute of the Woodrow Wilson Center, 2011.

**16.** Liu L. Q., Wang Z. X., Zhang H. Q., Xue Y. C. Solar energy development in China – a review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 2010.

**17.** Han X. D. Guobao Zhang. New energy will be given higher priorities in the 12th Five-Year Plan. [Электронный ресурс]. URL: http://cs.xinhuanet.com/xwzx/05/201003/t20100303_2354207.htm (дата обращения: 22.04.2016).

**18.** Key world energy statistics, IEA 2015. [Электронный ресурс]. URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf (дата обращения: 22.04.2016).

**19.** Дураева Е. Возобновляемая энергия в России. МЭА, 2004.

**20.** Возобновляемые источники в России, НП Совет участников рынка возобновляемой энергетики, 2014. [Электронный ресурс]. URL: http://connectica-lab.ru/images/GRID_2016/doklad_2014_final.pdf. 2016.

**21.** Киреева А. ВИЭ для удаленных территорий // Экология и право. 2014. № 2. С. 38–39

**22.** Погосян А. Минэнерго признало альтернативную энергетику неактуальной. [Электронный ресурс]. URL: http://izvestia.ru/news/594810 (дата обращения: 22.04.2016).

**23.** Оценка инвестиционных проектов с точки зрения общественной эффективности с учетом мультипликативных эффектов / П. Ю. Сериков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 3. С. 108–115.


## REFERENCES


**[1]** Speech of President V.V. Putin at the 70th General Assembly of the UN. [Electronic resource]. URL: http://www.kremlin.ru/events/president/news/50385 (accessed date: 22.04.2016).

**[2]** Buchnev A. O. Competition of alternative and traditional power engineering: objective reality // Control theory and practice problems. 2010. No. 5. P. 80-85.

**[3]** World Energy Resources: 2013 Survey. World energy council. [Electronic resource]. URL: http://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2013/10/WEC_Resources_summary-final_180314_TT.pdf (accessed date: 22.04.2016).

**[4]** Charne A. Measuring the Efficiency of Decision Making Units // European Journal of Operational Research, 1978.

**[5]** Coope W. W. Data Envelopment Analysis: A Comprehensive Text with Models, Applications, References, and DEA-Solver Software / W. W.Cooper, L. M. Seiford, K. Tone. Boston : Kluwer Academic Publishers, 2000.

**[6]** Halkos G., Tzeremes N. Renewable energy consumption and economic efficiency: Evidence from European countries. University of Thessaly 2013. [Electronic resource]. URL: https://mpra.ub.uni-muenchen.de/44136/ (accessed date: 22.04.2016).

**[7]** Farrell M. J. The Measurement of Productive Efficiency. Journal of the Royal Statistical Society Series A, 1957.

**[8]** Banker R. D., Charnes A., Cooper W. W. Some models for estimating technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis. Management Science, 1984.

**[9]** Derpin D., Simar L., Tulkens H. Measuring labour efficiency in post offices. In: Marchand, M., Pestieau, P., Tulkens, H. (Eds). The performance of public enterprises: concepts and measurement. Amsterdam: North-Holland, 1984.

**[10]** Daraio C., Simar L. Conditional nonparametric frontier models for convex and nonconvex technologies: a unifying approach. Journal of Productivity Analysis, 2007.

**[11]** Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook. US Energy Information Administration, 2015.

**[12]** Projected Costs of Generating Electricity. Nuclear Energy Agency / International Energy Agency / Organization for Economic Cooperation and Development, 2005.

**[13]** Resources and effective utilization of renewable power sources in Russia / P. P. Bezrukih [and others]. Nauka, 2002.

**[14]** Lazard's levelized cost of energy analysis – version 9.0, Lazard, 2015.

**[15]** Budny D., Sotero P. Brazil Institute Special Report: The Global Dynamics of Biofuels. Brazil Institute of the Woodrow Wilson Center, 2011.

**[16]** Liu L. Q., Wang Z. X., Zhang H. Q., Xue Y. C. Solar energy development in China – a review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 2010.

**[17]** Han X. D. Guobao Zhang. New energy will be given higher priorities in the 12th Five-Year Plan. [Electronic resource]. URL: http://cs.xinhuanet.com/xwzx/05/201003/t20100303_2354207.htm (accessed date: 22.04.2016).

**[18]** Key world energy statistics, IEA 2015. [Electronic resource]. URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf (accessed date: 22.04.2016).

**[19]** Duraeva E. Renewable energy in Russia. MEA, 2004.

**[20]** Renewable sources in Russia, NPO Council of participants of renewable power generation market, 2014 [Electronic resource]. URL: http://connectica-lab.ru/images/GRID_2016/doklad_2014_final.pdf. 2016.

**[21]** Kireeva A. RES for remote territories // Ecology and Law. 2014. No. 2. P. 38-39.

**[22]** Pogosyan A. RF Ministry of Energy has considered the alternative power generation irrelevant. [Electronic resource]. URL: http://izvestia.ru/news/594810. (accessed date: 22.04.2016).

**[23]** Assessment of Capital Investment Projects in terms of public efficiency taking into account of multiplicative effects / P. Y. Serikov [and others] // Science and technology of Petroleum and petroleum products piping. 2014. No. 3. P. 108-115.

УДК 338.532.4.025.24

# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПРОВЕРКИ РАСЧЕТОВ НАЧАЛЬНОЙ (МАКСИМАЛЬНОЙ) ЦЕНЫ В ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»

## DEVELOPENT OF CALCULATION CHECK SYSTEM OF INITIAL (MAXIMUM) PRICE IN JSC «TRANSNEFT»

**С.М. Старцев**
начальник управления ценообразования
департамента экономики
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва
**S.M. Starcev**
Head of Price Setting Management
of Department of Economics, Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation
*Starcev@ak.transneft.ru*

**О.А. Хрипункова**
начальник службы по контролю цен прочих
работ и услуг управления ценообразования
департамента экономики
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва
**O.A. Khripunkova**
Head of Control Office for Other Works
and Services of Price Setting Management
of Department of Economics, Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation
*HripunkovaOA@ak.transneft.ru*

**А.С. Кондров**
начальник отдела контроля стоимости
проектно-изыскательских работ управления
ценообразования департамента экономики
ОАО «АК «Транснефть»,
г. Москва
**A.S. Kondrov**
Head of Control Division Project and Survey
Work of Price Setting Management
of Department of Economics, Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation
*KondrovAS@ak.transneft.ru*

***Аннотация:*** *В статье рассматриваются вопросы совершенствования процесса формирования и проверки ценовых параметров начальной (максимальной) цены работ, услуг и товаров в управлении ценообразования департамента экономики ОАО «АК «Транснефть».*

***Ключевые слова:*** *проверка расчетов, начальная (максимальная) цена, ценовые параметры.*

***Abstract:*** *The article considers improvement of the generation and verification process for cost characteristics of the base (maximum) price for works, services and goods in Price setting management of Department of economics JSC «Transneft».*

***Key words:*** *calculation verification, base (maximum) price, cost characteristics.*

### Введение

Для обеспечения непрерывного производственного процесса, нормального функционирования оборудования, обновления основных фондов и осуществления инвестиционных программ строительства и реконструкции объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ежегодно в ОАО «АК «Транснефть» производится закупка товаров, работ и услуг.

В соответствии с Федеральным законом от 18.07.2011 г. № 223 «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» [1] извещение о закупке (неотъемлемая часть документации о закупке) содержит сведения о начальной (максимальной) цене договора (цене лота).

Начальная (максимальная) цена (НМЦ) – предельная цена объекта закупки, устанавливаемая заказчиком в соответствии с объемом работ и услуг, подлежащих выполнению подрядной организацией, или товаров, подлежащих поставке в рамках закупки.

Важным этапом данных процедур является корректное определение НМЦ работ, услуг и товаров для проведения закупки.

Начальная (максимальная) цена работ, услуг и товаров в ОАО «АК «Транснефть» формируется отделами ОСТ и структурными подразделениями Компании, у которых в соответствии с программами ТПР и КР, ТР, РЭН или инвестиционной программой имеется потребность в работах, услугах и товарах (МТР, СМР, ПИР, прочие работы и услуги), в том числе:

• департаментом организации и проведения торгов ОАО «АК «Транснефть» по материально-техническим ресурсам (МТР) категорий «А» и «В»;

• сервисными ОСТ, определенными Компанией генеральными подрядчиками по направлениям деятельности: диагностические работы, технический надзор, строительный контроль, обследование состояния подводных переходов, обследование коррозионного состояния, услуги связи, НИОКР и др.

Корректно определенная начальная (максимальная) цена может оказывать существенное влияние на экономию денежных средств Компании при проведении закупок и позволяет снизить цену договора (лота). Ошибки при формировании НМЦ могут привести:

• с одной стороны, к завышению НМЦ и, как следствие, – цены контракта;

• с другой стороны, занижению НМЦ и, как следствие, – срыву торгов или некачественному выполнению работ.

Для исключения ошибок при формировании НМЦ в ОАО «АК «Транснефть» перед проведением закупки предусмотрена процедура контроля НМЦ, которая выполняется подразделением департамента экономики Компании – управлением ценообразования (УЦ ДЭ) или комиссиями/службами по контролю цен ОСТ.

Проверке и согласованию в УЦ ДЭ подлежат расчеты НМЦ по объектам, по которым процедура закупки предусмотрена силами департамента организации и проведения торгов Компании. В остальных случаях НМЦ контролируется комиссиями/службами по контролю цен ОСТ.

## Основные методы расчета начальной максимальной цены

Существует пять основных методов определения и обоснования НМЦ (рис. 1), утвержденных Приказом Министерства экономического развития РФ от 02.10.2013 г. № 567 «Об утверждении Методических рекомендаций по применению методов определения начальной (максимальной) цены контракта, цены контракта, заключаемого с единственным поставщиком (подрядчиком, исполнителем)» [2].

**Рыночный метод** ценообразования применяется в случае, когда данный вид работ широко представлен на рынке. Рыночный метод заключается в установлении НМЦ на основании информации о рыночных ценах идентичных товаров, работ и услуг, планируемых к закупкам, или при их отсутствии – однородных товаров, работ и услуг.

**Нормативный метод** применяется при закупке товаров, работ, услуг, в отношении которых устанавливаются предельные цены. Предельная цена – максимальная или минимальная допустимая цена на реализуемый товар, регулируемая на протяжении его жизненного цикла. Нормативный метод используется, если в соответствии с законодательством РФ цены закупаемых товаров (работ, услуг) подлежат госрегулированию (ограничению).

**Тарифный метод** применяется в случаях, когда в соответствии с законодательством Российской Федерации цены закупаемых товаров, работ, услуг подлежат государственному регулированию и устанавливаются Федеральной антимонопольной службой, региональными энергетическими комиссиями, администрациями и другими монополистами.

**Проектно-сметный метод** заключается в определении НМЦ на строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объекта капитального строительства на основании проектной документации в соответствии с методиками и нормативами (государственными элементными сметными нормами) строительных и специальных строительных работ. К проектно-сметному методу ценообразования относятся расценки, содержащиеся в сметных нормативах, внесенных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства в Федеральный реестр сметных нормативов (ГСН, ФЕР, СБЦ и др.).

Данный метод формирования НМЦ используется в основном при определении цен на СМР и ПИР путем составления смет с применением сметно-нормативной базы.

**Затратные методы ценообразования.** В их основе лежит калькуляция издержек производства и необходимый уровень прибыли. Одним из основных методов является метод полных расходов. Метод полных расходов – метод прямого калькулирования цены, предполагает составление калькуляции на конкретный товар или вид (группу) товаров, где учитываются как переменные, так и удельные постоянные расходы. Обеспечивает полное возмещение всех затрат и получение необходимого (запланированного) уровня прибыли. Предполагает составление смет, расчетов, калькуляций, бюджетов на содержание ресурсов, привлекаемых к оказанию конкретного вида работ, услуг.

При определении НМЦ работ, услуг и товаров в ОАО «АК «Транснефть» в основном используются проектно-сметный метод, метод анализа рынка и затратный метод (рис. 2).

Формирование НМЦ по направлению ПИР осуществляется проектно-сметным методом с учетом федеральной сметно-нормативной базы (ФСНБ), при этом стоимость работ, расценки на которые отсутствуют в ФСНБ, определяется рыночным или затратным методом.

**Рис. 1** Методы определения НМЦ

**Рис. 2**
Методы ценообразования по направлениям проверки УЦ ДЭ

Формирование НМЦ по направлению СМР осуществляется проектно-сметным методом на основе сметной документации, являющейся составной частью проектной документации, разработанной с учетом и использованием отраслевых и федеральных нормативных документов.

Для определения НМЦ МТР в основном используется рыночный метод, кроме того, в случаях, когда МТР производится заводами, входящими в ОСТ, используется затратный метод ценообразования.

Формирование НМЦ по направлению прочих работ и услуг осуществляется в основном затратным или рыночным методами, в случаях, когда предусмотрена закупка у монополиста, применяется тарифный метод.

## Структура и функции управления ценообразования департамента экономики

Одной из основных функций УЦ ДЭ является контроль, то есть проверка ценовых параметров расчетов НМЦ на соответствие техническому заданию, нормативно-техническим и сметно-нормативным документам или рыночной стоимости. До 2013 г. в УЦ ДЭ проверка НМЦ по всем направлениям осуществлялась двумя отделами: отделом ценового контроля МТР и отделом контроля стоимости работ и услуг. В период с 2012 по 2014 г. количество расчетов НМЦ и договоров, подлежащих проверке в УЦ ДЭ, выросло с 5,5 до 7,5 тыс. (рис. 3). Всего за 2014 г. УЦ ДЭ проверено 7 476 расчетов на сумму более 450 млрд руб., снижение НМЦ по результатам проверки составило более 16 млрд руб.

С целью совершенствования производственного процесса, повышения эффективности проверки расчетов начальной (максимальной) цены перед процедурой закупки и ценовых параметров договоров, а также с учетом возросшего количества расчетов НМЦ, структура УЦ ДЭ была реорганизована с выделением 4-х контрольных отделов по направлениям деятельности (рис. 4):

- контроля стоимости ПИР;
- контроля стоимости СМР;
- ценового контроля МТР;
- ценового контроля прочих работ и услуг.

Разделение функций по направлениям проверки ценовых параметров выполнялось с учетом следующих критериев:

- различные методы формирования НМЦ;
- разные нормативно-технические документы, используемые при проверке НМЦ;
- соответствующая квалификация специалистов, имеющих специальные углубленные знания по каждому из направлений.

Основная задача, решаемая отделом контроля стоимости ПИР, – контроль НМЦ проектно-изыскательских работ перед процедурой выбора подрядчика. Специалисты отдела проверяют расчеты НМЦ подрядных работ на соответствие заданию на проектирование, справочников базовых цен на проектные и изыскательские работы с учетом действующих нормативно-технических документов.

Основная задача, решаемая отделом контроля стоимости СМР, – проверка начальной (максимальной) цены СМР, сформированной на основе сводного сметного расчета, прошедшего экспертизу и утвержденного заказчиком «в производство работ», перед проведением процедуры закупки с целью выбора подрядной организации при реализации Программы ТП, Р и КР, плана РЭН, плана ТР, а также инвестиционных программ строительства магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов организаций системы «Транснефть».

**Рис. 3**
Аналитика по количеству расчетов НМЦ, проверенных УЦ ДЭ в 2012–2014 гг.

**Рис. 4** Функции ценового контроля по направлениям

Основная задача, решаемая отделом ценового контроля МТР, – осуществление контроля стоимости МТР на соответствие текущему среднерыночному уровню цен при закупке оборудования и материалов на объекты Комплексной программы диагностики, технического перевооружения, капитального ремонта, ремонтно-эксплуатационные нужды, а также инвестиционных программ строительства магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

Основная задача, решаемая службой по контролю цен прочих работ и услуг – проверка НМЦ прочих работ и услуг (в том числе IT-услуг, НИОКР и др.) перед проведением процедуры закупки, а также проверка ценовых параметров договоров, составленных на основании калькуляций и экономических расчетов, заключаемых ОАО «АК «Транснефть» как с организациями системы «Транснефть», так и со сторонними организациями.

Распределение функций ценового контроля по направлениям позволило систематизировать процесс проверки расчетов НМЦ перед проведением процедуры закупки и ценовых параметров договоров по направлениям: СМР, МТР, ПИР, прочие работы и услуги и увеличить количество и качество проверяемых расчетов.

Для качественной проверки НМЦ необходимо иметь актуальную нормативную базу, которая должна определять:

- основные методы формирования НМЦ;
- требования к комплекту документов;
- формы предоставления данных;
- последовательность проверки и порядок согласования НМЦ.

С этой целью УЦ ДЭ в дополнение к существующей нормативной базе были разработаны следующие регламентирующие документы.

1. По направлению ПИР:

- ОР-03.100.00-КТН-042-15 «Методика ценообразования работ и услуг АО «Гипротрубопровод» и порядок формирования начальной максимальной цены на работы и услуги, передаваемые сторонним организациям» [3]. Нормативный документ разработан АО «Гипротрубопровод» под руководством отдела методологии ценообразования УЦ ДЭ и устанавливает методы, способы, порядок формирования цены ПИР, иных работ и услуг по видам деятельности АО «Гипротрубопровод», определяет состав и порядок согласования нормативов, используемых в расчетах цены работ и услуг; устанавливает методы, способы, порядок формирования НМЦ ПИР, передаваемые сторонним организациям;
- ОР-03.100.10-КТН-107-15 «Порядок проверки начальной (максимальной) цены для проведения закупки проектно-изыскательских работ, передаваемых сторонним организациям» [4]. Нормативный документ разработан АО «Гипротрубопровод» под руководством отдела контроля стоимости ПИР УЦ ДЭ и устанавливает порядок проверки НМЦ по ПИР, подлежащим выполнению сторонними организациями на объектах системы ОАО «АК «Транснефть».

2. По направлению СМР:

- ОМДС-2001-ТН-2 «Отраслевые сметные нормативы. Методика определения стоимости строительства объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов» [5]. Нормативный документ разработан АО «Гипротрубопровод» совместно с другими ОСТ и подразделениями ОАО «АК «Транснефть» под руководством отдела методологии ценообразования УЦ ДЭ. Нормативный документ устанавливает порядок определения стоимости строительства, реконструкции, технического перевооружения, капитального ремонта, текущего ремонта зданий и сооружений объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти, формирования договорных цен на строительную продукцию;
- ОР-03.100.00-КТН-168-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок формирования и проверки начальной (максимальной) цены объектов строительства, реконструкции, технического перевооружения, капитального и текущего ремонта, ремонтно-эксплуатационных нужд ОАО «АК «Транснефть» и организаций системы «Транснефть» [6]. Нормативный документ разработан отделом контроля стоимости СМР УЦ ДЭ и устанавливает требования к порядку формирования НМЦ строительно-монтажных и ремонтно-строительных работ, выполняемых подрядными организациями на объектах системы ОАО «АК «Транснефть».

3. По направлению МТР – ОР-03.100.00-КТН-147-13 «Методика ценообразования продукции машиностроения заводов и ЦБПО (БПО) организаций системы «Транснефть» [7]. Нормативный документ разработан ОСТ под руководством отдела методологии ценообразования УЦ ДЭ. Нормативный документ устанавливает методы, способы, порядок формирования цены продукции машиностроения заводов и ЦБПО (БПО) организаций системы «Транснефть», определяет состав и порядок согласования нормативов, используемых в расчетах цены продукции машиностроения, определяет порядок согласования и утверждения цен на продукцию машиностро-

ения заводов и ЦБПО (БПО) организаций системы «Транснефть».

4. По направлению прочих работ и услуг – Методики ценообразования работ, услуг, продукции по 11 сервисным ОСТ. Данные нормативные документы разработаны ОСТ под руководством отдела методологии ценообразования УЦ ДЭ и устанавливают методы, способы, порядок формирования цены работ, услуг, продукции по видам деятельности сервисных ОСТ, определяют состав и порядок согласования нормативов, используемых в расчетах цены работ, услуг, продукции.

Кроме того, с целью актуализации действующих нормативных документов, курируемых УЦ ДЭ, разработан ОР-03.100.01-КТН-117-14 «Порядок осуществления мониторинга и внесения изменений в нормативные документы, курируемые управлением ценообразования департамента экономики» [8].

Таким образом, указанными отраслевыми регламентами определены:

- основные методы формирования НМЦ;
- требования к комплекту и оформлению документов;
- последовательность проверки ценовых параметров и порядок их согласования;
- порядок внесения изменений в действующие регламенты.

Все это позволяет на сегодняшний день корректно и правильно производить расчеты НМЦ по направлениям ПИР, СМР и МТР.

В настоящее время УЦ ДЭ ведется разработка проекта отраслевого регламента «Порядок формирования и проверки начальной (максимальной) цены прочих работ и услуг ОАО «АК «Транснефть» и организаций системы «Транснефть», который будет определять:

- порядок и методы формирования НМЦ по прочим работам и услугам;
- порядок взаимодействия ОСТ и структурных подразделений ОАО «АК «Транснефть» с УЦ ДЭ при проверке и согласовании НМЦ перед процедурой проведения закупки прочих работ и услуг;
- порядок проверки ценовых параметров НМЦ, договоров и дополнительных соглашений, заключаемых от имени Компании.

Указанный нормативный документ позволит более качественно и эффективно производить проверку НМЦ по прочим работам и услугам:

- программное обеспечение и информационно-технологические услуги;
- работы и услуги для административно-хозяйственных и иных нужд;
- ремонт и обслуживание механо-технологического и энергетического оборудования;
- ремонт и обслуживание техники и т.п.

Методика определения и проверки НМЦ перечисленных видов работ и услуг будет учитывать:

- наличие аналогичных услуг на рынке или имеющихся договоров на выполнение идентичных работ;
- технологию производства работ;
- требования к способу формирования НМЦ;
- требования к калькуляциям, расшифровкам и подтверждающему комплекту документов.

## Выводы

С учетом текущей сложной экономической ситуации работа, выполняемая управлением ценообразования департамента экономики в области проверки ценовых параметров расчетов НМЦ по направлениям ПИР, СМР, МТР, прочие работы и услуги, становится все более актуальной, позволяя за счет снижения издержек ОАО «АК «Транснефть» увеличить экономию денежных средств. Для качественной проверки ценовых параметров расчетов огромное значение имеет наличие нормативной базы регламентирующих документов и систематизированного подхода к формированию и проверке НМЦ.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** Федеральный закон от 18.07.2011 г. № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

**2.** Приказ Минэкономразвития России от 02.10.2013 г. № 567 «Об утверждении Методических рекомендаций по применению методов определения начальной (максимальной) цены контракта, цены контракта, заключаемого с единственным поставщиком (подрядчиком, исполнителем)».

**3.** ОР-03.100.00-КТН-042-15. Методика ценообразования работ и услуг АО «Гипротрубопровод» и порядок формирования начальной максимальной цены на работы и услуги, передаваемые сторонним организациям.

**4.** ОР-03.100.10-КТН-107-15. Порядок проверки начальной (максимальной) цены для проведения закупки проектно-изыскательских работ, передаваемых сторонним организациям.

**5.** ОМДС-2001-ТН-2. Отраслевые сметные нормативы. Методика определения стоимости строительства объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

**6.** ОР-03.100.00-КТН-168-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок формирования и проверки начальной (максимальной) цены объектов строительства, реконструкции, технического перевооружения, капитального и текущего ремонта, ремонтно-эксплуатационных нужд ОАО «АК «Транснефть» и организаций системы «Транснефть».

**7.** ОР-03.100.00-КТН-147-13. Методика ценообразования продукции машиностроения заводов и ЦБПО (БПО) организаций системы «Транснефть».

**8.** ОР-03.100.01-КТН-117-14. Порядок осуществления мониторинга и внесения изменений в нормативные документы, курируемые управлением ценообразования департамента экономики.

### REFERENCES

**[1]** RF Federal law «About procurement of commodities, works, services by certain types of organizations» of July 18, 2011. № 223-FZ (Russian Federation).

**[2]** The order of Ministry of Economic Development of the Russian Federation «About confirmation of methodological recommendations for application of price calculation approaches for base (maximum) contract price, price of the contract with only one provider (subcontractor, executor)» of October 2, 2013. № 567 (Russian Federation).

**[3]** OR-03.100.00-KTN-042-15. «Pricing methodology of works and services of JSC «Giprotruboprovod» and a procedure of base (maximum) price generation for works and services that are assigned to third-party organizations (Russian Federation).

**[4]** OR-03.100.10-KTN-107-15 «Inspection procedure of base (maximum) price for engineering and design works that are transferred to third-party organizations».

**[5]** OMDS-2001-TN-2 «Industry cost estimates. Methodology of cost definition for the infrastructure of trunking pipeline for oil and oil-products» (Russian Federation).

**[6]** OR-03.100.00-KTN-168-15 «Trunk pipeline transportation of oil and oil-products. A procedure of generation and verification of base (maximum) cost for construction, renovation, equipment replacement, general construction and maintenance, repair and operational needs of JCS «Transneft» and organizations of the system «Transneft».

**[7]** OR-03.100.00-KTN-147-13 «Methodology of pricing of machine industry production and central base of production services (base of production services) authorities of system Transneft» (Russian Federation).

**[8]** OR-03.100.01-KTN-117-14. «The procedure of monitoring and change management of normative documents supervised by Price setting management of Department of economics» (Russian Federation).

УДК 330.322

# ОТДЕЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

## SOME ASPECTS OF INVESTENT PROJECT LEGAL SUPPORT

**П.В. Демидов**
к.ю.н., начальник отдела правового обеспечения инвестиционных проектов правового департамента ОАО «АК «Транснефть», г. Москва
**P.V. Demidov**
Candidate of Legal Science, Head of Investment Project Legal Support Section of Legal Department, Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation
*DemidovPV@ak.transneft.ru*

***Аннотация:*** *Статья посвящена рассмотрению специфики юридической работы в различных направлениях инвестиционной деятельности, проблемам в правовом регулировании и используемом в этой работе юридическом инструментарии.*
*Рассматривая специфику различных направлений инвестиционной деятельности, автор делает вывод об имеющейся тенденции к совершенствованию отечественного законодательства и интеграции некоторых востребованных в обороте иностранных правовых институтов в российскую правовую систему.*

***Ключевые слова:*** *инвестиционная деятельность, инвестиционный проект, правовое обеспечение, структурирование сделок, предынвестиционная проверка актива, потестативные условия, реформа гражданского законодательства.*

***Abstract:*** *The Article is devoted to consideration of law work specific features in different directions of investment activity, problems regarding legal regulation and legal instruments used.*
*Considering specific features of different directions in investment activity, the author makes a conclusion regarding the current tendency to improvement of Russian legislation and integration of some popular foreign legal institutes in Russian legal system.*

***Key words:*** *investment activity, investment project, legal support, deal structuring, pre-investment assets check, protestative conditions, civil legislation reform.*

Инвестиционная деятельность является одним из важнейших направлений работы любой компании. Такие устойчивые словосочетания, как «инвестиционный фонд», «паевой инвестиционный фонд», «инвестиционный пакет», «инвестиционная программа», «инвестиционный комитет», «инвестиционный портфель», разумеется, «инвестиционный проект» и тому подобные термины прочно вошли в оборот и активно используются в хозяйственной деятельности.

В соответствии со ст. 1 Федерального закона «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» [1] инвестиционная деятельность – это вложение инвестиций и осуществление практических действий в целях получения прибыли

и (или) достижения иного полезного эффекта, а инвестиции – денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта.

Указанные дефиниции позволяют определить практически любую деятельность в рамках гражданского оборота как инвестиционную. Экономическая деятельность связана с вложением средств, но целесообразность этих вложений определяется их отдачей: без получения дохода (эффекта) отсутствует мотивация инвестиционной деятельности, вложение ресурсов осуществляется с целью возрастания авансированной стоимости [2].

Неоднозначность восприятия инвестиционной деятельности обусловлена многогранностью ее содержания. Работники разных подразделений крупной компании имеют дело с различными видами инвестиционной деятельности. Для строительного подразделения инвестиции – это, прежде всего, вложения в строительство, для корпоративного департамента – сделки M&A (mergers and acquisitions, слияния и поглощения), специалисты по управлению персоналом занимаются инвестициями в кадры. Несомненно, что все эти виды хозяйственно-экономической деятельности являются по своему характеру деятельностью инвестиционной, однако одним направлением инвестиционная деятельность не ограничивается.

Анализируя имеющийся опыт в области правового обеспечения инвестиционной деятельности, можно выделить следующие ее основные направления:

- инвестиции в строительство;
- инвестиции в капитальный ремонт и реконструкцию имущества;
- портфельные инвестиции в ценные бумаги;
- сделки M&A;
- инвестиции в недвижимость;
- инвестиции в производственные мощности;
- инвестиции в нематериальные активы;
- инвестиции в движимое (или де-факто движимое имущество).

Как правило, инвестиционная деятельность организации охватывает несколько из перечисленных направлений. Комплексное содержание инвестиционной деятельности определяет одну из ее основных особенностей: она, как правило, носит проектный характер.

В первую очередь это означает, что инвестиционный процесс обычно представляет собой комплекс мероприятий, осуществляемых в разных областях на стыке компетенции различных подразделений компании, в котором каждый элемент имеет большое значение, а еще большее значение имеет их взаимосвязь. Применительно к юридической работе это выражается прежде всего в том, что в рамках инвестиционного проекта заключаются десятки сделок, каждая из которых занимает в проекте свое место и влияет на остальные. Соответственно, даже незначительное на первый

взгляд изменение в одном договоре может сделать затруднительным или даже невозможным исполнение другой сделки, а то и проекта в целом, хотя само по себе это изменение с юридической точки зрения закону не противоречит.

Подобная взаимосвязь сделок определяет одну существенную особенность правового обеспечения инвестиционного проекта: если вне проектной работы достаточно провести правовую экспертизу документа (проверить наличие, к примеру, в договоре существенных условий, требуемых с точки зрения корпоративной политики договорной работы положений, таких как основания ответственности, арбитражная и претензионная оговорки, наличие или отсутствие оснований для проведения дополнительных процедур одобрения сделки и т.д.) и этим ограничиться, то в проектной работе этого недостаточно. В этом случае для рассмотрения сделки нужно не только изучить конкретный документ: необходимо понимать инвестиционный проект целиком и место конкретной сделки в проекте. Для понимания существа договора, изложенного на нескольких страницах, нередко необходимо уяснение материала, объем которого исчисляется тысячами страниц. Соответственно, к специалисту, осуществляющему правовое обеспечение инвестиционного проекта, предъявляются достаточно специфические требования. Ему приходится оперировать очень большими объемами информации, он должен всегда мыслить шире фабулы, ясно представлять, как то или иное изменение текста, содержащего юридическое или коммерческое условие, отразится на остальных сделках в проекте.

Реализация инвестиционного проекта, как правило, занимает значительный период времени. К примеру, осуществление крупного строительного проекта, такого как ВСТО, БТС или Проект расширения КТК, может занять несколько лет. Проекты меньшего масштаба, например, приобретение пакета акций в компании со сложной структурой владения, могут занять больше года. И в каждом случае работа должна вестись с пониманием истории возникновения и развития проекта.

Следует отметить, что у инвестиционного проекта в зависимости от сферы инвестиционной деятельности, к которой он относится, имеется своя специфика, стадийность, закономерности развития и типовые риски. Соответственно, с учетом этих особенностей юрист может подключиться к проекту на разных этапах.

Правовое обеспечение большинства инвестиционных проектов начинается на той стадии, когда с ними проведена определенная работа: идея проекта, как правило, появляется в подразделении, за которым закреплено определенное направление коммерческой деятельности Компании, где проект прорабатывается, оценивается его техническая и экономическая обоснованность, и в итоге принимается предварительное решение о целесообразности проекта. Речь не идет о том, что проекту дается официальный старт – возможно, для начала его реализации потребуется одобрение Совета директоров, Общего собрания акционеров, федеральных или региональных органов исполнительной власти, но сама идея инвестиционного проекта в Компании поддержана профильным подразделением и руководством.

На данном этапе начинается структурирование потенциальной сделки или группы сделок, которое в обязательном порядке требует участия юриста. Так, например, для строительства нефтепроводной системы рассматривается необходимость создания в группе компаний дополнительных юридических лиц, которые будут осуществлять эксплуатацию трубопровода, юридических лиц – SPV (special purpose vehicle), которые создаются для участия в конкретном проекте и будут ликвидированы после его реализации, разрабатываются необходимые для их создания документы. Планируется система договорных отношений между этими лицами, а также со сторонними организациями (подрядными, нефтедобывающими и т.д.), типовые формы договоров, которые будут использованы в работе. В отношении стратегических инвестиционных проектов, многие из которых имеют геополитическое значение (например, строительство трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан, Балтийской трубопроводной системы), готовился проект распоряжения Правительства Российской Федерации [3], которым устанавливались этапы и сроки реализации проекта.

Трансграничные нефтепроводы требуют, как правило, заключения межгосударственного договора или межправительственного соглашения, создающего на определенное время изъятия из применения национальных законодательств. Так, например, при строительстве нефтепровода Сковородино – Мохэ, проходящего под рекой Амур и пересекающего государственную границу под руслом реки, было заключено Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в нефтяной сфере от 21.09.2014 [4], статьей 5 которого, в частности, предусматривались создание российской и китайской закрытой зоны для проведения строительных работ, а также упрощенный порядок пересечения государственной границы в этой зоне.

После согласования основного объема сделок и других документов начинается практическая реализация инвестиционного проекта. Его правовое обеспечение на этом этапе вплоть до завершения проекта требует участия юридических специалистов в корректировке структуры проекта по обстоятельствам его развития, участия в переговорах с контрагентами, совещаниях в различных государственных органах, подготовки дополнительных соглашений к заключенным договорам и проектов новых сделок. Также возможна претензионная и судебная работа.

Несколько иначе выглядит ход инвестиционного проекта по приобретению недвижимого имущества или сделки M&A (mergers and acquisitions, слияния и поглощения). Здесь экономическое обоснование проекта требует проведения due

diligence (предынвестиционной проверки актива перед его приобретением). Идентификация и качественный анализ рисков, которые могут оказать влияние на инвестиционный проект, позволяет расставить приоритеты между рисками путем оценки и сложения вероятности их возникновения и воздействия на ход реализации проекта [5]. Только после того, как покупатель поймет все потенциальные риски, связанные с приобретаемым объектом или активом, можно определить адекватность цены, необходимость в дополнительных механизмах договорной или внедоговорной защиты (поручительство материнской компании или конечного бенефициара продавца, уступка прав по договору с подрядчиком, объем гарантий и заверений продавца) и т.д.

Проверка актива зависит от его состава. Если говорить о недвижимости, то как обязательный минимум проводится экспертиза состояния объекта, которая призвана выявить как текущие недостатки объекта, так и возможные системные просчеты, допущенные при его проектировании, строительстве, ремонте и т.д. На основании выводов указанной экспертизы о технических рисках, помимо решения вопроса о снижении стоимости, может возникнуть необходимость в определении дополнительных мер юридической защиты. Одновременно проводится анализ юридической истории объекта настолько далеко в прошлое, насколько это возможно. В идеальном варианте необходимо проверить все юридические транзакции с активом, то есть все случаи перехода права собственности на него, одобрения соответствующих сделок как крупных, или сделок, в совершении которых имелась заинтересованность, а также установить, находится ли объект в залоге, имеются ли другие обременения (например, сервитуты) или риск их возникновения в будущем.

В случае с приобретением акций или долей юридического лица также проводится due diligence, причем он может быть сложней, чем аналогичная проверка объекта недвижимости. Здесь необходимо выявить основные принадлежащие юридическому лицу активы и проверить их, составить их полный перечень и принять меры к тому, чтобы продавец не мог вывести из владения компании то, что интересует покупателя, или, наоборот, избавился от ненужного имущества. Также проверяется пакет обязательств приобретаемой компании, сделки, исполнение которых не завершено, а также завершенные крупные сделки на предмет возможных претензий, недействительности и других потенциальных проблем юридического характера. Исследуется структура бизнес-процессов, связанных с юридической работой, ее эффективность, профессионализм занятых в этой сфере работников и необходимость потенциальных корректировок после перехода контроля над юридическим лицом.

В том случае, когда приобретается менее 100 % акций или долей юридического лица (в зависимости от задач проекта стандартно считается приемлемым приобретение 25 % + 1 акция или 50 % + 1 акция, что называется блокирующим и контроль-

ным пакетом соответственно), то предварительно, еще до приобретения, нужно понять структуру акционерного капитала, состав акционеров и схему будущих взаимоотношений с ними, а также подготовить и обеспечить подписание акционерного соглашения.

Иногда в силу обстоятельств может приобретаться и пакет акций меньше блокирующего. В этих обстоятельствах изучение состава будущих коллег по акционерному капиталу становится критически важным. На рынке есть примеры осложнений в реализации инвестиционных проектов в такой ситуации. В этих случаях инвесторы входили в состав акционеров с пакетом порядка 40 % исходя из того, что все остальные акционеры – разрозненные миноритарии (акционеры, имеющие пакеты меньше контрольного, часто под этим термином также понимают акционеров с небольшими пакетами). Однако на первом же собрании выяснялось, что миноритарные акционеры взаимодействуют с координирующей их действия организацией. Соответственно, миноритарные акционеры активно участвуют в собрании, заранее согласовывают свои позиции по голосованию и выступают единым фронтом, становясь своеобразным «коллективным» мажоритарным акционером. Очевидно, что в этом случае будет сложно добиться от участия в компании предполагаемой отдачи. Важность due diligence для эффективности инвестиционного проекта переоценить трудно. Всегда лучше потратить на этот процесс чуть больше времени, даже если в отношении приобретаемого актива нет каких-либо особенных сомнений.

Как правило, интересующий инвестора актив можно приобрести разными путями: сделка может быть структурирована как купля-продажа недвижимости, как покупка 100 % акций/долей компании-собственника, как приобретение 100 % акций/долей юридического лица, контролирующего компанию-собственника, как приобретение имущественного комплекса и т.д. Конкретный вариант выбирается сообразно задачам, которые ставит перед собой инвестор.

Помимо специфики организации инвестиционного процесса необходимо рассмотреть и отдельные особенности правового регулирования инвестиционной деятельности, которые также определяют специфику юридического сопровождения инвестиционного проекта и оказывают существенное влияние на «инвестиционный климат» [6] государства в целом.

Подобные инструменты, т.е. «гражданско-правовые средства воздействия на инвестиционную деятельность, которые при помощи организации определенной совокупности юридических и фактических действий позволяют решать конкретные практические задачи, стоящие перед субъектами инвестиционных правоотношений» [7], должны составлять целостную и достаточную систему в целях установления определенного юридического баланса и позволять использовать механизмы договорного регулирования соответствующих направлений деятельности. В то же время в качестве одной из проблем правового обеспечения инвестиционной деятельности в Российской Федерации, с которой сталкивались все участники рынка, можно назвать существенную ограниченность юридического инструментария, которая имела место с момента возникновения Гражданского кодекса Российской Федерации и до последних изменений в него, внесенных в ходе начавшейся в 2012 г. масштабной реформы гражданского законодательства.

П. 2 ст. 1 Гражданского кодекса Российской Федерации [8] гласит, что граждане и юридические лица свободны в установлении своих прав и обязанностей на основе договора и в определении любых не противоречащих законодательству условий договора. Вместе с тем в реальности этот принцип представляет собой декларацию. Существует ряд перечисленных во второй части Гражданского кодекса Российской Федерации [9] видов обязательств, таких как подряд, агентирование, НИОКР и т.д., которые могут использоваться в инвестиционной деятельности. Но если для целей адекватного изложения воли сторон попытаться отойти от предусмотренного указанным кодексом базиса, начинаются проблемы, связанные с тем, что суды применяют тезис о свободе договора не слишком охотно. Соответственно, структурируя сделки в рамках инвестиционного проекта, юристу приходится проявлять консервативный подход, пытаясь по возможности загнать отношения сторон в рамки существующих, более-менее детально описанных в законе правовых институтов, и только в безвыходном случае отходить от шаблона, занимаясь, по меткому выражению А.А. Ситникова, «креативной юриспруденцией» [10].

Так, например, отечественное законодательство до последней реформы Гражданского кодекса не имело такого института, как опцион (то есть сделки, позволяющей потребовать продажи актива (call option) или выкупа актива (put option) на определенных условиях), который с успехом применяется для инвестиционных сделок во всем мире. Поскольку инструмент этот крайне востребован, практика использования опционов имела место. Однако, памятуя о консервативности отечественной судебной системы, российские юристы максимально подгоняли документ под правила предварительного договора, заключенного под условием, что крайне неудобно, поскольку предварительный договор предполагает заключение основного договора в обязательном порядке, тогда как опцион предоставляет своему держателю право купить или продать актив. Решать это принципиальное различие приходилось через систему уравновешивающих друг друга отлагательных либо отменительных условий, что требовало от юристов немалой изобретательности и все равно оставляло сделки под определенными рисками.

Заключение сделки под отлагательным или отменительным условием (в первом случае права и обязанности по сделке возникают, во втором – прекращаются при наступлении некоего события,

относительно которого неизвестно, наступит оно или нет) в отечественной правоприменительной практике оценивается специфично: в частности, на уровне судебного правоприменения был сделан вывод о том, что отлагательное или отменительное условие не может зависеть от воли сторон[1] несмотря на то, что закон прямо предусматривал возможность такой зависимости. Так, в п. 3 ст. 157 Гражданского кодекса Российской Федерации указано, что если наступлению условия недобросовестно воспрепятствовала сторона, которой наступление условия невыгодно, то условие признается наступившим, и наоборот, если наступлению условия недобросовестно содействовала сторона, которой наступление условия выгодно, то условие признается ненаступившим. Но если сторона может недобросовестно способствовать или препятствовать наступлению условия, то представляется очевидным, что оно зависит от воли стороны.

При наличии такой позиции правоприменителя использовать в качестве условия в сделке хоть какое-нибудь событие, адекватно отражающее существо договоренности сторон, практически невозможно.

Немало практических сложностей вызывала также ст. 190 Гражданского кодекса, которая устанавливала возможные способы определения сроков в гражданско-правовых отношениях, предусматривая, в частности, что срок может определяться указанием на событие, которое должно неизбежно наступить. Правоприменителем тем не менее было определено, что это событие также не может зависеть от воли сторон[2]. Однако именно указанием на событие в инвестиционной деятельности (да и не только в ней) очень удобно определять многие сроки исполнения обязательств. Например, начало работы связывается с выплатой контрагентом аванса, либо перечисление очередного транша осуществляется после того, как будет изменен допустимый способ использования земельного участка. Но подобные события зависят от воли сторон, а значит, срок с учетом судебной позиции не определен и, следовательно, условие договора не считается согласованным. А срок – это существенное условие многих договоров – подряда, поставки, оказания услуг. При несогласованности существенного условия договор, согласно п. 1 ст. 432 Гражданского кодекса Российской Федерации, считается незаключенным. Соответственно, предпринимаемые попытки подогнать имеющиеся правовые инструменты под цели и задачи инвестиционной деятельности довольно рискованны, однако если не пытаться их предпринимать, требуемый результат не может быть достигнут.

[1]См.: Постановление Арбитражного суда Московского округа от 03.02.2015 г. по делу № А40-8941/14-155-76 // Справочно-правовая система Консультант+.
[2]См.: Определение Высшего арбитражного суда Российской Федерации от 05.04.2012 г. № ВАС-3439/12 // Справочно-правовая система Консультант+.

Предсказуемым результатом такого положения вещей стало массовое исключение инвестиционных сделок из российской юрисдикции и повсеместное подчинение договоров праву других юрисдикций, в которых необходимые юридические инструменты давно имеются, в первую очередь праву Англии и Уэльса. Это возможно и вполне законно в том случае, если один из контрагентов является иностранным резидентом. Так что искусственное включение в состав сторон сделки юридических лиц, инкорпорированных в иностранных юрисдикциях, стало нормальным явлением инвестиционной практики.

Подобные механизмы повлекли за собой и немало неудобных с точки зрения инвестиционной привлекательности юрисдикции моментов: массовое применение незнакомого права удорожало сделки, поскольку требовало привлечения внешних консультантов, имеющих необходимую квалификацию для соответствующей работы. Те же участники рынка, которые пытались обойтись силами собственных работников, серьезно рисковали, поскольку работа с незнакомым правом, тем более относящимся к другой правовой семье, даже для квалифицированного специалиста представляет довольно сложную задачу.

Справедливости ради необходимо отметить, что законодатель хотя и с огромным опозданием, но все же отреагировал на потребности гражданского оборота. Идущая в последние несколько лет реформа гражданского законодательства хотя и не решила всех проблем недостаточности востребованного юристами инструментария, но способствовала частичному улучшению ситуации в сфере инвестиционной деятельности. В частности, в российском гражданском праве появились новые правовые институты: опцион, акционерное соглашение, которое десятилетие заключалось на полулегальных условиях; сделан определенный шаг вперед в допустимости потестативных условий (условие, под которым заключается сделка, зависящее от воли стороны).

Вместе с тем реформа поставила очень много вопросов, на которые не могут ответить ни дипломированные юристы, изучающие изменение законодательства, ни представители академического мира, ни представители экспертного сообщества, участвовавшие в обсуждении вступающих сегодня в силу норм на стадии их возникновения. В результате приходится ожидать, каким образом сложится правоприменительная практика и расставит все по своим местам, и ориентироваться в работе на собственное правопонимание и интуицию с учетом целей и задач инвестиционной деятельности.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений: федеральный закон от 25.02.1999 г. № 39-ФЗ (с изм. и доп.) // Собрание законодательства РФ. 1999. № 9.

**2.** Солдатченко М. В. Проблемы и пути совершенствования правового регулирования инвестиционной деятельности // Экономика, социология и право. 2014. № 1. С. 180–182.

**3.** О проектировании и строительстве трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий Океан»: распоряжение Правительства РФ от 31.12.2004 г. № 1737-р (ред. от 03.04.2009) // Собрание законодательства РФ. 2005. № 1 (ч. II).

**4.** Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в нефтяной сфере (Заключено в г. Пекине 21.04.2009 г.) // Собрание законодательства РФ. 2009. № 46. Соглашение ратифицировано и вступило в силу 20.08.2009 г.: О ратификации Соглашения между Правительством Российской Федерации и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в нефтяной сфере: федеральный закон от 18.07.2009 г. № 183-ФЗ // Собрание законодательства РФ. 2009. № 29.

**5.** Загребельная Н., Шевелева А. Нормативно-правовое регулирование деятельности по управлению рисками инвестиционных проектов // Право и управление. XXI век. 2015. № 2(35). С. 92–101.

**6.** К вопросу о правовом регулировании инвестиционных процессов в России / А. А. Старовойтов, Е. Ю. Талер // Управленческое консультирование. 2012. № 1(45). С. 141–148.

**7.** Айзетуллова Н. А. К вопросу о системе гражданско-правовых средств воздействия на инвестиционную деятельность // Актуальные проблемы права и экономики. 2012. № 1. С. 232–236.

**8.** Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30.11.1994 г. № 51-ФЗ (ред. от 13.07.2015) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.10.2015 г.) // Собрание законодательства РФ. 1994. № 32.

**9.** Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 26.01.1996 г. № 14-ФЗ (ред. от 29.06.2015 г.) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.07.2015 г.) // Собрание законодательства РФ. 1996. № 5.

**10.** Оводов А. А. Интервью с управляющим директором, партнером VEGAS LEX Александром Александровичем Ситниковым // Юрист. 2012. № 9. С. 3–7.

## REFERENCES

**[1]** On investment activity in the Russian Federation pursued in the form of capital investments: Federal Law dated 25.02.1999 No. 39-FZ (amended and revised) // Collection of Legislative Acts of the Russian Federation 1999. No. 9.

**[2]** Soldatchenko M. V. Problems and ways of improvement of investment activity legal regulation // Economics, Sociology and Law. 2014. No. 1. P. 180-182.

**[3]** On engineering and construction of pipeline system «Eastern Siberia - The Pacific Ocean»: RF government decree dated 31.12.2004 No.1737-r (rev. dated 03.04.2009) // Collection of Legislative Acts of the Russian Federation. 2005. No. 1 (P. II).

**[4]** Agreement between The Government of the Russian Federation and The Government of the People's Republic of China on cooperation in petroleum field (Concluded in Pekin on 21.04.2009) //Collection of Legislative Acts of the Russian Federation. 2009. No. 46. The Agreement was ratified and took into effect on 20.08.2009: On ratification of Agreement between The Government of the Russian Federation and The Government of the People's Republic of China on cooperation in petroleum field: Federal Law dated 18.07.2009 No.183-FZ // Collection of Legislative Acts of the Russian Federation. 2009. No. 29.

**[5]** Zagrebelnaya N., Sheveleva A. Normative regulation of investment project risk management activity // Law and regulation. The XXIth century. 2015. No. 2(35). P. 92-101.

**[6]** Concerning legal regulation of investment project risk management activity in Russia / A. A. Starovoytov, E. Y. Taler // Management consulting. 2012. No. 1(45). P. 141-148.

**[7]** Ayzetullova N. A. Concerning civil remedies system of impact on investment activity // Actual legal and economic issues. 2012. No. 1. P. 232-236.

**[8]** RF Civil Code (Part 1) dated 30.11.1994. No.51-FZ (rev. on 13.07.2015) (amended and revised, in force since 01.10.2015) // Collection of Legislative Acts of the Russian Federation 1994. No. 32.

**[9]** RF Civil Code (Part 2) dated 26.01.1996. No.14-FZ (rev. on 29.06.2015) (amended and revised, in force since 01.07.2015) // Collection of Legislative Acts of the Russian Federation 1996. No. 5.

**[10]** Ovodov A. A. Interview with Managing Director, Partner of VEGAS LEX Alexander A. Sitnikov // Lawyer. 2012. No. 9. P. 3-7.

УДК 340.134

# КОНКРЕТИЗАЦИЯ НОРМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ОТДЕЛЬНЫМИ ВИДАМИ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ (ДЕЛЕГИРОВАННОЕ ПРАВОТВОРЧЕСТВО)

## THE CONCRETIZATION OF THE LEGISLATION OF LEGAL ENTITIES (DELEGATED LAW-MAKING)

**Н.А. Бабенко**
к.ю.н., главный специалист отдела правового и нормативного сопровождения торгов департамента сопровождения закупочной деятельности ОАО «АК «Транснефть», г. Москва
**N.A. Babenko**
Candidate of Legal Science, Chief Specialist of the Division of Legal and Statutory Bidding Support of the Procurement Support Department, Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation
*BabenkoNA@ak.transneft.ru*

**А.А. Карпухин**
начальник отдела правового и нормативного сопровождения торгов департамента сопровождения закупочной деятельности ОАО «АК «Транснефть», г. Москва
**A.A. Karpuhin**
Head of the Division of Legal and Statutory Bidding Support of the Procurement Support Department, Transneft, JSC
Moscow, Russian Federation
*KarpuhinAA@ak.transneft.ru*

***Аннотация:*** *В статье рассмотрены научно-практические вопросы конкретизации норм законодательства. Изучен механизм делегирования государством полномочий конкретизации путем разработки и принятия в установленном порядке правовых документов непосредственно субъектом правоотношений, в том числе ОАО «АК «Транснефть» и организациями системы «Транснефть».*
*Также осуществлена попытка определить природу актов, возникающих в процессе конкретизации субъектами правоотношений, в том числе в рамках конкретизации Федерального закона Российской Федерации от 18.07.2011 № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».*
*В статье затронута проблема разграничения полномочий в процессе конкретизации и пути решения такой проблемы в отдельных областях правоотношений. Также исследован вопрос иерархии некоторых норм конкретизации.*
*При написании работы широко применялся системно-функциональный метод.*

***Ключевые слова:*** *закупки отдельных видов юридических лиц; конкретизация в праве; виды конкретизации; предел конкретизации; издание правовых документов субъектами права, не являющимися государственными органами; делегированное правотворчество.*

***Abstract:*** *The article deals with theoretical and practical issues of concretization of the legislation, in particular the rules of the Federal Law dated 18.07.2011 number 223-FZ «On procurement of goods, works and services of certain kinds of legal entities». The paper studied the mechanism of the state delegation of powers by adopting concretization legal documents the subject of legal relations, including OJSC «AK «Transneft» and organizations «Transneft» system. Also made an attempt to determine the nature of the acts of concretization of legal the subjects, including within the concretization the Federal Law of the Russian Federation of 18.07.2011 number 223-FZ «On procurement of goods, works and services of certain kinds of legal entities».*
*The article touches upon the problem of differentiation of powers in the process of concretization and ways of solving such problems in the areas of private law relations. Also investigated the issue of hierarchy of norms concretization. When writing the work was used the systemic-functional method.*

***Key words:*** *concretizing the right; species of concretization; concretization limit; the publication of legal documents subjects of law, non-state structure; delegated law-making.*

Конституцией Российской Федерации закреплено верховенство федеральных законов на всей территории Российской Федерации. Но воплощение федеральных законов в реальность, применение законов к определенному случаю жизни в значительной степени возможно благодаря конкретизации.

«Конкретизация юридических норм представляет особый объективно необходимый процесс, заключающийся: в переводе абстрактных юридических норм в более определенные правила посредством их уточнения, детализации, дополнения, развития; в создании процедурных (процессуальных) норм, опосредующих материальные предписания; в индивидуализации юридических норм применительно к конкретным субъектам правоотношения, их правам и обязанностям» [5].

На всех стадиях реализации права, в частности использования (как активного, так и пассивного осуществления субъективных прав), соблюдения (пассивного воздержания от совершения действий, находящихся под запретом), исполнения (реализации обязывающих норм активного типа), применения (реализации права субъектами права, при непосредственной деятельности уполномоченных органов, которые вызывают или обеспечивают движение правовых отношений), может возникнуть необходимость конкретизации норм права. В этой связи, в зависимости от стадии реализации права, можно выделить соответствующие указанным стадиям виды конкретизации.

«В рамках соблюдения, исполнения, использования права, осуществляется понятийно-терминологическая конкретизация непосредственно адресатами той юридической нормы, в которой содержатся эти понятия. Субъект, совершая определенные действия в процессе исполнения права, конкретизирует обязанности, возложенные на него юридической нормой» [5].

По кругу субъектов М.Ш. Гамидов разделяет конкретизацию на нормативную (результаты конкретизации распространяются на неопределенный круг субъектов) и казуальную (результаты конкретизации имеют ограниченную сферу распространения) [3].

В.С. Троицкий различает аутентичную конкретизацию (при ее осуществлении органом, издавшим норму) и делегированную конкретизацию (при ее осуществлении уполномоченным органом, которому представлено право уточнить исходную норму) [8].

В случае если законодательство не может быть реализовано непосредственно, то субъекты права конкретизируют его в рамках своих полномочий. При этом если полномочий не достаточно, то такое право зачастую не может быть реализовано. В этой связи, по нашему мнению, конкретизация всегда является необходимой, в то время как необходимость в конкретизации возникает не всегда.

Конкретизация юридических норм в процессе их реализации является индивидуализацией применительно к конкретному субъекту правоотношений, его правам и обязанностям.

Модернизация регулирования общественных отношений, связанных с закупками, осуществляемыми юридическими лицами, происходит в условиях значительной противоречивости нормативной базы, зачастую существенного отставания правового регулирования от применяющихся практических нормативных инструментов. В этой связи наблюдается неопределенность в процессе правоприменения и нестабильность судебной практики.

При реализации норм Федерального закона Российской Федерации от 18.07.2011 № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» (далее – Закон о закупках) конкретизация активным образом происходит путем издания подзаконных актов (Постановлений, Распоряжений Правительства РФ, Приказов Министерств), совокупность которых в рамках настоящей статьи будем называть Законодательством о закупках.

Кроме того, в ст. 2 Закона о закупках предусмотрена возможность субъекта права (органов управления заказчика – юридического лица) конкретизировать правовые статусы, права и обязанности, регламентирующие закупочную деятельность, путем принятия Положения о закупке товаров, работ, услуг.

Некоторая абстрактность Закона о закупках приводит к оценочному характеру и поиску аналогий при его применении. В этой связи закономерно, что законодатель в рамках Закона о закупках делегирует полномочия конкретизации непосредственно участникам правоотношений. Потребность в конкретизации положений Закона о закупках носит объективный характер. Заказчик должен самостоятельно регламентировать свою закупочную деятельность и соблюдать утвержденные правила.

Законодатель в ч. 2 ст. 2 Закона о закупках предусмотрел обязательные области закупочной деятельности, подлежащие конкретизации, которые в основном являются процессуально-процедурными: порядок подготовки и проведения процедур закупки, условия их применения, порядок заключения и исполнения договоров. При этом законодатель не ограничивает заказчиков и указывает, что иные связанные с обеспечением закупки положения также могут быть конкретизированы.

В этой связи центральный субъект Закона о закупках – заказчик осуществляет конкретизацию законодательства при исполнении и, одновременно, при активном использовании указанного закона путем разработки и утверждения внутреннего нормативного документа – Положения о закупке товаров, работ, услуг (далее – Положение о закупке).

При применении Положения о закупке возникает вопрос предела конкретизации требований Закона о закупках.

Заказчик, получая практически полную свободу действий в конкретизации Закона о закупках,

в определенной мере может ею злоупотреблять, нарушая своими действиями Федеральный закон от 26.07.2006 г. № 135-ФЗ «О защите конкуренции» (далее – Закон о защите конкуренции).

Необходимо учитывать, что соотношение результата конкретизации важно не только с законом, в рамках которого происходит конкретизация, но и с другими нормативными актами более высокого порядка (законы, подзаконные акты) по отношению к итогу конкретизации. И тут мы сталкиваемся с определенным противоречием (казусом).

Закон о закупках разрешает устанавливать правила осуществления закупок, ограничивая заказчика только обязанностью разместить определенную информацию о закупке в плане закупок, в извещении и документации о соответствующей закупке. Закон о защите конкуренции в ст. 17 указывает, что запрещаются действия, которые приводят или могут привести к ограничению конкуренции, в том числе запрещается создание участнику закупки преимущественных условий участия в закупке, давая возможность расширительного толкования указанного понятия «ограничение конкуренции». Правоприменителю (государственному органу) в отсутствии четкой законодательной дефиниции приходится субъективно оценивать обстоятельства правоотношений и решать, ограничивают такие правоотношения конкуренцию или нет, в том числе опираясь на судебную (правоприменительную) практику.

Очевидно, аналогия права в правоприменении возможна только при наличии пробелов в праве. Однако, по мнению О.С. Пиголкина, «нет пробелов том случае, если для юридического решения вопроса, охватываемого общей нормой, возможна ее конкретизация и детализация» [7]. В случае реализации Закона о закупках, как уже упоминалось, необходимость конкретизации прямо предусмотрена законодателем.

При этом следует отметить, что, применяя любое требование к участникам закупки, заказчики ограничивают определенным образом круг таких участников, в том числе и требование о недопущении к закупке организаций – банкротов, ликвидируемых, уличенных в нарушении договорных обязательств, присутствующих в реестре недобросовестных поставщиков. Указанные требования вызывают одобрение у правоприменителя как обоснованные и объективные, притом что другие требования (наличие различных лицензий, свидетельств, опыта в аналогичной сфере, людских ресурсов) представляются правоприменителю необоснованными. Таким образом, любое требование к участникам закупки можно трактовать как ограничение конкуренции, при этом заказчик требование к участникам закупки может обосновать объективными причинами и необходимостью удовлетворения своих потребностей, но не в каждом случае такое обоснование принимается в качестве надлежащего государственными органами.

В настоящее время сложно говорить об объективном законодательном пределе конкретизации Закона о закупках (в части закупочной деятельности), в связи с отсутствием закрытого перечня видов (способов) ограничения конкуренции. Свобода в действиях правоприменителя в рамках Законодательства о закупках приводит к сложнопреодолимым противоречиям. Предполагаем, что объективный предел конкретизации может быть сформирован только на основании практики высших судебных органов.

Особенность конкретизации в сфере закупок заключается в том, что она является правовой и исходит не от государственных органов, а от определенных в законе органов управления установленных юридических лиц.

В практике встречаются схожие случаи конкретизации права: в корпоративном праве – это утверждение устава, положений о совете директоров (внутренний нормативный документ); в трудовом праве – правил внутреннего распорядка (внутренний нормативный документ); в реализации гражданских правоотношений – заключение договора (индивидуальный документ). Однако в случае конкретизации Закона о закупках Положением о закупках регулируются внешние отношения, которые распространяется на неопределенный круг лиц, при этом документ разрабатывается и утверждается самостоятельно юридическим лицом.

Согласно ст. 3 Закона о закупках заказчик утверждает правовой акт, именуемый Положением о закупках товаров, работ и услуг. Теперь попробуем определиться, является ли Положение о закупке нормативным актом и какие последствия это может повлечь для заказчиков.

Правовой акт определяется в теории права как «волеизъявление управомоченного субъекта права, регулирующее общественные отношения путем установления правовых норм, а также установления (изменения, прекращения) конкретных правоотношений и т.п. в установленных законом случаях фиксируются в документальной форме (в акте – документе)» [2].

Представление законодателя о том, что Положение о закупке является правовым документом (актом), идет вразрез со многими исследованиями, посвященными правовым актам, принимать которые имеют право только носители властных функций и полномочий. Многие из исследователей указанный признак считают одним из основных и отличающих правовой акт от других актов.

Но в рамках настоящего исследования не будем оспаривать формулировки законодателя, тем более что остальными существенными признаками правового акта Положение о закупке все же обладает (документ, в письменной форме, определен особый порядок принятия, доведения до исполнителей, опубликования, обеспечения юридической силы посредством административных наказаний, многократность применения, неопределенный круг лиц).

При этом стоит отметить, что в утверждении Положения о закупке все же могут принимать участие представители государства в лице назначаемых Федеральным агентством по управлению государственным имуществом (Росимущество): членов высших органов управления государственной корпорацией или государственной компанией, совета директоров, наблюдательного совета автономного учреждения, а также представителей акционеров юридических лиц, в уставном капитале которых доля участия РФ, субъекта РФ в совокупности превышает пятьдесят процентов.

«Регулирование (в социальной жизни) в принципе может быть двух основных видов: индивидуальным и нормативным. Индивидуальное – упорядочение поведения ... при помощи разовых персональных регулирующих акций, решений данного вопроса, относящихся только к строго определенному случаю, к конкретным лицам. Нормативное – упорядочение поведения ... при помощи общих правил, т.е. известных моделей, образцов, эталонов поведения, которые распространяются на все случаи данного рода и которым должны подчиняться все лица, попавшие в нормативно регламентированную ситуацию» [1]. При этом профессор С.С. Алексеев указывает, что «нормативный акт – противополагаемый индивидуальным актам» [1].

По всей видимости, исходя из представленного определения, Положение о закупке допустимо назвать нормативным актом.

В настоящее время законодатель ни в одном законе прямо не предусмотрел понятие нормативно-правового акта. При этом в официальных документах, издаваемых органами федеральной государственной власти, все же их можем найти.

В п. 2 Постановления Государственной Думы Федерального Собрания РФ от 11.11.1996 г. № 781-II ГД «Об обращении в Конституционный суд РФ» предусмотрено, что «нормативный правовой акт – это письменный официальный документ, принятый (изданный) в определенной форме правотворческим органом в пределах его компетенции и направленный на установление, изменение или отмену правовых норм. В свою очередь, под правовой нормой принято понимать общеобязательное государственное предписание постоянного или временного характера, рассчитанное на многократное применение».

В п. 9 Постановления Пленума Верховного Суда Российской Федерации от 29.11.2007 г. № 48 «О практике рассмотрения судами дел об оспаривании нормативных правовых актов полностью или в части» названы существенные признаки нормативного правового акта: «издание в установленном порядке управомоченным органом государственной власти, органом местного самоуправления или должностным лицом, а также наличие правовых норм (правил поведения), обязательных для неопределенного круга лиц, рассчитанных на неоднократное применение, направленных на урегулирование общественных отношений либо на изменение или прекращение существующих правоотношений».

Положение о закупке формально соответствует всем признакам нормативно-правового акта, сформулированным представителями законодательной ветви власти. Признакам, указанным судебной ветвью власти, Положение о закупке будет соответствовать только в случае, если оно утверждается руководителем унитарного предприятия, который является должностным лицом.

В защиту позиции нормативного-правового характера Положения о закупке в случае, если оно утверждается не руководителем унитарного предприятия, приведем цитату профессора С.С. Алексеева: «Юридическая норма может быть определена в качестве исходящего от государства и охраняемого им общеобязательного (общего) правила поведения, которое представляет участникам общественного отношения данного вида юридические права и налагает на них юридические обязанности. Главная особенность юридической нормы – ее государственно-властный характер. Даже в случаях государственного санкционирования того или иного правила (а не только прямого правотворчества) это правило исходит от государства. Исходит в том смысле, что оно признано государством и, следовательно, выражает государственную волю, представляет государство, опирается на его мощь» [1]. Утверждение Положения о закупке признано государством и выражает его волю.

Кроме того, следует отметить, что документы, издаваемые органами муниципальной власти (которые, как известно, не являются органами государственной власти), будут в определенных случаях являться нормативно-правовыми. Некоторые исследователи поддерживают указанную точку зрения. Так, «отличие муниципальных нормативно-правовых актов от других нормативно-правовых актов в том, что они исходят не от государственных органов и организаций. ... Хотя органы местного самоуправления и не являются государственными органами, но правотворческие полномочия представлены им федеральными и региональными законодательными актами, то есть существует воля государства на их издание» [4].

В КоАП РФ предусмотрен ряд статей (19.4, 19.4.1, 19.5 и др.), в которых установлена ответственность, связанная с несоблюдением муниципальных нормативно-правовых актов как муниципальными служащими, так и гражданами (организациями).

За соответствием муниципальных нормативно-правовых актов Конституции РФ и федеральным законам ведется контроль, который установлен в п. 2 Положения о ведении федерального регистра муниципальных норматив-

ных-правовых актов, утвержденный Постановлением Правительства РФ от 10.09.2008 г. № 657.

Таким образом, мы находим примеры того, что нормативно-правовой акт может появляться не только в случае издания такого акта государственным органом, но и в случае наличия воли государства на издание соответствующих документов иными субъектами права.

Если акты обязательны к применению и являются нормативно-правовыми, то они должны быть опубликованы, порядок опубликования Положения о закупке предусмотрен ч. 1 ст. 4 Закона о закупках, в соответствии с которой Положение о закупке, изменения, вносимые в указанное положение, подлежат обязательному размещению в единой информационной системе не позднее чем в течение пятнадцати дней со дня утверждения.

Кроме того, следует признать, что Положение о закупке рассчитано на возникновение, изменение и прекращение правоотношений, то есть на установление норм и их реализацию, а именно на признание, возникновение, изменение, прекращение, создание и изменение юридического состояния определенных лиц (как участника закупки, так и заказчика).

Таким образом, можно утверждать, что Положение о закупках является актом, изданным не государственным органом. Соответственно мы можем говорить об определенном уровне делегирования государственных полномочий Заказчикам. Делегирование направлено на наиболее эффективную реализацию соответствующих полномочий, при этом полномочия сохраняют государственно-правовую природу, а органы государственной власти контролируют исполнение переданных полномочий[6]. При этом государством на Заказчиков накладываются определенные обязательства, «взамен» на переданные полномочия – информационная открытость, поддержка субъектов малого и среднего предпринимательства (МСП), отечественных и инновационных производителей.

Обеспечение исполнения Положения о закупке возложено на антимонопольные органы посредством применения Закона о защите конкуренции, а также применения наказаний, предусмотренных КоАП РФ. Так, ч. 8 ст. 7.32.3 КоАП РФ в том числе устанавливается, что предъявление требований из содержащихся в положении о закупке, к участникам закупок товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц, которые не указаны в документации о закупке товаров, работ, услуг, влекут административное наказание.

Кроме того, в силу установления обязательной определенной доли закупок у субъектов МСП, на заказчиков (в случае неисполнения указанной доли) возложена ответственность в виде признания Положения о закупке неразмещенным и необходимости пользоваться положениями Федерального закона от 05.04. 2013 г. № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд».

В случае с ОАО «АК «Транснефть» и его дочерними обществами все наложенные обязательства выполняются путем их конкретизации непосредственно для каждого заказчика в Положении о закупке, в том числе по исполнению привлечения субъектов МСП в свои закупки. При этом за АО «Транснефть – Сибирь» и ООО «Транснефть – Восток» осуществляется особый контроль, закрепленный на уровне Правительства Российской Федерации. Так, указанные дочерние организации ОАО «АК «Транснефть» попали в «перечень конкретных заказчиков, чьи проекты планов закупки товаров, работ, услуг, проекты планов закупки инновационной продукции, высокотехнологичной продукции, лекарственных средств, проекты изменений, вносимых в такие планы, до их утверждения подлежат проводимой Акционерным обществом «Федеральная корпорация по развитию малого и среднего предпринимательства» оценке соответствия требованиям законодательства РФ, предусматривающим участие субъектов малого и среднего предпринимательства в закупке», утвержденные Распоряжением Правительства РФ от 06.11.2015 г. № 2258-р. Таким образом, на соответствие требованиям законодательства указанных юридических лиц, помимо антимонопольной службы, будет осуществляться контроль также и Акционерным обществом «Федеральная корпорация по развитию малого и среднего предпринимательства».

Предполагая, что Положение о закупке является нормативно-правовым актом, необходимо отметить, что могут наступить определенные последствия, установленные законодательством именно для нормативно-правовых документов.

Так, Федеральным законом от 17.07.2009 г. № 172-ФЗ «Об антикоррупционной экспертизе нормативных правовых актов и проектов нормативных правовых актов» предусматривается проведение антикоррупционной экспертизы нормативных правовых актов (проектов нормативных правовых актов). Однако что понимается под термином «нормативные правовые акты», указанный Закон не говорит. При этом пп. 3 п. 3 ст. 3 Федерального закона от 17.07.2009 г. № 172-ФЗ гласит, что «Федеральный орган исполнительной власти в области юстиции проводит антикоррупционную экспертизу нормативных правовых актов федеральных органов исполнительной власти, иных государственных органов и организаций, затрагивающих права, свободы и обязанности человека и гражданина, устанавливающих правовой статус организаций ...» указывает, что организации также могут быть источником нормативных правовых актов.

Пп. «в» п. 2 Правил проведения антикоррупционной экспертизы нормативных правовых актов и проектов нормативных правовых актов, утвержденных Постановлением Правительства РФ

от 26 февраля 2010 г. № 96, определяет, что Министерство юстиции РФ проводит антикоррупционную экспертизу в соответствии с установленной методикой в отношении в том числе нормативных правовых актов ... иных ... организаций, затрагивающих права, свободы и обязанности человека и гражданина, устанавливающих правовой статус организаций или имеющих межведомственный характер, а также уставов муниципальных образований и муниципальных правовых актов о внесении изменений в уставы муниципальных образований – при их государственной регистрации.

Не ясно, относится ли фраза «при их государственной регистрации» ко всему тексту пп. «в» п. 2 Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 26 февраля 2010 г. № 96, или только к словосочетанию «муниципальным актам», которое отделено от остального текста указанного подпункта союзом «а также».

В этой связи антикоррупционная экспертиза может быть проведена и в отношении Положения о закупках, в случае если государство признает на официальном уровне нормативно-правовой статус Положения о закупке.

## Выводы

Учитывая изложенное, можно сделать вывод, что в рамках конкретизации законодательства законодатель делегирует полномочия по принятию обязательных к применению актов юридическим лицам, не являющимся представителями государственных органов.

В рамках настоящей статьи вполне обоснованно считать положение о закупке нормой особого характера, имеющей основные черты нормативного правового акта, но изданной не государственными органами.

В иерархии регулирующих норм Положение о закупке находится между подзаконными нормативными правовыми актами, с одной стороны, и локальными актами юридических лиц, с другой, поскольку Положение о закупке регулирует внешние отношения между Заказчиком и поставщиком (подрядчиком, исполнителем), обязательно к применению сторонами отношений и является правовым документом в соответствии с законом.

Государство позволяет творить право крупнейшим корпорациям (и некоторым иным юридическим лицам). В этой связи наделение юридических лиц правом создания Положения о закупке (документа особого статуса) на законодательном уровне является, по нашему мнению, делегированием полномочий в этой области правоотношений, что ведет к повышению эффективности правового регулирования, децентрализации государственного регулирования гражданских правоотношений, а также сближению государства с гражданским обществом. При этом на Заказчиков накладываются определенные обязательства (информационная открытость, поддержка субъектов малого и среднего предпринимательства (МСП), отечественных, инновационных производителей). В этой связи, начав осуществлять нормотворческие полномочия государственного характера, организации подпадают под строгий государственный контроль, а в случае невыполнения наложенных обязательств государство лишает Заказчика переданных функций государственного характера. Соответственно, государство не отстранилось от процесса закупок Заказчиками, а активно в нем участвует, развивает и совершенствует механизм их взаимодействия, кроме того, учитывает в развитии экономических государственных процессов удовлетворение потребностей Заказчиков.

Также необходимо подчеркнуть, что проблема разграничения полномочий по конкретизации процесса закупочной деятельности Заказчиков стоит достаточно остро и может быть решена посредством указания в Законе о защите конкуренции или в Законе о закупках четкого, ограниченного перечня действий, которые будут запрещены при проведении закупок. При отсутствии такого перечня практика правоприменителя при принятии решений по однородным вопросам может полярно отличаться в пределах одного региона.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**1.** Алексеев С. С. Общая теория права. М. : Юрид. лит., 1981. 359 с.

**2.** Васильев Р. Ф. О понятии правового акта // Вестник Московского университета. М. : Изд-во Моск. ун-та, 1998. № 5. С. 3–25.

**3.** Гамидов М. Ш. Конкретизация норм права : дис. … канд. юрид. наук. Нижний Новгород, 2010. 203 с.

**4.** Джоусе-Иванина М. Нормативно-правовой акт в системе источников российского права : дис. ... канд. юрид. наук. Москва, 2010. 182 с.

**5.** Залоило М. В. Понятие и формы конкретизации юридических норм : дис. ... канд. юрид. наук. Москва, 2011. 196 с.

**6.** Кузнецова Н. В. Делегирование полномочий в сфере взаимодействия органов государственной власти и местного самоуправления в Российской Федерации : дис. … канд. юрид. наук. Москва, 2005. 180 с.

**7.** Пиголкин О. С. Обнаружение и преодоление пробелов права // Советское государство и право. М. : Наука, 1970. № 3. С. 49–57.

**8.** Троицкий В. С. Делегированное законотворчество: теория и практика : автореф. дис. ... канд. юрид. наук. Москва, 2005. 20 с.

### REFERENCES

**[1]** Alekseiev S.S., General theory of law, Vol. 1, 1981, p. 359.

**[2]** Vasiliev R.F., The concept of legal act. Bulletin of Moscow State University, 1998, № 5, p. 3-25.

**[3]** Gamidov M.Sh., Specifications of statutes of law. PhD Thesis in Law, 2010, p. 203.

**[4]** Jose-Ivanina M., Statutory instrument in the system of Russian legal sources. PhD Thesis in Law, 2010, p. 182.

**[5]** Zaloilo M.V., Definition and forms of law specification. PhD Thesis in Law, 2011, p.196.

**[6]** Kuznetsova N.V., Delegation of authority in the sphere of central and local authorities cooperation in the Russian Federation. PhD Thesis in Law, 2005, p.180.

**[7]** Pigolkin O.S., Detection and overcoming gaps in law. Soviet State and Law, 1970, № 3, p. 49-57.

**[8]** Troitsky V.S., Delegated lawmaking: theory and practice. Synopsis of a PhD Thesis in Law, 2005, p. 20.

# МЕХАНИЗМ РАЗРАБОТКИ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ СТАНДАРТОВ НА ПРИМЕРЕ ООО «НИИ ТРАНСНЕФТЬ»

## MECHANISM OF PROFESSIONAL STANDARDS DEVELOPMENT IN TERMS OF TRANSNEFT R&D, LLC

**Ю.В. Алексеевичева**
к.э.н., начальник отдела по разработке, экспертизе нормативной документации и работе с вузами ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**Y.V. Alekseevicheva**
Candidate of Economics Science, Head of Normative Documents Development and Expertise and Universities Cooperation Section, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*AlekseevishevaYB@niitnn.transneft.ru*

**И.С. Симарова**
к.э.н., заведующий сектором по работе с вузами ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**I.S. Simarova**
Candidate of Economics Science, Head of Universitie Cooperation Section, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*SimarovaIS@niitnn.transneft.ru*

**Е.С. Переведенцева**
ведущий специалист сектора разработки, экспертизы нормативной документации и оценки квалификаций ООО «НИИ Транснефть», г. Москва
**E.S. Perevedentceva**
Lead Assistant of Normative Documents Development and Expertise and Qualification Assessment Section, Transneft R&D, LLC
Moscow, Russian Federation
*PerevedencevaES@niitnn.transneft.ru*

УДК 006.05

***Аннотация:*** *В настоящее время в России активно осуществляется процесс формирования национальной системы профессиональных квалификаций, важным элементом которой являются профессиональные стандарты. Профессиональные стандарты определяют требования как к уровню знаний и умений самих работников, так и требования к качеству реализации профессионального обучения и повышения квалификации. Таким образом, профстандарты призваны обеспечить тесную взаимосвязь рынка труда и профессионального образования. Кроме того, профессиональные стандарты должны являться основой для выстраивания процессов управления персоналом на предприятиях (разработка должностных инструкций, формирование процессов отбора, аттестации и обучения персонала, тарификации работ и установления системы оплаты труда).*
*В статье проведен анализ истории разработки профессиональных стандартов в России, рассмотрена и схематично представлена процедура утверждения проектов профессиональных стандартов Министерством труда и социальной защиты Российской Федерации. Изложен порядок определения разработчика проектов профессиональных стандартов из перечня, утвержденного Минтрудом России. Предложен механизм разработки проектов профессиональных стандартов на примере ООО «НИИ Транснефть», структурно состоящий из трех этапов и предусматривающий возможность организации профессионального обсуждения проектов профстандартов в процессе их разработки.*

***Abstract:*** *Nowadays in Russia formation process of national system professional qualifications is actively being implemented; the main part of this system is professional standards. Professional standards determine the requirements both to employees' knowledge and skills and to quality of professional education and Advanced Training implementation. Thus, professional standards are aimed at providing close interaction of employment market and professional education. Besides, professional standards must be base for HR management processes in the companies (Job Description development, selection process formation, personnel certification and education, work rates and remuneration system establishment).*
*The Article gives the analysis of professional standards development practice in Russia, considers and schematically represents draft professional standard confirmation procedure by RF Ministry of Labor and Social Protection. The procedure of professional standard project developer determination from the list confirmed by RF Ministry of Labor and Social Protection is stated. The mechanism of professional standard project development in terms of LLC «RI Transneft» is suggested; such mechanism structurally consists of three stages and provides possibility to arrange professional discussion of professional standards in the course of their development.*

***Ключевые слова:*** *профессиональный стандарт, разработка и утверждение проекта профессионального стандарта, национальная рамка квалификаций, профессиональное образование.*

***Key words:*** *professional standard, development and confirmation of draft professional standard, national qualification framework, professional education.*

Необходимость своевременного обновления перечня профессиональных знаний, умений и навыков, которыми должен обладать работник, обеспечивается постоянным развитием науки и техники. Появление новых технологий и повышение требований к уровню профессиональной квалификации работника приводят к тому, что действующие квалификационные справочники устаревают и не соответствуют действительности. Все это обусловило активизацию процессов по формированию в России национальных систем квалификаций и профессиональных стандартов.

### История разработки профессиональных стандартов в России

В Трудовой кодекс Российской Федерации в 2012 г. была введена статья 195, которая определяет профессиональный стандарт (ПС) как характеристику квалификации, необходимой работнику для осуществления определенного вида профессиональной деятельности.

В комментариях к ТК РФ содержится более полное определение профессионального стандарта, под которым понимается характеристика квалификации, позволяющая определить ее уровень, то есть количество знаний, а также качество и степень профессиональных способностей, умений, опыта и навыков работника, которые позволяют ему осуществлять тот или иной вид профессиональной деятельности на требуемом уровне и лучше относительно тех работников, которые требуемой профессиональной квалификации не имеют [11].

Впервые официально понятие «профессиональный стандарт» было введено в России в «Программе социальных реформ Российской Федерации на 1996–2000 гг.». Этот момент можно считать началом истории разработки профессиональных стандартов в России (табл. 1).

Почти за 20-летнюю историю введения профессиональных стандартов в России была разработана и утверждена нормативная и методическая документация по формированию, экспертизе,

**Табл. 1**
История разработки профессиональных стандартов в России [3]

| Год | Событие |
|---|---|
| 1997 | Термин «профессиональный стандарт» впервые введен в Программе социальных реформ в РФ на период 1996–2000 гг. |
| 2006 | Создание Национального агентства развития квалификаций (НАРК) на базе Общероссийского объединения работодателей «Российский союз промышленников и предпринимателей» (ООР «РСПП») |
| 2007 | НАРК разработал макет профессионального стандарта и Положение о профессиональных стандартах |
| 2008 | Разработка первых профессиональных стандартов |
| | Проект Национальной рамки квалификаций РФ, которая была призвана описать квалификационные уровни, признаваемые на общефедеральном уровне, и основные пути их достижения на территории России |
| | Создание Межведомственной рабочей группы по разработке профессиональных стандартов (квалификационных требований) к должностям работников высокотехнологичных отраслей экономики |
| 2010 | Создание Общественно-государственного совета Системы независимой оценки качества профессионального образования, целью которого являлось развитие организационных и методических оснований функционирования системы независимой оценки качества профессионального образования |
| 2011 | Проект ФЗ «О внесении изменений в ТК РФ (в части определения понятия ПС, порядка их разработки, утверждения и применения)» |
| | Учреждение Агентства стратегических инициатив, которому поручена разработка дорожной карты «Создание Национальной системы квалификаций и компетенций». Утверждение нового макета ПС, нормативных документов и методических рекомендаций по их разработке |
| 2012 | Указ Президента РФ от 07.05.2012 г. № 597 «О мерах по реализации государственной социальной политики», в котором Правительству РФ установлено разработать к 2015 г. и утвердить не менее 800 профессиональных стандартов |
| | Федеральным законом от 03.12.2012 г. № 236-ФЗ «О внесении изменений в ТК РФ и статью 1 ФЗ «О техническом регулировании» в ТК РФ включена статья 195 «Понятия квалификации работника, профессионального стандарта» |
| 2013 | Утверждение трех профессиональных стандартов |
| 2014 | Постановление Правительства № 487-р, утверждающее комплексный план мероприятий по разработке ПС, их независимой профессионально-общественной экспертизе и применению на 2014–2016 гг. |
| | Создание Национального совета при Президенте РФ по профессиональным квалификациям, одной из функций которого является рассмотрение проектов профессиональных стандартов [12] |
| | Минтруд России привлекает к разработке профессиональных стандартов ООР «РСПП» с выделением средств из федерального бюджета |
| 2015 | Федеральный закон № 122-ФЗ от 02.05.2015 г. о внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации и статьи 11 и 73 Федерального закона «Об образовании в Российской Федерации». Согласно данному закону, с 1 июля 2016 г. применение профессиональных стандартов станет обязательным для большинства работодателей. |

внедрению и использованию профессиональных стандартов. Однако действительно активная разработка профессиональных стандартов началась только в 2014 г. В настоящий момент утверждено более 800 профессиональных стандартов, наибольшее количество из которых относится к таким областям профессиональной деятельности, как строительство и ЖКХ; деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность, мебельное производство; металлургическое производство, атомная промышленность, ракетно-космическая промышленность и др. (рис. 1).

### Процедура разработки и утверждения профессиональных стандартов

С 1 июля 2016 г. станет обязательным применение работодателями профессиональных стандартов в части требований к квалификации, необходимой работнику для выполнения трудовых функций, если ТК РФ, другими федеральными законами или иными нормативными правовыми актами РФ установлены такие требования. Для государственных внебюджетных фондов, государственных и муниципальных учреждений, унитарных предприятий, а также для государственных корпораций, компаний и хозяйствующих обществ, у которых более 50 % акций (долей) в уставном капитале находится в государственной (муниципальной) собственности, особенности применения профстандартов установит Правительство РФ [13].

В настоящее время работодатели обязаны применять профессиональные стандарты только в тех случаях, когда такое требование предусмотрено в законе. Кроме того, если профессия или должность работника связаны с предоставлением льгот и компенсаций или для работы на этой должности имеются ограничения, то требования к такой профессии или должности должны соответствовать квалификационному справочнику или профессиональному стандарту. Следует отметить, что на сегодняшний день далеко не все виды экономической деятельности, профессии и должности обеспечены утвержденными профессиональными стандартами.

Инициатором разработки профессионального стандарта, с одной стороны, может выступать Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, с другой стороны профессиональное сообщество или предприятие, заинтересованное в разработке и утверждении конкретного профессионального стандарта. В первом случае разработка профстандарта ведется из перечня, утвержденного Министерством труда и социальной защиты РФ с учетом приоритетных направлений развития экономики страны, за счет средств федерального бюджета. Во втором случае необходимость разработки тех или иных профессиональных стандартов может обсуждаться и устанавливаться различными профессиональными сообществами, например, Советами по профессиональным квалификациям. При этом разработчик, взявший на себя ответственность за разработку профстандарта, осуществляет эту деятельность за счет собственных средств.

Процедура разработки и утверждения профессиональных стандартов установлена постановлением Правительства РФ от 22.01.2013 г. № 23 [4] и представлена на рис. 2.

Ключевым моментом в утверждении профессионального стандарта является процедура его профессионально-общественного обсуждения. Размещение проекта профстандарта в свободном доступе в сети Интернет позволяет сделать процедуру обсуждения открытой для любого специалиста в соответствующей области. Таким образом, замечания и предложения к содержанию документа могут высказать не только государственные органы, крупные компании, госкорпорации или различные профессиональные сообщества, но и представители малого бизнеса и частные лица. При этом разработчик проекта профессионального стандарта обязан отреагировать на каждое из высказанных замечаний или предложений и осуществить его корректировку.

Стоит отметить необходимость организациям бизнеса самостоятельно проявлять соответствующий уровень интереса к обсуждению проектов профессиональных стандартов по следующим причинам. Во-первых, профстандарт для работодателей будет являться основой для определения требований к соискателю работы, организации обучения и аттестации работников, разработки

**Рис. 1**
Количество утвержденных профессиональных стандартов по областям профессиональной деятельности по состоянию на январь 2016 г., ед.

**Рис. 2**
Процедура разработки и утверждения профессиональных стандартов Министерством труда и социальной защиты РФ

должностных инструкций, тарификации работ, установления оплаты труда. Во-вторых, так как профстандарт должен быть ориентиром при разработке федеральных государственных образовательных стандартов, именно через участие в обсуждении проектов профстандартов работодатели могут законодательно закрепить требования к знаниям и умениям своих работников и в конечном итоге к качеству и уровню среднего профессионального и высшего образования.

## Механизм разработки проектов профессиональных стандартов в ООО «НИИ Транснефть»

Одной из основных задач в разработке профессиональных стандартов является поиск организаций, способных качественно выполнить эту работу. После определения в 2012 г. Министерством труда и социального развития РФ перечня из 800 профессиональных стандартов, которые требовалось разработать за двухлетний период, встала проблема поиска специалистов, способных не только разработать проект профстандарта, но и организовать его широкое профессионально-общественное обсуждение. Результат 2013 г. показал, что нужна организация, которая сможет объединить усилия наиболее значимых объединений работодателей, отраслевых организаций и предприятий. Такой организацией выступило Общероссийское объединение работодателей «Российский союз промышленников и предпринимателей» (ООР «РСПП»), которому в 2014 г. было поручено разработать 120 профстандартов с выделением средств из федерального бюджета. В 2015 г. силами ООР «РСПП» планировалось разработать порядка 200 профстандартов, 2016 г. также не стал исключением активной работы объединения в данном направлении.

Общероссийское объединение работодателей «Российский союз промышленников и предпринимателей» ведет поиск организаций для разработки проектов профессиональных стандартов через профессиональные сообщества. В части разработки проектов профстандартов в области добычи, переработки и транспортировки нефти и газа ООР «РСПП» объединил свои усилия с Советом по профессиональным квалификациям в нефтегазовом комплексе (СПК НГК).

Так, в декабре 2015 г. решением СПК НГК за ООО «НИИ Транснефть» закреплена разработка проектов следующих профессиональных стандартов:

- «Электромеханик по средствам автоматики и приборам технологического оборудования в нефтегазовой отрасли»;
- «Приборист нефтегазовой отрасли»;
- «Машинист паровой передвижной депарафинизационной установки»;
- «Машинист оборудования распределительных нефтебаз».

Данные профессиональные стандарты входят в перечень, утвержденный Минтрудом России, и разрабатываются за счет средств федерального бюджета.

На основании вышеуказанного решения Совета по профессиональным квалификациям в нефтегазовом

комплексе Общероссийское объединение работодателей «Российский союз промышленников и предпринимателей» заключил с ООО «НИИ Транснефть» договор на выполнение работ по разработке проектов вышеуказанных профессиональных стандартов.

В рамках данного договора ООО «НИИ Транснефть» разрабатывает проекты профессиональных стандартов, согласовывает их с ООР «РСПП», оказывает содействие по согласованию проектов профстандартов ООР «РСПП» с Минтрудом России и при наличии замечаний к проектам профстандартов осуществляет их доработку. Важным условием договора на разработку проектов профессиональных стандартов является проведение в течение гарантийного срока мониторинга соответствия утвержденных профстандартов технологиям и содержанию соответствующей профессиональной деятельности (рис. 3).

Структурно механизм разработки проектов профессиональных стандартов в ООО «НИИ Транснефть» разделен на три этапа. На первом этапе был проведен всесторонний и глубокий анализ, предполагающий изучение профессиональных стандартов по аналогичным видам экономической деятельности; оценку состояния и перспектив развития соответствующих видов экономической деятельности; анализ квалификационных характеристик, содержащихся в Едином тарифно-квалификационном справочнике работ и профессий рабочих (ЕТКС) и в Едином квалификационном справочнике должностей руководителей, специалистов и служащих (ЕКС) [7], анализ регламентов ОАО «АК «Транснефть» (например, руководящий документ «Квалификационные характеристики основных профессий рабочих, должностей руководителей и специалистов» [10]). Полученная и систематизированная на данном этапе информация становится базой для второго этапа.

На втором этапе был проведен опрос профильных специалистов с целью выявления трудовых функций и требований к качеству их выполнения для каждого разрабатываемого проекта профессионального стандарта. На основе полученных данных были сформированы функциональные карты, в которых устанавливаются основная цель вида профессиональной деятельности, обобщенные трудовые функции и трудовые функции. После разработки функциональные карты были направлены для рассмотрения в организации системы «Транснефть» (ОСТ), которые, по сути, являются заинтересованными организациями и будущими пользователями

**Рис. 3**
Механизм разработки проектов профессиональных стандартов в ООО «НИИ Транснефть»

профстандартов, что обеспечивает профессиональное обсуждение их проектов на ранних стадиях разработки. После сбора и систематизации дополнений и предложений к функциональным картам со стороны ОСТ была произведена их корректировка.

В дальнейшем на основе скорректированных функциональных карт разрабатываются матрицы профессиональной деятельности, которые включают в себя обобщенные трудовые функции, возможные наименования должностей (профессий), трудовые функции, трудовые действия, а также перечень необходимых умений и знаний. После разработки матрицы профессиональной деятельности также направляются в ОСТ для рассмотрения на предмет предложений и дополнений, на основе систематизации последних производится их корректировка. Завершающей стадией второго этапа является формирование проектов профессиональных стандартов с использованием утвержденного макета, который состоит из следующих разделов.

I. Общие сведения (основная цель вида профессиональной деятельности, группы занятий, вид экономической деятельности).

II. Описание трудовых функций, входящих в профессиональный стандарт (функциональная карта вида профессиональной деятельности).

III. Характеристика обобщенных трудовых функций (уровень квалификации; возможные наименования должностей, профессий; требования к образованию, опыту практической работы, особые условия допуска к работе; дополнительные характеристики и описание трудовых функций с указанием уровня квалификации, трудовых действий, необходимых умений и знаний).

IV. Сведения об организациях – разработчиках профессионального стандарта.

При формировании проекта профессионального стандарта важным процессом является определение уровня квалификации, который устанавливается в соответствии с Приказом Минтруда России от 12.04.2013 г. №148н «Об утверждении уровней квалификации в целях разработки проектов профессиональных стандартов» [6] и методическими рекомендациями по разработке профессиональных стандартов [7].

После формирования проектов профессиональных стандартов организация-разработчик организует их профессионально-общественное обсуждение. Для качественной организации данного процесса ООО «НИИ Транснефть» планирует разместить проекты профессиональных стандартов на собственном сайте в сети Интернет, осуществить рассылку проектов членам СПК НГК и заинтересованным организациям, в том числе образовательным учреждениям, а также вновь привлечь к заключительному обсуждению организации системы «Транснефть». По результатам обсуждения производится систематизация полученных дополнений и предложений и корректировка проектов профессиональных стандартов. Далее проекты профстандартов передаются в ООР «РСПП» для их дальнейшего утверждения Министерством труда и социальной защиты РФ и включения в реестр профессиональных стандартов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ


**1.** Былков В. Г. Трансформация системы квалификаций на основе создания профессиональных стандартов // Известия Иркутской государственной экономической академии. 2014. № 1. С. 67–73.

**2.** Горшкова О. В., Фалько Л. Ю. Профессиональные стандарты: практика разработки и внедрения в России // Территория новых возможностей. Вестник ВГУЭС. 2012. № 5. С. 93–103.

**3.** Ничкова Н. История разработки профессиональных стандартов [Электронный ресурс]. http://www.estimatica.info/assessment/ profstandarty/166-istoriya-razrabotki-professionalnyh-standartov (дата обращения: 20.03.2016).

**4.** Постановление Правительства РФ от 22.01.2013 № 23 «О Правилах разработки, утверждения и применения профессиональных стандартов».

**5.** Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 12.04.2013 г. № 147н «Об утверждении Макета профессионального стандарта (с изменениями на 29.09.2014 г.)».

**6.** Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 12.04.2013 г. № 148н «Об утверждении уровней квалификации в целях разработки проектов профессиональных стандартов».

**7.** Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29.04.2013 г. № 170н «Об утверждении методических рекомендаций по разработке профессионального стандарта».

**8.** Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29.09.2014 г. № 667н «О реестре профессиональных стандартов (перечне видов профессиональной деятельности)».

**9.** Разработка и применение профессиональных стандартов: словарно-справочное пособие / А. Н. Лейбович [и др.]. М. : Издательство «Перо», 2014. 33 с.

**10.** РД-03.100.30-КТН-041-14. Квалификационные характеристики основных профессий рабочих, должностей руководителей и специалистов.

**11.** Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2015 г. № 434-ФЗ.

**12.** Указ Президента Российской Федерации от 16.04.2014 г. № 249 «О национальном совете при Президенте Российской Федерации по профессиональным квалификациям».

**13.** Федеральный закон от 02.05.2015 г. № 122-ФЗ «О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации и статьи 11 и 73 Федерального закона «Об образовании в Российской Федерации».

**14.** Федеральный закон от 29.12.2012 г. № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации».


## REFERENCES


**[1]** Bulkov V. G. Transformation of qualification system based on professional standards // Reporter of Irkutsk State Economic Academy. 2014. No. 1. P. 67-73.

**[2]** Gorshkova O. V., Falko L. Y. Professional standards: development and implemmentation practice in Russia // Territory of new opportunities. Reporter of VGUES 2012. No. 5. P. 93-103.

**[3]** Nichkova N. History of professional standard development [Electronic resource]. http://www.estimatica.info/assessment/ profstandarty/166-istoriya-razrabotki-professionalnyh-standartov (accessed date: 20.03.2016).

**[4]** RF Government Decree, No. 23 «On Rules for Development, Approval and Application of Professional Standards».

**[5]** RF Ministry of Labor and Social Protection Order dated 12.04.2013 No. 147n «On approval of the layout of the professional standard (with amendments on 29.09.2014)».

**[6]** RF Ministry of Labor and Social Protection Order dated 12.04.2013 No. 148n «On approval of qualification levels to develop draft professional standards».

**[7]** RF Ministry of Labor and Social Protection Order dated 29.04.2013 No. 170n «On guidelines for development of professional standards».

**[8]** RF Ministry of Labor and Social Protection Order dated 29.09.2014 No. 667n «On professional standards register (list of professional activity types)».

**[9]** Professional standard development and application: Dictionary and Reference Book / A. N. Leybovich [and others]. M.: Publisher «Pero», 2014. 33 pp.

**[10]** RD-03.100.30-KTN-041-14. Job descriptions of the main employees' professions, positions of managers and specialists.

**[11]** RF Labour Code dated 30.12.2015 No. 434-FZ.

**[12]** Decree of the President dated 16.04.2014 No. 249 «On National President's Council on professional qualifications».

**[13]** Federal Law dated 02.05.2015 No. 122-FZ «On introduction of changes in Labour Code of the Russian Federation and Articles 11 and 73 of Federal Law «On education of the Russian Federation».

**[14]** Federal Law dated 29.12.2012 No. 273-FZ «On education of the Russian Federation».

# Ваши задачи – наше решение

## машина для безогневой резки труб

Машина для безогневой резки труб «Волжанка-3М» предназначена для резки труб диаметром от 1067 до 1220 мм лезвийным режущим инструментом с одновременной разделкой кромок под сварку.

Применяется для выполнения работ по вырезке дефектных участков трубопроводов и линейной арматуры без избыточного давления предварительно опорожненной трубы.

Машина выпускается с электрическим приводом. Управление работой машины осуществляется с помощью дистанционного пульта управления.

Транснефть

Филиал АО «Транснефть — Приволга», Центральная база производственного обслуживания (ЦБПО)
446200, Самарская область, Новокуйбышевск, ул. Шоссейная, 8, тел.: 8(84635) 79-2-88

Транснефть
АО «ТРАНСНЕФТЬ - ДИАСКАН»
УВИДЕТЬ НЕВИДИМОЕ
АО «ТРАНСНЕФТЬ - ДИАСКАН» ПРЕДОСТАВЛЯЕТ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛУГИ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ
Разработка и изготовление всех видов внутритрубного диагностического оборудования типоразмеров от 159 мм до 1220 мм;
проведение внутритрубной диагностики, интерпретация диагностической информации, выпуск технических отчетов по диагностированию;
выполнение расчетов на прочность и долговечность по данным внутритрубной диагностики;
разработка компьютерных программ интерпретации, расчетов на прочность и долговечность, выпуска отчетов, определения методов ремонта;
осуществление постоянного мониторинга технического состояния трубопроводов.
АО «ТРАНСНЕФТЬ - ДИАСКАН» 140501, г. Луховицы Московской обл., ул. Куйбышева, 7. Тел.: +7 (496) 632-40-36, факс: +7 (496) 635-09-13

Россия, 119180
Москва, ул. Большая Полянка, 57
Тел.: (495) 950 8178
Факс: (495) 950 8900, 950 8168

57, Bolshaya Polyanka, Moscow
119180, Russia
Tel.: (495) 950 8178
Fax: (495) 950 8900, 950 8168

www.transneft.ru
транснефть.рф