ИНФОРМАЦИЯ О ПОДПИСКЕ НА СТР. 118

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

# ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ISSN 2072–2745

выходит с сентября 2001 года

лидеры знают больше

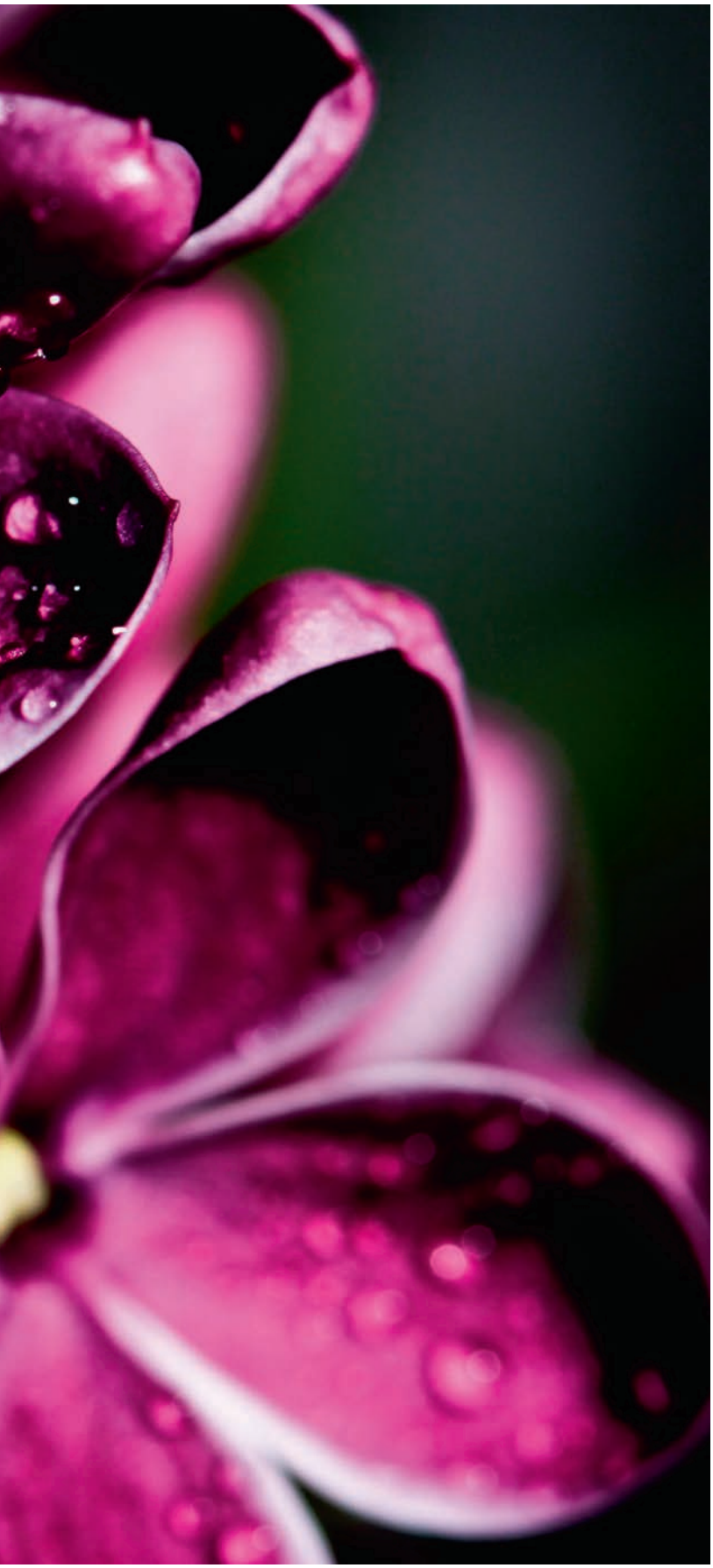
июнь 2017

ТЕРМА
ЭНЕРГАЗ ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ВЫМПЕЛ Научно-производственное объединение
GEA Refrigeration RUS engineering for a better world
Энерго Техника
ГСКС ГСК-Сервис АНТИКОРРОЗИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
CAMELOT PUBLISHING
ЭКРА-ТЭК
PRiMATEK coating innovation
TN
SAMARAVOLGOMASH САМАРАВОЛГОМАШ СЗМ
Медиа Миры
THERMON
25 лет ЗАВОД ГАЗПРОММАШ САРАТОВ
Flottweg Separation Technology
ЗВЁЗДЫ АРБАТА
ТМС ГРУПП
санаторий ЮЖНОЕ ВЗМОРЬЕ
АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД
straub the right connection
АКС АКУСТИЧЕСКИЕ КОНТРОЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ
CPS TECHNOLOGY
UNITED CONCRETE CANVAS RUSSIA
FAMILY BOOK ТРАДИЦИИ И РОСКОШЬ
Каспийский Трубопроводный Консорциум
Caspian Pipeline Consortium
Каспий Кубыр Консорциумы
РАДИУС АВТОМАТИКА

18+

Входит в перечень ВАК

www.neftegas.info



## СИРЕНИ ВЫ, СИРЕНИ...

Сирени вы, сирени,
И как вам не тяжел
Застывший в трудном крене
Альтовый гомон пчел?

Осталось нетерпенье
От юности моей
В горячей вашей пене
И в глубине теней.

А как дохнет по пчелам
И прибежит гроза
И ситцевым подолом
Ударит мне в глаза –

Пройдет прохлада низом
Траву в коленах гнуть,
И дождь по гроздьям сизым
Покатится, как ртуть.

Под вечер – вёдро снова,
И, верно, в том и суть,
Чтоб хоть силком смычковый
Лиловый гуд вернуть.

*А. Тарковский*

# СОДЕРЖАНИЕ CONTENT

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

**ИЗДАЕТСЯ ООО «КАМЕЛОТ ПАБЛИШИНГ»**
при поддержке РГУ нефти
и газа имени И.М. Губкина

Публикации в журнале учитываются ВАК при защите докторских и кандидатских диссертаций

**ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР**
А.М. Гулиева

**ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ**
Евгения Вострухова

**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР**
В.Н. Ивановский, д.т.н., профессор,
зав. кафедрой машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности имени И.М. Губкина

**ШЕФ-РЕДАКТОР**
Наталья Панкратова

**РЕДАКТОР-СОСТАВИТЕЛЬ**
Эльмира Алиева

**РУКОВОДИТЕЛЬ ОТДЕЛА РЕКЛАМЫ**
Ольга Коновалова

**ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ**
Екатерина Алиева, Елена Дозорова,
Екатерина Ермакова, Ксения Ермакова,
Ольга Казеннова, Светлана Панина,
Наталья Сазонова, Наталья Хлебная

**ВЕРСТКА**
Лев Сонин

**КОРРЕКТУРА**
Алина Соколова

**ОТДЕЛ ПОДПИСКИ**
Ирина Васильева, Лариса Волкова

**ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС**
**ПО КАТАЛОГУ РОСПЕЧАТИ 36129**
Заявки на подписку принимаются в редакции.

**АДРЕС РЕДАКЦИИ**
108811, РФ, г. Москва, пос. Московский, а/я 2259
Тел./факс: +7 (495) 240 5457
e-mail: info@neftegas.info
www.neftegas.info

Зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций.
Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77-9738 от 27.08.2001 г.
Тираж 20 000.
Периодичность выхода – 10 номеров в год.
Подписано в печать 23.06.2017.
Отпечатано ООО «ТИПОГРАФИЯ»
115477, г. Москва, ул. Кантемировская, д. 60.
Материалы, опубликованные в журнале «Территория «НЕФТЕГАЗ», не могут быть воспроизведены без согласия редакции.
Издательство не несет ответственности за достоверность информации, содержащейся в рекламных материалах.
Рекламные материалы печатаются с пометкой «На правах рекламы», «Реклама» или на цветной подложке.
Редакция выражает признательность управлению международной деятельности Казанского национального исследовательского технологического университета за помощь в подготовке переводов.

**НОВОСТИ** ..... 6

**ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА**
Каспийский Трубопроводный Консорциум: слагаемые безопасного производства ..... 12

ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ И СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ
*Ф.Г. Тухбатуллин, Д.С. Семейченков*
О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его величины ..... 14

**ГЕОЛОГИЯ**
*М.А. Лобусев, Ю.А. Антипова, А.А. Вересович*
Анализ динамики добычи нефти и воды из хадумских отложений Северо-Кавказской нефтегазоносной платформы путем исследования волнового хода динамики флюидного режима ..... 22

**ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА**
Центробежные тарельчатые сепараторы GEA для подготовки нефти ..... 28
*Е.С. Юшин, И.Ю. Быков*
Разработка стенда для имитационного механического моделирования процессов деформирования резьбовых соединений насосно-компрессорных труб в агрессивных средах ..... 30

**ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
*С.С. Ульянов, Д.С. Давыдов, Р.И. Сагындыков, А.С. Тотанов, В.Е. Долинюк, Г.Г. Гилаев*
Модернизация нефтепогружного кабеля установки электроцентробежного насоса: оснащение неметаллизированной защитной броней ..... 36
*С. Кулагина*
«Трубодеталь» предлагает нефтяникам ..... 43

**МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ**
*С.В. Новиков, А.Г. Веревкин, И.Е. Неткачева*
Определение запаса продольной устойчивости втулок CPS при прохождении средств очистки и диагностики ..... 44

**МЕТРОЛОГИЯ**
*Г.А. Деревягин*
«Вымпел»: международное признание отечественных технологий ..... 48

**НАСОСЫ. КОМПРЕССОРЫ**
*С.Б. Якимов, А.А. Шпортко, А.А. Сабиров, А.В. Булат*
Влияние концентрации абразивных частиц в добываемой жидкости на надежность работы электроцентробежных погружных насосов ..... 50
В.Н. Ивановский
К вопросу о параметрических рядах установок электроприводных центробежных насосов ..... 56

**НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**
*П.В. Химченко*
Подбор полиакриламидов различных составов для увеличения нефтеотдачи пластов при применении технологии полимерного заводнения в условиях высокотемпературных коллекторов и пластовых вод с высокой минерализацией ..... 64

**ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА**
*А.И. Курочкин, С.З. Имаев*
Оптимизация эжекторных систем для газовой промышленности ..... 78

**СТРОИТЕЛЬСТВО**
Бетонное полотно Concrete Canvas: революция в строительстве ..... 90

**ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ**
*Д.А. Дроздов, В.В. Лунева, Д.И. Мельников*
Аналитическое представление вязкостно-температурных характеристик дизельных топлив ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005 при проведении гидравлических расчетов трубопроводов ..... 92

**ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА**
*О.С. Босюк, С.М. Купцов*
Сочетание тепловой изоляции трубопровода и холодильных машин при транспорте углеводородов в северных районах ..... 102

**ЭКОЛОГИЯ**
*А.Т. Замалиева, Г.И. Беляева*
Повышение энергоэффективности циклонных устройств для очистки выбросов в промышленности посредством натурных и численных исследований ..... 106

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДОВ**
Соединительные и ремонтные муфты STRAUB ..... 112
*И.Ю. Лисин, В.А. Субботин, А.М. Короленок*
Системный анализ закономерностей формирования и эксплуатации парка машин для ремонта магистральных трубопроводов ..... 114

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

**Агзамов Ф.А.** *(Россия, Уфа)*, д.т.н., профессор, УГНТУ; **Велиюлин И.И.** *(Россия, Москва)*, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, директор экспертно-аналитического центра по оптимизации диагностических и ремонтных работ на линейной части газопроводов ОАО «Оргэнергогаз»; **Веревкин А.П.** *(Россия, Уфа)*, д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации химико-технологических процессов, УГНТУ; **Грачев С.И.** *(Россия, Тюмень)*, д.т.н., профессор, ТюмГНУ; **Дроздов А.Н.** *(Россия, Москва)*, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; **Исмаилов Ф.С.** *(Азербайджан, Баку)*, доктор философии (PhD) по техническим наукам, Научно-исследовательский проектный институт «Нефтегаз» (Socar); **Колотовский А.Н.** *(Россия, Москва)*, к.т.н., ветеран отрасли; **Кунина П.С.** *(Россия, Краснодар)*, д.т.н., профессор, кафедра оборудования нефтяных и газовых промыслов, Кубанский государственный технологический университет; **Лобусев А.В.** *(Россия, Москва)*, д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой промысловой геологии нефти и газа, декан факультета геологии и геофизики нефти и газа, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; **Мищенко И.Т.** *(Россия, Москва)*, д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, декан факультета РНиГМ, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; **Николаев Н.М.** *(Россия, Москва)*, к.т.н., генеральный директор АО «РИТЭК», вице-президент ПАО «ЛУКОЙЛ»; **Оганов Г.С.** *(Россия, Москва)*, д.т.н., профессор, директор центра проектирования строительства морских скважин ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»; **Протасов В.Н.** *(Россия, Москва)*, д.т.н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; **Силин М.А.** *(Россия, Москва)*, д.х.н., профессор, проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок, зав. кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; **Симонова И.Ф.** *(Россия, Москва)*, д.т.н., профессор, зав. кафедрой управления трудом и персоналом, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; **Сулейманов Б.А.** *(Азербайджан, Баку)*, д.т.н., чл.-корр. НАНА, профессор, Научно-исследовательский проектный институт «Нефтегаз» (Socar)

ENERPROJECT group

# ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

## Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

на правах рекламы

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1. Тел.: +7 (495) 598-36-61. Факс: +7 (495) 589-36-60.

info@energas.ru www.energas.ru

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

**Territorija Neftegas = Oil and Gas Territory**

It is published by Camelot Publishing LLC with support of Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Publications in the journal are recorded by the State commission for academic degrees and titles at defense of doctoral and master's theses.

**GENERAL DIRECTOR**
A.M. Gulieva

**CHIEF MARKETING OFFICER**
Yevgeniya Vostrukhova

**EDITOR IN CHIEF**
V.N. Ivanovsky, D.Sc. (Tech), Prof., Head of Oil and GasIndustry Machines and Equipment Chair, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

**CHIEF EDITOR**
Natalia Pankratova

**COMPILING EDITOR**
Elmira Alieva

**HEAD OF ADVERTISING DEPARTMENT**
Olga Konovalova

**ADVERTISING DEPARTMENT**
Ekaterina Alieva, Elena Dozorova, Ekaterina Yermakova, Ksenia Yermakova, Olga Kazennova, Svetlana Panina, Natalia Sazonova, Natalia Khlebnaya

**LAYOUT**
Lev Sonin

**PROOFREADING**
Alina Sokolova

**SUBSCRIPTION DEPARTMENT**
Irina Vasil'eva, Larisa Volkova

**SUBSCRIPTION INDEX IN THE CATALOGUE OF ROSPECHAT 36129**
Subscription requests are accepted at the editorial office.

**ADDRESS OF THE EDITORIAL OFFICE**
108811, Russian Federation, Moscow, set. Moskovsky, PO box 2259
Phone/fax: +7 (495) 240 5457
e-mail: info@neftegas.info
www.neftegas.info

Registered with the Ministry of Press, Broadcasting and Mass Communications of the Russian Federation.
Mass Media Registration Certificate PI No. 77-9738 dated 27.08.2001
Circulation – 20,000.
Frequency – 10 issues per year
Signed to print on 23.06.2017.
Printed by TIPOGRAPHIYA LLC
115477, Russia, Moscow, Kantemirovskaya str., bld. 60.
The materials published in NEFTEGAS Territory Journal may not be reproduced without the editorial office's consent.
The editorial office is not responsible for reliability of the information contained in advertising materials.
Advertising materials are printed with «Sponsored Publication», «Advertisement» mark or on a colored backing.
The editorial department greatfully acknowledges the contribution of Kazan National Research Technological University International Affairs into the translation.

**NEWS** ..... 6

**OIL AND GAS TRANSPORTATION AND STORAGE**
Caspian Pipeline Consortium: Summands of Safe Production ..... 12

**GAS DISTRIBUTION STATIONS AND GAS SUPPLY SYSTEMS**
*F.G. Tukhbatullin, D.S. Semeichenkov*
The Reasons for the Imbalance of Natural Gas in the Gas Distribution System and Methods of its Value Prediction ..... 14

**GEOLOGY**
*M.A. Lobusev, Yu.A. Antipova, A.A. Veresovich*
Analysis of Dynamics of Oil and Water Production from Khadum Deposits of The North-Caucasian Oil and Gas Province by Wave Dynamics of Fluid Mode ..... 22

**OIL AND GAS PRODUCTION**
Centrifugal Disk Stack Centrifuges Gea for Oil Treatment ..... 28
*E.S. Yushin, I.Y. Bykov*
Stand Development for the Simulation of the Mechanical Modeling of Deformation Processes of Threaded Connections of Tubing in Aggressive Environments ..... 30

**ANTICORROSIVE PROTECTION**
*S.S. Ul'yanov, D.S. Davydov, R.I. Sagyndykov, A.S. Totanov, V.Ye. Dolinyuk, G.G. Gilaev*
Modernization of Oil-Submersible Cable for Electrical Submersible Centrifugal Pump – Outfitting Non-Metal Armor ..... 36
«Trubodetal» Makes an Offer to Oilmen ..... 43

**MATERIAL SCIENCE**
*S.V. Novikov, A.G. Verevkin, I.E. Netkacheva*
The Determination of the Longitudinal Stability of CPS Bolsters Using Cleaning and Diagnostic Tools ..... 44

**METROLOGY**
*G.A. Derevyagin*
«Vympel»: International Recognition of National Technologies ..... 48

**PUMPS. COMPRESSORS**
*S.B. Yakimov, A.A. Shportko, A.A. Sabirov, A.V. Bulat*
The Influence of Concentration of Abrasive Particles in the Produced Fluid to the Reliability of Electric Centrifugal Submersible Pumps ..... 50
*V.N. Ivanovskiy*
The Question Of Parametric Series Of Equipments Of Electric Submersible Centrifugal Pumps ..... 56

**OILFIELD CHEMISTRY**
*P.V. Khimchenko*
The Selection of Polyacrylamides of Various Compositions to Increase the Oil Recovery Using the Polymer Flooding Technology in the Conditions of High-Temperature Reservoirs and Blanket Waters with a High Salt Content ..... 64

**OIL AND GAS REFINING**
*A.I. Kurochkin, S.Z. Imaev*
The Optimization of Ejector Systems for the Gas Industry ..... 78

**CONSTRUCTION**
Concrete Canvas: Revolution In Construction ..... 90

**OIL PRODUCTS TRANSPORTATION AND STORAGE**
*D.A. Drozdov, V.V. Luneva, D.I. Melnikov*
Analytical Presentation Viscosity-Temperature Characteristics of Diesel Fuels Brands EURO According to GOST R 52368-2005 During Pipeline Hydraulic Calculations ..... 92

**OIL AND GAS TRANSPORTATION AND STORAGE**
*O.S. Bosyuk, S.M. Kuptsov*
Combining Thermal Insulation of Pipeline and Refrigerating Machines in Transport of Hydrocarbons in The Northern Regions ..... 102

**ECOLOGY**
*A.T. Zamaliyeva, G.I. Belyayeva*
The Improving of the Energy Efficiency of Cyclonic Devices for Emissions Cleaning in the Industry by Natural and Numerical Explorations ..... 106

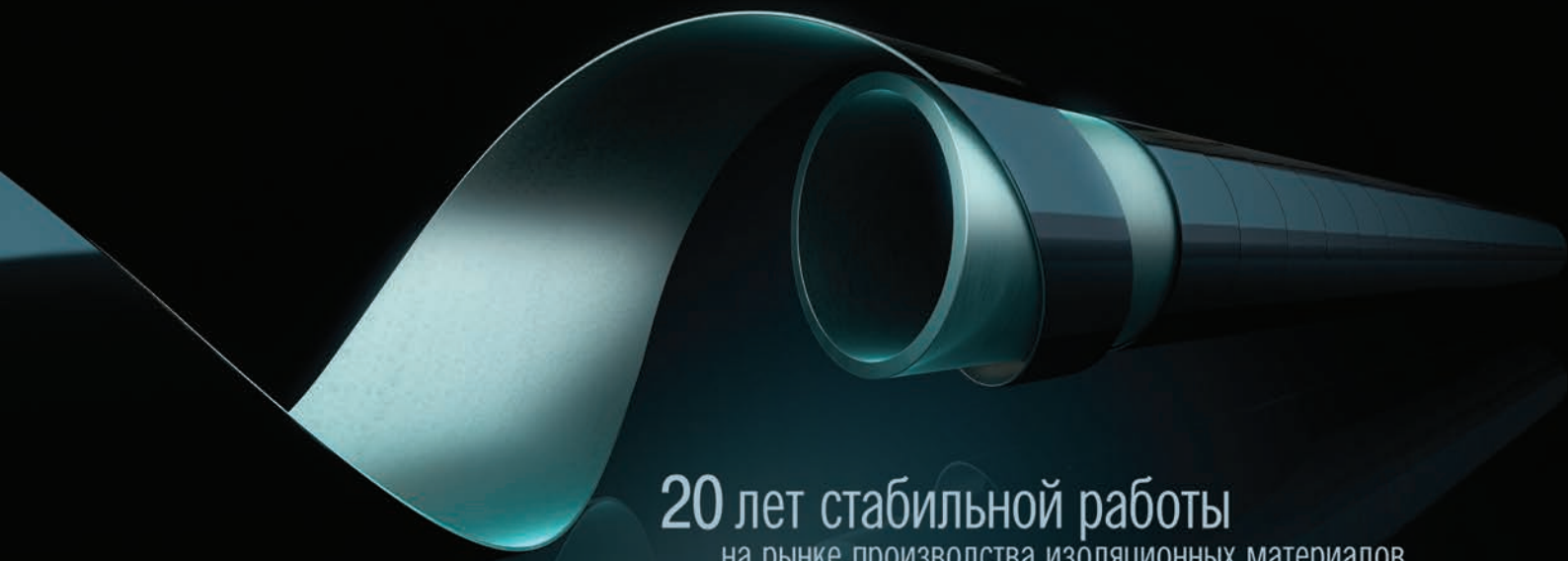
**PIPELINES EXPLOTATION AND REPAIR**
Straub Pipe Couplings and Sleeve Fittings ..... 112
*I.Yu. Lisin, V.A. Subbotin, A.M. Korolenok*
System Analysis of Operation Parameters for Main Pipeline Maintenance Equipment ..... 114

**EDITORIAL BOARD**

**Agzamov F.A.** *(Russia, Ufa)*, D.Sc. (Tech.), Prof., Ufa State Petroleum Technical University; **Veliyulin I.I.** (Russia, Moscow), D.Sc. (Tech), Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Director of Expert and Analytical Center on Optimization of Gas Pipelines Linear Portion Diagnostics and Maintenance, OJSC Orgenergogaz; **Verevkin A.P.** *(Russia, Ufa)*, D.Sc. (Tech.), Prof., Head of Chemical and Technical Processes Automation Chair; **Grachev S.I.** *(Russia, Tyumen)*, D.Sc. (Tech.), Prof., Tyumen State Oil and Gas University; **Drozdov A.N.** *(Russia, Moscow)*, D.Sc. (Tech.), Prof,, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **Ismailov F.S.** *(Azerbaijan, Baku)*, PhD in Technical Sciences, Research and Design Institute Neftegaz (Socar); **Kolotovsky A.N.** *(Russia, Moscow)*, Cand. of Tech. Sc., oil and gas industry' long-service employee; **Kunina P.S.** *(Russia, Krasnodar)*, D.Sc. (Tech.), Prof., Oil and Gas Fields Equipment Chair, Kuban State Technological University; **Lobusev A.V.** *(Russia, Moscow)*, D.Sc. (Geology), Prof., Head of Oil and Gas Field Geology Chair, Dean of Oil and Gas Geology and Geophysics Faculty, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **Mischenko I.T.** *(Russia, Moscow)*, D.Sc. (Tech.), Prof., Head of Oil Fields Development Chair, Dean of Oil and Gas Fields Development Faculty, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **Nikolayev N.M.** *(Russia, Moscow)*, Cand. of Tech. Sc., General Director of RITEK JSC, Vice-President of LUKOIL PJSC; **Oganov G.S.** *(Russia, Moscow)*, D.Sc. (Tech.), Prof., Director of Offshore Wells Construction Design Center of Krasnoyarskgazprom Neftegazproekt LLC; **Protasov V.N.** *(Russia, Moscow)*, D.Sc. (Tech.), Professor of Oil and Gas Industry Machines and Equipment Chair, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **Silin M.A.** *(Russia, Moscow)*, D.Sc. (Chem.), Dr of Chem. Sci., Prof., Vice-Rector on Innovations and Developments Commercialization, Head of Chemicals Technology for Oil and Gas Industry Chair, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **Simonova I.F.** *(Russia, Moscow)*, D.Sc. (Tech.), Prof., Head of Labor and Personnel Management Chair, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; **Suleimanov B.A.** *(Azerbaijan, Baku)*, D.Sc. (Tech.), NAS Corresponding Member, Prof., Neftegaz (Socar) Research and Design Institute

ТЕРМА

Санкт-Петербург
www.terma-spb.ru



20 лет стабильной работы
на рынке производства изоляционных материалов

## ТЕРМОУСАЖИВАЕМЫЕ АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

### ИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

- ТЕРМА — двухслойная лента с полимерным адгезионным слоем для нанесения двухслойной полимерной изоляции или трехслойной эпоксидно-полимерной изоляции.
- ТЕРМА-Л — защитная однослойная лента-обертка без адгезионного слоя, предназначена для использования в комплексных битумно-полимерных покрытиях, наносимых горячим способом в трассовых условиях.
- ТЕРМА-МХ — защитная двухслойная лента-обертка с самоклеющимся битумно-полимерным адгезионным слоем, предназначена для использования в комплексных битумно-полимерных покрытиях, наносимых холодным способом в трассовых условиях.

### ИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ СВАРНЫХ СТЫКОВ ТРУБ И ОТВОДОВ

- ТЕРМА-СТАР — манжета специального исполнения (Тип 4) для изоляции сварных стыков труб. Используется при наклонно-направленном бурении, проколах и переходах.
- ТЕРМА-СТМП — манжета для изоляции сварных стыков труб с трехслойным заводским полимерным покрытием диаметром до 1720 мм.
- ТЕРМА-СТ — лента для изоляции сварных стыков труб и отводов с двухслойным заводским полиэтиленовым покрытием.

### МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РЕМОНТА ИЗОЛЯЦИИ

- ТЕРМА-РЗ, ТЕРМА-Р — комплект материалов для ремонта мест повреждения заводского полиэтиленового покрытия труб, а также покрытия на основе термоусаживающихся лент. Состоит из термоплавкого ремонтного заполнителя и армированной ленты-заплатки.

### ГИДРОИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ ТЕПЛОСЕТЕЙ И ТЕПЛОПРОВОДОВ

### АДГЕЗИВЫ ДЛЯ ТРУБНЫХ ЗАВОДОВ


Адрес 192029, Россия
СПб, ул. Дудко д.3
Email info@terma-spb.ru
Website www.terma-spb.ru

Телефоны: +7 (812) 740-37-39
+7 (812) 339-18-20
+7 (812) 339-18-21
Факс +7 (812) 740-37-38


на правах рекламы

## В СОСТАВЕ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «АЛАН» В УЗБЕКИСТАНЕ ДЕЙСТВУЕТ СИСТЕМА ГАЗОПОДГОТОВКИ «ЭНЕРГАЗ»

Дожимная компрессорная станция была построена в рамках обустройства газового месторождения «Алан» на юге Узбекистана. Заказчиком проекта выступала компания «Узбекнефтегаз». Проектировщик – ООО «EAST-WEST Engineering» (г. Ташкент). Строительство провело АО «Казанское моторостроительное производственное объединение» (КМПО).

Площадка ДКС располагается вблизи УКПГ «Алан» (на входе газа в УКПГ). В условиях истощения пластовой энергии месторождения, компрессорная станция поддерживает давление сырьевого малосернистого газа на входе в установку низкотемпературной сепарации на уровне, обеспечивающем нормальную работу турбодетандеров.

Реализация проекта позволила увеличить извлечение остаточных запасов газа и конденсата на месторождении и поддержать номинальные условия промысловой подготовки газа перед его подачей на Мубарекский газоперекачивающий завод.

Компрессорная станция состоит из двух турбокомпрессорных газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга». ГПА выполнены на базе центробежных компрессоров 244ГЦ2-220/20,5-44М12456 и 204ГЦ2-100/44-75М1245, в качестве приводов используются газотурбинные двигатели НК-16-18СТ производства КМПО. Производительность станции составляет 5 млрд м$^3$/год.

ДКС оснащена системой подготовки топливного и пускового газа «ЭНЕРГАЗ» типа GS-FHP-400/56. Система газоподготовки представляет собой технологическую установку, выполненную на единой (открытой) раме. В состав оборудования входят:

- два двухступенчатых фильтра-сепаратора с автоматической дренажной системой. Степень очистки газа от механических примесей и капельной влаги (размером более 10 мкм) составляет 99,98 %. Предусмотрена возможность замены фильтрующих элементов;
- электрические подогреватели. Обеспечивают подогрев очищенного газа до проектных показателей (55 °С). Для плавной регулировки мощности (или блокировки нагрева в аварийных ситуациях) в технологическую схему включен шкаф управления, оснащенный интерфейсом для связи с внешней АСУ ТП;
- узел редуцирования пускового газа, состоящий из двух линий (рабочей и резервной). Газ редуцируется с 5,6 МПа до уровня 0,4–0,6 МПа;
- двухлинейный узел редуцирования топливного газа. Давление на выходе – 2,3–2,5 МПа.

Производительность системы подготовки газа составляет 14,4–17,6 тыс. м$^3$/ч. Установка спроектирована с учетом широкого диапазона температур окружающей среды (–28…49 °С). Назначенный ресурс (срок службы) – 25 лет.

Поставку оборудования осуществила российская компания «ЭНЕРГАЗ». Шеф-инженерные работы, а также консультационное и техническое сопровождение проекта выполнили специалисты ООО «СервисЭНЕРГАЗ».

## «РОСНЕФТЬ» ОТКРЫЛА ПЕРВОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НА ШЕЛЬФЕ ВОСТОЧНОЙ АРКТИКИ

При бурении поисковой скважины на шельфе Хатангского залива моря Лаптевых специалисты «Роснефти» обнаружили, что керн насыщен нефтью. Нефть обнаружена на самой северной поисковой скважине на шельфе – «Центрально-Ольгинская-1», бурение которой «Роснефть» ведет с берега п-ва Хара-Тумус.

«Троекратный отбор керна с глубин 2305–2363 м показал высокое насыщение нефтью с преобладанием легких маслянистых фракций. Уже на основании первичных исследований можно сделать вывод об открытии нового месторождения нефти, объем ресурсного потенциала которого увеличивается по мере продолжения буровых работ, – говорится в сообщении ПАО «Роснефть». – Наличие углеводородов в поднятом керне подтверждает геологическую модель, разработанную специалистами «Роснефти». Полученный результат бурения на Хатангском лицензионном участке позволяет компании «Роснефть» считаться первооткрывателем месторождений на шельфе Восточной Арктики».

Лицензию на разработку Хатангского участка «Роснефть» получила в ноябре 2015 г., а в начале апреля 2017 г. приступила к бурению скважины «Центрально-Ольгинская-1».

Площадь участка, расположенного на севере Красноярского края, – 17,217 тыс. км$^2$. В настоящее время специалисты компании продолжают отбор керна на открытом месторождении.

Всего «Роснефти» принадлежат 28 лицензионных участков на арктическом шельфе с суммарными ресурсами 34 млрд т нефтяного эквивалента.

По словам главы «Роснефти», ресурсный потенциал только по морю Лаптевых, по оценке специалистов, составляет 9,5 млрд т нефтяного эквивалента. На сегодняшний день по результатам сейсморазведочных работ в море Лаптевых выявлено в четыре раза больше перспективных структур, чем предполагалось ранее: 114 против 28.

«Роснефть» намерена активизировать работы по поисковому бурению на шельфе Арктики и до 2021 г. планирует пробурить четыре поисковых скважины на шельфе моря Лаптевых, восемь скважин – в Карском и Баренцевом морях.

# Оборудование и решения ГЕА

для нефтегазовой промышленности

- Центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов;
- Оборудование для охлаждения и компримирирования газов в технологических процессах; подготовка природного газа до требуемой точки росы; предварительная сепарация; извлечение СУГ и конденсата; компримирование азота и водорода; утилизация газов выветривания; охлаждение химических реакций; фракционирование бензинов; разделение воздуха, осушка;
- Оборудование для хранения сжиженных углеводородных газов; компримирование отпарного газа; перевалка нефти и нефтепродуктов; охлаждение газов.
- Решения «под ключ»: проектирование, изготовление, поставка, шеф-монтаж, пусконаладка;
- Сервисное обслуживание 24 часа/7 дней в неделю;
- Склад запасных частей в Москве и области;
- Мировой опыт концерна;
- Производство в России.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6*а*. Т: (495) 787-20-20, ф: (495) 787-20-12, sales.russia@gea.com

engineering for
a better world

gea.com

на правах рекламы

## НА ПЛОЩАДКЕ КСН ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВВЕДЕНА В ДЕЙСТВИЕ КОМПРЕССОРНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ СЖАТИЯ ГАЗА ДЕЭТАНИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА

Пякяхинское нефтегазоконденсатное месторождение ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» оснащено компрессорной станцией нефтяного газа для сбора и транспортировки ПНГ.

В составе КСН будут действовать девять компрессорных установок (КУ) различного типа и назначения, которые поставила компания «ЭНЕРГАЗ».

В их числе КУ винтового типа для компримирования газа, поступающего от установки деэтанизации конденсата. Производительность КУ варьирует в диапазоне 4 660–18 025 м$^3$/ч и контролируется двухуровневой системой регулирования.

Блочно-модульная установка спроектирована с учетом экстремальных условий эксплуатации (минимальная температура воздуха – минус 56 °С, средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 46 °С).

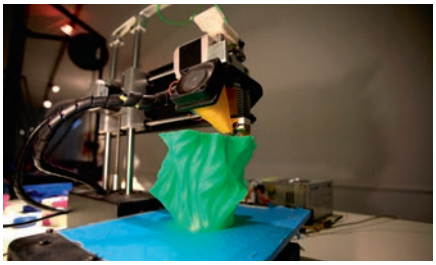
КУ действует в автоматическом режиме, оснащена системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности (пожарообнаружение, пожаротушение, газодетекция). Для измерения объема сжатого газа агрегат дополнительно укомплектован узлом учета с расходомером.

Ввод компрессорной установки в эксплуатацию состоялся после 72-часовых комплексных испытаний в составе объекта. Весь цикл предпусковых работ, включая шефмонтаж, наладку и индивидуальное тестирование оборудования, выполнили инженеры ООО «СервисЭНЕРГАЗ» (группа компаний «ЭНЕРГАЗ»).

Ранее на площадке компрессорной станции нефтяного газа технические специалисты ввели в действие КУ низкого давления и четыре агрегата среднего давления.

## В РОССИИ ИЗОБРЕТЕН УНИКАЛЬНЫЙ СОРБЕНТ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

По сообщению пресс-службы Сибирского государственного университета науки и технологий имени академика М. Ф. Решетнева (СибГУ), ученые вуза разработали уникальный сорбент, который позволяет устранить нефтяное загрязнение почвы в 10 раз эффективнее по сравнению с аналогами.



«Командой ученых Института химических технологий Сибирского государственного университета науки и технологий имени академика М.Ф. Решетнева – опорного университета Красноярского края – разработан биосорбент для ликвидации нефтяного загрязнения почвы после аварий на нефтепроводе и на предприятиях автотранспорта. Один 1 м$^3$ сорбента поглощает 1 т нефти. Нефтеемкость сорбента выше в 7–10 раз, чем у аналогов», – сообщает пресс-служба СибГУ.

В состав сорбента входят выделенные из почв в местах нефтезагрязнений микроорганизмы, способные разлагать нефть до простых соединений, не обладающих токсичными свойствами. За один теплый сезон вся нефть и/или нефтепродукты разлагаются до углекислого газа и воды, при этом восстанавливается растительный покров. Немаловажно, что сорбент в отличие от аналогов не нужно собирать и утилизировать.

В настоящее время ученые модифицируют сорбент в стремлении облегчить условия его нанесения. В перспективе в производстве сорбента будут использовать кору или опилки, что поможет также решить проблему утилизации отходов деревообработки.

## УЧЕНЫЕ НОВОСИБИРСКОГО АКАДЕМГОРОДКА ПОДПИСАЛИ ДВУСТОРОННИЙ МЕМОРАНДУМ С ВЬЕТНАМСКОЙ ДЕЛЕГАЦИЕЙ

В Академгородке состоялась встреча ученых России и Вьетнама. В составе делегации Россию посетил президент Вьетнамской академии наук и технологий (ВАНТ) Тау Ван Минь. По его словам, сотрудничество с СО РАН вьетнамская сторона считает очень важным.

Об отдельных тематиках и разработках гостям сообщили главный ученый секретарь СО РАН и директор Института катализа им. Г.К Борескова СО РАН акад. Валерий Бухтияров, чл.-корр. РАН Валерий Крюков (недавно избранный директором Института экономики и организации промышленного производства СО РАН), научный руководитель томского Института химии нефти СО РАН докт. техн. наук Любовь Алтунина и исполнительный директор Международного центра аэрофизических исследований докт. техн. наук проф. Вадим Лебига.

По итогам встречи ВАНТ и СО РАН подписали «Меморандум о взаимопонимании». К приоритетам совместной деятельности документ относит энергетику и энергосбережение, современные методы интенсификации нефтедобычи, исследования геодинамических процессов.

Кроме того, в ходе встречи речь шла о возможном сотрудничестве в области извлечения гелия из природного газа с помощью сорбента, разработанного в Институте теоретической и прикладной математики СО РАН.

**Более двадцати пяти лет мы обеспечиваем стабильное и безопасное энергоснабжение, разрабатывая и изготавливая современные надежные системы релейной защиты и автоматики, точно отвечающие потребностям энергетики.**

# ЗАО «РАДИУС АВТОМАТИКА»:

## ПОЛНЫЙ ЦИКЛ ОТ РАЗРАБОТКИ ДО ПРОИЗВОДСТВА:

- Микропроцессорных устройств РЗА серии «Сириус».
- Шкафов РЗА на серии «ШЭРА».
- Ячеек КРУ серии «РАДИУС».
- Комплектов ретрофита релейных отсеков ячеек КРУ.
- Систем оперативного тока серий «ЩСН-РА», «ЩПТ-РА», «ШОТ-РА» и «ШРОТ-РА».
- Секционирующих пунктов серии «СП-РА» и пунктов коммерческого учета электроэнергии серии «ПКУ-РА».
- Средств испытаний и диагностики оборудования и линий электропередачи.

**Основная номенклатура**

**Распредустройства**

**Испытательное оборудование**

**Все производимое ЗАО «РАДИУС Автоматика» оборудование полностью разрабатывается и изготавливается в России.**

www.rza.ru
radius@rza.ru
+7 (495) 663-17-63

на правах рекламы

## НА ПЛОЩАДКЕ ЭНЕРГОЦЕНТРА «ЯРЕГА» ЗАВЕРШЕНА НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМЫ ГАЗОПОДГОТОВКИ «ЭНЕРГАЗ»

На Ярегском нефтетитановом месторождении возводится энергоцентр собственных нужд ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на базе ГТУ-ТЭЦ. Установленная электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ составляет 75 МВт, тепловая – 79,5 Гкал/ч.

Генерирующее оборудование включает три энергоблока ГТЭС-25ПА производства АО «Авиадвигатель», каждый из которых выполнен на основе газотурбинной установки ГТЭ-25ПА мощностью 25 МВт. Для выдачи тепловой мощности на ГТУ-ТЭЦ установлены три котла-утилизатора общей паропроизводительностью 132 т/ч.

Топливом для энергоцентра «Ярега» является природный газ Курьино-Патраковского газоконденсатного месторождения.

Необходимое качество газа в соответствии с проектными параметрами по чистоте, температуре и давлению обеспечит многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», в состав которой входят дожимная компрессорная станция (ДКС) из четырех агрегатов, блочный пункт подготовки газа (БППГ) и САУ газоснабжения.

В настоящее время на эксплуатационной площадке прошли наладочные работы на компрессорных установках и БППГ. Проведены 24-часовые собственные испытания оборудования. Предпусковой этап завершится комплексным тестированием ДКС и БППГ в ходе пробного пуска ГТУ-ТЭЦ.

Параллельно технические специалисты осуществляют также работы по запуску системы автоматизированного управления (САУ ГС), которая обеспечит эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию технологического оборудования энергоблока в части газоснабжения.

Ввод системы газоподготовки и САУ ГС в действие выполняет ООО «СервисЭНЕРГАЗ» (группа компаний ЭНЕРГАЗ).

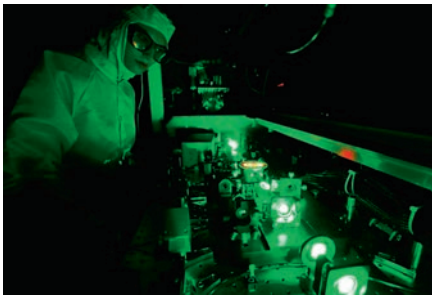
## В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ ВЕДЕТСЯ РАЗРАБОТКА ЛАЗЕРНОГО СКАНЕРА ДЛЯ ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Ученые из Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики работают над созданием лазерного прибора, с помощью которого можно будет вести геологоразведку месторождений нефти и газа. «Я считаю, что в течение 3–5 лет реально сделать прибор, пригодный для применения на местах, разработать соответствующую методику, программное обеспечение», – заявил руководитель проекта Сергей Кащеев на пресс-конференции, посвященной Международной энергетической премии «Глобальная энергия».

Продвинуться в разработке системы ученые смогли благодаря полученному в 2015 г. гранту общероссийского конкурса молодежных исследовательских проектов в области энергетики «Энергия молодости».

«Поддержка в виде гранта позволила решить задачи макетирования наиболее ответственных узлов, разработать программные приложения для обработки результатов зондирования, а также провести технико-экономическую оценку результатов внедрения технологии в реальный сектор экономики», – сообщил Кащеев.

Разработчики также смогли провести один из ключевых экспериментов по обнаружению веществ – индикаторов месторождения, которые, как отметил Кащеев, «неизбежно присутствуют в поверхностном слое атмосферы над месторождением». «Обнаружение этого ореола позволяет судить с высокой долей вероятности о наличии либо отсутствии месторождений в районе поиска», – пояснил ученый.



С помощью лазерного сканера можно будет вести мониторинг дистанционно, укрепив прибор на летательном аппарате. «Для этого не потребуется высококвалифицированный персонал, мы изначально планировали этот прибор полностью автоматизированным, чтобы его можно было просто установить на борт вертолета, а потом работать с показаниями», – пояснил Сергей Кащеев, добавив, что это позволит использовать сканер в труднодоступных удаленных районах, в том числе на шельфе. Как отметил на пресс-конференции президент ассоциации «Глобальная энергия» Игорь Лобовский, «если эта технология окажется реальной, это может сделать революцию в геологоразведке».

По словам Кащеева, «аналоги разрабатываемой системы фактически отсутствуют в мире». В случае запуска этого прибора в эксплуатацию нужно будет изготавливать 10–12 комплексов в год, чтобы удовлетворить потребности рынка.

Сергей Кащеев также отметил, что «технология пока не готова к внедрению в реальный сектор экономики – требуются определенные работы по доведению макетного образца до опытного, который можно испытать и в дальнейшем говорить о его серийном производстве», все это требует дополнительного финансирования.

ЭКРА ТЭК

мыслить перспективно

## ИВК ЭКРАН

Структурированные системы мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений (СМИС)

## ПТК РАДИУС

Системы оперативного диспетчерского управления (СОДУ)

## ПК СИНАПС

Решения по интеграции автоматизированных систем в единую среду контроля и управления

## КТК МЕНТОР

Компьютерные тренажерные комплексы (КТК) и системы усовершенствованного управления (СУУТП)

**ПРОМЫШЛЕННАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ**

ООО «ЭКРА-ТЭК»
www.ekra.tech
603086, Россия, Нижний Новгород
Совнаркомовская, 13

info@ekra.tech
Тел. +7 (831) 282-11-17
Факс +7 (831) 282-11-18
Моб. +7 (999) 141-75-00

на правах рекламы

# Каспийский Трубопроводный Консорциум: слагаемые безопасного производства

Н.Н. Горбань,
генеральный директор
КТК

**Эксплуатационная надежность трубопроводной системы Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК) составляет 98 %, тогда как среднемировой показатель – 90–95 %. Это результат применения в КТК уникальных технологий и оборудования, а также высокой культуры безопасности производства и охраны труда.**

## ЛУЧШИЙ МИРОВОЙ ОПЫТ

Международный статус компании позволяет КТК изучать и принимать на вооружение лучший опыт партнеров Консорциума по всему миру. Еще на этапе первоначального строительства участие ведущих мировых нефтегазовых компаний в проекте КТК дало возможность применить современные технологии и оборудование, международные стандарты управления, проектирования, строительства и эксплуатации объектов нефтепроводного транспорта.

Специально для принадлежащей КТК трубопроводной системы «Тенгиз – Новороссийск» был разработан целый комплекс мер по охране окружающей среды. Расходы на внедрение новейших природоохранных технологий составили около 12 % суммы бюджета строительства нефтепроводной системы. Среди таких технических решений необходимо отметить применение труб с увеличенной толщиной стенки для защиты побережья Каспийского и Черного морей, прокладку специального тоннеля для магистрали в горах, сооружение 12 переходов через водные преграды, в том числе реки Волгу и Кубань, методом горизонтально-направленного бурения, обустройство дополнительных инженерных защитных сооружений линейной части нефтепровода и др.

## УНИКАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОГРУЗКИ

Крупнейшим объектом КТК является морской терминал под Новороссийском. Он работает по передовой технологии, которую сегодня применяют не более 40 нефтяных терминалов в мире. Суда подходят не к причалам нефтепорта, а к трем выносным причальным устройствам (ВПУ), расположенным более чем в 5 км от берега. Загрузка нефти посредством ВПУ может безопасно выполняться, в том числе и при неблагоприятных метеоусловиях. ВПУ закреплены за морское дно при помощи шести многотонных якорей, к каждому из них подведен нефтепровод.

Танкер швартуется к выносному причальному устройству и подсоединяет его гибкие шланги к судовым манифольдам. Во время грузовой операции судно может свободно вращаться вокруг ВПУ под влиянием ветра и течения. Подобные выносные причальные устройства проектируются и производятся специ-

ально под каждый регион и рельеф дна. По подсчетам специалистов, новороссийские ВПУ способны выдержать самый сильный шторм из зафиксированных в регионе за последние 100 лет.

## МОДЕРНИЗИРОВАННАЯ SCADA

Для обеспечения безопасной и надежной погрузки нефтеналивных судов коллектив морского терминала КТК выполняет множество предварительных операций, например дошвартовые и еженедельные проверки оборудования. Каждое лето грузовая система ВПУ промывается с помощью специально зафрахтованного танкера с морской водой. Срок службы подводных и плавучих шлангов – от 2 до 6 лет, потом они подлежат обязательной замене.

Круглосуточное управление нефтепроводной системой КТК осуществляется в главном центре управления (ГЦУ), действующем здесь же – на морском терминале. В ГЦУ расположены три консоли, за которыми работают сотрудники диспетчерской службы. С помощью системы оперативного контроля и сбора данных SCADA три диспетчера управляют всеми объектами от Тенгиза до выносных причальных устройств в Южной Озереевке.

В конце октября 2016 г. на морском терминале КТК состоялась церемония открытия после реконструкции главного центра управления с новой модернизированной системой SCADA. Скорость передачи информации по трассе возросла в 25 раз. После завершения проекта расширения мощностей трубопроводной системы Консорциум будет располагать 200 тыс. датчиков против 80 тыс. в 2010 г. Удвоится и количество программируемых логических контроллеров – их станет 500.

SCADA позволяет осуществлять непрерывный мониторинг и контроль технических параметров по всей трубопроводной системе с возможностью доступа к данным в режиме реального времени для диспетчеров трубопровода в ГЦУ в Новороссийске, а также для оперативного персонала на каждом объекте. Дублирующие друг друга каналы передачи данных: оптико-волоконной, спутниковой и радиосвязи – обеспечивают связь морского терминала со всеми объектами вдоль трассы трубопровода и с региональными офисами КТК. В случае выхода каких-либо параметров за установленные рамки раздается сигнал тревоги, и производится осмотр аварийного участка для определения причин срабатывания сигнала.

## НПС ПО ЖЕСТКИМ СТАНДАРТАМ

В результате реализации проекта расширения мощностей трубопровода количество нефтеперекачивающих станций (НПС) Консорциума увеличилось в три раза и достигло 15. Все НПС оборудованы системами сглаживания волн давления, закрытыми системами дренажа, канализационными очистными сооружениями для хозяйственно-бытовых и промливневых стоков. Ни один из видов очищенных сточных вод не поступает в окружающую среду, а аккумулируется в гидроизолированных прудах испарения. Одним из современных решений, повышающих производственную безопасность, является ввод в работу системы сглаживания волн давления и плавного пуска электродвигателей на станциях Консорциума.

Жестким стандартам в области промышленной и экологической безопасности соответствуют газовые турбины, применяемые в качестве приводов для магистральных насосов и электрических генераторов. Они характеризуются высоким КПД, пониженным уровнем шума, а также достаточно низким уровнем выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Дело в том, что на образование вредных выбросов при сжигании топлива, на котором работают турбины, в первую очередь влияет температура сжигания топлива: чем она выше, тем больше вредных выбросов. В турбинах, применяемых в КТК, используется система сухого подавления выбросов – Dry Low Emission (DLE). Температура сгорания газа в них примерно на 500 °C ниже, чем на аналогичных турбинах без системы DLE, и составляет 1675 °C вместо обычных 2175 °C.

На объектах КТК осуществляются все виды контроля качества компонентов окружающей среды, контроль возможных загрязнений и антропогенного и промышленного воздействия на экосистему. Работы по производственному экологическому контролю (ПЭК) согласуются с территориальными природоохранными органами.

В КТК внедрена и успешно функционирует единая интегрированная система управления охраной труда, промышленной безопасностью и охраной окружающей среды, включающая систему экологического менеджмента, основанная на международных стандартах ISO 14001, OHSAS 18001, национальном законодательстве, опыте и процедурах КТК. В 2016 г. успешно пройден очередной ресертификационный аудит и получены международные сертификаты по международным стандартам ISO.

Каспийский Трубопроводный Консорциум
Caspian Pipeline Consortium
Каспий Құбыр Консорциумы

АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум – Р»
119017, РФ, г. Москва,
ул. Большая Ордынка, д. 40, стр. 4,
Деловой центр «Легион-1», эт. 4
Тел.: +7 (495) 745-87-70
e-mail: press@cpcpipe.ru
www.cpc.ru

*УДК 519.222:519.237.4-5*

***Ф.Г. Тухбатуллин***[1]*, e-mail: ellkam@mail.ru;* ***Д.С. Семейченков***[1]*, e-mail: d.semeichenkoff@yandex.ru*

[1] ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

# О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его величины

**Проводится анализ причин возникновения разбаланса природного газа при его реализации конечным потребителям. Анализ проведен с использованием методов математической статистики. Доказывается, что именно метрологический фактор вносит определяющий вклад в общую величину разбаланса газа, которую необходимо постоянно контролировать и поддерживать на допустимом уровне. Обосновывается необходимость создания специальных программно-вычислительных комплексов (ПВК), позволяющих прогнозировать величину разбаланса, а также вносить статистически накопленную информацию в систему в режиме on-line для повышения эффективности принятия управленческих решений при диспетчерском управлении Единой системой газоснабжения (ЕСГ).**

Ключевые слова: разбаланс газа, метрологический фактор, коммерческий учет газа, диспетчерское управление, прогнозирование, регрессионный анализ.

***F.G. Tukhbatullin***[1]*, e-mail: ellkam@mail.ru;* ***D.S. Semeichenkov***[1]*, e-mail: d.semeichenkoff@yandex.ru*

[1] Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

# The Reasons for the Imbalance of Natural Gas in the Gas Distribution System and Methods of its Value Prediction

**The analysis of the causes of the imbalance of natural gas in its implementation to final consumers using the methods of mathematical statistics. It is proved that it is a factor metrology makes a decisive contribution to the total amount of gas imbalance that needs to be constantly monitored and maintained at a permitted level. The necessity of creation of special software and computer complexes (PVCs) that enable the prediction of the value of imbalance, and to make statistical information stored in the system in on-line mode to increase efficiency of acceptance of administrative solutions for dispatching management Unified Gas Supply System (UGS).**

Keywords: imbalance gas, meteorological factors, commercial account of gas, dispatching management, forecasting, regression analysis.

При распределении энергетических ресурсов, в том числе природного газа, всегда возникает ситуация, когда объемы поставленного $V_{пост}$ и потребленного газа $V_{потр}$ не равны друг другу. Расхождение в величинах $V_{пост}$ и $V_{потр}$ называется разбалансом:

$$V_р = V_{потр} - V_{пост}. \quad (1)$$

Величина разбаланса природного газа оказывает прямое влияние на качество системы газоснабжения в целом, поскольку при отрицательных значениях разбаланса поставщик будет нести значительные материальные потери, а потребитель получит незаслуженную прибыль; в случае положительного значения разбаланса незаслуженную прибыль получит поставщик, а конечный потребитель будет терпеть убытки. В процессе поставок природного газа достоверность коммерческого учета газа определяется его товарным балансом. Баланс газа определяется суммарным объемом газа, поставленного в газотранспортную (ГТС) или газораспределительную систему (ГРС), и объемом потребления конечными потребителями, а также объемом газа, расходуемого на собственные, технологические нужды и технологические потери. Разбаланс газа является основным критерием достоверного коммерческого учета: чем меньше разбаланс, тем более достоверен учет.

Для анализа причинно-следственной связи возникновения разбаланса применяется диаграмма Каору Исикавы, позволяющая выявить причины разбаланса и сосредоточиться на их устранении [2]. Диаграмма дает возможность определить главные факторы, оказывающие влияние на рассматриваемую проблему. Проблема обозначается главной стрелкой, факторы, усугубляющие проблему, – стрелками, расположенными «внутри» скелета, нейтрализующие проблему – «снаружи».

На диаграмме, представленной на рис. 1, демонстрируются основные причины разбаланса:

1) погрешность измерений (случайного и неслучайного характера);
2) технологические потери;
3) несанкционированный отбор;
4) аварийные ситуации;
5) изменение режимов перекачки газа;
6) учет газа у населения;
7) закрытие объемов при снятых счетчиках и корректорах (ремонт, поверка);
8) сложность учета газа вследствие перетоков в сетях газораспределения.

Из опыта эксплуатации Единой системы газоснабжения (ЕСГ) можно с уверенностью сказать, что метрологический фактор оказывает наибольшее влияние на величину разбаланса природного газа. Так, погрешность учета газа в 1 % при реализации 40 млрд м$^3$/год приведет к разбалансу в 400 млн м$^3$/год. Именно поэтому данную величину нужно постоянно контролировать и при необходимости регулировать определенные параметры.

Следует учесть, что погрешность узлов учета газа (УУГ) имеется не только у поставщика, но и у потребителя. Следовательно, необходимо провести анализ предельной относительной погрешности, полученной в результате учета газа на УУГ потребителей. Для этого вводится функция $y = F(x_1, x_2, \dots x_i)$:

$$y = x_1 + x_2 + \dots + x_i, \qquad (2)$$

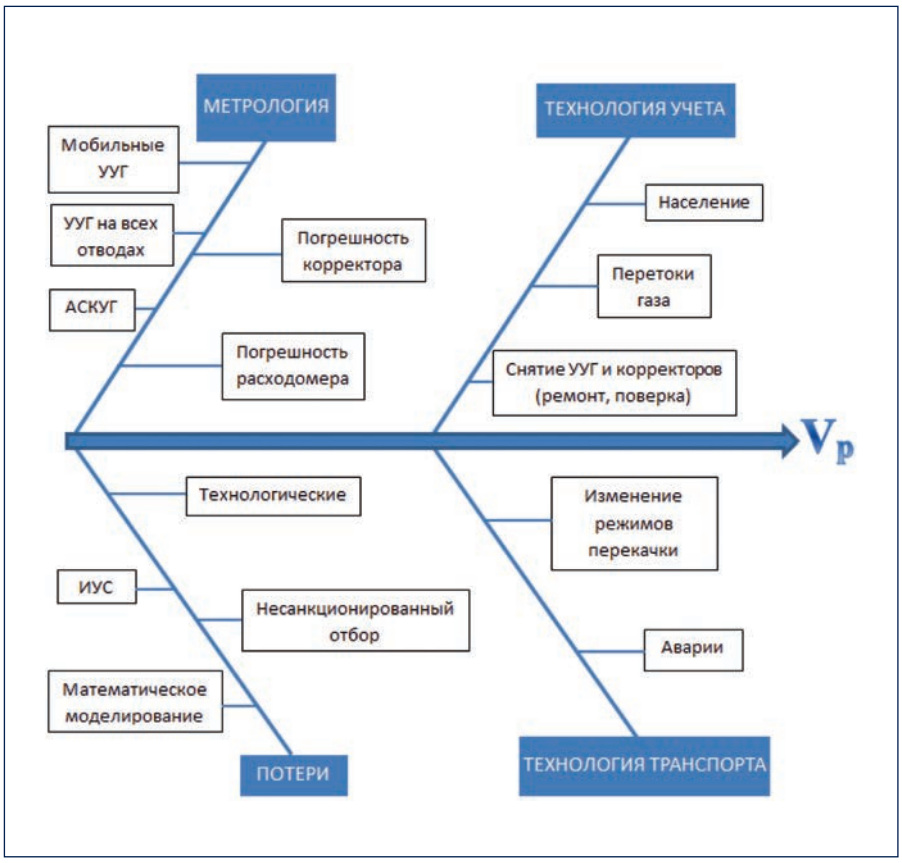



Рис. 1. Диаграмма Каору Исикавы
Fig. 1. The diagram of Kaoru Ishikawa

где $y$ – сумма коммерческого расхода газа потребителей; $x_1$, $x_2$, $x_i$ – коммерческий расход газа $i$-го потребителя.

Согласно законам математической статистики абсолютная погрешность рассчитывается следующим образом:

$$\Delta y = \sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial x_1}\Delta x_1\right)^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial x_2}\Delta x_2\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial F}{\partial x_i}\Delta x_i\right)^2}, \qquad (3)$$

где $\Delta y$ – суммарная абсолютная погрешность измерения расхода газа; $\Delta x_i$ – абсолютная погрешность измерения расхода газа $i$-го потребителя.

Относительная погрешность рассчитывается по формуле:

$$\partial y = \frac{\Delta y}{y}. \qquad (4)$$

Подставив выражение (2) и (3) в (4), получаем:

$$\partial y = \frac{\sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial x_1}\Delta x_1\right)^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial x_2}\Delta x_2\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial F}{\partial x_i}\Delta x_i\right)^2}}{x_1 + x_2 + \dots + x_i}. \qquad (5)$$

Учитывая, что $y = F(x_i)$, частная производная будет вычисляться следующим образом:

$$\frac{\partial F}{\partial x_1} = \frac{\partial F}{\partial x_2} = \frac{\partial F}{\partial x_i} = 1.$$

Тогда выражение (5) примет вид:

$$\partial y = \frac{\sqrt{(\Delta x_1)^2 + (\Delta x_2)^2 + \dots + (\Delta x_i)^2}}{x_1 + x_2 + \dots + x_i}. \qquad (6)$$

Для количественной оценки величин абсолютной и относительных погрешностей УУГ потребителей проведем анализ ГРС № 1, к которой привязаны девять потребителей газа, считая, что они получают газ только с этой ГРС.

Ссылка для цитирования (for citation):
Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С. О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его величины // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 14–20.
Tukhbatullin F.G., Semeichenkov D.S. The Reasons for the Imbalance of Natural Gas in the Gas Distribution System and Methods of its Value Prediction. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 14–20. (In Russian)

Таблица 1. Данные газопотребления с ГРС № 1, м³
Table 1. The data of gas consumption with GDS №. 1, m³

| № No. | Объем потребления $x_i$, м³ The amount of consumption $x_i$, m³ | Относительная погрешность $\partial x_i$, % The relative error $\partial x_i$, % | Абсолютная погрешность $\Delta x_i$, м³ The absolute error $\Delta x_i$, m³ |
|---|---|---|---|
| 1 | 115 568 | 1,2 | 1387 |
| 2 | 89 569 | 1,15 | 1030 |
| 3 | 35 268 | 1,6 | 564 |
| 4 | 254 987 | 1,05 | 2677 |
| 5 | 97 652 | 1,25 | 1221 |
| 6 | 45 688 | 1,45 | 662 |
| 7 | 78 100 | 1,4 | 1093 |
| 8 | 7568 | 1,85 | 140 |
| 9 | 14 598 | 1,75 | 255 |

По данным таблицы рассчитывается $\partial y$:

$$\partial y = \frac{\sqrt{1387^2 + 1030^2 + \ldots + 255^2}}{115568 + 89569 + \ldots + 14598} = 0{,}5\ \%.$$

Получившаяся величина $\partial y$ = 0,5 % значительно меньше каждой из величин относительных погрешностей $i$-го потребителя, что вызывает сомнения относительно применения формул (3) и, соответственно, (6). Полученное значение свидетельствует о недопустимости применения данных расчетных зависимостей к исследуемой модели.

Поскольку уровень разбаланса природного газа является случайной величиной, одним из способов его оценки может оказаться вычисление среднего значения квадрата отклонения – дисперсия. На первый взгляд может показаться, что проще вычислить все возможные отклонения случайной величины, а затем определить среднее значение, однако стоит помнить о том, что разбаланс может быть как положительным, так и отрицательным.

Дисперсия рассчитывается как разность между математическим ожиданием квадрата случайной величины $x_i$ и квадратом ее математического ожидания:

$$D(x_i) = M(x_i^2) - [M(x_i)]^2, \qquad (7)$$

где $D_i$ – дисперсия $i$-го потребителя; $M(x_i)$ – математическое ожидание случайной величины;

$$M(x_i) = x_i \cdot p_i, \qquad (8)$$

где $x_i$ – значение случайной величины; $p_i$ – вероятность выпадения случайной величины.

Все УУГ имеют калибровочные кривые, представляющие собой зависимость предельной относительной погрешности от расхода газа. Типичная калибровочная кривая представлена на рис. 2.

На основании данных метрологических характеристик УУГ строится таблица относительных погрешностей девяти УУГ потребителей, для которых единственным поставщиком газа является ГРС № 1, и относительные погрешности УУГ поставщика.

Считая, что объем потребления $x_i$, представленный в табл. 1, максимальный, строится таблица абсолютных погрешностей для каждого из девяти УУГ потребителей и одного УУГ поставщика в виде, представленном в табл. 3.

Учитывая, что УУГ потребителей и поставщика работают в области допустимых режимов, можно предпо-

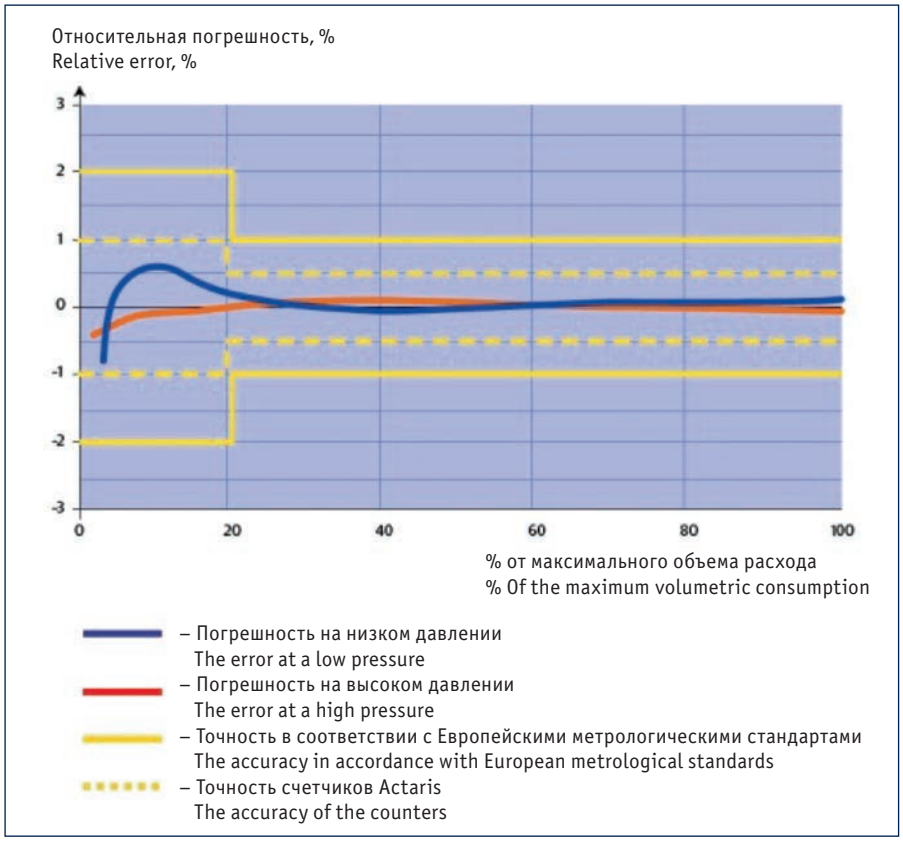



Рис. 2. Калибровочная кривая счетчиков
Fig. 2. The calibration curve of counters

ложить, что величина расхода будет находиться в пределах $0{,}1Q_{max} - 0{,}8Q_{max}$ с одинаковой вероятностью. То есть $p = 1/5 = 20$ %.

Рассчитывается математическое ожидание $M(x_i)$, $M(x_i^2)$ и дисперсия $D(x_i)$ абсолютных погрешностей всех потребителей газа:

$$M(x_1) = 0{,}2\cdot135 + 0{,}2\cdot266 + 0{,}2\cdot513 + 0{,}2\cdot728 + 0{,}2\cdot1017 = 532,$$
$$M(x_i^2) = 0{,}2\cdot135^2 + 0{,}2\cdot266^2 + 0{,}2\cdot513^2 + 0{,}2\cdot728^2 + 0{,}2\cdot1017^2 = 383285,$$
$$D(x_1) = 383285 - 282811 = 100474.$$

Результаты расчетов представлены в табл. 4.

Аналогичным образом рассчитывается математическое ожидание $M(y)$, $M(y^2)$ и дисперсия $D(y)$ абсолютной погрешности поставщика газа:

$$M(y) = 0{,}2\cdot429 + 0{,}2\cdot754 + 0{,}2\cdot1389 + 0{,}2\cdot1907 + 0{,}2\cdot2660 = 1428,$$
$$M(y^2) = 0{,}2\cdot429^2 + 0{,}2\cdot754^2 + 0{,}2\cdot1389^2 + 0{,}2\cdot1907^2 + 0{,}2\cdot2660^2 = 2678993,$$
$$D(y) = 2678993 - 1428^2 = 640540.$$

Учитывая, что дисперсия суммы независимых величин равна сумме дисперсий этих величин, получаем:

$$D(x) = 100473 + 52995 + \ldots + 3487 = 739605.$$

Дисперсия абсолютных погрешностей потребителей $D(x)$ значительно превышает дисперсию поставщика $D(y)$: 739605 > 640540, что говорит о разных величинах разброса абсолютных погрешностей УУГ. Именно данные разбросы и приводят к постоянному наличию разбаланса в системе газораспределения.

Проведя анализ, можно сделать следующие выводы:

- разбаланс газа неизбежен, и величина его может быть значительной;
- увеличение числа потребителей ведет к увеличению разбаланса газа в системе;
- наибольший вклад в суммарную величину разбаланса вносят как потребители, так и поставщики газа, приборы учета которых имеют наибольшую погрешность измерений;

Таблица 2. Относительные погрешности УУГ потребителей и УУГ поставщика, %

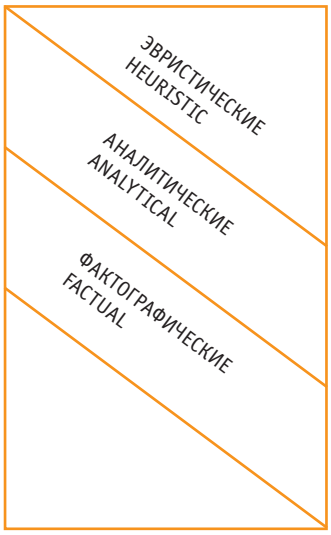
Table 2. Relative errors of the gas metering unit of consumers and the supplier, %

| № No. | $0{,}1Q_{max}$ | $0{,}2Q_{max}$ | $0{,}4Q_{max}$ | $0{,}6Q_{max}$ | $0{,}8Q_{max}$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1,17 | 1,15 | 1,11 | 1,05 | 1,1 |
| 2 | 1,13 | 1,12 | 1,07 | 0,95 | 1,05 |
| 3 | 1,55 | 1,48 | 1,35 | 1,3 | 1,42 |
| 4 | 1,02 | 1,01 | 0,97 | 0,93 | 0,98 |
| 5 | 1,21 | 1,18 | 1,15 | 1,12 | 1,17 |
| 6 | 1,41 | 1,37 | 1,34 | 1,28 | 1,39 |
| 7 | 1,38 | 1,34 | 1,27 | 1,25 | 1,33 |
| 8 | 1,8 | 1,75 | 1,71 | 1,59 | 1,7 |
| 9 | 1,71 | 1,67 | 1,63 | 1,58 | 1,61 |
| 10 | 0,58 | 0,51 | 0,47 | 0,43 | 0,45 |

Таблица 3. Абсолютные погрешности УУГ потребителей и УУГ поставщика, м³

Table 3. Absolute errors of the gas metering unit of consumers and the supplier, m³

| № No. | $0{,}1Q_{max}$ | $0{,}2Q_{max}$ | $0{,}4Q_{max}$ | $0{,}6Q_{max}$ | $0{,}8Q_{max}$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 135 | 266 | 513 | 728 | 1017 |
| 2 | 101 | 201 | 383 | 511 | 752 |
| 3 | 55 | 104 | 190 | 275 | 401 |
| 4 | 260 | 515 | 989 | 1423 | 1999 |
| 5 | 118 | 230 | 449 | 656 | 914 |
| 6 | 64 | 125 | 245 | 351 | 508 |
| 7 | 108 | 209 | 397 | 586 | 831 |
| 8 | 14 | 26 | 52 | 72 | 103 |
| 9 | 25 | 49 | 95 | 138 | 188 |
| 10 | 429 | 754 | 1389 | 1907 | 2660 |




1. Экспертные оценки
   Expert assessment
2. Метод аналогий
   The method of analogies
3. Построение сценариев
   The creation of scripts
4. Метод дерева целей
   The method of the target tree
5. Сетевое планирование и управление
   Network planning and management
6. Экспертный логический анализ
   The expert logical analysis
7. Непосредственная интерполяция и экстраполяция
   The direct interpolation and extrapolation
8. Регрессионный анализ
   Regression analysis
9. Временные ряды
   Time series

Рис. 3. Классификация методов прогнозирования

Fig. 3. Classification of forecasting methods

Таблица 4. Математическое ожидание $M(x_i)$, $M(x_i^2)$ и дисперсия $D(x_i)$ $i$-х потребителей газа
Table 4. The expected value $M(x_i)$, $M(x_i^2)$ and the variance $D(x_i)$ of $i$-consumer of gas

| № No. | $M(x_i)$ | $[M(x_i)]^2$ | $M(x_i^2)$ | $D(x_i)$ |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 532 | 282 811 | 383 285 | 100 473 |
| 2 | 390 | 151 788 | 204 783 | 52 995 |
| 3 | 205 | 42 025 | 57 273 | 15 248 |
| 4 | 1037 | 1 075 784 | 1 466 375 | 390 591 |
| 5 | 473 | 224 108 | 306 831 | 82 724 |
| 6 | 259 | 66 874 | 92 202 | 25 328 |
| 7 | 426 | 181 646 | 249 382 | 67 736 |
| 8 | 53 | 2852 | 3874 | 1022 |
| 9 | 99 | 9801 | 13 288 | 3487 |

• имеется необходимость постоянного мониторинга величины разбаланса и поддержания его на допустимом уровне;

• требуется разработать методику, позволяющую улаживать разногласия между поставщиком и потребителем газа при постоянном наличии разбаланса газа.

Величина разбаланса природного газа оказывает существенное влияние на диспетчерское управление ЕСГ.

Диспетчерское управление – функциональный бизнес-процесс управления (регулирования) запасами и потоками природного газа в системах газоснабжения, а также поставками газа потребителям в целях выполнения договорных (контрактных) обязательств с максимально возможной надежностью и эффективностью.

Диспетчерское управление системами газоснабжения должно формироваться как процесс управления запасами газа путем распределения имеющихся в каждый момент времени ресурсов газа (добыча, хранение, импорт, запас в трубах) в виде потоков газа по системам газоснабжения путем создания оптимальных режимов работы объектов системы в целях обеспечения потребителей газом в соответствии с заключенными договорами (контрактами) при соблюдении условий безопасного функционирования системы газоснабжения.

С учетом огромного потока информации, получаемой диспетчерской службой, а также ограниченности во времени для принятия управленческих решений имеется острая необходимость внедрения специальных программных комплексов системы поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР). В дочерних обществах ПАО «Газпром» уже внедрены такие программные комплексы, как «Астра», «ГазЭксперт», «ИУС-транспорт», «ИУС-ГАЗ», «Веста», и др. Данные программные комплексы позволяют решить широкий спектр задач, таких как прогнозирование поставок и потребления природного газа, расчет оптимальных режимов работы магистральных и распределительных газопроводов, расчет режимов работы газоперекачивающих агрегатов, сведение баланса газа по субъектам РФ и т. д. Однако ни один из данных программных комплексов не позволяет провести анализ величины разбаланса природного газа, имеющей довольно существенное значение для диспетчерского управления, особенно в зимнее время, в наиболее холодные сутки, когда некоторые потребители могут быть переведены на резервное топливо в связи с вводом ограничения на поставку газа. Поскольку главной задачей ПАО «Газпром» является бесперебойная подача газа потребителям и выполнение контрактных обязательств, вводимые ограничения должны быть минимальными.

Диспетчерская служба осуществляет постоянный мониторинг ЕСГ, а также постоянно прогнозирует поставку и потребление природного газа по всей территории РФ.

Прогнозированию поставки и потребления природного газа посвящено множество научных трудов, написан целый ряд различных пособий. Данные вопросы в настоящей работе рассматриваться не будут, однако особое внимание будет уделено прогнозированию величины разбаланса природного газа для наиболее эффективного принятия управленческих решений.

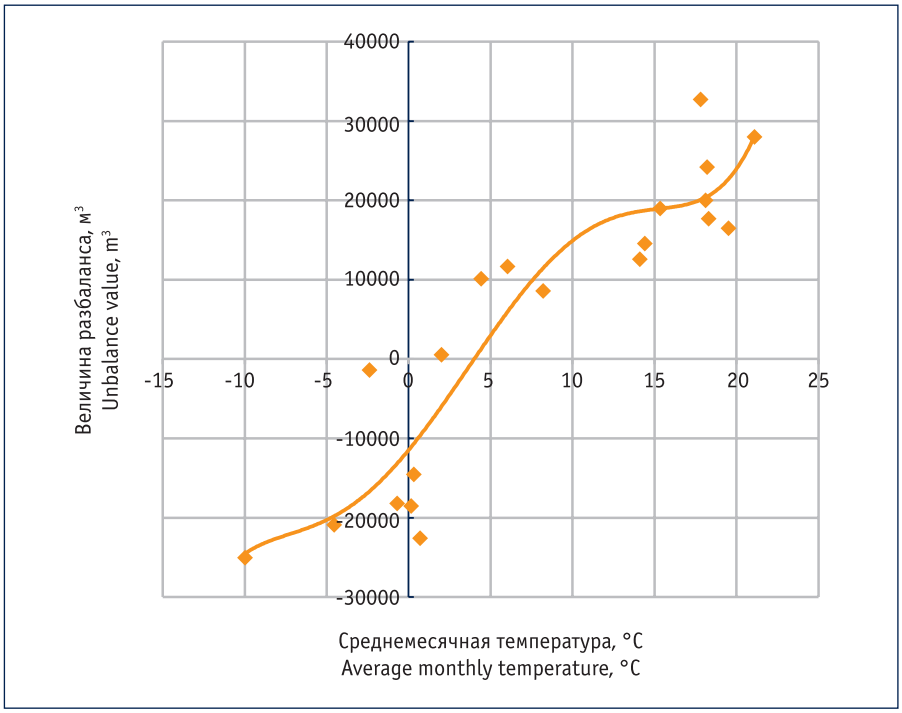



Рис. 4. Зависимость величины разбаланса от среднемесячной температуры
Fig. 4. The dependence of the unbalance value of the average monthly temperature

Таблица 5. Баланс газа на ГРС № 2

Table 5. The balance of gas at gas distribution station № 2

| Период<br>Period | $V_{пост}$ | $V_{потр}$ | $V_р$, м³ | $t$, °C |
|---|---|---|---|---|
| Янв. 2015<br>Jan 2015 | 3 513 580 | 3 492 682 | –20 898 | –4,5 |
| Фев. 2015<br>Feb 2015 | 2 956 533 | 2 955 147 | –1386 | –2,4 |
| Мар. 2015<br>March 2015 | 2 687 644 | 2 688 179 | 535 | 2,0 |
| Апр. 2015<br>Apr 2015 | 2 341 955 | 2 353 643 | 11 688 | 6,0 |
| Май 2015<br>May 2015 | 1 267 524 | 1 282 113 | 14 589 | 14,4 |
| Июн. 2015<br>June 2015 | 1 120 628 | 1 144 839 | 24 211 | 18,2 |
| Июл. 2015<br>Jule 2015 | 1 184 632 | 1 204 649 | 20 017 | 18,1 |
| Авг. 2015<br>Aug 2015 | 1 172 986 | 1 205 690 | 32 704 | 17,8 |
| Сен. 2015<br>Sep 2015 | 1 270 015 | 1 282 597 | 12 582 | 14,1 |
| Окт. 2015<br>Oct 2015 | 2 345 152 | 2 355 174 | 10 022 | 4,4 |
| Ноя. 2015<br>Nov 2015 | 2 758 962 | 2 736 412 | –22 550 | 0,7 |
| Дек. 2015<br>Dec 2015 | 2 998 501 | 2 980 094 | –18 407 | 0,1 |
| Янв. 2016<br>Jan 2016 | 3 818 754 | 3 793 754 | –25 000 | –10,0 |
| Фев. 2016<br>Feb 2016 | 2 848 532 | 2 830 339 | –18 193 | –0,7 |
| Мар. 2016<br>March 2016 | 2 903 714 | 2 889 186 | –14 528 | 0,3 |
| Апр. 2016<br>Apr 2016 | 2 164 215 | 2 172 795 | 8580 | 8,2 |
| Май 2016<br>May 2016 | 1 336 825 | 1 355 949 | 19 124 | 15,3 |
| Июн. 2016<br>June 2016 | 1 211 945 | 1 229 661 | 17 716 | 18,3 |
| Июл. 2016<br>Jule 2016 | 1 279 238 | 1 307 250 | 28 012 | 21,1 |
| Авг. 2016<br>Aug 2016 | 1 387 763 | 1 404 235 | 16 472 | 19,5 |

Существует множество методик прогнозирования, каждая из которых применяется в той или иной сфере деятельности. Классификация методов прогнозирования представлена на рис. 3.

Применение понятия «классификация» к методам прогнозирования требует разъяснения. Рисунок выделяет три группы методов: эвристические, аналитические и фактографические. Однако резкой границы между ними провести нельзя. Предложенную классификацию следует считать нечеткой, размытой, т. е. методы 4 и 5, например, следует считать не только эвристическими, но и аналитическими. При прогнозировании реальных процессов трудно оставаться только на формальной основе, эвристические оценки так или иначе будут приняты во внимание. Аналитическими методами названы те, для которых предложены четко определенные процедуры, алгоритмы действий. Под фактографическими понимаются методы, основанные на числовом материале (ретроспективной статистике).

Аппарат регрессионного анализа и временных рядов во многом основан на одних и тех же идеях. Принципиальное различие состоит в том, что временной ряд является случайным процессом, и в роли аргумента $X$ выступает время $t = 1, 2, \ldots$, а обрабатываемая выборка оказывается упорядоченной. В регрессионном же анализе порядок следования членов выборки $(x_i, y_i)$ не имеет значения.

Метод регрессивного анализа позволяет провести интерполяцию и экстраполяцию статистически накопленной информации и, опираясь на законы математической статистки и теорию случайных процессов (разбаланс газа – случайная величина), построить математическую модель, наиболее адекватно описывающую возможные (прогнозируемые) значения величины разбаланса природного газа.

Для построения математической модели берутся статистически накопленная информация по ежемесячному сведению баланса газа на ГРС № 2 за 2015–2016 гг., а также среднемесячные значения температуры окружающей среды за указанные периоды.

За основу модели берется зависимость величины разбаланса природного газа только от температуры окружающей среды. Другими факторами, такими как влажность, скорость и направление ветра, ориентация потребителя на определенную отрасль и др., пренебрегаем.

По данным таблицы строится точечный график зависимости величины разбаланса от температуры, проводится аппроксимация данных с учетом того, что полученная модель должна быть адекватной.

По результатам аппроксимации получено следующее выражение:

$$y = 0{,}0317x^5 - 0{,}6136x^4 - 8{,}6842x^3 + 128{,}01x^2 + 2523{,}2x - 11469, \quad (9)$$

где $y$ – величина разбаланса, м³, $x$ – среднемесячная температура окружающей среды, °C.

Достоверность модели характеризуется коэффициентом детерминации $R^2$. Если все точки исследуемого массива $(x_i, y_i)$ лежат на прямой $y(x)$, то $R^2 = 1$. В нашем случае $R^2 = 0{,}8562$, что говорит о достаточно высокой степени точности. На основе аналогичного анализа данных по всем ГРС региона можно прогнозировать величину разбаланса газа в зависимости от погодных условий. Очевидно, что появляются два пути анализа:

1) проводить анализ каждой ГРС в отдельности и потом суммировать полученные значения;

2) проводить анализ баланса газа региона в целом, учитывая при этом перетоки и транзит газа в другие субъекты РФ.

Для реализации предложенных методов анализа требуется разработать специальные программно-вычислительные комплексы (ПВК), базирующиеся на накопленной статистической информации и позволяющие вносить актуальные данные в систему в режиме on-line для повышения эффективности принятия управленческих решений при диспетчерском управлении ЕСГ.

## ВЫВОДЫ

1. Разбаланс газа неизбежен, и его величину необходимо постоянно контролировать.
2. Определены возможные причины разбаланса природного газа статистическими методами.
3. Доказана необходимость прогнозирования величины разбаланса природного газа, в том числе за счет внедрения программно-вычислительных комплексов (ПВК), позволяющих вести расчеты в режиме on-line.


Литература:

1. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 2003. 479 с.
2. Исикава К. Японские методы управления качеством / Сокр. пер. с англ.; под ред. А. В. Гличева. М.: Экономика, 1988. 214 с.
3. Сухарев М.Г. Методы прогнозирования: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2009. 208 с.
4. СТО Газпром 5.37-2011. Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром».
5. СТО Газпром 5.32-2009. Организация измерений природного газа.
6. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
7. РД 153-39.4-079-01. Методика определения расхода газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа.
8. Хворов Г.А., Козлов С.И., Акопова Г.С., Евстифеев А.А. Сокращение потерь природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2013. № 12. С. 66–69.
9. Павловский М.А. Применение методов математической статистики для анализа причин дисбаланса транспорта природного газа в трубопроводной газотранспортной системе // Нефтегазовое дело. 2012. № 1. С. 69–74.
10. Андриишин М.П., Игуменцев Е.А., Прокопенко Е.А. Линейные тренды в диагностике баланса газа // Авиационно-космическая техника и технология. 2008. № 10 (57). С. 213–217.
11. Игнатьев А.А. Оценка причина разбаланса объемов газа в системе «поставщик – потребитель» // Газовая промышленность. 2010. № 6. С. 20–22.
12. Андриишин М.П., Игуменцев Е.А. Динамика показателей статистической отчетности дисбаланса газа // Метрологія. 2014. С. 427–430 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://metrology.kharkov.ua/fileadmin/user_upload/data_gc/conference/M2014/pages/08/4.pdf (дата обращения: 15.06.2017).
13. Белов Д.Б., Игнатьев А.А., Соловьев С.И. Проблема погрешности измерений при коммерческом учете ресурса (на примере поставки природного газа) // Методы оценки соответствия. 2012. № 9. С. 20–24.
14. Саликов А.Р. Разбаланс в сетях газораспределения // Газ России. 2015. № 4. С. 36–41.
15. Информационное письмо Федеральной службы по тарифам (ФСТ) от 28.06.2005 г. Исх. № СН-3923/9 «Об учете потерь газа».

**References:**

1. Gmurman V.E. Probability Theory and Mathematical Statistics. Textbook for high schools Moscow, Vysshaya Shkola, 2003, 479 pp. (In Russian)
2. Ishikawa K. Japanese Quality Management. Ed. by A.V. Glichev. Moscow, Ekonomika, 1988, 214 pp. (In Russian)
3. Sukharev M.G. Forecasting Methods. Textbook. Moscow, Russian State University of Oil and Gas named by I.M. Gubkin, 2009, 208 pp. (In Russian)
4. STO Gazprom 5.37-2011. Uniform Technical Requirements for Equipment Flow Measurement Units and the Amount of Natural Gas Used in Gazprom JSC. (In Russian)
5. STO Gazprom 5.32-2009. Organization of Natural Gas Measurement. (In Russian)
6. STO Gazprom 2-3.5-454-2010. Rules of Operation of Gas Mains. (In Russian)
7. RD 153-39.4-079-01. Methods of Determining the Flow Rate of Gas for Technological Needs of Gas Supply Companies and Losses in Gas Distribution Systems. (In Russian)
8. Khvorov G.A., Kozlov S.I., Akopova G.S., Evstifeev A.A. Reduction of Losses of Natural Gas for Transportation Through Main Pipelines of Gazprom JSC. Gazovaya promyshlennost' = Gas industry, 2013, No. 12, P. 66–69. (In Russian)
9. Pavlovsky M.A. Application of Mathematical Statistics to Analyze the Reasons for the Imbalance in the Transport of Natural Gas Pipeline Transmission System. Neftegazovoe delo = Oil and gas business, 2012, No. 1, P. 69–74. (In Russian)
10. Andriishin M.P., Igumentsev E.A.,Prokopenko E.A. Linear Trends in the Diagnosis of the Gas Balance. Aviatsionno-kosmicheskaya tekhnika i tekhnologiya = Aerospace technics and technology, 2008, No. 10 (57), P. 213–217. (In Russian)
11. Ignatiev A.A. Evaluation of the Cause Imbalance Volumes of Gas in the System 'Producer – Consumer'. Gazovaya promyshlennost' = Gas industry, 2010, No. 6, P. 20–22. (In Russian).
12. Andriishin M.P., Igumentsev E.A. Dynamics of Indicators of Statistical Reporting Gas Imbalance. Metrologiya = Metrology, 2014, P. 427–430. Access mode: http://metrology.kharkov.ua/fileadmin/user_upload/data_gc/conference/M2014/pages/08/4.pdf (Access date: 15.06.2017). (In Russian)
13. Belov D.B., Ignatiev A.A., Solov'ev S.I. The Problem of Measurement Error in the Commercial Resource Accounting (for Example, Natural Gas Deliveries). Metody otsenki sootvetstviya = Methods of conformity assessment, 2012, No. 9, P. 20–24. (In Russian)
14. Salikov A.R. Imbalance in gas distribution networks. Gaz Rossii = Russian gas, 2015, No. 4, P. 36–41. (In Russian)
15. Newsletter of the Federal Tariff Service (FTS) of 28.06.2005, Ref. Number of CH-3923/9 «On Gas Losses Taken into Account». (In Russian)

ТНГ-ГРУПП

Адрес: Россия, РТ,
Бугульма,
ул. Ворошилова, 21
тел. 8 (85594) 7-75-12,
4-05-33
факс: (85594) 7-75-87
office@tngf.tatneft.ru

ТНГ-Групп проводит геолого-геофизические работы для разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа, оказывает полный спектр геофизических услуг в нефтяных и газовых скважинах, включая горизонтальные; ведет контроль за разработкой месторождений; осуществляет самые современные методы линейной и объемной сейсморазведки, электро-, грави-, магниторазведки, аэрокосмического дешифрирования, бурение эксплуатационных скважин (наклонно-направленных, горизонтальных), ремонт скважин старого фонда (бурение боковых и боковых горизонтальных стволов), в т.ч. информационно-технологическое сопровождение, обработка геолого-геофизической информации с помощью новейших вычислительных комплексов.

# ЯМР-ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНА

**Получение экспресс-информации о структуре порового пространства и ФЕС полноразмерного керна,**

**в том числе непосредственно на скважине, на основе регистрации и обработки спектров времен релаксации (T2), полученных с помощью аппаратуры ЯМР-Керн без разрушения и предварительной подготовки керна к исследованиям.**

- **Оценка типа флюида по результатам анализа двумерных карт Ds,T1,T2**
- **Определение относительного содержания подвижного флюида**
- **Оценка количества связанного флюида**

Диаметр исследуемых образцов - до 110 мм

Максимальная длина исследуемого образца - до 1000 мм

**РАЗРЕШАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ 1 СМ ВДОЛЬ КЕРНА**

- **Измерение флюидонасыщенной пористости, независимой от литологии;**
- **Выделение проницаемых участков;**
- **Определение количества связанного флюида;**
- **Определение относительного содержания подвижного флюида;**
- **Оценка типа флюида по результатам анализа двумерных карт Ds, T1, T2.**

на правах рекламы

УДК 553.98

***М.А. Лобусев***[1], *e-mail: vipermic@gmail.com;* ***Ю.А. Антипова***[1]***; А.А. Вересович***[1]

[1] ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

# Анализ динамики добычи нефти и воды из хадумских отложений Северо-Кавказской нефтегазоносной платформы путем исследования волнового хода динамики флюидного режима

**В статье рассмотрена возможная взаимосвязь между расширением и последующим сжатием Земли (пульсациями) и динамикой отбора жидкости из зон, подверженных тектоническому напряжению.**
**В 1933 г. В. Бухер назвал явления расширения и сжатия Земли пульсациями и предположил, что в фазы расширения Земли происходило растяжение земной коры и формирование геосинклиналей, а в фазы сжатия в их пределах возникали складки. Эту гипотезу развивали в своих работах М.А. Усов и В.А. Обручев.**
**Отсутствие надежных доказательств фаз общего глобального расширения (или сжатия) является наиболее существенным недостатком гипотезы. Отдельные фазы не везде на Земле протекают одновременно и одинаково.**
**Растяжение наиболее ярко проявляется в срединно-океаническом хребте. Сжатие проявляется в складчатых поясах Земли, где происходит горизонтальное смятие горных пород и выжимание их кверху и в стороны, а за счет повышения температуры (от трения сжатия) развиваются процессы метаморфизма, магматизма (гранитизации), раздавливание.**
**В работе даны краткие сведения о геолого-геофизической, литологической и сейсмической информации в районе исследований. Построены гистограммы темпов отбора жидкости по некоторым существующим месторождениям региона, ведущим добычу с 1970-х гг. Установлены связи между волновым ходом динамики флюидного режима и темпами отбора жидкости.**
**Выделены чередующиеся стадии работы месторождений, прослежен волновой ход динамики флюидного режима нефтегазовых залежей, в связи с чем возможно применение относительно новой пульсационной научной теории сжатия и растяжения недр Земли.**

Ключевые слова: хадумская свита, углеводороды, оценка ресурсов, прогноз добычи, тектоника, трещиноватость, миграционные процессы, скопления углеводородов, динамика отбора углеводородов.

***M.A. Lobusev***[1], *e-mail: vipermic@gmail.com;* ***Yu.A. Antipova***[1]***; A.A. Veresovich***[1]

[1] Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

# Analysis of Dynamics of Oil and Water Production from Khadum Deposits of The North-Caucasian Oil and Gas Province by Wave Dynamics of Fluid Mode

**The paper considers the possible interrelation between the expansion and subsequent compression of the Earth (pulsations) and the dynamics of fluid extraction from zones subject to tectonic stress is considered in the article.**
**In 1933, V. Bucher named the phenomenon of expansion and contraction of the Earth by pulsations and suggested that in the phase of Earth's expansion, the Earth's crust was stretched and geosynclines formed, and the compression phases within their boundaries there were folds. This hypothesis was developed in his studies by M.A. Usov and V.A. Obruchev.**
**The absence of reliable proofs of the phases of a general global expansion (or contraction) is the most significant flaw in the hypothesis. Separate phases do not always occur simultaneously on the Earth at the same time.**
**Stretching is most clearly manifested in the mid-oceanic ridge. Compression - manifests itself in the folded belts of the Earth, where the horizontal crushing of rocks and squeezing them up and in the sides, and due to the increase in temperature (from the friction of compression), there are processes of metamorphism, magmatism (granitization), crushing.**
**The paper gives brief information about geological, geophysical, lithological and seismic information in the area of research. The histograms of liquid extraction rates have been constructed for some of the existing deposits in the region**

**that have been producing since the 1970s. The connections between the wave course of the dynamics of the fluid regime and the rates of fluid extraction are established.**
**The alternating stages of the oilfield work are distinguished, the wave course of fluid regime dynamics of oil and gas deposits is traced, and therefore, a relatively new pulsational scientific theory of compression and expansion of the Earth's interior is possible.**

Keywords: Khaduma Formation, hydrocarbons appraisal of resources, production forecast, structural geology, fracture analysis, dispersal movements, accumulation of hydrocarbons, dynamics of hydracarbons selection.

В связи с естественным сокращением фонда ловушек углеводородов в караган-чокракском и юрско-меловом комплексах отложений, являющихся основными продуктивными горизонтами на территории Северо-Кавказской нефтегазоносной платформы (НГП), актуальной является разведка нефтегазоперспективных объектов в отложениях нижнемайкопской серии, включающей хадумскую и баталпашинскую свиты, нефтегазоносность которых уже доказана на целом ряде площадей.
Целью исследований являются оценка и прогноз динамики темпов отбора углеводородов и воды в нефтегазоперспективных объектах из хадумских отложений Предкавказья (рис. 1).

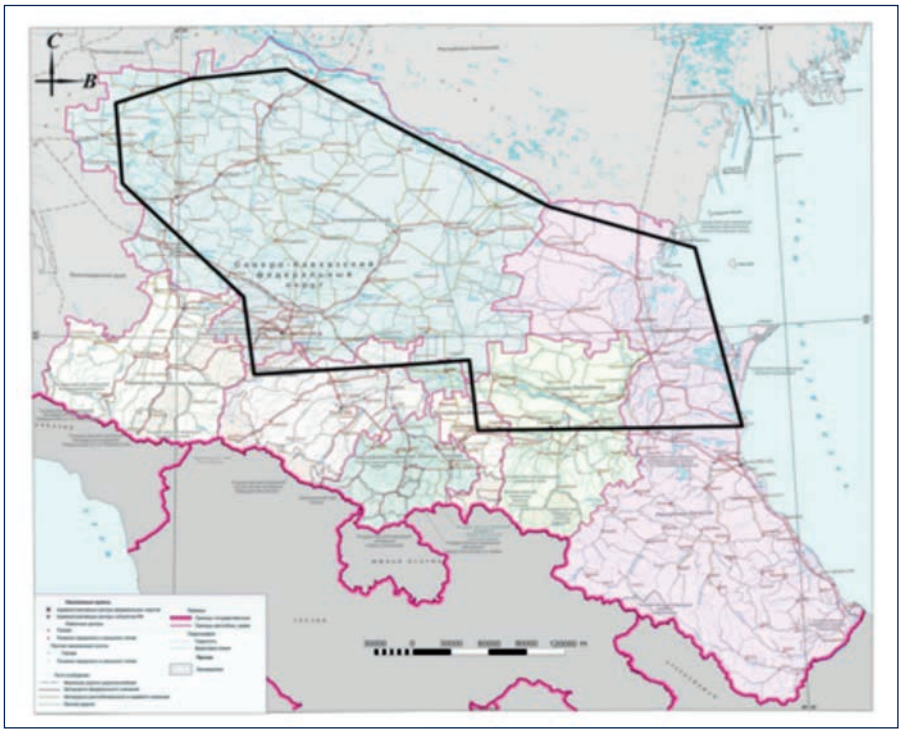



Рис. 1. Обзорная карта района работ с нанесенным полигоном исследований
Fig. 1. Work location map with the study area

## ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ

В тектоническом отношении территория объекта исследования приурочена к южной окраине Скифской платформы (рис. 2), относящейся к молодым эпигерцинским платформам. По палеозойскому фундаменту она осложнена такими крупными положительными тектоническими элементами, как Ставропольский свод, Прикумский свод и Донецко-Каспийская погребенная складчатая зона. К отрицательным элементам относятся Восточно-Кубанская впадина и Терско-Каспийский прогибы. Одним из наиболее крупных элементов, осложняющих Терско-Каспийскую впадину, является Прикумско-Тюленевский вал, состоящий из двух зон поднятий – Озексуатской и Сухокумской.
Изучение тектонических особенностей строения объекта исследования осложнено тем, что он находится на сочленении двух совершенно разных тектоно-структурных элементов: эпигерцинской платформы и передового прогиба. Тектоническое строение Скифской эпигерцинской платформы также весьма сложно и обусловлено движениями блоков фундамента по разлому. Хадумский горизонт в значительной мере представлен тонким переслаиванием алевритового и глинистого материала (толщина прослоев – порядка долей миллиметра). Кровля хадумского горизонта отчетливо фиксируется на кривой КС небольшим повышением сопротивлений и слабой отрицательной аномалией ПС по сравнению с вышележащими майкопскими отложениями. Для глин в верхней части хадума характерны пористость ~25 %, плотность 2010 кг/м$^3$.
Общая толщина хадумского горизонта колеблется от 68 до 115 м и зависит в основном от степени размыва пород белоглинского горизонта, подстилающего хадум. Толщина нижней майкопской подсерии изменяется от 150 до 400 м.
По данным электронной микроскопии (В.И. Тараненко, М.Ю. Хакимов, В.Н. Диваков, 1989 г.), нефть в глинах залегает

Ссылка для цитирования (for citation):
Лобусев М.А., Антипова Ю.А., Вересович А.А. Анализ динамики добычи нефти и воды из хадумских отложений Северо-Кавказской нефтегазоносной платформы путем исследования волнового хода динамики флюидного режима // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 22–26.
Lobusev M.A., Antipova Yu.A., Veresovich A.A. Analysis of Dynamics of Oil and Water Production from Khadum Deposits of The North-Caucasian Oil and Gas Province by Wave Dynamics of Fluid Mode. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 22–26. (In Russian)

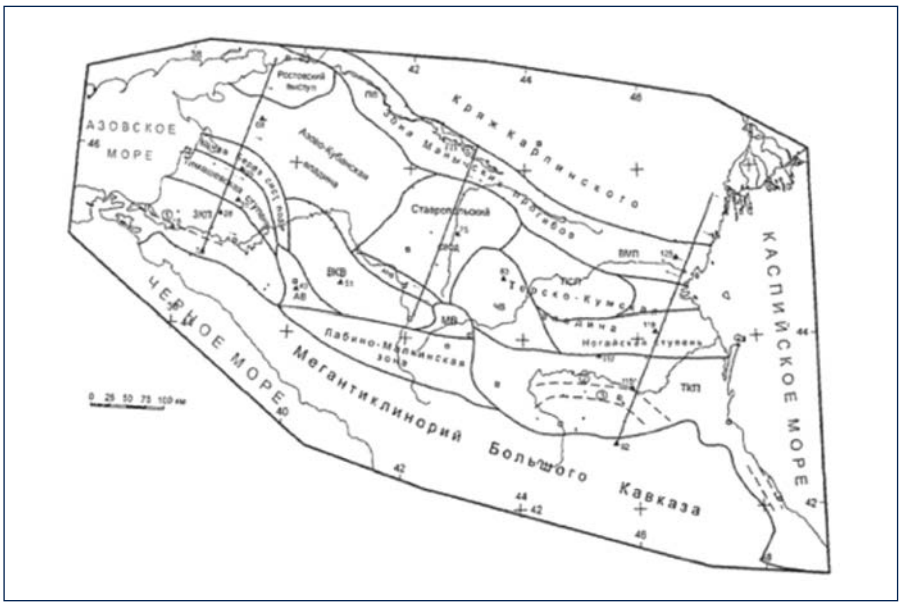



Рис. 2. Фрагмент схемы тектонического районирования Предкавказья (по Н.В. Клавдиевой, 2007 г.)
Fig. 2. The fragment of the tectonic scheme of the Pre-Caucasian region (in accordance with N.V. Klavdieva's work, 2007)

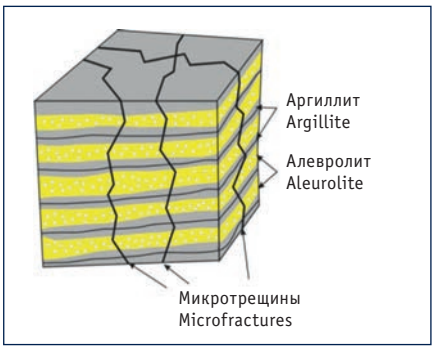



Рис. 3. Модель породы-коллектора хадумской свиты Предкавказья
Fig. 3. The model of container rock at the Khadum formation of the Pre-Caucasian region

в виде пленок и линз вдоль литогенетических трещин, которые развиваются по плоскостям напластования глин различного состава. Подвижность нефти обеспечивается трещинами с повышенной раскрытостью.

Тонкие поры матрицы и тонкие межплитчатые и межлистоватые пустоты вмещают пленочную, капиллярную и свободную воду. Свободная вода занимает отдельные пустоты и является разобщенной и неподвижной. Подвижность свободной воды обеспечивается межлистоватыми пустотами и сквозьагрегатными трубчатыми каналами (рис. 3).

В региональном плане район работ изучен целым комплексом геофизических методов, включая сейсморазведку 2D, грави- и магниторазведку, поисковое и разведочное бурение. Основным методом выделения перспективных объектов является сейсморазведка. Территория покрыта региональной сейсмической сьемкой масштаба 1 : 1 000 000. Пример сейсмического разреза по региональному профилю приведен на рис. 4.

В результате поисково-разведочных работ с 50-х гг. XX в. в пределах исследуемой территории по данному направлению открыто около 20 нефтяных залежей, которые могут быть объединены в несколько зон нефтенакопления: Журавскую, Прасковейско-Ачикулакскую, Озек-Суатскую, Советско-Курскую.

## ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА НА РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖЕЙ В ХАДУМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Характеристика добычи в данных отложениях очень тесно связана с моделью коллектора и отражает включение в работу того или иного типа пустот. В рассматриваемых отложениях встречаются пять типов пустотного пространства: трещинные пустоты, щелевидные пустоты матрицы, изометричные и межслоевые поры глинистой массы и микропоры в карбонатной массе. Включение в работу различных типов пустот, а также различных размеров пустот будет отражаться на кривых изменения пластового давления и дебита жидкостей.

Для анализа режимов работы залежей, приуроченных к хадумским отложениям, с точки зрения работы коллектора на тот или иной период эксплуатации, были построены гистограммы темпов отбора жидкости за весь известный период работы скважин месторождений исследуемого.

Характер изменения параметров отбора жидкости обусловлен трещинно-блоковым строением области (месторождений) и, вероятно, имеет миграционно-геодинамическую природу. Локализованные и градиентные изменения напряженного состояния земных недр, которые, как правило, происходят в тектонически нарушенных зонах, способны создавать каналы (разрывы, зоны повышенной трещиноватости) для миграции (в большинстве случаев – снизу вверх) различного рода флюидов (глубинного тепла, жидких и газообразных флюидов) и инициировать активизацию миграционных процессов. При анализе темпов отбора жидкости из скважин на

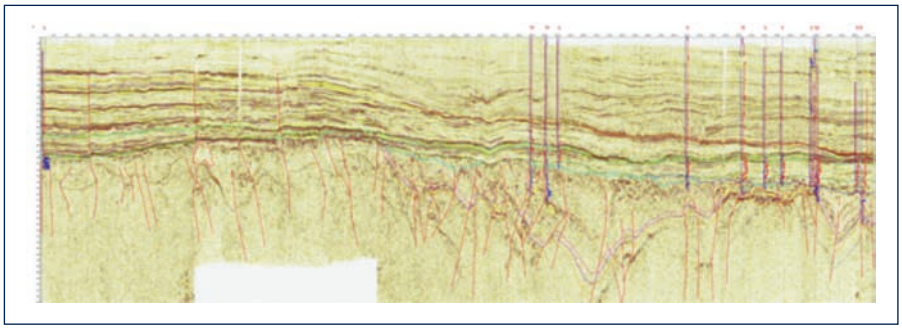


Рис. 4. Пример временного разреза по одному из региональных профилей площади исследований
Fig. 4. A regional profile of the study area: an example of temporal cross-section

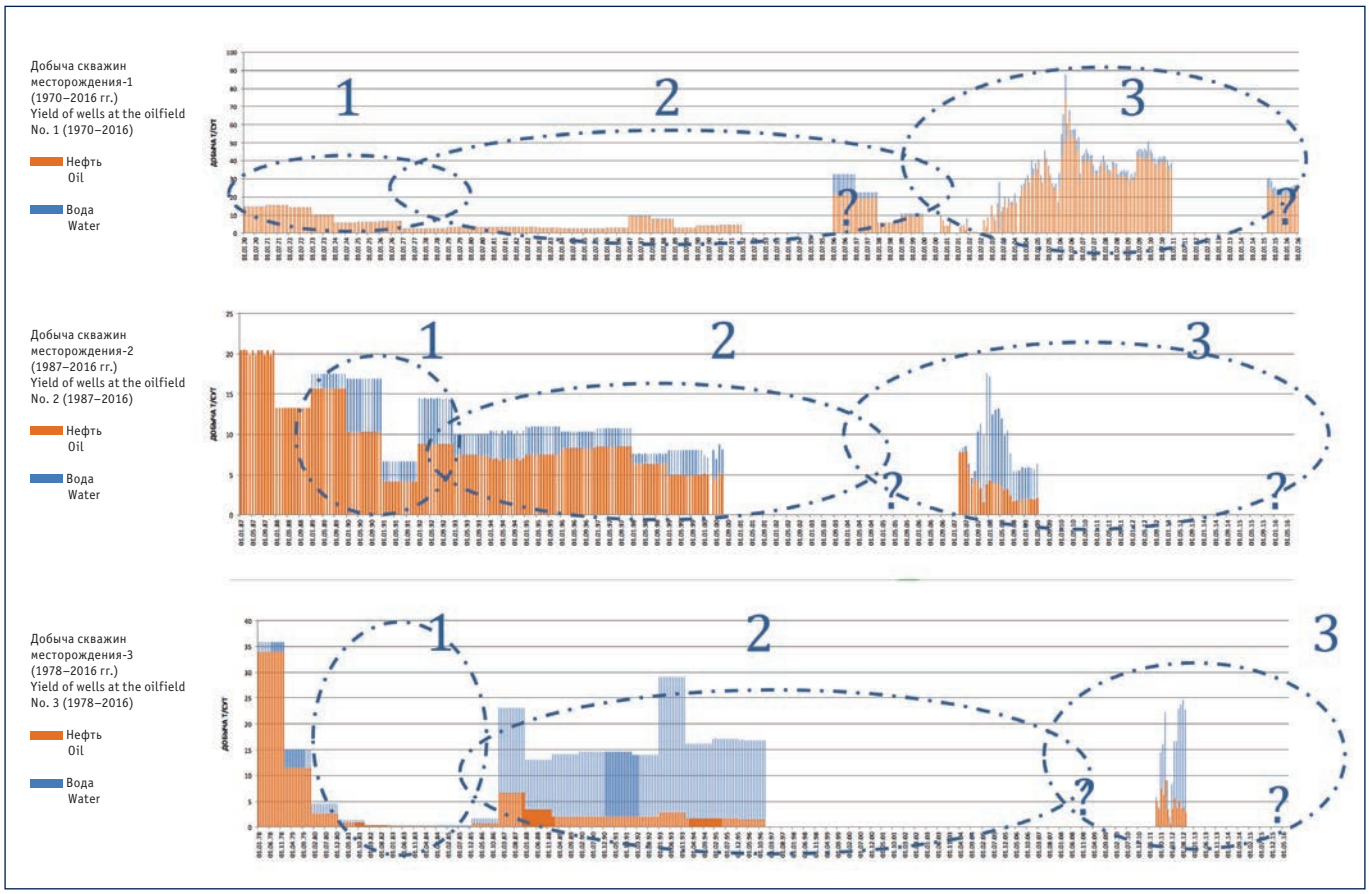



Рис. 5. Динамика добычи нефти и воды из хадумских отложений по скважинам некоторых площадей:
1 – первая стадия работы залежи; 2 – вторая стадия работы залежи; 3 – третья стадия работы залежи; «?» – данные отсутствуют. Коричневым цветом обозначен дебит нефти, голубым – дебиты воды, т/сут

Fig. 5. Dynamics of oil and water extraction from specified wells in Khadum reservoirs:
1 – the first stage of oil reservoir development; 2 – the second stage of oil reservoir development; 3 – the third stage of oil reservoir development; «?» – no data available. Oil yield is highlighted in brown, water yield is highlighted in blue, tons per day

соседних территориях можно наблюдать определенную цикличность, описать которую можно следующими примерами месторождений Предкавказья.

Примеры динамики добычи нефти и воды из хадумских отложений по скважинам некоторых площадей, демонстрирующие границы выделенных стадий и схожие параметры работы залежей, представлены на рис. 5.

Анализ изменения среднегодовых значений добычи жидкости из залежей с начала их разработки (за 40–70 лет) по различным месторождениям Терско-Сунженской нефтегазоносной зоны – Терско-Каспийского прогиба позволил выявить периоды, характеризующиеся интенсивной, умеренной и низкой добычей жидкости. Максимальная добыча жидкости пришлась на период, когда весь кавказский регион испытывал усилия тангенционального сжатия (до 1972–1978 гг.), а резкий спад добычи – на период дальнейшего «снятия» тектонического напряжения с данного региона. Характерно, что начиная с 1972–1978 гг. произошел резкий спад добычи нефти по всем нефтегазовым объединениям региона (рис. 5, месторождение 1). При этом наблюдалась миграция этого процесса в северном направлении. Например, сначала спад добычи нефти произошел на месторождениях Азербайджана и с незначительным запаздыванием в Туркмении, позже – в Дагестане и Казахстане. Обращает на себя внимание синхронное поведение уровня подземных вод Восточного Кавказа и Предкавказья, где резкое снижение уровня подземных вод также пришлось на конец 70-х гг. XX в., что отражает общую реакцию подземной флюидной системы на изменение напряженного состояния земной коры. Заслуживает внимания тот факт, что все залежи в пределах одного месторождения имеют идентичный волновой ход флюидодинамического режима.

Волновой ход динамики флюидного режима нефтегазовых залежей более уверенно прослеживается по результатам анализа пространственно-временного распределения относительных изменений годовых значений добычи жидкости на зональном уровне. Подобный анализ за 1970–1990 гг. по шести наиболее крупным месторождениям Терско-Сунженской нефтегазоносной зоны выявил через каждые 5–6 лет полное (или близкое к этому) повторение особенностей флюидного режима (периодичность в динамике дебитов скважин) в пределах этой зоны.

Таким образом, можно предположить, что установленная синхронная ритмичность во флюидном режиме нефтегазовых залежей (на зональном, локальном и скважинном уровнях), одинаковая или очень близкая как в пределах одного месторождения, так и нефтегазоносной зоны в целом, является отражением регионального нестабильного природного напряженного состояния земной коры, имеющего волновую природу. Необходимо обращать внимание на пространственно-временную связь аномальных изменений флюидного режима нефтегазовых залежей с аномальной геодинамикой земных недр.

Данные на гистограммах рис. 5 показывают, что в динамике флюидного режима месторождений рассматриваемого участка отмечается повторение трех стадий:

1) период геодинамического влияния с высокими темпами отбора жидкости, низкой обводненностью или ее отсутствием;

2) период, когда залежь находится в процессе спада тектонического напряжения, дебиты по сравнению с 1-й стадией уменьшаются, обводненность возрастает;

3) период, как и первый, связан с геодинамическим влиянием на режим работы залежи, дебиты по сравнению с 1-й стадией меньше и присутствует большой процент обводненности, длительность 3-й стадии во всех трех месторождениях приходится на 2004–2011 гг., что также соответствует 5–6-летним повторениям особенностей флюидного режима. Также имеют место периоды, когда, несмотря на увеличение общего объема добываемой жидкости, доля нефти в этом объеме уменьшается, в то время как доля воды, наоборот, увеличивается. Этот факт необходимо учитывать при проведении разработки залежей и решении таких вопросов, как закачка воды в глубинные горизонты.

В связи с изложенным можно сказать, что подтверждается научная теория развития Земли – пульсационная (чередующегося во времени сжатия и растяжения), по В.А. Обручеву.

В связи с получением такой статистической информации о пространственно-временной нестабильности современного геодинамического состояния земной коры и ее влиянии на флюидальный режим нефтегазовых залежей возможно пересмотреть подходы к методам, направленным на увеличение нефтегазоносности территорий, на прогноз нефтеотдачи недр и, соответственно, повышение экономической эффективности нефтегазодобывающих работ.

Таким образом, для адекватной оценки ресурсов и подсчета запасов работы залежей необходимо понимание соотношения объемов воды и углеводородов в различных типах пустотного пространства. Достичь этого можно только при большом объеме статистических данных, накопленном при проведении экспериментов и исследований.

Литература:

1. Информационный геолого-геофизический отчет о выполнении работ (Северо-Кавказская НГП) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.
2. Лобусев А.В., Лобусев М.А., Чоловский И.П., Вертиевец Ю.А. Использование попутного газа для разработки залежей УВ баженовской свиты Западной Сибири // Газовая промышленность. 2010. № 644. С. 58–61.
3. Лобусев А.В., Лобусев М.А., Чоловский И.П., Вертиевец Ю.А. Геолого-промысловое обоснование промышленного освоения залежей углеводородов баженовской свиты Западной Сибири // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2010. № 3. С. 22–25.
4. Лобусев А.В. Залежи с трудноизвлекаемыми запасами нефти – одно из важнейших направлений геологоразведки в России // XIX Губкинские чтения «Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». М., 2011. С. 49–51.
5. Брагин Ю.И., Лобусев М.А., Вертиевец Ю.А. Методическое руководство к лабораторным работам по курсу «Промыслово-геологический контроль разработки залежей углеводородов». М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. 56 с.
6. Лобусев М.А., Антипова Ю.А. Основы геолого-промыслового управления разработкой месторождений нефти и газа: Учеб.-методич. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. 70 с.
7. Алекперов Ю.В., Лобусев А.В., Лобусев М.А., Страхов П.Н. Уточнение геологических моделей с целью повышения эффективности разработки залежей нефти и газа на примере использования карт временных толщин при интерпретации материалов сейсморазведки // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 11. С. 18–25.
8. Лобусев М.А., Антипова Ю.А. Основы геолого-промыслового управления разработкой месторождений нефти и газа: Учеб.-методич. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016.

**References:**

1. Geological and Geophysical Information Report on Work Execution (North-Caucasian Oil and Gas Province) of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). (In Russian)
2. Lobusev A.V., Lobusev M.A., Cholovski I.P., Vertievets Yu.A. Application of Associated Gas in Oil Reservoir Development at Bazhenov Shale in West Siberia. Gazovaja Promyshlennost' = Gas Industry, 2010, No. 644, P. 58–61. (In Russian)
3. Lobusev A.V., Lobusev M.A., Cholovski I.P., Vertievets Yu.A. Geological and Field Foundation of Industrial Development of Oil and Gas at Bazhenov Shale in West Siberia. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2010, No. 3, P. 22–25. (In Russian)
4. Lobusev A.V. Hard-to-Recover Oil Reservoirs s as a Key Priority of Geological Exploration. In: XIX 'Innovative Methods of Forecasting, Searching, Prospecting and Developing Oil Reservoirs and Development Priorities in Russian Fuel and Energy Complex. Moscow, 2011. P. 49–51. (In Russian)
5. Bragin Yu.I., Lobusev M.A., Vertievets Yu.A. Laboratory Work Guide for Geological and Field Control of Oil and Gas Development Course. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2010, 56 pp. (In Russian)
6. Lobusev M.A., Antipova Yu.A. Fundamentals of Geological and Field Control of Oil and Gas Development. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2016, 70 pp. (In Russian)
7. Alekperov Yu.V., Lobusev A.V., Lobusev M.A., Strakhov P.N. Refining Geological Models to Improve Efficiency of Oil and Gas Development Exampled by Using Time Thickness Maps within Seismic Information Analysis. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2011, No. 11, P. 18–25. (In Russian)
8. Lobusev M.A., Antipova Yu.A. Fundamentals of Geological and Field Control of Oil and Gas Development. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2016, 70 pp. (In Russian)

# КЛЮЧЕВАЯ ПЛОЩАДКА,

## ежегодно объединяющая профессионалов отрасли

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА

Messe Düsseldorf

на правах рекламы

# Центробежные тарельчатые сепараторы GEA для подготовки нефти

**Основная тенденция современной нефтедобычи – это снижение объемов добычи легкой нефти и нефти средней плотности, в связи с чем приобретают особое значение добыча и переработка тяжелой и битуминозной нефти. Затраты на добычу тяжелой нефти существенно выше затрат на добычу легкой нефти, поэтому для достижения рентабельности требуется использовать подход, предполагающий применение высокоэффективных технологий на всех этапах.**

**Практическое использование центробежного сепарационного оборудования для подготовки нефти, в том числе тяжелой нефти, насчитывает уже пять десятилетий. С 60-х гг. прошлого столетия Westfalia Separator Group GmbH – компания, входящая в концерн GEA (Global Engineering Alliance), – начала разработку, изготовление и поставку высокоскоростных тарельчатых сепараторов для подготовки нефти.**

Высокие эффективность и производительность, максимальные компактность и уровень промышленной безопасности, в том числе за счет герметизированного исполнения и эксплуатации с подачей инертного газа в рабочие полости при избыточном давлении, делают использование центробежных тарельчатых сепараторов безальтернативной технологией для подготовки нефти, в первую очередь для подготовки тяжелых высоковязких нефтей (вплоть до API 12), когда применение других типов нефтегазовых сепараторов неэффективно.

Ведущие мировые нефтедобывающие компании, такие как ConocoPhillips, Sinopec, Suncor Energy Inc., BP, Total, Texaco, Petrobras и др., используют центробежное оборудование GEA для подготовки нефти.

Компания Suncor Energy Inc. использует сепараторы GEA на месторождении битуминозных песков в Канаде (провинция Альберта) с 1960-х гг. – 28 тарельчатых сепараторов соплового типа, запущенные в 1967 г., успешно работают и сегодня.

Рис. 1. Тарельчатые сепараторы WSD 200 для подготовки нефти в блочно-модульном (skid) исполнении

Одним из ярких примеров преимущества центробежной технологии для подготовки сырой нефти является использование тарельчатых сепараторов на плавучей установке для добычи, хранения и отгрузки нефти Peng Bo (Hai Yang Shi You 117, Bohai Bay) FPSO, принадлежащей Conoco Phillips и CNOOC.

На этом объекте установлены и успешно эксплуатируются 30 тарельчатых сепараторов для подготовки сырой нефти, а также для очистки пластовой воды. Суммарная производительность сепарационной системы составляет более 1650 тыс. м$^3$/ч сырой нефти. Обрабатываемая нефть имеет характерные особенности: ее плотность 0,93–0,95 кг/м$^3$ (15–22 градуса по API); при этом нефть обладает гидрофильными свойствами и имеет склонность к образованию трудноразделяемых эмульсий. Однако использование сепарационной техники GEA позволяет получить нефть с остаточным содержанием воды и механических примесей (BS&W) на уровне менее 0,5 %, что применительно к требованиям РФ соответствует нефти первой группы по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

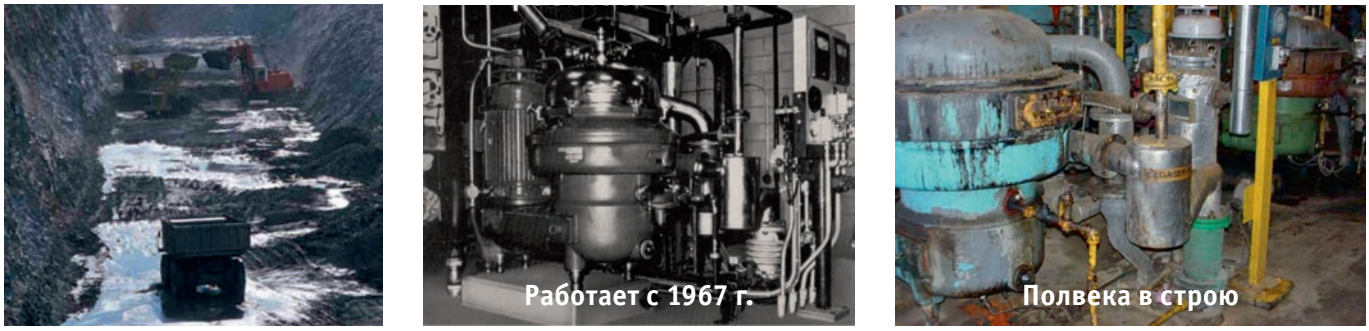



Рис. 2. Центробежные тарельчатые сепараторы соплового типа. Компания Suncor Energy Inc., Fort McMurray (Канада, провинция Альберта)

В тарельчатых сепараторах разделение фаз производится в поле действия центробежных сил. G-фактор (фактор разделения) в тарельчатом сепараторе достигает величин 5,000–8,000 g, за счет чего эквивалентная поверхность осветления одного сепаратора соответствует резервуару для гравитационного разделения с площадью поверхности более 200 тыс. м$^2$.

Продукт (сырая нефть) подается в тарельчатый сепаратор, где происходит разделение на три фазы: легкую (очищенная нефть), тяжелую (вода) и твердую (шлам).

Одновременно с отделением механических примесей и удалением воды в одну технологическую стадию возможно обессоливание нефти. На Bohai Bay FPSO при исходном содержании хлорных солей в сырой нефти на уровне 1 тыс. мг/л после сепарации содержание солей в товарной нефти составляет 10–15 мг/л. При высоком содержании солей применяются специальные материалы для изготовления центрифуг.

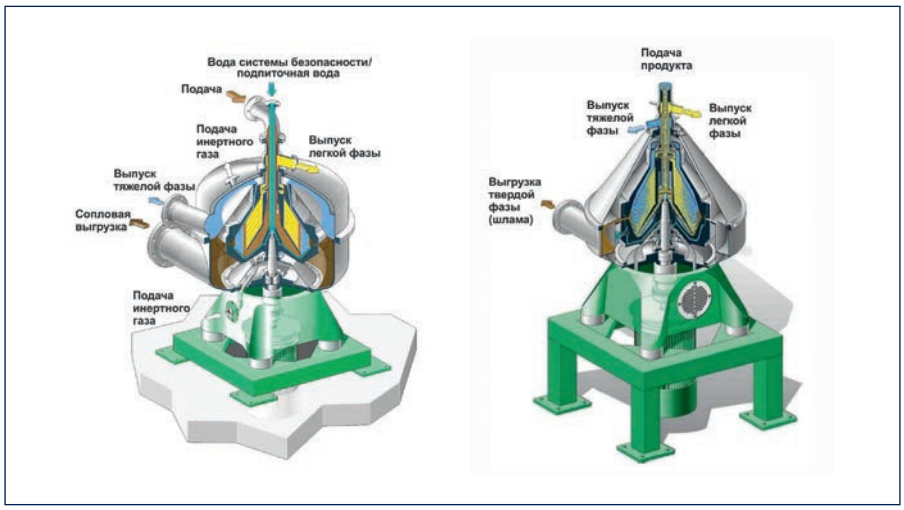
Комплексное решение по подготовке нефти с использованием центробежного оборудования GEA может быть расширено и включать оборудование по очистке пластовой воды до требуемого качества для закачки в пласт (остаточной нефти и ТВЧ/КВЧ на уровне до 10–15 мг/л), а также оборудование для переработки нефтешламов и решения экологических задач.

Для обезвоживания полученных механических примесей используются горизонтальные шнековые центрифуги (декантеры) компании GEA.

Новые стандарты подготовки сырой нефти внедряются и в Российской Федерации.

Ведущие нефтедобывающие компании, такие как ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Транснефть», ПАО «НК «РОСНЕФТЬ», начали внедрять решения на базе современной центробежной техники на своих объектах по подготовке сырой нефти.

Использование центрифуг особенно актуально для районов добычи нефти со сложными природными условиями (районы Крайнего Севера, морские и океанические платформы). Высокая эффективность, производительность и компактность оборудования позволяют существенно снизить капитальные и эксплуатационные затраты.




а) б)

Рис. 3. Сепарация сырой нефти на тарельчатом сепараторе: а) саморазгружающегося типа; б) соплового типа

Индивидуальный подход к каждому проекту является стандартом работы компании GEA. Для каждого проекта в обязательном порядке проводятся лабораторные исследования образцов сырой нефти в научно-техническом центре GEA, а также выполняются опытно-промышленные испытания (ОПИ) с использованием мобильной тестовой сепарационной установки на реальном продукте (сырой нефти) на месторождении. Только результаты ОПИ являются основанием для принятия решения о выборе технологической схемы, необходимом конструктивном исполнении и количестве единиц оборудования.

## ОЧЕВИДНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПАНИИ GEA ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ:

- единственное эффективное решение для подготовки высоковязкой тяжелой нефти вплоть до 12 градусов по API;
- возможность получения стабильного качества нефти, соответствующей 1-й группе качества по ГОСТ Р 518858-2002 «Нефть. Общие технические условия», в том числе по солесодержанию, в один проход;
- высокая производительность единичного оборудования – от 50–70 до 200–250 м$^3$/ч (в зависимости от исходного качества сырой нефти);
- высокая энергоэффективность и низкое потребление сервисных сред;
- сниженное потребление химических реагентов;
- сокращение капитальных и эксплуатационных затрат;
- модульное исполнение – требуется только подключение сред и отвод продуктов сепарации;
- максимальная компактность оборудования, минимальные затраты на здания и сооружения для установки оборудования;
- максимальный экономический эффект на единицу площади;
- максимальная автоматизация технологического процесса;
- простота и удобство эксплуатации и технического обслуживания;
- возможность непрерывной работы, короткое время выхода на рабочий режим и останова;
- высочайший уровень промышленной безопасности и соответствия экологическим стандартам.

GEA engineering for a better world

ГЕА в России
105094, РФ, г. Москва,
ул. Семеновский Вал, д. 6а
Тел.: +7 (495) 787-20-20
Факс: +7 (495) 787-20-12
e-mail: sales.russia@gea.com
www.geaenergy.ru, www.gea.com

на правах рекламы

УДК 620.178.16:621.643.414

**Е.С. Юшин**[1], e-mail: EvgeniyYushin@mail.ru; **И.Ю. Быков**[1], e-mail: ibykov@ugtu.net

[1] ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» (Ухта, Россия).

# Разработка стенда для имитационного механического моделирования процессов деформирования резьбовых соединений насосно-компрессорных труб в агрессивных средах

**Показано, что при добыче нефти и газа, а также при ремонте скважин насосно-компрессорные трубы (НКТ) подвергаются деструктивному воздействию сероводородсодержащих сред, снижающих основные механические характеристики металла лифтовых колонн. Комплексное действие процессов многократного деформирования резьбовых поверхностей ниппеля и муфты НКТ в ходе спускоподъемных операций и воздействие агрессивных сред в зоне их локального контакта способствуют ускоренному разрушению оборудования. Этот деструктивный эффект требует мониторинга при эксплуатации, а также поиска способов и методов оценки повышения работоспособности НКТ при деформировании коррозионно-механического характера.**

**Анализ существующих на сегодняшний день конструкций испытательных стендов для проведения комплексных исследований процессов деформирования резьбовых соединений нефтепромысловых труб в агрессивных средах показал, что эти механизмы весьма металлоемки. В большинстве случаев исследования проводятся в реальных производственных условиях на скважинах и требуют существенных производственных затрат на проведение работ.**

**В статье рассматриваются основные эксплуатационные факторы, влияющие на работоспособность резьбовых соединений НКТ в нефтегазовых скважинах. Для обоснованного моделирования основных параметров при ускоренных ресурсных испытаниях в агрессивных средах производится их оценка по величине и характеру действия. В настоящей статье также приводятся основные конструктивные элементы предложенного технического решения, позволяющие практически реализовать запатентованный механизм для проведения актуальных разнонаправленных работ по исследованию работоспособности НКТ при многократном свинчивании-развинчивании в сероводородсодержащей среде. Описываются особенности и характеристики материалов элементов, приводятся параметры испытательных образцов НКТ.**

Ключевые слова: стенд, механическое моделирование, свинчивание-развинчивание, насосно-компрессорные трубы, резьбовые соединения, деформирование, изнашивание, сероводородсодержащая среда.

***E.S. Yushin***[1], e-mail: EvgeniyYushin@mail.ru; ***I.Y. Bykov***[1], e-mail: ibykov@ugtu.net

[1] Ukhta State Technical University (Ukhta, Russia).

# Stand Development for the Simulation of the Mechanical Modeling of Deformation Processes of Threaded Connections of Tubing in Aggressive Environments

**It is shown that the production of oil and gas as well as workover tubing exposed to the destructive effects of hydrogen sulfide environments, reducing the basic mechanical characteristics of metal tubing. Integrated action processes multiple deformation threaded surfaces of the pin and box tubing during tripping operations and aggressive environments in their local contact zone contribute to the accelerated destruction of the equipment. This destructive effect requires monitoring during the operation as well as research methods and evaluation methods of increasing the efficiency of tubing during the deformation of corrosion-mechanical nature.**

**Analysis of test benches designs available today for conducting comprehensive research of deformation processes of threaded connections of oilfield pipes in aggressive environments has shown that these mechanisms are very metal content. In most cases, studies are conducted under real production conditions at the wells, and require significant production costs to carry out works.**

**The article reviews the main operational factors affecting the performance of threaded connections of tubing in oil and gas wells. For a reasonable simulation of the basic parameters for accelerated life tests in aggressive environments made their assessment on the magnitude and nature of the action.**
**This article also presents the main design elements of the proposed technical solutions to practically implement the patented mechanism for current divergent studies of the performance of tubing in multiple screwing and unscrewing in hydrogen sulfide environments. The features and characteristics of the material elements are the parameters of of test samples of tubing.**

Keywords: stand, mechanical modeling, screwing and unscrewing, tubing, threaded connection, deformation, wear, hydrogen sulfide environment.

Долговечная и высоконадежная работа колонн НКТ в нефтегазовых скважинах зависит в основном от режима нагружения, степени воздействия на металл труб и агрессивности добываемого флюида. Колонны НКТ при эксплуатации подвержены вредному воздействию различных химических веществ и многокомпонентных растворов, асфальтосмолопарафиновых отложений, солей, а также высокоминерализованных пластовых вод и добываемых высокосернистых нефтей.

Многолетний опыт эксплуатации нефтедобывающих скважин показывает, что рост числа аварий характерен для скважин, обводненность которых превышает 80–90 %. Такие среды могут содержать значительное количество сероводорода $H_2S$, клеток сульфатвосстанавливающих (СВБ) и тионовых бактерий, с действием которых связывается до 80 % коррозионных повреждений НКТ. В процессе жизнедеятельности клетки СВБ превращают сульфаты и сульфиты в сероводород $H_2S$, подкисляют минерализованную пластовую среду и способствуют повышению ее коррозионной активности.

При статическом нагружении НКТ в сероводородсодержащих средах проявляются процессы водородного абсорбционного охрупчивания (водородной усталости), а также сульфидного растрескивания металла лифтовых колонн при наводороживании, ведущие к снижению его прочности во времени. Наводороживание стали НКТ приводит к изменению механических характеристик пластичности и прочности, таких как относительное удлинение и сужение, пределы текучести и кратковременной прочности, ударная вязкость [1, 2].

Резьбовые соединения НКТ в процессе эксплуатации воспринимают различные нагрузки и активно изнашиваются, что приводит к потере герметичности лифтовой колонны и снижению ее несущей способности. Достижение предельного состояния резьбовых соединений колонн НКТ в процессе эксплуатации обусловливается прежде всего деформацией износа сочленяемых поверхностей резьб ниппеля и муфты.

При эксплуатации НКТ отбраковка выполняется в основном по величине натяга резьбы трубы и муфты. И как показывает промысловый опыт, главной

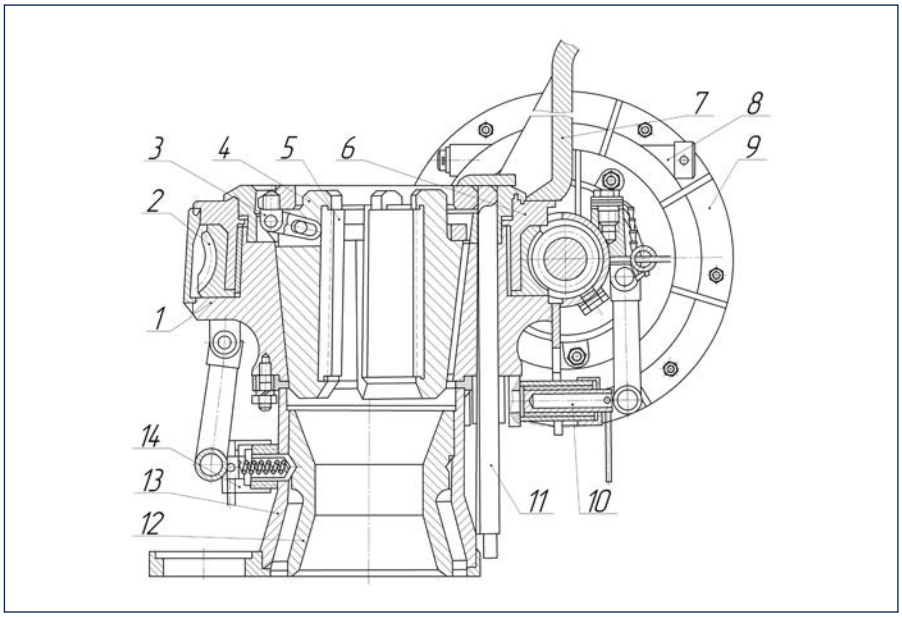



Рис. 1. Ключ-автомат АПР2-ВБМ для подземного ремонта скважин:
1 – корпус ключа; 2 – червячное колесо; 3 – клиновая подвеска; 4 – корпус клина; 5 – плашка; 6 – опорный фланец; 7 – водило; 8 – вал вилки включения маховика; 9 – электроинерционный привод; 10 – ось балансира; 11 – направление клиновой подвески; 12 – центратор; 13 – пьедестал центратора; 14 – фиксатор центратора
Fig. 1. APR2-VBM automatic tong for well servicing:
1 – tong casing; 2 – worm wheel; 3 – slip hanger; 4 – slip bowl; 5 – ram; 6 – bearing flange; 7 – drive carrier; 8 – flywheel actuation fork shaft; 9 – electrical inertia drive; 10 – balance shaft axis; 11 – slip hanger orientation; 12 – centralizer; 13 – centralizer pedestal; 14 – centralizer holder

Ссылка для цитирования (for citation):
Юшин Е.С., Быков И.Ю. Разработка стенда для имитационного механического моделирования процессов деформирования резьбовых соединений насосно-компрессорных труб в агрессивных средах // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 30–35.
Yushin E.S., Bykov I.Y. Stand Development for the Simulation of the Mechanical Modeling of Deformation Processes of Threaded Connections of Tubing in Aggressive Environments. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 30–35. (In Russian)

причиной ускоренного износа и разрушения трубных резьбовых соединений при выполнении подземных ремонтов скважин наряду с металлургическим фактором является нарушение технологии ведения спускоподъемных операций (СПО) колонны.

### В ЧАСТНОСТИ, К ТАКИМ ОСНОВНЫМ ПРИЧИНАМ МОЖНО ОТНЕСТИ:

- несоблюдение соосности резьб ниппеля и муфты НКТ при свинчивании (отсутствие центра мачты);
- недостаточное количество смазочного материала в месте контакта трубных элементов или его полное отсутствие;
- незачищенные сопрягаемые поверхности резьб от абразива при проведении СПО;
- докрепление резьбового соединения при свинчивании с недопустимо превышенным моментом;
- раскрепление соединения при схватывании резьбы с повышенным страгивающим моментом (при этом существует вероятность «неотворота» НКТ, развинчиваемых, как правило, путем кратковременного «снятия» сил трения приложением ударных нагрузок);
- превышение осевых нагрузок при расхаживании прихваченной лифтовой колонны в случае возникновения аварии.

Соблюдение вышеуказанных технологических предписаний при осуществлении СПО снижает вероятность разрушения резьбовых соединений НКТ на начальных стадиях эксплуатации, однако многократность механического процесса при совместном действии агрессивных газонасыщенных и коррозионно-абразивных сред не менее активно способствует интенсивному выкрашиванию металла сочленяемых трущихся резьбовых поверхностей ниппеля и муфты и, как следствие, раннему достижению предельного состояния.

Одним из приоритетных направлений развития в области рациональной и эффективной технологии эксплуатации НКТ является исследование работы резьбовых соединений «ниппель – муфта» при многократном свинчивании-развинчивании. Стоит отметить, что значительно упрощают такие научно-исследовательские изыскания модельные стендовые испытания, не требующие наличия полномасштабного металлоемкого промыслового оборудования и каких-либо дополнительных производственных затрат.

Известно, что при комбинировании теории подобия при моделировании с выводами, полученными в ходе проведения экспериментов или математическим путем из уравнений движения, можно добиться существенных научных и практических результатов. В постановке опытов таких исследовательских работ важно правильно выбирать параметры, их число должно быть минимальным, и вместе с тем взятые параметры должны отражать в наиболее удобной форме основные эффекты.

В связи с изложенным исследования изнашивания соединительных элементов лифтовых колонн в сероводородсодержащих средах весьма актуальны и имеют научную и практическую значимость. Однако аналитический обзор показывает, что существующие экспериментальные стенды [3–6] по оценке изнашивания резьб нефтепромысловых труб достаточно металлоемки и в некоторых случаях требуют существенных затрат на проведение работ.

Основой проектируемого экспериментального стенда [7, 8] для оценки работоспособности резьбовых соединений НКТ в сероводородсодержащих средах является ключ-автомат АПР2-ВБМ (рис. 1), предназначенный для свинчивания-развинчивания НКТ при подземном ремонте скважин. Основная техническая характеристика ключа-автомата АПР2-ВБМ представлена в таблице.

Механизм оснащен инерционным устройством реверсивного привода, позволяющим увеличить момент на водиле при развинчивании НКТ, а также при свинчивании НКТ большого диаметра.

Основная техническая характеристика ключа-автомата АПР2-ВБМ
Technical characteristics of the APR2-VBM automatic tong

| Параметр<br>Parameter | Значение параметра<br>Value |
|---|---|
| Максимальный крутящий момент, кН·м<br>Maximum torque, kN·m | 4,5 |
| Условные диаметры захватываемых НКТ, мм:<br>Nominal diameters of pipes, spinned-up and uncoupled by the tongs:<br>• гладких<br>smooth<br>• высаженных<br>upset | <br><br><br>48; 60; 73; 89<br><br>48В; 60В; 73В; 89В |
| Потребляемая мощность, кВт, не более<br>Maximum power consumption, kW | 3,0 |
| Частота вращения водила, $c^{-1}$ (об/мин)<br>Drive carrier rotation frequency, $s^{-1}$ (rpm) | 0,85 (51) |
| Передаточное число червячного редуктора<br>Worm gear reduction rate | 28 |
| Грузоподъемность спайдера, т<br>Spider load capacity, t | 80 |
| Количество вариантов набора маховиков<br>Combinations of flywheels | 4 |
| Привод ключа<br>Tong's drive | Электрический инерционный взрывобезопасный с питанием от промысловой сети<br>Electric, intertidal and explosion proof , field grid power feed |
| Двигатель привода<br>Driving motor | Электродвигатель АИМ100 S4 У2,5<br>n = 1430 об/мин, напряжение 380 В<br>Electric motor АИМ100 S4 У2,5 n = 1430 rpm, voltage: 380 V |
| Управление приводом<br>Drive control | Кнопочный пост и магнитный пускатель<br>Button control station and magnetic starter |

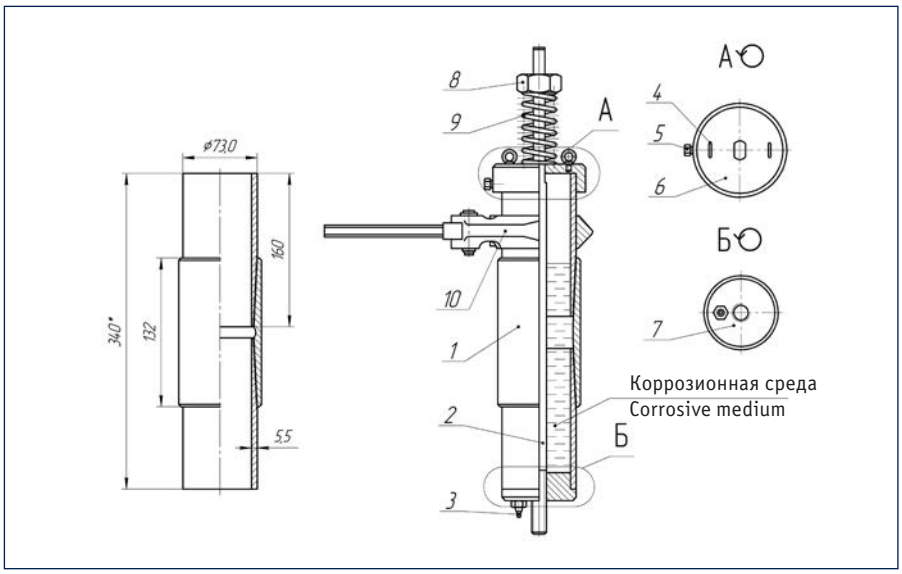
**ПРОЕКТИРУЕМЫЙ НА БАЗЕ КЛЮЧА АПР2-ВБМ СТЕНД ПОЗВОЛЯЕТ ИССЛЕДОВАТЬ:**

- работоспособность резьбовых соединений НКТ в коррозионных средах;
- эффективность упрочняющих резьбовых покрытий;
- смазочные композиции для повышения ресурса резьб НКТ;
- эффективность методов закалки резьб НКТ;
- воздействие физических полей на работоспособность резьб НКТ.

К исследованию работоспособности в сероводородсодержащих средах приняты образцы резьбовых соединений НКТ с треугольным профилем условным диаметром 73,0 мм и толщиной стенки 5,5 мм (рис. 2).

Технический результат, выраженный представленной конструкцией, заключается в возможности проведения модельных испытаний в режиме многократного свинчивания-развинчивания образцов резьбовых соединений «ниппель – муфта» НКТ в коррозионно-абразивных средах с возможностью одновременного создания осевой нагрузки на резьбу.

Моменты свинчивания и развинчивания, крепления и раскрепления НКТ регламентируются общими рекомендуемыми значениями согласно нормативным документам, и при использовании автоматических ключей для работы с НКТ этот эксплуатационный параметр можно воспроизвести и соблюсти в конструкции проектируемого стенда.




а) a) б) b)

Рис. 2. Испытательный образец резьбового соединения гладких неравнопрочных НКТ условным диаметром 73,0 мм и с толщиной стенки 5,5 мм:
а) геометрические параметры образца; б) образец в сборе при закреплении муфты в клиновом захвате ключа АПР2-ВБМ:
1 – образец НКТ 73,0 x 5,5; 2 – центральный стержень; 3 – штуцер; 4 – рым-болт; 5 – фиксатор; 6 – опорная крышка; 7 – донная заглушка; 8 – нажимная гайка; 9 – силовая пружина; 10 – трубный ключ КТГУ 73

Fig. 2. test sample of thread connection of non-uniform strength plain tubing with the nominal diameter of 73.0 mm and the wall thickness of 5.5 mm:
a) sample dimensions; b) assembled sample during fixing of the coupling in the casing spider of the APR2-VBM tong:
1 – 73.0 x 5.5 tubing sample; 2 – central rod; 3 – fitting; 4 – eye-bolt; 5 – lock; 6 – bearing cap; 7 – bottom plug; 8 – packing nut; 9 – power spring; 10 – pipe wrench KTGU 73

Известно, что в процессе наращивания колонны свинчиваемая НКТ находится в подвешенном состоянии, а распределение осевого усилия на резьбу при стыковке, как правило, регулируется степенью сжатия пружины крюка (разгрузка на муфту составляет примерно 10 % от массы трубы). Далее производятся центровка в целях соблюдения соосности и последующее свинчивание

TELKO

**Реагенты для обогащения, водоподготовки и водоочистки Kemira (Финляндия)**

- флокулянты Superflok™
- пеногасители KemFoamX™
- ингибиторы солеотложения KemGuard™
- органосвязующие для брикетирования и окомкования железного концетрата KemPel™

**Растворители Escaid™ ExxonMobil Chemical (США)**

Серия растворителей специального назначения, используемых при производстве буровых растворов, а также в экстракционно-электролизной технологии производства меди, никеля, кобальта и урана в качестве экстрагента.

Склады и офисы по всей России:
Санкт-Петербург, Москва, Екатеринбург,
Ростов-на-Дону, Нижний Новгород, Новосибирск

Санкт-Петербург
(812) 602-24-20
www.telko.com/ru

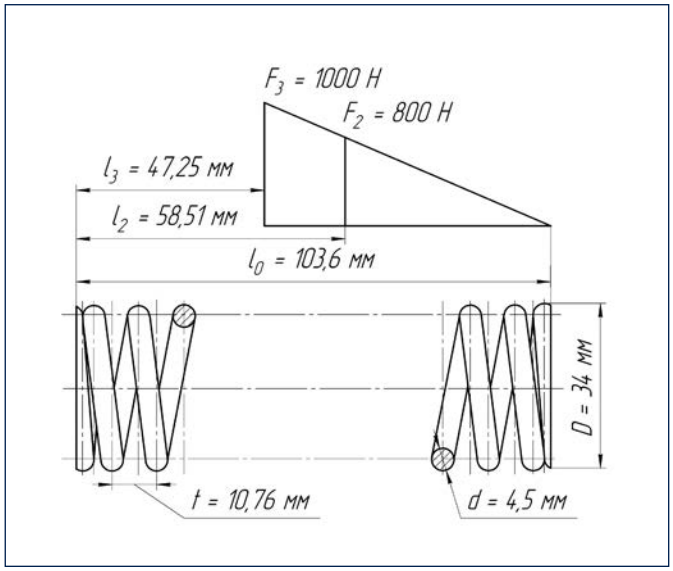



Рис. 3. Характеристика силовой пружины для создания осевой нагрузки на образец НКТ 73,0 х 5,5

Fig. 3. The parameters of the power spring for creating axial stress on tubing pipe sample of 73.0 x 5.5

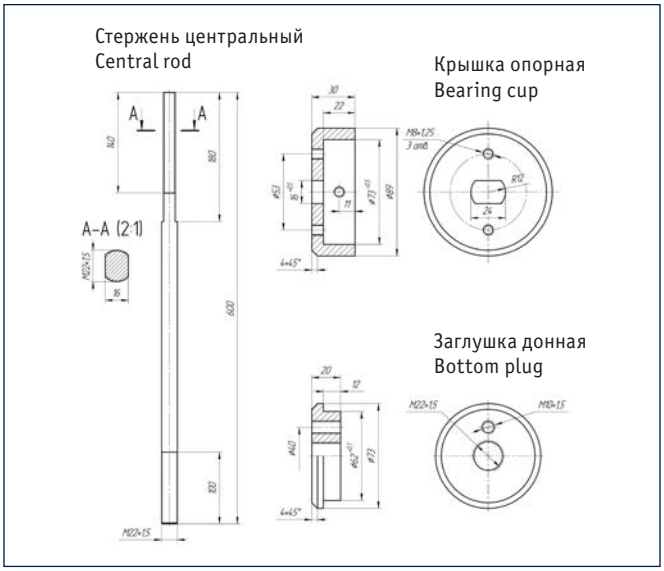



Рис. 4. Основные проектируемые элементы стенда для испытания образцов резьбовых соединений гладких НКТ 73,0 х 5,5

Fig. 4. Main designed elements of test bench for samples of thread connection of 73 x 5.5 plain tubing pipes

с осевым усилием при полной разгрузке на муфту (масса всей НКТ). При развинчивании же резьбового соединения создается произвольное осевое усилие (также составляющее примерно 10 % от массы НКТ), направленное в противоположную сторону и создающее натяг. Из этого следует, что в процессе модельных испытаний необходимо создать максимальную осевую нагрузку от массы свинчиваемых НКТ (при проектировании стенда принята осевая имитируемая нагрузка от массы одной НКТ, так называемой однотрубки). К примеру, для гладкой НКТ с условным диаметром 73,0 мм, толщиной стенки 5,5 мм и длиной 10 м (масса одного погонного метра составляет 9,2 кг) этот показатель в приближении должен быть равен 900 Н. Представленным требованиям отвечает силовая пружина 1086-0904 ГОСТ 13772-86 сжатия № 75 (рис. 3) со следующими параметрами:

- диаметр витка d = 4,5 мм;
- наружный диаметр D = 34 мм;
- длина пружины в свободном состоянии $l_0$ = 103,6 мм;
- шаг пружины в свободном состоянии t = 10,76 мм;
- длина пружины при рабочей деформации $l_2$ = 58,51 мм;
- сила при рабочей деформации F2 = 800 Н;
- длина пружины при максимальной деформации $l_3$ = 47,25 мм;
- сила при максимальной деформации $F_3$ = 1000 Н.

Представленная силовая пружина соответствует требованиям как по необходимым нагрузочным характеристикам, так и по соображениям обеспечения диаметрального размера под поверхность опорной крышки 6 (рис. 2) экспериментального стенда. Также исходя из внутреннего диаметра d силовой пружины 9 и размеров испытательного образца НКТ можно определить и размерные геометрические характеристики центрального стержня 2, опорной крышки 6 и донной заглушки 7. Основные проектируемые элементы стенда для испытания образцов резьбовых соединений гладких НКТ 73,0 х 5,5 представлены на рис. 4.

Центральный стержень и донная заглушка выполняются из коррозионностойких материалов для обеспечения их сопротивляемости деструктивному действию сероводородсодержащих сред, заполняющих внутреннюю полость испытуемого образца НКТ. Для герметизации сопряжения донной заглушки с внутренней поверхностью образца НКТ в дополнение могут быть использованы уплотнительные материалы.

Таким образом, подобраны элементы экспериментального стенда для его дальнейшего создания и проведения исследований по оценке работоспособности резьбовых соединений «ниппель – муфта» при свинчивании-развинчивании в сероводородсодержащих средах. Это позволяет осуществить модельные исследования процесса ускоренного изнашивания резьб НКТ без использования громоздкого и металлоемкого оборудования в условиях, максимально приближенных к промысловым, а также без существенных производственных затрат.

Литература:

1. Протасов В.Н. Теория и практика применения полимерных покрытий в оборудовании и сооружениях нефтегазовой отрасли: Монография. М.: Недра, 2007. 374 с.
2. Протасов В.Н. Физико-химическая механика материалов оборудования и сооружений нефтегазовой отрасли: Учебник для вузов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 204 с.

3. Семин В.И. Современные методы проектирования резьбовых соединений труб нефтегазового сортамента для строительства скважин: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.15, 05.02.13. М.: ВНИИБТ, 2005. 400 с.
4. Кузьминых Д.В. Совершенствование методов повышения долговечности замкового соединения бурильной колонны при многократном свинчивании: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13. Ухта: УГТУ, 2011. 128 с.
5. Миндиярова Н.И. Снижение работы трения в резьбовых соединениях насосно-компрессорных труб направленным акустическим воздействием: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13. Альметьевск: АГНИ, 2009. 140 с.
6. Вадигуллин А.Д. Разработка методов и средств для совершенствования процесса развинчивания насосно-компрессорных труб: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13. Альметьевск: АГНИ, 2014. 157 с.
7. Быков И.Ю., Юшин Е.С. Стенд для испытания трубных резьбовых соединений при свинчивании-развинчивании в коррозионных и абразивных средах // Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 98–99.
8. Патент № 2555494 РФ, МПК G01N3/56. Стенд для испытания трубных резьбовых соединений при свинчивании-развинчивании в коррозионной среде / И.Ю. Быков, Е.С. Юшин. № 2013138544/28; заявитель и патентообладатель – Ухтинский гос. техн. ун-т; заявл. 19.08.2013; опубл. 10.07.2015.


**References:**


1. Protasov V.N. Theory and practice of application of polymer coatings in equipment and facilities of oil and gas industry – Monograph. Moscow, Nedra, 2007, 374 pp. (In Russian)
2. Protasov V.N. Physico-chemical mechanics of materials and structures of oil and gas equipment industry – Textbook for High Schools. Moscow, Russian State University of Oil and Gas named after Gubkin, 2011, 204 pp. (In Russian)
3. Semin V.I. Modern methods of designing threaded connections oil and gas pipes for construction of wells – doctoral diss. Moscow, VNIIBT, 2005, 400 pp. (In Russian)
4. Kuzminykh D.V. Improving the methods of increasing the durability of the lock of the drill string connection with repeated screwing – PhD diss. Ukhta, Ukhta State Technical University, 2011, 128 pp. (In Russian)
5. Mindiyarova N.I. Reducing the work of friction in threaded connections of tubing directional acoustic impact – PhD diss. Almetyevsk, Almetyevsk State Oil Institute, 2009, 140 pp. (In Russian)
6. Vadigullin A.D. Development of methods and tools to improve the process of unscrewing tubing – PhD diss. Almetyevsk, Almetyevsk State Oil Institute, 2014, 157 pp. (In Russian)
7. Bykov I.Yu., Yushin E.S. Stand for testing of threaded tube couplings at screwing and unscrewing in corrosive and abrasive environments. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2014, No. 8. P. 98–99. (In Russian)
8. Patent 2555494 Russian Federation, IPC G01N 3/56. Stand for testing of threaded tube couplings at screwing and unscrewing in a corrosive environment. Authors: Bykov I.Y., Yushin E.S. № 2013138544/28; applicant and patentee – Ukhta State Technical University. Fil. of appl. 19.08.2013, Publ. 10.07.2015. (In Russian)

на правах рекламы

***С.С. Ульянов[1]; Д.С. Давыдов[1]; Р.И. Сагындыков[1]; А.С. Тотанов[2]; В.Е. Долинюк[1],*** *e-mail: DoliniukVE@samng.rosneft.ru;*
***Г.Г. Гилаев[1]***

[1] АО «Самаранефтегаз» (Самара, Россия).
[2] Самарский филиал ООО «РН-Ремонт НПО» (Самара, Россия).

# Модернизация нефтепогружного кабеля установки электроцентробежного насоса: оснащение неметаллизированной защитной броней

**Одной из основных причин отбраковки нефтепогружного кабеля при его ремонте является коррозия брони. В процессе эксплуатации скважин на месторождениях Волго-Уральского региона, осложненных наличием сернистого водорода, стальная броня нефтепогружного кабеля непосредственно контактирует с коррозионно-агрессивной скважинной жидкостью и газом, что со временем приводит к возникновению коррозионных дефектов. В процессе подъема нефтепогружного кабеля из скважины происходит осыпание коррозированных частей стальной брони кабеля и, как следствие, снижение защиты от механических повреждений изоляционного слоя токопроводящих жил кабеля при проведении спускоподъемных операций. Одним из возможных путей решения может являться использование коррозионностойких сталей в качестве брони. Однако использование дорогостоящих материалов увеличит стоимость нефтепогружного кабеля в целом, что неизбежно повлияет на рост удельных совокупных затрат на добычу нефти механизированным способом. Учитывая последние достижения в области производства и применения полимерных материалов, в качестве одного из возможных вариантов снижения отбраковки нефтепогружного кабеля при его ремонте предлагается использовать неметаллизированную общую полимерную броню. Данное техническое решение позволяет улучшить технические характеристики кабеля, повысить его надежность, коррозионную стойкость, упростить конструкцию и уменьшить вес кабеля. Использование полимерных материалов вместо стали позволит также снизить общую стоимость нефтепогружного кабеля (в качестве оптимизации капитальных вложений), а учитывая уменьшение массы 1 погонного метра, приведет к сокращению операционных затрат. В статье описаны результаты первого опыта использования кабеля с неметаллизированной общей полимерной броней на месторождениях АО «Самаранефтегаз».**

Ключевые слова: электроцентробежный насос, нефтяное оборудование, полимеры, кабель в металлической оболочке, отбраковка, коррозия, нефтепогружной кабель нового поколения.

***S.S. Ul'yanov[1]; D.S. Davydov[1]; R.I. Sagyndykov[1]; A.S. Totanov[2]; V.Ye. Dolinyuk[1],*** *e-mail: DoliniukVE@samng.rosneft.ru;*
***G.G. Gilaev[1]***

[1] Samaraneftegas JSC (Samara, Russia).
[2] Samara branch of the Research and production association RN-Remont LLC (Samara, Russia).

# Modernization of Oil-Submersible Cable for Electrical Submersible Centrifugal Pump – Outfitting Non-Metal Armor

**One of the main reasons for the rejection of the oil-submersible cable during its repair is the corrosion of the armor. The steel armor of oil-submersible cable contacts directly with the corrosive aggressive well fluid and gas during the wells exploitation in the Volga – Ural region, complicated by the hydrogen sulfide. That process eventually leads to the formation of corrosion defects. The process of shedding of corroded parts of the steel armor of the cable starts during the lifting of the oil submersible cable from the well and, as a result, the reduction of the protection from the mechanical damage of the insulating layer of the conductor cores of the cable during tripping operations starts too. One of the possible solutions may be the use of corrosion-resistant steels as the armor. However, the use of the expensive materials will increase the cost of the oil-submersible cable in general, that will inevitably effect the growth of the specific cumulative oil production costs by a mechanized method. Taking into account the latest achievements in the field of production and application of polymer materials, the unmetallized general polymeric armor should be used as one of the possible ways to reduce the rejection of oil-submersible cable during its repair. This technical solution allows to improve technical characteristics**

**of the cable to increase its reliability, the corrosion resistance, to simplify the design and to reduce the weight of the cable. The usage of polymeric materials instead of steel will also reduce the overall cost of the oil-submersible cable (as an optimization of capital investments) and will reduce operating costs taking into account a decrease of mass of 1 running meter. The article describes the results of the first experience of using the cable with unmetallized general polymeric armor at the deposits of Samaraneftegaz JSC.**

Keywords: electrical submersible centrifugal pump, oil equipment, polymer, metal-sheathed cable, rejection of cable, down-the-hole corrosion (hydrogen-sulfide corrosion), oil-submersible cable of new century.

## СЕРИЙНЫЕ НЕФТЕПОГРУЖНЫЕ КАБЕЛИ

Характеристики используемых при механизированной добыче нефтепогружных кабелей должны обеспечивать безотказную работу электропогружного оборудования, способствуя росту его средней наработки, а также увеличению срока полезного использования. В соответствии со спецификой эксплуатации скважин (спуск оборудования в скважинную жидкость, в состав которой входят агрессивные вещества и растворенные газы) токопроводящие медные жилы нефтепрогружного кабеля покрыты двойным слоем изоляции, защитной подушкой и стальной бронелентой. Как отмечено в [1], такая традиционная конструкция кабеля для установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) выпускалась еще в 1950-х гг. Негативное влияние агрессивной среды способствует возникновению коррозии на поверхности оцинкованной брони, что впоследствии приводит к ее разрушению. Использование брони из нержавеющей стали значительно увеличивает стоимость кабеля [2].

На сегодняшний день в промышленности широко развито использование различных полимерных материалов, которые довольно успешно применяются в нефтегазовой отрасли, например полимерные рабочие органы УЭЦН и покрытия насосно-компрессорных труб (НКТ). Современные полимерные материалы обладают стойкостью к агрессивным средам, механическим, ударным и тепловым нагрузкам и сравнимы по своим свойствам с металлами [3].

Согласно ежегодному анализу отбраковки кабеля по АО «Самаранефтегаз» наибольший процент отбраковки кабеля при его ремонте происходит по причине коррозии брони. Основной причиной ускоренной коррозии нефтепогружного оборудования является высокое содержание сернистого водорода в агрессивной пластовой среде в совокупности с высокими температурами.

Для исключения контакта скважинной жидкости с металлическими частями кабеля и появления на них коррозии необходимо исключить из конструкции одну из главных причин развития коррозии – металл. Данная задача решается за счет замены металлической брони на полимерную оболочку.

Совместно со специалистами завода-изготовителя авторами проекта было решено в процессе создания кабеля вместо стальной брони защитить медные жилы полимерной оболочкой, стойкой к агрессивной пластовой среде и способной выполнять функции металлизированной брони (табл. 1). Предлагаемое

Таблица 1. Единые технические требования к нефтепогружному кабелю

Table 1. Unified technical requirements for oil- submersible cable

| Исполнение кабеля<br>Cable type | Группы исполнений по длительно допускаемой температуре жил<br>Groups of versions sorted by the long-permissible temperature of cores | | | |
|---|---|---|---|---|
| | К1 | К2 | К3 | К4 |
| | До 126 °С<br>To 126 °C | 130–156 °С | 160–200 °С | Более 200 °С<br>More than 200 °C |
| Требования к броне погружного кабеля<br>The requirements for the armor of submersible cable | Независимо от группы исполнения броня погружного кабеля должна быть:<br>Regardless of the performance group, the armor of the submersible cable should be:<br>1) стойкой к воздействию агрессивной среды;<br>resistant to the aggressive environment;<br>2) коррозионностойкой, с покрытием брони с четырех сторон;<br>corrosion-resistant, with coated armor on four sides;<br>3) защищать изоляцию жил кабеля от механических повреждений на протяжении всего срока службы;<br>to protect the insulation of the cable cores from mechanical damage throughout the whole operating life of the cable;<br>4) иметь противозадирный профиль;<br>have extreme pressure profile;<br>5) сохранять целостность при спускоподъемных операциях (СПО).<br>to maintain the integrity during trigger and lifting operations. | | | |

Ссылка для цитирования (for citation):
Ульянов С.С., Давыдов Д.С., Сагындыков Р.И., Тотанов А.С., Долинюк В.Е., Гилаев Г.Г. Модернизация нефтепогружного кабеля установки электроцентробежного насоса – оснащение неметаллизированной защитной броней // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 36–42.
Ul'yanov S.S., Davydov D.S., Sagyndykov R.I., Totanov A.S., V.Ye. Dolinyuk, Gilaev G.G. Modernization of Oil-Submersible Cable for Electrical Submersible Centrifugal Pump – Outfitting Non-Metal Armor. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 36–42. (In Russian)

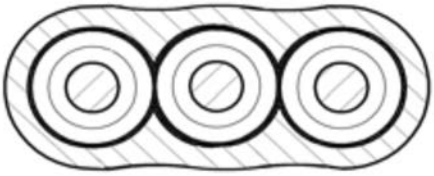


Рис. 1. Особенности конструкции кабеля с неметаллизированной полимерной оболочкой (КПвОппП):
1 – три медные токопроводящие жилы;
2 – двухслойная изоляция из радиационно-модифицированного полиэтилена (Пв);
3 – оболочка из модернизированного термопласта с заполнением пространства (Опп)
Fig. 1. Design features of the cable with non-metallic polymer sheath (КПвОппП):
1 – three copper conductive cores; 2 – two-layer insulation of radiation-modified polyethylene;
3 – shell from the modernized thermoplastic with filling of space

Рис. 2. Кабель с общей полимерной оболочкой (КПвОппП)
Fig. 2. The cable with a common polymer sheath (КПвОппП)

техническое решение позволило улучшить эксплуатационные характеристики нефтепогружного кабеля и повысить его коррозионную стойкость.

## КОНСТРУКЦИЯ КАБЕЛЯ С ПОЛИМЕРНОЙ ЗАЩИТНОЙ БРОНЕЙ

Как и при обычной конструкции кабеля, основа представлена тремя медными токопроводящими жилами, покрытыми изоляционным слоем. Для исключения возникновения задиров при спуске УЭЦН все три медные жилы располагаются в одной плоскости и заключены в цельнолитую оболочку из полимерного материала эллипсовидной формы, которая на всей длине кабеля сохраняет свою целостность (рис. 1) [2].

В целях предотвращения вертикального перемещения оболочки относительно основного слоя изоляции из-за недостаточного сцепления полимерных материалов между собой заливка термопласта производится под давлением с предварительным подогревом, в результате чего достигается полная адгезия внешней полимерной оболочки и электроизоляции, что позволит полностью исключить пустоты в пространстве между изоляцией и полимерной оболочкой (рис. 2). Полимерная оболочка обеспечивает не только химическую стойкость к агрессивной скважинной среде, но и упрощает ее общую конструкцию, сохраняя при этом прочностные свойства и характеристики кабеля в соответствии с Едиными техническими требованиями ПАО «НК «Роснефть» и ГОСТ Р 51777-2001 «Кабели для установок погруженных электронасосов» [2, 4].

Благодаря отсутствию стальной брони кабель с противозадирной полимерной оболочкой эллипсовидной формы уменьшает вероятность деформации средней жилы кабеля в процессе стягивания клямсами. Конструктивная особенность полимера создает амортизирующий эффект, что позволяет эксплуатировать кабель совместно с крупногабаритными установками (напряжения в полимерной оболочке будут распространяться равномерно за счет амортизирующего эффекта) [1, 3].

Таблица 2. ОПИ на скважинах АО «Самаранефтегаз»
Table 2. Pilot testing at the wells of Samaraneftegaz JSC

| Показатели<br>Indicators | 1-я скважина<br>1st well | 2-я скважина<br>2nd well | 3-я скважина<br>3rd well |
|---|---|---|---|
| Уровень $H_2S$, %<br>The level of $H_2S$, % | 11,31 | 7,04 | 4,81 |
| Концентрация взвешенных частиц, г/л<br>Concentration of suspended particles, g/l | 95 | 125 | 130 |
| Средний межремонтный период, сут<br>The average interrepair period | 376 | Из БД<br>From the base | 563 |
| Глубина спуска УЭЦН $H_{сп}$, м<br>Depth of descent of the installation of an electric centrifugal pump (ESP) $H_{сп}$, m | 1348 | 1500 | 1714 |
| Максимальный зенитный угол скважины в интервале спуска УЭЦН<br>The maximum zenith angle of the well in the interval of descent of the ESP | | | |
| Температура, °С<br>Temperature, °C | 17 | 0,45 | 0,45 |
| Текущий межремонтный период, сут<br>The current interrepair period, days | 332 | 366 | 373 |
| Газовый фактор<br>Gas factor | 13,9 | 18,3 | 23,4 |
| Пластовое давление $P_{пл}$, атм<br>Reservoir pressure $P_{пл}$, atm. | 79,1 | 91,1 | 165,6 |
| Коррозия<br>Corrosion | Коррозия кабеля<br>Cable corrosion | | 80 % коррозии кабеля<br>80 % of cable corrosion |

антикоррозионные покрытия/огнезащитные покрытия/химически стойкие покрытия/
уф - стойкие покрытия/порошковые покрытия

# ИНДУСТРИАЛЬНЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ДЕЙСТВИИ!

188300, Ленинградская область, г. Гатчина,
ул. Железнодорожная 45, корп. 3
тел: 8 (812) 457-04-01
E-mail: industrial@primatek.ru
www.primatek.ru

PRiMATEK
coating innovation

на правах рекламы

Таблица 3. Сравнительная характеристика кабеля с неметаллизированной полимерной оболочкой с кабелем в броне
Table 3. The comparative characteristics of a cable with a non-metallic polymer sheath with a cable in the armor

| Параметр<br>Parameter | КПвОппБП-120 3 х 16 (стандартный кабель – standard cable) | КПвОппП-120 3 х 16 (кабель без брони – cable without armor) | КПвОппБП-120 3 х 25 (стандартный кабель – standard cable) | КПвОппП-120 3 х 25 (кабель без брони – cable without armor) |
|---|---|---|---|---|
| Вес, кг<br>Weight, kg | 1100 | 692 | 1288 | 856 |
| Габаритные размеры (высота х ширина), мм<br>Overall dimensions (height x width), mm | 14,6 х 33,2 | 1,8 х 31,8 | 15,3 х 35,3 | 12,5 х 33,9 |
| Намотка на барабан, м<br>The winding on the drum, m | 3000 | 3900 | 2600 | 3400 |
| Раздавливающая нагрузка, кН<br>Crush pressure, kN | 158 | 158 | 158 | 158 |

В случае использования данного кабеля комплектация электропогружного оборудования (ЭПО) для монтажа на скважине проходит по стандартной схеме, без использования дополнительного оборудования.

## СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕПОГРУЖНОГО КАБЕЛЯ 3 Х 16 ММ

По температурным характеристикам новый кабель способен конкурировать с нефтепогружным кабелем классов К1 и К2 и даже выиграть по таким показателям, как габаритные размеры, намотка на барабан и стоимость – отсутствие стальной брони позволяет снизить массу на 35 % в сравнении с обычным кабелем [2]. Так, вес 1 км обычного кабеля составляет 1100 кг, а вес бронеленты – 500 кг/км, поэтому при замене стальной брони на полимерную оболочку вес модернизированного кабеля снижается до 650–700 кг/км, что заключает в себе такое преимущество, как уменьшение нагрузки на колонну НКТ.

В результате исключения металлической брони минимизируются габаритные размеры, уменьшение которых позволяет увеличить намотку на барабан на 30 %. Таким образом, появляется возможность поставки одного барабана с кабельной линией на скважины глубиной более 3 км (исключая дополнительные операции по сращиванию кабеля при монтаже).

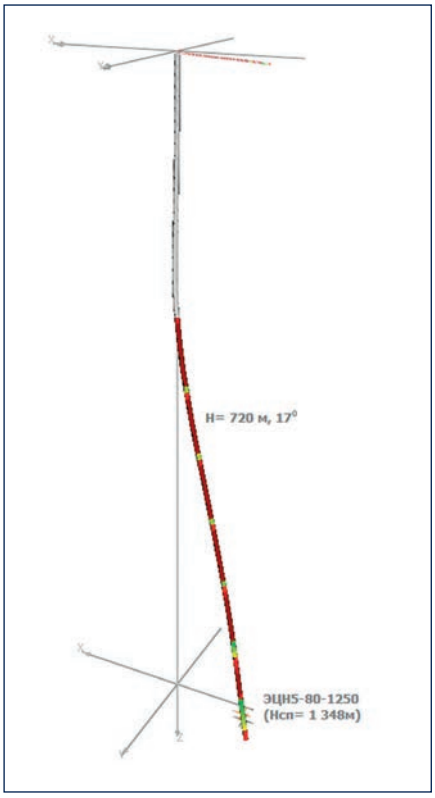



Рис. 3. Профиль скважины с максимальным углом набора кривизны
Fig. 3. The well profile with the maximum angle of the curvature

## ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Технические и технологические характеристики нового кабеля были успешно подтверждены опытно-промышленными испытаниями (ОПИ) 3 км кабеля с полимерной броней, спущенного в скважины АО «Самаранефтегаз (табл. 2).

Для испытания модернизированного кабеля были выбраны скважины с наиболее сложными условиями эксплуатации (наличие сернистого водорода, неравномерность внутреннего диаметра эксплуатационной колонны по глубине скважины (рис. 3), наличие свободного газа и механических примесей, отказы по причине коррозии в предыдущие периоды и наличие коррозии на броне на ранее спущенных кабельных линиях).

В ходе подготовительных работ было принято решение поделить 3 км изго-

Рис. 4. Изготовление КПвОппП и подготовка к спуску
Fig. 4. The production of КПвОппП and the preparation for the descent

ГСКС
ГСК-Сервис

# АНТИКОРРОЗИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Комплексная поставка оборудования для работ по антикоррозионной защите металлических конструкций.

**Консультирование и сервисное сопровождение на всех этапах выполнения антикоррозионных работ.**

Компрессорное оборудование

Абразивоструйное оборудование

Окрасочное оборудование

Абразивный порошок

- АКЗ-установки
- Диагностика
- Ремонт
- Комплектующие
- Расходные материалы
- Ремкомплекты

Компания «ГСК-Сервис» является: официальным дилером и сервисным партнёром компании «Atlas Copco», официальным дилером компании «Graco», официальным дилером по продажам оборудования «Chicago Pneumatic», официальным дилером группы компании «Comprag Group», которой принадлежат бренды «Comprag» и «Contracor».

Atlas Copco · CONTRACOR · GRACO · Chicago Pneumatic · COMPRAG

Общество с ограниченной ответственностью
«ГСК-Сервис»
г. Краснодар, ул. Новороссийская, д. 242

8-861-240-97-57
http://gsk-servis.ru
gsk-servis@bk.ru

на правах рекламы

Рис. 5. Сращивание кабеля с полимерной броней со стандартным удлинителем
Fig. 5. The cable splicing with a polymeric armor with a standard extension

товленного кабеля на равные части и по 1 км спустить в качестве вставки между удлинителем и обычным кабелем. Это решение позволило дополнительно испытать сращиваемую часть кабеля в газожидкостной среде и условиях интенсивного разгазирования скважинной жидкости.

Дополнительно проработан вопрос проведения высоковольтных испытаний для создания магнитного поля в целях возможности локализации мест утечек тока при проведении СПО и ремонте кабельной линии [5]. Подготовленные к спуску кабельные линии прошли все электрические испытания, в том числе при монтаже УЭЦН и СПО в ходе ремонта скважины (рис. 4).

Сращивание полимерного кабеля с обычным удлинителем ничем не отличается от обычного сращивания кабеля с металлической броней, за исключением более тщательной изоляции медных жил (рис. 5). Поэтому кабель с неметаллизированной броней при необходимости сращивается в полевых условиях.

## ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Экономическое обоснование внедрения кабеля с неметаллизированной армированной броней согласно проекту включает рассмотрение таких аспектов, как:

1) экономия на снижении стоимости кабеля за счет замены стальной обмотки брони на полимерную оболочку;

2) отсутствие отбраковки по причине коррозии брони – продление «цикла жизни» кабельной линии.

Предлагаемое техническое решение согласно теплоизоляционным характеристикам в соответствии с Едиными техническими требованиями относится к классу К2. Значительный экономический эффект заключается в снижении показателя отбраковки кабеля с полимерной броней относительно применяемых кабелей с металлизированной броней за счет отсутствия коррозии металлических частей, а также в уменьшении стоимости данного кабеля за счет замены металлизированной брони на полимерную оболочку.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Кабель с неметаллизированной общей полимерной броней был успешно испытан на трех скважинах, две из которых были вертикальными, одна имела относительно небольшой зенитный угол наклона (рис. 3). Задачей следующего этапа испытаний является определение надежности кабеля данной конструкции при спуске в скважины с большим углом наклона, т. е. с большей вероятностью возникновения повреждения.

Учитывая, что ширина кабеля новой конструкции меньше, чем у стандартного, с металлической броней (табл. 3), появляется новая возможность решения описанной в [6] проблемы снижения тепловых потерь при эксплуатации УЭЦН с большими рабочими токами в скважинах с относительно малым диаметром эксплуатационных колонн. Если технология получит развитие и дальнейшее применение, появится возможность увеличения сечения токопроводящих жил без увеличения габаритных размеров кабеля.

Литература:
1. Макаренко Г.П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии. Пермь: Агентство «Стиль-МГ», 2004.
2. Гилаев Г.Г., Струнки Н С.И., Пупченко И.Н. и др. Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз». Самара, 2014. 258 с.
3. Брацыхин Е.А. Технология пластических масс. Л.: Гос. науч.-техн. изд-во хим. лит-ры, 1963. 121 с.
4. ГОСТ Р 5177-2001. Кабели для установок погружных электронасосов.
5. Гликштерн М.В. Нуклеирующие добавки для полипропилена // Полимерные материалы. 2002. № 6. С. 13–14.
6. Якимов С.Б. Современное состояние и перспективные направления снижения тепловых потерь в кабельных линиях УЭЦН большой мощности в ОАО «НК «Роснефть» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 3. С. 40–46.

**References:**
1. Makarenko G.P. Cables and Wires Used in the Oil and Gas Industry. Perm, Agency «Style-MG,» 2004. (In Russian)
2. Gilaev G.G., Strunkin S.I., Pupchenko I.N, et al. The Technique and the Technology of Oil and Gas Production of Samaraneftegaz OJSC. Samara, 2014, 258 pp. (In Russian)
3. Bratsykhin E.A. The Technology of Plastic Masses. Leningrad, State Scientific and Technical Publishing House of Chemical Literature, 1963, 121 pp. (In Russian)
4. All-Union State Standard R 5177-2001. Cables for Submersible Electric Pump Installations. (In Russian)
5. Glikshtern M.V. The Nucleating Additives for Polypropylene. Polymernye materialy = Polymeric materials, 2002, No. 6, P. 13–14. (In Russian)
6. Yakimov S.B. The Current State and Perspective Directions of the Reduction of Heat Losses in Cable Lines of the Installation of an Electric Centrifugal Pump (IECP) of Large Capacity in National corporation Rosneft OJSC. Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = The Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex, 2016, No. 3, P. 40–46. (In Russian)

***С. Кулагина**, ведущий специалист по корпоративным СМИ, АО «Трубодеталь»*

# «Трубодеталь» предлагает нефтяникам

**В 2016 г. на заводе «Трубодеталь» (г. Челябинск, входит в состав «Объединенной металлургической компании» (г. Москва)) запущены в эксплуатацию новый участок по нанесению внутреннего и наружного антикоррозионного покрытия на соединительные детали трубопроводов малого и среднего диаметра (от 57 до 630 мм) и технологическая линия по нанесению теплоизоляционного покрытия на соединительные детали.**

Ранее на АО «Трубодеталь» была освоена технология нанесения наружного полиуретанового покрытия на соединительные детали – отводы, тройники, переходы – большого диаметра в целях защиты их от коррозии, а также начато производство отводов гнутых в теплоизоляции. Теперь пришел черед вывести на рынок изделия с улучшенными эксплуатационными характеристиками малого и среднего диаметра.
Благодаря этому предприятие серьезно расширило номенклатурную линейку продукции и сейчас имеет возможность предлагать потребителям изделия с защитным покрытием всего типоразмерного ряда.

## ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ...

Соединительные детали и узлы трубопроводов с внутренним покрытием предназначены для строительства и эксплуатации нефтегазопромысловых коммуникаций, объектов нефтяных месторождений, трубопроводов систем технического водоснабжения и трубопроводов водоснабжения в системе жилищно-коммунального хозяйства.
В качестве материалов покрытия применяются эпоксидные порошковые материалы и эпоксифенольный или фенольный праймер, который необходим для повышения защитных свойств внутреннего покрытия. Покрытие, полученное на основе указанных материалов, значительно увеличивает срок службы изделия. Внутреннее порошковое эпоксидное покрытие надежно защитит детали от агрессивных компонентов, присутствующих в нефти. Наружное покрытие применяется для защиты поверхностей деталей под теплоизоляцией.

## ...И ОТ ХОЛОДА

Появление нового оборудования позволит наносить теплоизоляцию практически на весь спектр изделий предприятия, включая соединительные детали малого и среднего диаметра сложной конфигурации: тройники, переходы, отводы крутоизогнутые, трубные узлы. На «Трубодетали» готовы выполнить тепловую изоляцию изделий, состоящую из слоя пенополиуретана и защитной оболочки: оцинкованной – для надземной прокладки и металлополимерной или полиэтиленовой – для подземной прокладки. По желанию заказчика для поддержания температуры транспортируемой среды в требуемом диапазоне изделия могут быть оборудованы трубами-спутниками для монтажа системы путевого подогрева на основе скин-эффекта – это идеальное техническое решение при прокладке наземных трубопроводов в районах Крайнего Севера и Сибири. Впервые такие изделия завод произвел в 2014 г. для строящегося межпромыслового нефтепровода «Харьяга – Южное Хыльчую» на северо-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа.
Открытие новых участков гармонично вписывается в стратегию компании. Войдя в состав «ОМК», завод ведет активную работу по созданию новых мощностей для расширения линейки своей продукции, модернизирует оборудование, разрабатывает уникальные технические решения, внедряет новые технологии. Таким образом, АО «Трубодеталь» в очередной раз подтверждает репутацию сильного производителя, предлагающего комплексные, востребованные на рынке продукты.

ТРУБОДЕТАЛЬ

АО «Трубодеталь»
454904, РФ, г. Челябинск,
ул. Челябинская, д. 23
Тел.: +7 (351) 216-02-70
www.трубодеталь.рф,
www.trubodetal.ru

на правах рекламы

УДК 62-408:621.6

**С.В. Новиков**[1], *e-mail: engineer@cps63.ru;* **А.Г. Веревкин**[2]; **И.Е. Неткачева**[1]

[1] ООО «Си-Пи-Эс технолоджи» (Самара, Россия).
[2] ООО «Самарский Инженерно-Технический Центр» (Самара, Россия).

# Определение запаса продольной устойчивости втулок CPS при прохождении средств очистки и диагностики

**С начала применения втулок внутренней защиты сварного шва на трубопроводах с антикоррозионным покрытием перед специалистами подразделений, эксплуатирующих данные объекты, встало множество вопросов, в числе которых определение продольной устойчивости втулок при прохождении через них различных средств очистки и диагностики (СОД). В идеале на вопрос, какие СОД можно применять на трубопроводе с установленными втулками, должны отвечать производители втулок и СОД. На практике эксплуатанты эмпирическим путем определяют возможность применения СОД на трубопроводах с установленными втулками защиты сварного шва. Производители СОД на данный момент отстранились от данного вопроса и производителям втулок приходится на свой страх и риск давать рекомендации, основываясь на обратной связи и отзывах потребителей продукции, что приводит порой к таким эксцессам, как, например, срыв снарядом установленных втулок или, наоборот, остановка снаряда на втулке. Чтобы обозначить критерии выбора и применения того или иного СОД, достаточно определить усилие, которое оказывает снаряд на установленную в трубопроводе втулку, и сравнить его с усилием срыва втулки, иными словами – с ее продольной устойчивостью. Определение продольной устойчивости втулки обычно не представляет сложности и реализуется на любом гидравлическом прессе с контролем усилия. Для решения задачи остается определить усилие воздействия на втулку проходящего через нее снаряда.**

**Авторами статьи были проведены испытания, целью которых являлось определение продольной устойчивости втулок CSP при прохождении устройств различных конструкций – манжетных, поролоновых «пуль» и полиуретановых шаров Ду 100, 150 и 200 мм. Испытания проводились на контрольном образце, представляющем собой две сваренные катушки с установленной на сварном шве втулкой. Снаряд заводился в образец с помощью временно приваренных переходов и направляющих катушек. Проталкивание снаряда осуществлялось с помощью набора различных оснасток.**

**По результатам испытаний сделан вывод об эффективности использования данного метода определения запаса продольной устойчивости втулок. Полученные данные позволяют рекомендовать использование для трубопроводов с покрытием и установленными втулками марки CPS манжетных и поролоновых очистных устройств. Для формирования рекомендаций о применимости СОД других конструкций требуется проведение отдельных испытаний.**

Ключевые слова: запас продольной устойчивости, втулки внутренней защиты сварного шва, средства очистки и диагностики, манжетные поршни, полиуретановые шары.

**S.V. Novikov**[1], *e-mail: engineer@cps63.ru;* **A.G. Verevkin**[2]; **I.E. Netkacheva**[1]

[1] C-P-S Technology LLC (Samara, Russia).
[2] Samara Engineering and Technical Center LLC (Samara, Russia).

# The Determination of the Longitudinal Stability of CPS Bolsters Using Cleaning and Diagnostic Tools

**The specialists operating these facilities faced with a lot of issues since beginning to use the bolsters of the internal protection of a welded joint on pipelines with an anticorrosive covering. There were such issues as the determination of the longitudinal stability of the bolsters using various cleaning and diagnostic tools (CDT). The perfect answer on the question: «What kind of CDT is it possible to use on the pipeline with installed bolsters?» must be given by the producers of bolsters and CDT. In practice, the operators empirically determine the possibility of using CDT on pipelines with installed bushings of the internal protection of a welded joint. CDT producers have distanced from this issue now. Producers of bushes have to give some recommendations at their own risk, based on the feedback from consumers of products and their opinion. That sometimes leads to such excesses as a breakdown of installed bolsters by a shell or, conversely, stopping of a shell in the**

**bolster. To determine the criteria for the selection and application of any SDT is enough to designate the force exerted by the shell on the bolster installed in the pipeline and to compare it with the force of breakdown of a bolster, in other words to compare with its longitudinal stability. Determining the longitudinal stability of the bolster is usually not difficult and is realized on any hydraulic press with force control. It just remains to determine the force of an action on the bolster by a shell passing through it to settle the issue. The authors of the article carried out tests, the purpose of which was to determine the longitudinal stability of CSP bolsters during the passage of devices of various design – cuffed, foam «bullets,» polyurethane balls DN 100, 150 and 200 mm. The tests were carried out on a control sample, which consists of two welded coils with an installed bolster on the weld joint. The shell was entered in a sample by temporarily welded junctions and directional coils. The pushing of the shell was performed using a set of various rigs. According to the test results, a conclusion was made about the effectiveness of applying of this method of determining the longitudinal stability of bolsters. The obtained data make it possible to recommend the usage of cuff and foam cleaning devices for pipelines with covering and installed CPS bolsters. The separate tests are required to formulate recommendations for the usage of CDT of another design.**

Keywords: a stock of longitudinal stability, bolsters of internal protection of welded joint, cleaning and diagnostic tools, cuff pistons, polyurethane balls.

С учетом допущения, что максимальное усилие воздействия на снаряд в момент его прохождения через втулку равно усилию, передающемуся на втулку, было принято решение продавить снаряд через стык с установленной втулкой на гидравлическом прессе с контролем усилия (рис. 1). Для испытаний были выбраны подходящие для трубопроводов с покрытием очистные устройства различных конструкций (диагностические снаряды пока не испытывались из-за отсутствия запросов) – манжетные, поролоновые «пули» и полиуретановые шары трех наиболее актуальных условных диаметров – 100, 150 и 200 мм (рис. 2).

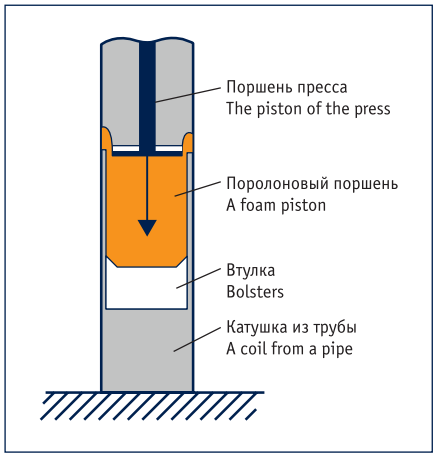



Рис. 1. Схема проведения испытания

Fig. 1. The scheme of the test

Главную сложность вызвал процесс заведения снаряда в контрольный образец (две сваренные катушки с установленной на сварном шве втулкой) и его продавливание через втулку при наличии больших упругих деформаций. Для заведения снаряда в контрольный образец мы использовали временно приваренные переходы и направляющие катушки, а для дальнейшего проталкивания – набор различных оснасток. После первых проведенных испытаний потребовалась доработка оснастки для лучшей подачи снаряда в тело трубы.

Стоит отметить, что при воздействии штангой на поролоновый или полиуретановый снаряд нагрузка в итоге получается не распределенной по всей поверхности снаряда, как в обычном трубопроводе, наполненном жидкостью, а сосредоточенной на поршне пресса. В итоге снаряды испытывали сильные упругие деформации, и часть тела снарядов оставалась между поршнем и втулкой, что приводило к увеличению сдвигающих усилий на втулку. Но результаты было решено не корректировать, а считать полученные нагрузки с неким запасом.

Полученные результаты дали наглядное представление о запасе продольной устойчивости втулок CPS при прохождении очистных устройств различных

Рис. 2. Очистные устройства для трубопроводов с покрытием – манжетные, поролоновые «пули» и полиуретановые шары

Fig. 2. Cleaning devices for coated pipelines – cuff, foam «bullets» and polyurethane balls

конструкций. Неоднократные опыты показали, что с наименьшими усилиями через втулку проходят манжетные поршни. Запас продольной устойчивости втулки колебался от 40 до 96 %, или 80 % в среднем (рис. 3).

Соответственно, для очистки трубопроводов с покрытием и установленными втулками рекомендуется применять в первую очередь манжетные поршни. Дополнительно уменьшить усилия, передающиеся на втулку, и тем самым сократить риск ее срыва можно за счет использования снаряда с расстоянием между манжетами, равным или большим длины втулки. При его прохождении на втулку будет передаваться усилие только от передней манжеты, а после ее выхода из втулки – только от задней манжеты. Это может быть актуально

Ссылка для цитирования (for citation):
Новиков С.В., Веревкин А.Г., Неткачева И.Е. Определение запаса продольной устойчивости втулок CPS при прохождении средств очистки и диагностики // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 44–46.
Novikov S.V., Verevkin A.G., Netkacheva I.E. The Determination of the Longitudinal Stability of CPS Bolsters Using Cleaning and Diagnostic Tools. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 44–46. (In Russian)

при использовании двойных или даже тройных пар манжет.

Вполне допустимые нагрузки показали поролоновые поршни с полиуретановой оболочкой. Были проведены испытания с «пулями» с плотностью 40 и 70 кг/м$^3$. Запас продольной устойчивости втулки колебался от 20 до 90 %, или 62 % в среднем (рис. 4).

Подобные очистные устройства также рекомендуются к использованию, но для поршней с большей плотностью требуется провести дополнительные испытания.

И третий вид очистных устройств (полиуретановые шары в особо мягком исполнении) показал диапазон запаса продольной устойчивости втулки от 92 до 0 %, или 61 % в среднем (рис. 5).

Поскольку эксперимент показал возможность срыва втулок подобными устройствами, их применение не рекомендуется. Причины срывов кроются в том, что полиуретановые шары даже из особо мягкого полиуретана довольно жесткие и, соответственно, очень чувствительны к изменению проходного сечения даже в пределах нескольких миллиметров.

В целом полученные результаты считаем достоверными и вполне ожидаемыми. На их основании можно сделать следующие выводы:

1) представленный метод определения запаса продольной устойчивости втулок является вполне работоспособным и позволяет определить возможность применения тех или иных СОД для очистки трубопровода с антикоррозионным покрытием и установленными втулками;

1) при известных, даже единичных случаях срыва втулок снарядами для выдачи рекомендаций требуется проведение обязательных испытаний;

3) для трубопроводов с покрытием и установленными втулками марки CPS в первую очередь рекомендуется использование манжетных и поролоновых очистных устройств. Запас продольной устойчивости втулок CPS в среднем находится в пределах 62–80 %;

4) для формирования рекомендаций о применимости того или иного СОД с другими конструкциями втулок требуется проводить отдельные испытания, методика которых может отличаться от представленной.

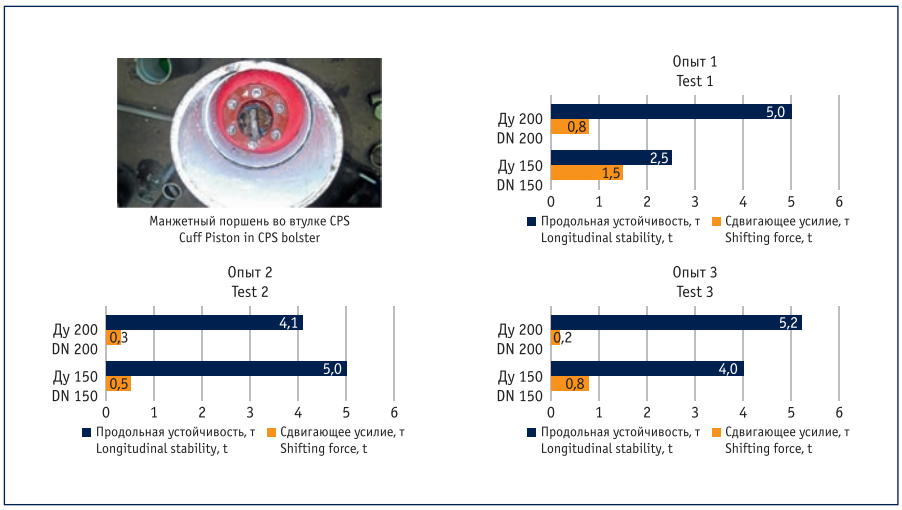



Рис. 3. Результаты испытаний манжетных очистных снарядов

Fig. 3. Results of tests of the cuff cleaning shells

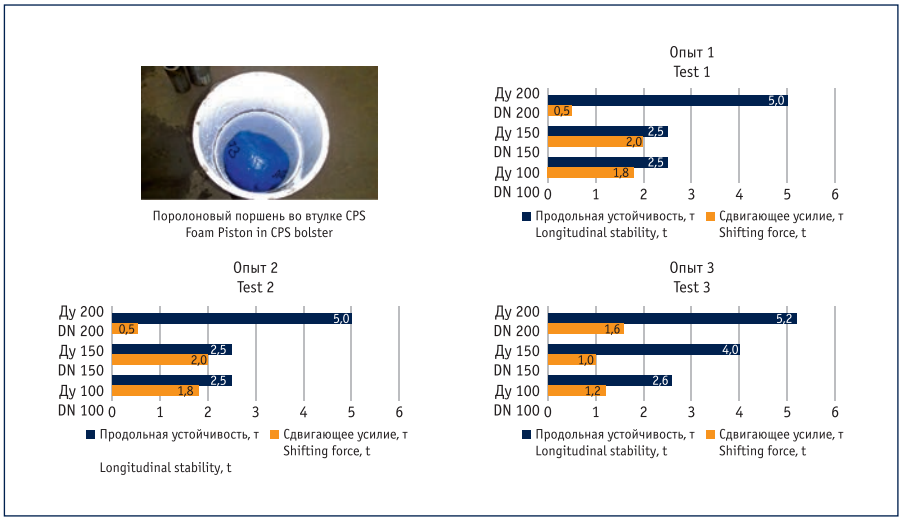



Рис. 4. Результаты испытаний поролоновых поршней

Fig. 4. Results of test of foam pigs

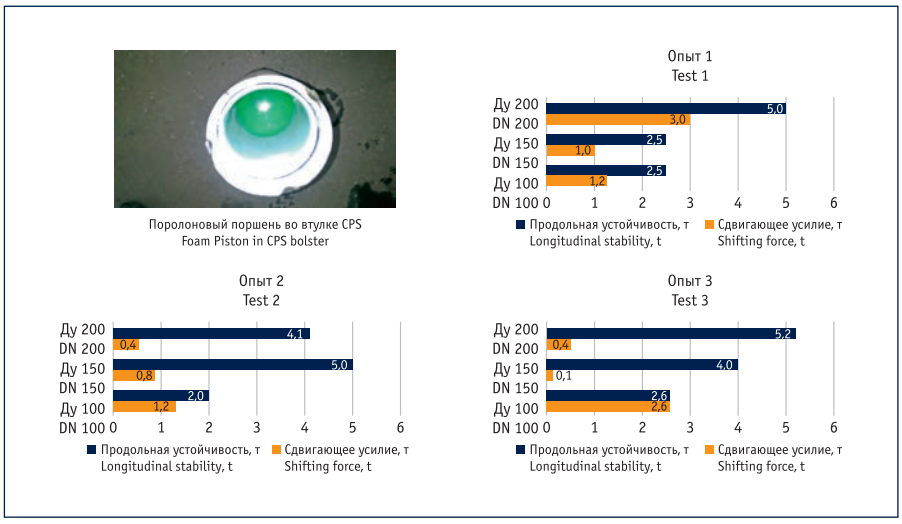



Рис. 5. Результаты испытаний полиуретановых шаров

Fig. 5. Results of tests of polyurethane balls

# 3–6 ОКТЯБРЯ 2017

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
ПАВИЛЬОН G

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

EXPOFORUM | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ | 2017

# ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ 2017

## 20-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС

ЗАЩИТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ТРУБОПРОВОДОВ, МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ, ПРОМЫШЛЕННОЙ АППАРАТУРЫ:

- подготовка поверхности
- защитные материалы и покрытия
- электрохимическая защита
- оборудование для нанесения покрытий
- техническая диагностика и контроль качества,
- техническое обслуживание и ремонт

12+

Организатор
EXPOFORUM

При поддержке
ГАЗПРОМ

Соорганизатор

Генеральный медиапартнер
Телеканал Санкт-Петербург topspb.tv

Информационная поддержка
Коррозия Технологии нефтегаз
Промышленная окраска

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
ПАВИЛЬОН G
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 4040 (доб. 2152, 2153)
www.corrosion.expoforum.ru

на правах рекламы

***Г.А. Деревягин**, генеральный директор, ООО «НПО «Вымпел»*

# «Вымпел»: международное признание отечественных технологий

**В 2017 г. компании «Вымпел» исполняется 30 лет. На всем протяжении своего развития компания занималась разработкой и внедрением ресурсосберегающих технологий в газовой промышленности, многие из которых не имеют мировых аналогов. Сотрудничество с международными исследовательскими лабораториями и компаниями позволило довести собственные разработки до мирового уровня и достичь широкого распространения продукции более чем в 30 странах мира.**

Чтобы успешно конкурировать с западными производителями на мировом рынке, российская компания должна не только не уступать, но и значительно превосходить их по уровню технических решений. Начиная с момента основания в 1987 г. компания «Вымпел» прошла долгий путь по созданию новых технологий и их продвижению в странах Европы и мира.

К настоящему времени НПО «Вымпел» состоит из двух производственных предприятий общей численностью около 500 человек, торговой компании и представительства в Германии. Создана сеть дистрибьюторов более чем в 15 странах.

Деятельность компании подразделяется на три основных направления:

- анализаторы качества газа и блоки физико-химических параметров газа;
- информационно-управляющие системы и технологическое оборудование со сверхнизким энергопотреблением для автоматизации газоконденсатных месторождений и трубопроводов;

Рис. 1. Анализатор «Конг-Прима-10» на газопроводе «Северный поток» (Германия)

- ультразвуковые измерительные комплексы (КИУ), включая однониточную газоизмерительную станцию (ГИС) на базе КИУ большого диаметра (до 1400 мм).

## АНАЛИЗАТОРЫ КАЧЕСТВА ГАЗА И БЛОКИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗА

Разработка уникального лазерно-конденсационного метода измерения точки росы и температуры конденсации углеводородов позволила внедрить данную технологию практически по всему миру. Анализаторы точки росы по влаге и углеводородам, разработанные и производимые НПО «Вымпел», защищены международными патентами и поставляются более чем в 30 стран мира, включая Германию, Нидерланды, Австрию, Индию, Италию, Норвегию, Китай, США, Пакистан, Египет, Мексику и др.

Особой гордостью компании «Вымпел» является применение анализаторов точки росы серии «Конг-Прима» на газопроводе «Северный поток» как со стороны пуска газа (КС «Портовая» близ Выборга), так и со стороны приема газа на территории Германии (Любмин близ Грайсвальда).

Давние партнерские отношения с лабораторией Open Grid Europe (OGE), крупнейшего оператора газотранспортной сети Германии, позволили реализовать ряд совместных проектов и получить рекомендации к применению анализаторов в Европе.

В частности, по результатам проекта GERG 1.64 PCI анализатор Hygrovision-BL рекомендован к использованию в составе мобильного эталонного блока для калибровки потоковых анализаторов точки росы на температуру, при которой образуется количество конденсата в 5 мг/м$^3$.

Реализован совместный с лабораторией OGE проект по созданию эталона влажности до 30 МПа, по чертежам, предоставленным компанией «Вымпел», повторяющий вторичный государственный эталон влажности «Вымпел-ЭД 300».

Hygrovision-BL благодаря своим непревзойденным метрологическим характеристикам выбран в 2012 г. в качестве эталона переносчика точки росы между национальными метрологическими институтами стран, входящих в организацию КООМЕТ. Абсолютная погрешность передачи значения точки росы анализатором Hygrovision-BL составляет 0,05 °С.

Компактный переносной гигрометр точки росы Hygrovision-mini удостоен престижной премии Red Dot Design Award в номинации «Промышленный дизайн» в 2014 г.

Совместный с компанией General Electric (GE) продукт – комбинированная система контроля влажности газа по воде и углеводородам – уже более 5 лет успешно реализуется на мировом рынке.

В 2017 г. заключено соглашение о локализации производства анализаторов GE на площадке НПО «Вымпел» для их реализации на территории РФ и стран СНГ.

По результатам испытаний анализаторов влажности биогаза авторитетным голландским Институтом метрологии

VSL анализатор «Конг-Прима-2М» показал лучшие результаты по сравнению с приборами ведущих мировых производителей.

В качестве комплексного решения НПО «Вымпел» разработана серия блоков контроля физико-химических параметров газа, осуществляющих автоматизированное измерение точки росы по воде и углеводородам, определение состава газа и концентрации кислорода.

## КОМПЛЕКСЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ НА ВИЭ

НПО «Вымпел» имеет многолетний успешный опыт разработки, внедрения и эксплуатации систем автоматизации удаленных технологических объектов с энергообеспечением от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в том числе в условиях Крайнего Севера.

В состав систем входят разработанные на предприятии программируемый логический контроллер «ПЛК-3000», скважинный расходомер «Гиперфлоу», регулирующее устройство дебита газовой скважины «РУД», системы подачи ингибитора «СПИ», высокоточные электроприводы «ЭПУ» и др.

Отличительной особенностью данного оборудования является низкий уровень энергопотребления, что позволяет питать его от возобновляемых источников электроэнергии без использования линий электропередач. Это значительно сокращает затраты на капитальное строительство, а высокая надежность сводит к нулю затраты на сервисное обслуживание систем.

Рис. 2. Комплекс телемеханики «Гиперфлоу-ТМ» с питанием от ВИЭ в условиях Крайнего Севера

Рис. 3. Ультразвуковые измерительные комплексы «Вымпел-500» Ду 700 на ДКС «Шуртан» (Узбекистан)

Системами автоматизации на ВИЭ оснащено более 1000 газовых скважин, а также более 1000 км конденсатопроводов на добычных и газотранспортных предприятиях ПАО «Газпром», ОАО «НОВАТЭК» и др.

За реализацию данных решений НПО «Вымпел» дважды удостоено премии ПАО «Газпром», включая решения по интенсификации падающей добычи с помощью концентрических лифтовых колонн.

В настоящее время прорабатывается проект создания цифрового газового месторождения в Кувейте в рамках проекта Kuwait Digital Field.

## УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ И ОДНОНИТОЧНАЯ ГИС

Ультразвуковые измерительные комплексы «Вымпел-500» прошли серию успешных испытаний в ведущих метрологических центрах Pigsar и Euroloop на соответствие международным требованиям OIML R 137-1 и ISO 17089-1. КИУ «Вымпел-500» поставляются в страны СНГ, Иран и Китай.

Ультразвуковой измерительный комплекс «Вымпел-100», разработанный для замены турбинных и ротационных счетчиков, не имеет мировых аналогов по своим техническим характеристикам. Большой интерес к данной разработке проявляют предприятия Ирана и Китая, где «Вымпел-100» проходит эксплуатационные испытания.

Новым подходом компании «Вымпел» к построению газоизмерительных станций стало создание однониточной ГИС – измерительного комплекса на базе ультразвукового преобразователя расхода большого диаметра (до 1400 мм) с узлом поверки на месте эксплуатации.

Данное решение позволяет многократно сократить затраты на капитальное строительство ГИС и представляет интерес не только в России, но и в странах СНГ, а также в Иране и Индии.

ВЫМПЕЛ
Научно-производственное объединение

ООО «Научно-производственное объединение «Вымпел»
143530, РФ, Московская обл., Истринский р-н, г. Дедовск, Школьный пр-д, д. 11
Тел.: +7 (495) 992-38-60
Факс: +7 (495) 992-38-70
e-mail: dedovsk@npovympel.ru
www.npovympel.ru

на правах рекламы

УДК 622.276.53

**С.Б. Якимов**[1], *e-mail: s_yakimov@rosneft.ru;* **А.А. Шпортко**[2]**; А.А. Сабиров**[3]**; А.В. Булат**[3]

[1] ПАО «НК «Роснефть» (Москва, Россия).
[2] ООО «РН-ЦЭПиТР» (Тюмень, Россия).
[3] ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

# Влияние концентрации абразивных частиц в добываемой жидкости на надежность работы электроцентробежных погружных насосов

**Одной из основных причин отказов установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) при эксплуатации нефтяных месторождений с терригенными коллекторами является абразивный и эрозионный износ рабочих ступеней и засорение проходных каналов рабочих колес песком. На основании статистических данных по отказам оборудования, эксплуатирующего 6768 скважин месторождений Западной и Восточной Сибири с терригенным коллектором, построена зависимость надежности работы УЭЦН с колесами плавающего типа двухопорной конструкции из материала нирезист тип 1 с промежуточными подшипниками, установленными на валу на расстоянии 0,5 м от концентрации абразивных частиц в добываемой жидкости. Используя полученные зависимости, можно решать многие практические задачи, такие как оценка изменения средней наработки УЭЦН на отказ при увеличении или снижении концентрации абразивных частиц, прогнозирование средней наработки на новых месторождениях, принятие обоснованного решения об оптимальном уровне износоустойчивости оборудования, а также решения о целесообразности использования пескозащитных устройств и т. д.**

Ключевые слова: надежность УЭЦН, эксплуатация УЭЦН в осложненных условиях, защита УЭЦН от песка, повышение наработки на отказ УЭЦН.

**S.B. Yakimov**[1], *e-mail: s_yakimov@rosneft.ru;* **A.A. Shportko**[2]**; A.A. Sabirov**[3]**; A.V. Bulat**[3]

[1] National Corporation Rosneft PJSC (Moscow, Russia).
[2] RN-Center of Expert Support and Technical Development LLC (Tyumen, Russia).
[3] Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

# The Influence of Concentration of Abrasive Particles in the Produced Fluid to the Reliability of Electric Centrifugal Submersible Pumps

**One of the main reasons for the failure of electric centrifugal pumps (ESP) installations in the operation of oil deposits with terrigenous catcher is an abrasive and erosive wear of the working steps and clogging the flow channels of impellers sand. Based on the statistical data of the failures of equipment operating 6768 wells in the fields of Western and Eastern Siberia with a terrigenous catcher, the dependence of reliability of ESP operation was constructed with floating-type wheels of a two-bearing structure made of non-resist material of the type 1 with intermediate bearings mounted on the shaft at 0.5 m from the concentration of abrasive particles in the produced liquid. Using the obtained dependences, many practical problems can be solved. For example, such problems, as an estimate of mean time between ESP failures, with increasing or decreasing the concentration of abrasive particles, the prediction of mean time for new deposits, making an informed decision about the optimal level of equipment durability, as well as decisions on the reasonability of using sand-shielding devices, etc.**

Keywords: reliability of the ESP system, operation the ESP system in the complicated conditions, ESP protection from the sand, increasing of the mean time between ESP failures.

По мнению большинства исследователей, на сегодняшний день одной из основных проблем при эксплуатации месторождений с терригенными коллекторами являются отказы установок электроцентробежных погружных насосов (УЭЦН), вызванные присутствием песка в добываемой жидкости [1–4].

В то же время как в отечественных, так и в зарубежных источниках полностью отсутствуют сведения о результатах изучения влияния концентрации абразивных частиц (КАЧ) на надежность работы данного оборудования. Авторы многих статей исследовали влияние концентрации взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой жидкости на показатели надежности УЭЦН, очевидно, основываясь на том, что дисперсная фаза является по природе своей монодисперсной, т. е. состоит только из частиц кварца. Как было показано в работах [1, 5], это предположение является неверным, и поскольку в добываемой жидкости присутствуют как твердые абразивные частицы, так и мягкие неабразивные, дисперсная фаза является полидисперсной. По этой причине показатель КВЧ является малоинформативным, а результаты исследований, в которых использовался данный критерий, нельзя считать достоверными. Отсутствие исследований по влиянию уровня КАЧ на надежность работы УЭЦН не позволяет прогнозировать такие наиболее важные показатели, как средняя наработка на отказ и гарантированный ресурс работы, делать обоснованный выбор оптимального класса износоустойчивости ЭЦН, а также определять целесообразность использования устройств для защиты ЭЦН от песка и проведения работ по креплению призабойной зоны скважины.

Авторами работы [1] впервые была изучена зависимость средней наработки на отказ наиболее часто используемых ЭЦН с плавающими колесами из материала нирезист тип 1 двухопорной конструкции с промежуточными подшипниками, установленными на валу на расстоянии 0,5 м от КАЧ в добываемой жидкости. Следующей задачей стала оценка влияния КАЧ на такой показатель надежности работы УЭЦН, как вероятность безотказной работы, т. е. вероятность того, что в пределах заданной наработки отказа не возникает. Статистически вероятность безотказной работы $P(t)$ определяется отношением числа исправно работающих УЭЦН к общему числу УЭЦН, находящихся под наблюдением [6]:

$$P(t) = \frac{N(t)}{N} = \frac{N - n(t)}{N}, \quad (1),$$

где $N$ – количество УЭЦН, исправных на момент времени $t = 0$; $N(t)$ – количество УЭЦН, исправных к моменту времени $t$; $n(t)$ – количество УЭЦН, отказавших к моменту времени $t$.

Выполнить данные исследования можно только при условии принятия следующих допущений:

1) оценивается надежность только однотипного оборудования разных производителей, не имеющего конструктивных различий и изготовленного по одной технологии;

2) для оценки используется статистика отказов оборудования по месторождениям, на которых влияние других осложняющих факторов, таких как коррозия и отложение солей, сравнительно невелико;

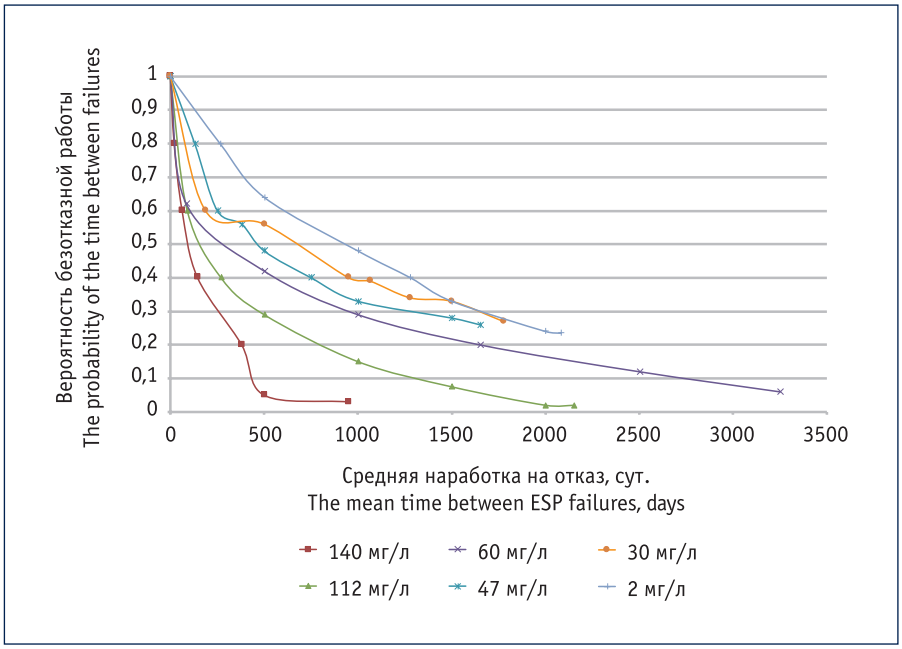



Рис. 1. Графики зависимости общей надежности УЭЦН с плавающими колесами из материала нирезист тип 1 двухопорной конструкции с промежуточными подшипниками, установленными на валу на расстоянии 0,5 м от КАЧ для разного уровня КАЧ

Fig. 1. Graphs of the dependence of the overall reliability of the ESP with floating wheels of non-resist material of the type 1 of a two-bearing structure with intermediate bearings mounted on the shaft at a distance of 0.5 m from the concentration of abrasive particles (CAP) with different values of CAP

Ссылка для цитирования (for citation):
Якимов С.Б., Шпортко А.А., Сабиров А.А., Булат А.В. Влияние концентрации абразивных частиц в добываемой жидкости на надежность работы электроцентробежных погружных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 50–53.
Yakimov S.B., Shportko A.A., Sabirov A.A., Bulat A.V. The Influence of Concentration of Abrasive Particles in the Produced Fluid to the Reliability of Electric Centrifugal Submersible Pumps. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 50–53. (In Russian)

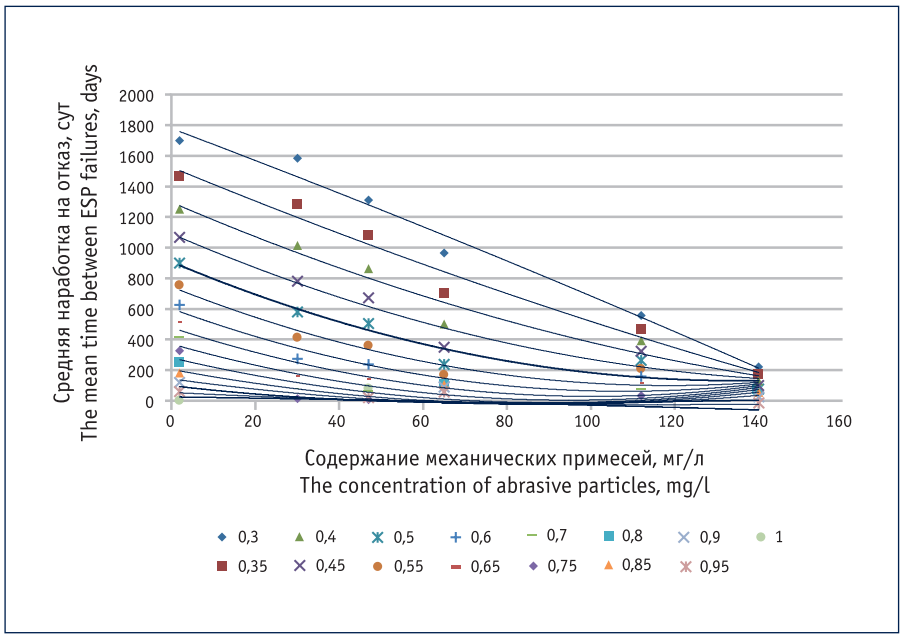



Рис. 2. Графики зависимости средней наработки на отказ от величины КАЧ для различных значений вероятности безотказной работы ЭЦН

Fig. 2. Graphs of the dependence of the mean time between the failure on the CAP value with various values of the probability of trouble-free operation of the ESP

3) оценке подлежит влияние КАЧ на общую надежность работы УЭЦН. Выделить конструкционную и эксплуатационную надежность, как это рекомендуется сделать в [7], по большому числу скважин с наработками, превышающими один год, не представляется возможным.

Основываясь на статистической информации о причинах отказов по 6768 скважинам за 2012–2013 гг. различных месторождений Западной и Восточной Сибири с терригенными коллекторами, представленной в [1], была построена зависимость общей надежности УЭЦН от разного уровня КАЧ (рис. 1). Данная зависимость отражает общую вероятность безотказной работы УЭЦН с колесами плавающего типа двухопорной конструкции из материала нирезист тип 1 с промежуточными подшипниками, установленными на валу на расстоянии 0,5 м от КАЧ, т. е. построена по статистике всех отказов, а не только отказов, вызванных негативным действием абразивных частиц. Методологически данный подход не совсем верен, но в настоящее время оценить количественное влияние КАЧ на вероятность безотказной работы с применением других подходов сложно. На сложность построения данной зависимости указывает и факт полного отсутствия научных исследований, проведенных в предыдущие периоды. Для анализа принимались как случаи отказов функционирования УЭЦН, т. е. отказы оборудования по причине выхода их строя, так и параметрические отказы, т. е. снижение подачи насоса более чем на 20 %.

Поскольку использование графиков зависимости, показанной на рис. 1, не совсем удобно для определения вероятности безотказной работы ЭЦН при различных конкретных значениях показателей КАЧ, эти графики были преобразованы в графики зависимости средней наработки на отказ от величины КАЧ для различных значений вероятности безотказной работы УЭЦН (рис. 2).

Используя зависимость, графически представленную на рис. 2, можно решать многие практические задачи, такие как оценка изменения средней наработки УЭЦН на отказ при увеличении или снижении КАЧ, прогнозирование средней наработки на новых месторождениях, принятие обоснованных решений об оптимальном уровне износоустойчивости оборудования и о целесообразности использования пескозащитных устройств и др.

Результаты проведенных исследований противоречат декларируемым производителями УЭЦН показателям надежности. Хотя гарантийные обязательства завода не являются показателем надежности оборудования, устанавливая лишь отношения между потребителем и производителем [6], гарантийный срок работы УЭЦН рассматриваемой группы исполнения составляет один год при уровне КАЧ 500 мг/л [8]. Используя график на рис. 2, можно определить, что даже при уровне КАЧ 140 мг/л при вероятности безотказной работы 0,5 средняя наработка УЭЦН на отказ составит менее 200 сут, т. е. будет меньше гарантийного периода. Средняя наработка на отказ, соответствующая гарантийному периоду работы, т. е. 365 сут, достигается при уровне КАЧ 60 мг/л. Как было показано в [1, 5], по большому количеству объектов разработки с терригенными коллекторами нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири уровень КАЧ не превышает данного значения, что и делает возможным получить наработку УЭЦН, превышающую гарантийный период. По мнению авторов статьи, противоречия результатов проведенных исследований и существующих представлений о влиянии КАЧ на надежность УЭЦН отчасти объясняются тем, что конструкторы заводов при проектировании показателей надежности могут рассчитать ресурс работы только по параметру «Износ» и прогнозировать случаи возникновения отказов, вызванных засорением рабочих органов песком, не в состоянии. В любом случае проведенные исследования дают основания для пересмотра существующих представлений о влиянии КАЧ на надежность работы УЭЦН.

## ВЫВОДЫ:

1. На основании статистических данных по отказам оборудования, эксплуатирующего 6768 скважин месторождений Западной и Восточной Сибири с терригенным коллектором, построена зависимость надежности работы УЭЦН с колесами плавающего типа двухопорной конструкции из материала нирезист тип 1 с промежуточными подшипниками, установленными на валу на расстоянии 0,5 м от КАЧ в добываемой жидкости.

2. Установлено несоответствие существующих представлений о влиянии КАЧ на надежность УЭЦН фактическим показателям.


Литература:

1. Якимов С.Б., Шпортко А.А. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку электроцентробежных насосов с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 3. С. 70–81.
2. Мельниченко В.Е. Подходы к определению причин снижения надежности УЭЦН // Бурение и нефть. 2017. № 2. С. 16–21.
3. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения): автореф. дисс. … канд. техн. наук. Тюмень, 2004.
4. Якимов С.Б. О перспективах использования радиально стабилизированных компрессионных электроцентробежных насосов для повышения эффективности эксплуатации скважин пластов группы АВ Самотлорского месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 7–8. С. 78–86.
5. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело: науч.-техн. журн. 2008. № 9. С. 33–38.
6. Бабаев С.Г., Габибов И.А., Меликов Р.Х. Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования: Учебник / Под общ. ред. С.Г. Бабаева. Баку: Изд-во АГНА, 2015.
7. Перельман О.М., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И., Слепченко С.Д. Методика определения надежности погружного оборудования и опыт ее применения [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.novomet.ru/science_files/452610572005.pdf (дата обращения: 15.06.2017).
8. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. Скважинные насосные установки для добычи нефти. М.: Нефть и газ, 2002.

**References:**

1. Yakimov S.B., Shportko A.A. About the Influence of Concentration of Abrasive Particles Mean Time between Failures of ESP with the Working Steps of Material Non-Resist of the Type 1 at the Deposits of National Corporation Rosneft JSC. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 3, P. 70–81. (In Russian)
2. Melnichenko V.E. Approaches to Determining the Reasons for the Decrease in Reliability of the ESP. Burenie i neft' = Drilling and Oil, 2017, No. 2, P. 16–21. (In Russian)
3. Kudryavtsev I.A. An Improvement of the Technology of Oil Production in the Conditions of Intensive Removal of Mechanical Impurities (on the Example of the Samotlor Deposit). The Author's Abstract. of the Diss. Cand. of Tech. Sciences. Tyumen, 2004. (In Russian)
4. Yakimov S.B. About the Prospects for the Use of a Stable Radial Compression of Centrifugal Pumps to Increase the Efficiency of Wells Operation of the Blanket of the AB Group of the Samotlor Deposit. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 7–8, P. 78–86. (In Russian)
5. Yakimov S.B. The Index of Aggressiveness of the Submitted Particles at the Deposits of TNK-BP in Western Siberia. Neftepromyslovoe delo = Oilfield Business, 2008, No. 9, P. 33–38. (In Russian)
6. Babayev S.G., Gabibov I.A., Melikov R.H. Fundamentals of the Theory of Reliability of Oilfield Equipment. The Textbook ed. by S.G. Babayev. Baku, Publishing house AGNA, 2015. (In Russian)
7. Perelman O.M., Peshcherenko S.N., Rabinovich A.I., Slepchenko S.D. The Method of the Determining the Reliability of Submersible Equipment and Experience of Its Usage. Access mode: http://www.novomet.ru/science_files/452610572005.pdf (Access date: 15.06.2017). (In Russian)
8. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A. Downhole Pumping Units for Oil Production. Moscow, Oil and Gas, 2002. (In Russian)





ИШЛЕЙСКИЙ ЗАВОД ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ АППАРАТУРЫ
Тел.: +7 (83540) 2-56-49, 2-56-93
Сайт: www.izva.ru E-mail: izva@izva.ru
ИЗВА

КРУ серии КМ-35
КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО
- современная система блокировки для предотвращения ошибочного действия персонала;
- номинальный ток главных цепей до 2000 А;
- габаритные размеры шкафа отходящих линий (ШхВхГ) – 1600х2600х1850 мм.

КСО, КРУ 6(10) кВ до 4000 А
- комплектное распределительное устройство КМП-С до 4000 А;
- комплектное распределительное устройство КМ-1 до 3150 А;
- комплектное распределительное устройство КРУ2-10 до 3150 А;
- камеры сборные одностороннего обслуживания КСО до 1600 А.

КТПБ(М)-110/35/10(6) кВ, КТПБ(М)-35/10(6) кВ
КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ БЛОЧНЫЕ
Комплексные поставки оборудования:
- открытые распределительные устройства (ОРУ) 35, 110 кВ;
- закрытые распределительные устройства (ЗРУ БМ) 35, 6 (10) кВ;
- общеподстанционные пункты управления (ОПУ).

БМ КТП 10(6)/0,4 кВ
БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ КТП
РУ 10(6) кВ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА
- высокая степень заводской готовности;
- обширный диапазон климатических условий;
- широкий спектр устанавливаемого оборудования;
- гибкий подход к требованиям заказчиков.

КТП 10(6)/0,4 кВ
КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ
- силовые трансформаторы различных производителей (сухие и масляные);
- ток сборных шин на стороне НН до 5000 А;
- одностороннее и двустороннее обслуживание.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПС ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ
- ретрофит КРУ 10 (6) кВ (замена выкатных элементов, релейных шкафов);
- проведение комплекса испытаний;
- сдача объекта эксплуатирующей организации.

на правах рекламы

# БИБЛИОТЕКА РУССКОЙ КЛАССИКИ

в 100 томах

- Подарочные книги в кожаном переплёте;
- Золочёное и блинтовое тиснение,
- Окатаные вручную бинты на корешке;
- Бархатный форзац с золочёным тиснением;
- Обрез окрашен и отгравирован вручную
- Отпечатано в Италии.

FAMILY-BOOK.RU

ПРОМОКОД НА ПОСТОЯННУЮ СКИДКУ

5%-005

8-495-545-8001

Лучшие произведения русской литературы за десять веков (X-XXвв).
Это самое полное собрание отечественной классики: от авторов Древней Руси до писателей и поэтов конца XX века.
Впервые представлена самая полная библиотека классики в одном комплекте.В нём все произведения без которых не может обойтись ни одна библиотека:Пушкин и Толстой, Тургенев и Достоевский, Чехов и Бунин.
В неё вошли произведения Трифонова, Шукшина, Солженицина. Столь же полно представлена и поэзия: от Кантемира, Державина и Жуковского до Симонова, Бродского и Чухонцева.
Состав тщательно выверен специалистами, комментарии написаны ведущими литературоведами и историками литературы и языка.

FAMILY-BOOK
ТРАДИЦИИ И РОСКОШЬ
8(495)545-80-01
8(915)10-555-21
www.family-book.ru
Подарочные издания;
Эксклюзивный переплет из кожи;
Создание домашних и офисных библиотек.
Мы занимаемся изготовлением эксклюзивных книг в кожаном переплете по индивидуальному заказу. Мастерская FAMILY-BOOK имеет собственное производство, наши переплетчики обладают большим опытом работы, что помогает выполнить любые пожелания Заказчиков.
У нас Вы сможете подобрать презент на любой случай. Собрания сочинений русской и зарубежной классики, детские библиотеки, различные энциклопедии, книги по истории, антиквариат, репринтные издания.
Самые полные, редкие, юбилейные издания классиков. Булгаков, Набоков, Достоевский, Лев Толстой, Куприн, Марк Твен, Джек Лондон, Шекспир, Ахматова, Мериме,Сервантес, Ремарк, Энциклопедический словарь Брокгауза и Ефрона, Еврейская Энциклопедия, История Человечества... перечислять можно бесконечно. Очень многое есть в наличии.
Богатая домашняя библиотека-это не только признак образованности, высокого статуса семьи, но и серьезное наследство, которое будет передаваться из поколения в поколение. Ещё приятнее, если основу коллекции будут составлять солидные тома в роскошном кожаном переплете.
Мы хотим предложить Вам помощь в формировании частной библиотеки на заказ: Вы можете быть уверены, что в Ваших руках окажутся самые достойные фолианты.
Собственное производство позволяет нам создавать шедевры в миниатюре. У нас Вы можете приобрести практически любое произведение мировой или отечественной классики в эксклюзивной кожаной “оправе”.
ГЁТЕ
ФАУСТ
на правах рекламы

УДК 622.323

**В.Н. Ивановский**[1], *e-mail: ivanovskiyvn@yandex.ru*

[1] ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

# К вопросу о параметрических рядах установок электроприводных центробежных насосов

**Для нефтяной промышленности России установки электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) являются основным видом оборудования, обеспечивающим подъем пластового флюида на поверхность Земли.**
**В связи с постоянным изменением условий эксплуатации нефтяных месторождений инжиниринговые и машиностроительные фирмы создают все новые виды УЭЦН, причем за последние 6–8 лет создано и предлагается нефтяникам больше типоразмеров УЭЦН, чем было создано за все предыдущие годы существования этих агрегатов. Например, только в базе данных ПО «Автотехнолог» имеется более 2200 типов насосов (ЭЦН), более 1390 типов погружных двигателей (ПЭД), более 250 типов газосепараторов и газовых диспергаторов. Такое количество вариантов оборудования, которое может быть использовано для добычи нефти, приводит к двоякому результату. С одной стороны, практически для каждой скважины может быть найден оптимальный вариант оборудования, который обеспечит максимальную эффективность добычи нефти из этой конкретной скважины. С другой – огромное количество типоразмеров оборудования приводит к неоправданным затратам на изготовление, испытание, хранение, обслуживание, ремонт и т. д. самого оборудования.**
**Поэтому, а также в связи с широким распространением частотно-регулируемого привода ПЭД и технологий циклической эксплуатации или условно-постоянной работы (УПР) скважин, снова стал актуальным вопрос о типоразмерном ряде УЭЦН.**
**В статье представлены научные предпосылки создания параметрического ряда насосов ЭЦН по главному параметру – подаче в номинальном режиме, дана информация о современном параметрическом ряде насосов ЭЦН и его особенностях.**
**Показаны тенденции к изменению количества типоразмеров ЭЦН с учетом возможности использования частотно-регулируемого привода и технологий условно-постоянной работы скважин, предложен уточненный параметрический ряд главного параметра скважинных лопастных насосов – подача в номинальном режиме при частоте вращения ротора насоса 2910 об/мин. Применение такого ряда позволит существенно сократить затраты не только фирм-производителей этого вида оборудования, но и сервисных компаний и нефтяников. Все это приведет к значительному снижению совокупной стоимости владения основным видом нефтедобывающего оборудования – установок электроприводных лопастных насосов.**

Ключевые слова: установка электроприводного центробежного насоса, параметрический ряд, количество типоразмеров, частотно-регулируемый привод, совокупная стоимость владения.

***V.N. Ivanovskiy***[1], *e-mail: ivanovskiyvn@yandex.ru*

[1] Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

# The Question Of Parametric Series Of Equipments Of Electric Submersible Centrifugal Pumps

**For the Russian oil industry installation of electric submersible centrifugal pumps (ESP) are the main equipment for lift formation fluids to the surface of the Earth.**
**Due to the constant changing conditions of exploitation of oil fields of engineering and machine-building firms create new types of ESP; only in the last 6-8 years created and given to the oil companies more sizes ESP, than was created in all previous years. For example, in a database of soft «Autotechnology» there are more than 2200 types of pumps (ESPs), 1390 more types of submersible motors (SEM), more than 250 types of gas separators and gas dispersers. A number of**

**options of equipment that can be used for oil extraction, leads to a twofold result: on the one hand, almost for each well can be found the best option of equipment to maximize the efficiency of oil production from this particular well; on the other hand, a large number of sizes of equipment leads to unnecessary costs for the manufacture, testing, storage, maintenance, repair etc. of the equipment.**

**In this regard, and in connection with the widespread use of variable speed drives for SEM technologies and cyclic operation or conditional-constant operation (CCO) of the wells again became a topical issue on the ESP standard series.**

**The article presents the scientific background for the creation of parametric series of pumps ESP on the main parameter is the flow in the nominal mode, given information about the current parametric number of pumps ESP and its features.**

**Shown tendencies to change the number of sizes of ESPs with regard to the use of variable speed drives and technology conditionally-constant operation of the wells, the updated parametric range of the main parameter of the downhole centrifugal pumps – flow in the nominal mode when the of speed rotation of the rotor of the pump 2910 r/min. The use of this number will significantly reduce the cost not only manufacturers of this type of equipment, but also the costs of the service companies and oil companies. All this will lead to a significant reduction in total cost of ownership the main type of oil production equipment – electric centrifugal pumps.**

Keywords: unit of electric submersible centrifugal pump, parametric number, number of standard sizes, variable speed drive, total cost of ownership.

Для нефтяной промышленности России УЭЦН являются основным видом оборудования, обеспечивающего подъем пластового флюида на поверхность Земли [1].

В связи с постоянным изменением условий эксплуатации нефтяных месторождений инжиниринговые и машиностроительные фирмы создают все новые виды УЭЦН. Необходимо отметить, что только за последние 6–8 лет создано и предлагается нефтяникам больше типоразмеров УЭЦН, чем было создано за все предыдущие годы существования этого вида оборудования. Например, только в базе данных ПО «Автотехнолог» имеется более 2200 типов насосов (ЭЦН), более 1390 типов погружных двигателей (ПЭД), более 250 типов газосепараторов и газовых диспергаторов [2]. Такое количество вариантов оборудования, которое может быть использовано для добычи нефти, приводит, с одной стороны, к тому, что практически для каждой скважины может быть найден оптимальный вариант оборудования, которое обеспечит максимальную эффективность добычи нефти из этой конкретной скважины. С другой стороны, огромное количество типоразмеров оборудования обусловливает неоправданные затраты на изготовление, испытание, хранение, обслуживание, ремонт и т. д. самого оборудования.

В связи с этим, а также по причине широкой распространенности частотно-регулируемого привода ПЭД и технологий циклического или условно-постоянной работы (УПР), снова стал

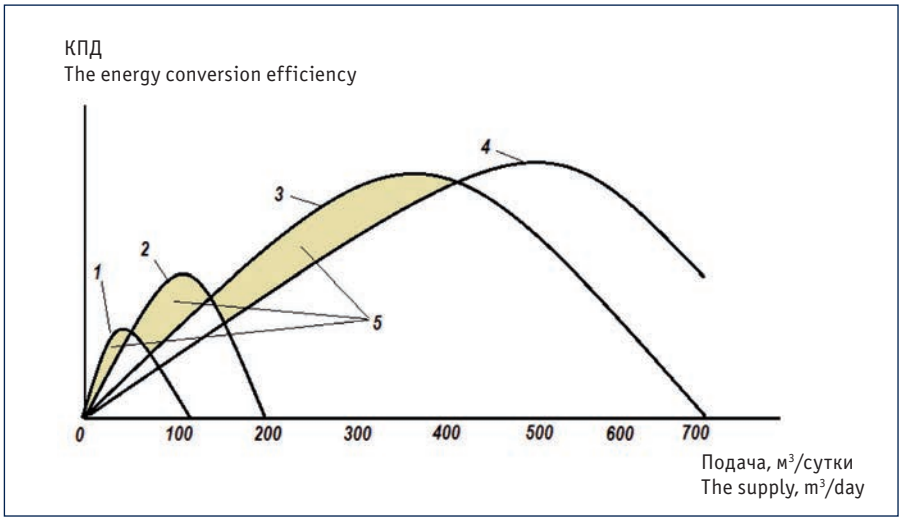



Рис. 1. График изменения коэффициента полезного действия скважинных центробежных насосов в зависимости от числа типоразмеров насосов в параметрическом ряду [3]:
1, 2, 3, 4 – зависимости КПД от подачи для разных насосов; 5 – зоны повышенной энергоэффективности

Fig. 1. The graph of the changes of the energy conversion efficiency of downhole centrifugal pumps, depending on the number of pump sizes in the parametric series [3]:
1, 2, 3, 4 – dependence of the energy conversion efficiency on the supply for different pumps;
5 – zones of increased energy efficiency

Ссылка для цитирования (for citation):
Ивановский В.Н. К вопросу о параметрических рядах установок электроприводных центробежных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 56–62.
Ivanovskiy V.N. The Question Of Parametric Series Of Equipments Of Electric Submersible Centrifugal Pumps. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 56–62. (In Russian)

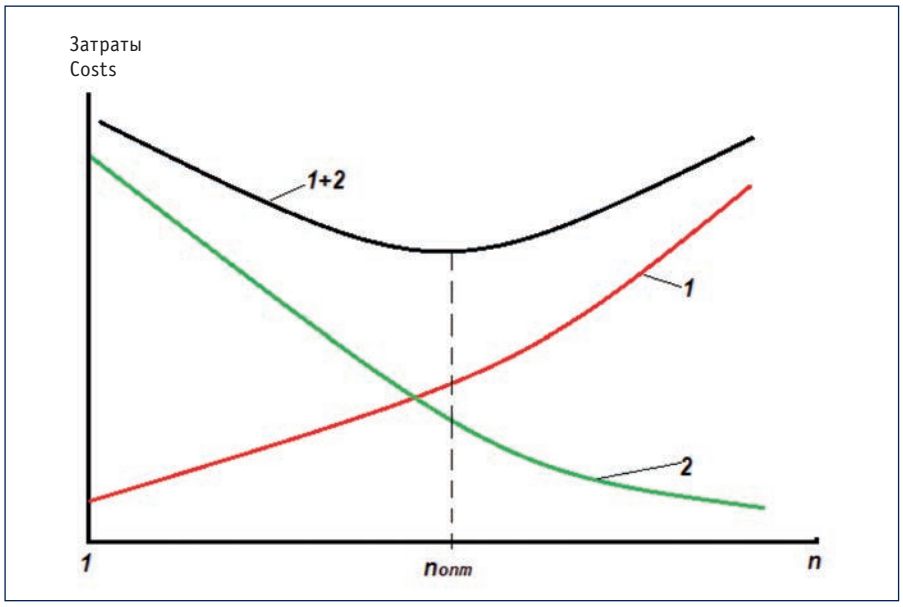



Рис. 2. График для выбора оптимального числа типоразмеров насосов в параметрическом ряду [3]
Fig. 2. The graph for selecting the optimum number of sizes in parametric range [3]

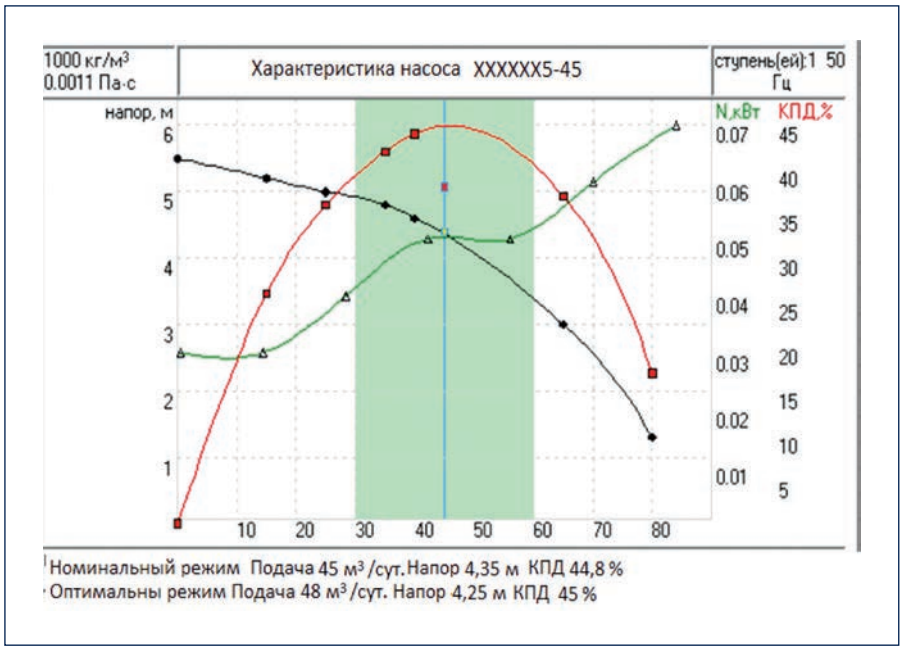



Рис. 3. Характеристики ступеней ЭЦН «разных» типоразмеров. Зеленым цветом обозначены рабочие части характеристик (рабочие диапазоны), указанные фирмами-производителями
Fig. 3. The characteristics of ESP stages «of different» sizes. The working parts of characteristics (operating range) specified by the manufacturers are marked green

актуальным вопрос о типоразмерном ряде УЭЦН.

Типоразмерный, или параметрический ряд – это ряд значений главного параметра или главных параметров оборудования.

Как известно, создание обоснованных параметрических рядов обеспечивает рациональное применение оборудования с наименьшим количеством типоразмеров машин при широком поле параметров.

Как всякая работа по созданию оборудования, она начиналась со сбора данных по потребности в установках ЭЦН и условиям эксплуатации этого вида оборудования. Эти данные собираются по требуемым параметрам (подача, диаметр скважин, напор), характеристике откачиваемой жидкости, возможным условиям эксплуатации и ремонта.

На базе опыта создания и применения используемых типоразмеров ЭЦН в свое время было выполнено технико-экономическое сравнение с другими типами насосов и определены предпочтительные области применения ЭЦН. Сначала, в 1960–1970-е гг., были определены нижний предел подач (около 40 м³ жидкости в сутки) и физико-химические свойства откачиваемого пластового флюида: малые и средние по вязкости жидкости, наличие механических примесей твердостью до 5 баллов по шкале Мооса – не более 0,1 г/л и т. д.

Для установок ЭЦН был выбран главный параметр для ряда насосов – подача.

Анализ конструкции и продуктивности нефтяных скважин и конструктивная проработка различных исполнений насоса выявили возможные пределы главного параметра (40–700 м³/сут), рациональные диаметры насоса (90–130 мм) и дали базу для анализа коэффициента полезного действия насоса.

В принципе для всего диапазона подач (40–700 м³/сут) можно было бы использовать всего один насос (рис. 1, кривая 1). При этом эксплуатация при разных подачах (например, при 40 или 600 м³/сут) велась бы с весьма малым КПД. Для устранения областей нерационально низкого КПД необходимо увеличить число типоразмеров насосов (рис. 2, кривые 2 и 3) [3].

Анализ потребности в установках ЭЦН с разными подачами дал требуемое количество установок для каждой области подач (40 м³/сут, 100 м³/сут и т. д.). Это позволило определить затраты на освоение и ремонт различного количества типоразмеров насосов (рис. 1, кривая 1). Чем больше в производстве число типоразмеров *n*, тем больше затрат на освоение производства насосов (больше проектной документации, больше моделей для литья рабочих органов, приспособлений для изготовления и сборки других элементов насосных установок, больше номенклатура запчастей, приспособлений для ремонта и пр.).

Энергетические затраты (рис. 2, кривая 2) с увеличением числа типоразмеров

# Высокоэффективные уплотнения «Аксиос» – для надежной герметизации оборудования

**Ассоциация компаний «Аксиос» – это инновационное производство уплотнений для всех видов промышленности и пример успешной работы в импортозамещении**

**400005, г. Волгоград,**
**ул. Бакинская, 15**
**Тел./факс: (8442) 23–9991**
**E-mail: aksios-34@aksios.com**

**www.aksios.com**

Более четверти века Ассоциация компаний «Аксиос» на своей высокотехнологичной производственной базе занимается производством продукции РТИ по инновационным технологиям. На предприятии используется самое современное оборудование, только оригинальное сырье высокого качества.

Мы оперативно решаем проблемы там, где присутствует большая номенклатура уплотнителей, где нужны нестандартные решения или не подходят обычные материалы.

## ПРЕИМУЩЕСТВА УСТАНОВКИ УПЛОТНИТЕЛЕЙ АССОЦИАЦИИ КОМПАНИЙ «АКСИОС»:

- увеличение срока эксплуатации уплотнительных элементов в десятки раз;
- повышение работоспособности и производительности;
- увеличение экономической рентабельности производства;
- сокращение временных затрат;
- предотвращение выхода из строя и простоя оборудования и связанных с этим финансовых издержек;
- надежность работы оборудования – повышение герметичности узлов;
- долговечность работы систем и высокая производительность;
- выход на новый уровень конкурентоспособности.

## СОТРУДНИЧЕСТВО С АССОЦИАЦИЕЙ КОМПАНИЙ «АКСИОС» – ЭТО:

- высокая надежность благодаря большому опыту работы с 1990 года;
- гарантия качества используемых материалов – все исходное сырье проходит ультразвуковой контроль качества;
- высокая точность изготовления (от 0,01 мм);
- изготовление по любому стандарту – как импортному, так и отечественному;
- оперативность и индивидуальный подход – возможность поставки продукции в кратчайшие сроки, под размер конкретного оборудования;
- экспертная консультация и сопровождение;
- возможность изготовления изделий количеством от 1 шт.;
- предоставление образцов продукции на испытание.

## НАША ПРОДУКЦИЯ:

- Штоковые уплотнения
- Поршневые уплотнения
- Роторные уплотнения
- Направляющие кольца
- Скребки, грязесъемники
- Опорные кольца

***«Мы с теми, кто считает деньги и время, кто бережет ресурсы и окружающую среду!»***

*Татьяна СКЛЯРОВА, директор Ассоциации компаний «Аксиос», член Экспертного совета по взаимодействию ТЭК со смежными отраслями промышленности при Госдуме РФ, член Координационного совета по импортозамещению при Минпромторге РФ*

на правах рекламы

уменьшаются в связи с возможностью подбора насосных установок с более высоким КПД в области его применения. По минимуму суммы этих затрат (ординаты по кривой 1 + ординаты по кривой 2) было определено оптимальное число типоразмеров насосных установок, составившее 8 типоразмеров ЭЦН. Это число было взято за основу при выборе ряда значений главного параметра в пределах 40–700 м$^3$/сут. При этом были использованы предпочтительные ряды чисел, построенные по геометрическому ряду с коэффициентом $\varphi = 10^{1/k}$. Степень $k$ берется равной 5, 10, 20, 40 и т. д. Соответственно, ряды обозначаются $R_5$, $R_{10}$ и т. д. Могут быть и производные ряды, где коэффициент $\varphi$ берется в степени, например в третьей: $\varphi = 10^{3/k}$.

Для определения номинальных подач УЭЦН были выбраны числа из рядов $R_5$ и $R_{20/3}$.

В результате был получен следующий параметрический ряд главного параметра насосов ЭЦН (подача в номинальном режиме): $R_5$ 4063100160250; $R_{20/3}$ 360500700.

Создание параметрического ряда насосов ЭЦН позволило при разработке провести широкую унификацию деталей: для всех типоразмеров насосов изготавливалось только 15 типов ступеней, использовалось четыре размера вала по диаметру, три размера корпусов по диаметру и три размера корпусов по длине. Такая унификация существенно облегчала и снижала стоимость изготовления и ремонта ЭЦН.

Однако в дальнейшем количество представителей параметрических рядов насосов ЭЦН по значению подачи в номинальном режиме стало стремительно расти, появились номинальные подачи в 15; 18; 20; 25; 30; 35; 45; 50; 60; 80; 125; 200; 320; 400; 800; 1000; 1500; 2000 м$^3$/сут и более*. Такое расширение параметрического ряда было связано с политическими причинами (например, с «подготовкой трудового подарка»

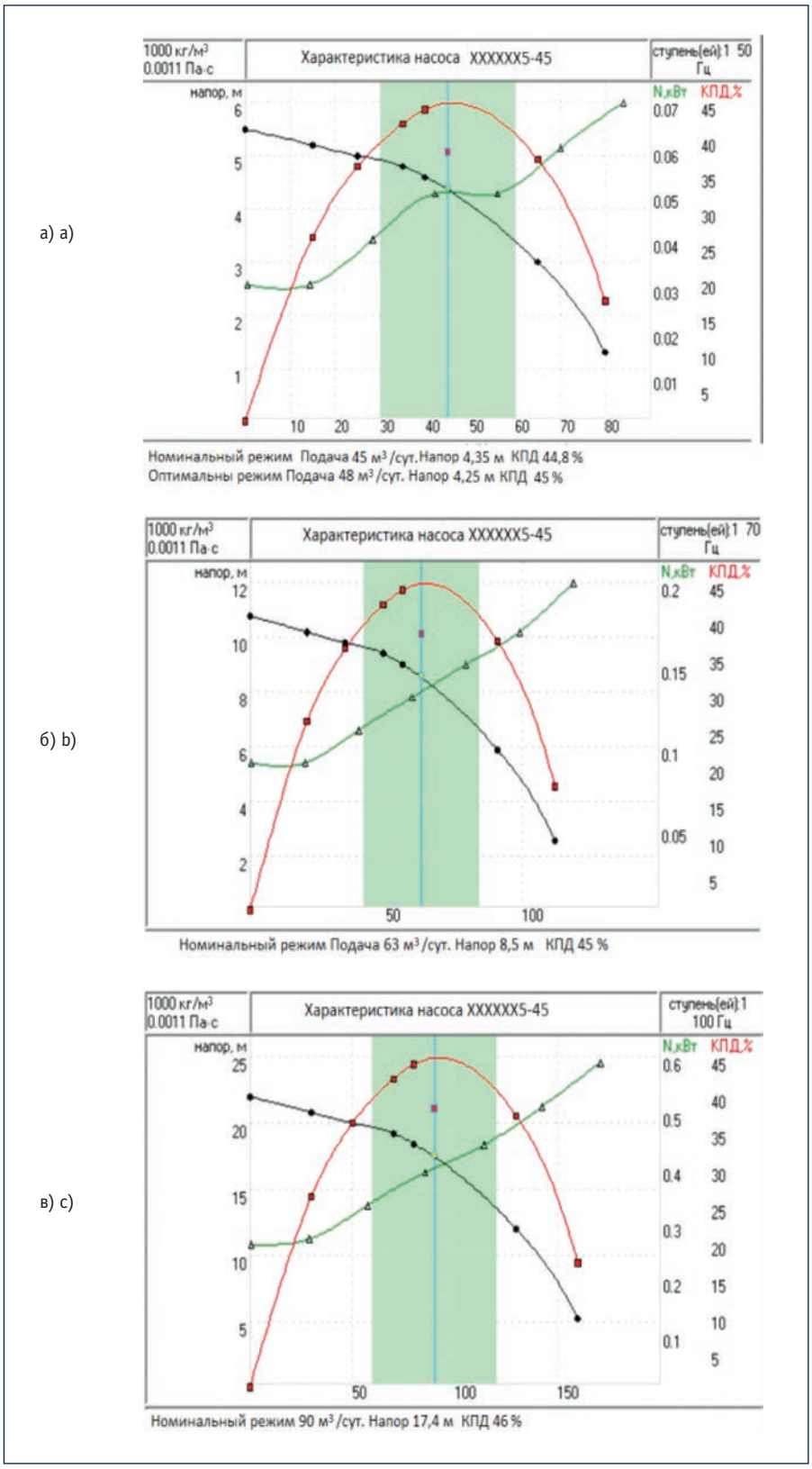
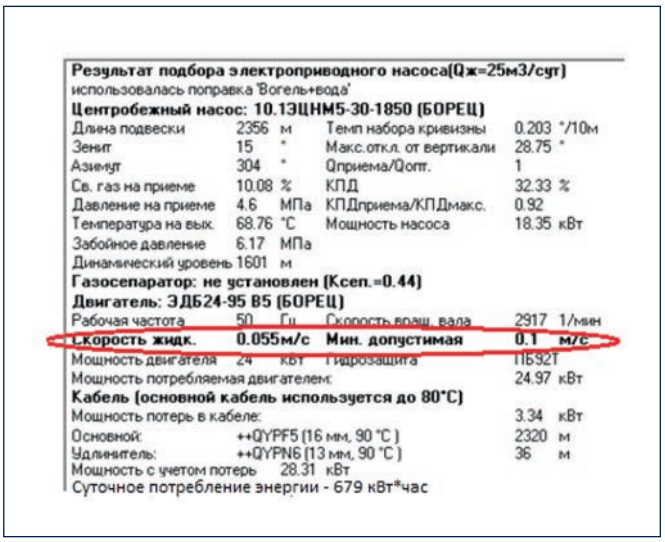



Рис. 4. Характеристики насосной ступени при различных частотах вращения рабочего колеса: а) при частоте тока 50 Гц; б) при частоте тока 70 Гц; в) при частоте тока 100 Гц

Fig. 4. The characteristics of the pump stage at different rotational speeds of the impeller: a) at current frequency 50 Hz; b) at the current frequency of 70 Hz; C) at the current frequency of 100 Hz

* Разработки ЭЦН, в обозначении которых введены условные номинальные подачи в 79; 124 и т. д. м$^3$/сут для того, чтобы потребители отличали эти насосы от изделий фирм-конкурентов, не указаны в качестве отдельных представителей параметрического ряда.



**Результат подбора электроприводного насоса(Qж=25м3/сут)**
использовалась поправка 'Вогель+вода'
**Центробежный насос: 10.1ЭЦНМ5-30-1850 (БОРЕЦ)**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Длина подвески | 2356 | м | Темп набора кривизны | 0.203 | °/10м |
| Зенит | 15 | ° | Макс.откл. от вертикали | 28.75 | ° |
| Азимут | 304 | ° | Qприема/Qопт. | 1 | |
| Св. газ на приеме | 10.08 | % | КПД | 32.33 | % |
| Давление на приеме | 4.6 | МПа | КПДприема/КПДмакс. | 0.92 | |
| Температура на вых. | 68.76 | °С | Мощность насоса | 18.35 | кВт |
| Забойное давление | 6.17 | МПа | | | |
| Динамический уровень | 1601 | м | | | |

**Газосепаратор: не установлен (Ксеп.=0.44)**
**Двигатель: ЭДБ24-95 В5 (БОРЕЦ)**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Рабочая частота | 50 | Гц | Скорость вращ. вала | 2917 | 1/мин |
| **Скорость жидк.** | **0.055м/с** | | **Мин. допустимая** | **0.1** | **м/с** |
| Мощность двигателя | 24 | кВт | Гидрозащита | ПБ92Т | |
| Мощность потребляемая двигателем: | | | | 24.97 | кВт |

**Кабель (основной кабель используется до 80°С)**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Мощность потерь в кабеле: | | 3.34 | кВт |
| Основной: | ++QYPF5 (16 мм, 90 °С ) | 2320 | м |
| Удлинитель: | ++QYPN6 (13 мм, 90 °С ) | 36 | м |
| Мощность с учетом потерь | 28.31 кВт | | |

Суточное потребление энергии - 679 кВт*час

а) a)

**Результат подбора электроприводного насоса(Qж=25.83м3/сут)**
использовалась поправка 'Вогель+вода'
**ПЕРИОДИКА! откачка 0.15час, накопление 0.42час, Нстат. 0м**
**Центробежный насос: 0215ЭЦНАКИ5А-125И-1950 (АЛНАС Р)**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Длина подвески | 2356 | м | Темп набора кривизны | 0.203 | °/10м |
| Зенит | 15 | ° | Макс.откл. от вертикали | 28.75 | ° |
| Азимут | 304 | ° | Qприема/Qопт. | 1.57 | |
| Св. газ на приеме | 12.22 | % | КПД | 54.31 | % |
| Давление на приеме | 3.84 | МПа | КПДприема/КПДмакс. | 0.95 | |
| Температура на вых. | 62.87 | °С | Мощность насоса | 61.31 | кВт |
| Забойное давление | 5.55 | МПа | | | |
| Дин. макс. ур-нь | 1700 | м | Дин. мин. ур-нь | 1650 | м |

**Газосепаратор: не установлен (Ксеп.=0.44)**
**Двигатель: ПЭДН70-117-2000/04 (Новомет)**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Рабочая частота | 50 | Гц | Скорость вращ. вала | 2917 | 1/мин |
| Скорость жидк. | 0.881 | м/с | Мин. допустимая | 0.3 | м/с |
| Мощность двигателя | 70 | кВт | Гидрозащита | ГЗН-92 | |
| Мощность потребляемая двигателем: | | | | 74.51 | кВт |

**Кабель (основной кабель используется до 80°С)**

| | | | |
|---|---|---|---|
| Мощность потерь в кабеле: | | 3.91 | кВт |
| Основной: | ++QYPF5 (16 мм, 90 °С ) | 2323 | м |
| Удлинитель: | ++QYPN6 (13 мм, 90 °С ) | 33 | м |
| Мощность с учетом потерь | 78.42 кВт | | |

Суточное потребление энергии - 283 кВт*час

б) b)

Рис. 5. Результаты работы УЭЦН при добыче нефти из малодебитной скважины:
а) при постоянной эксплуатации малодебитной насосной установкой; б) при УПР высокодебитной насосной установкой
Fig. 5. The results of ESP operation in the oil extraction from marginal wells:
a) at a constant operation of the marginal pump unit; b) at the conditionally-constant operation of high capacity pumping unit

к очередному съезду правящей партии), с решением коммерческих задач (предложение потребителям «новых видов» оборудования), а также с появлением новых объектов нефтедобычи, для которых применение других видов скважинных насосных установок или иных видов механизированной добычи нефти становилось экономически нецелесообразным. При этом существенно возросло количество типов ступеней (центробежно-вихревые, центробежно-осевые, полуоткрытые, открытые, двухопорные и т. д.), диаметральных размеров корпусов, ступеней и валов насосов.

Аналогичные процессы происходили в создании приводных электродвигателей, гидрозащиты, кабельной продукции и станций управления.

Необходимо отметить, что есть случаи, когда имеющие совершенно разные обозначения изделия обладают практически идентичными рабочими характеристиками (рис. 3). Фирмы-производители зачастую просто смещают в нужную сторону границы рабочей части характеристик насосов и указывают значения номинальных значений подачи, вписанные в обозначение насоса ЭЦН.

Все более широкое использование в установках ЭЦН частотно-регулируемого привода (ЧРП), в том числе на основе синхронных электродвигателей на постоянных магнитах (вентильные

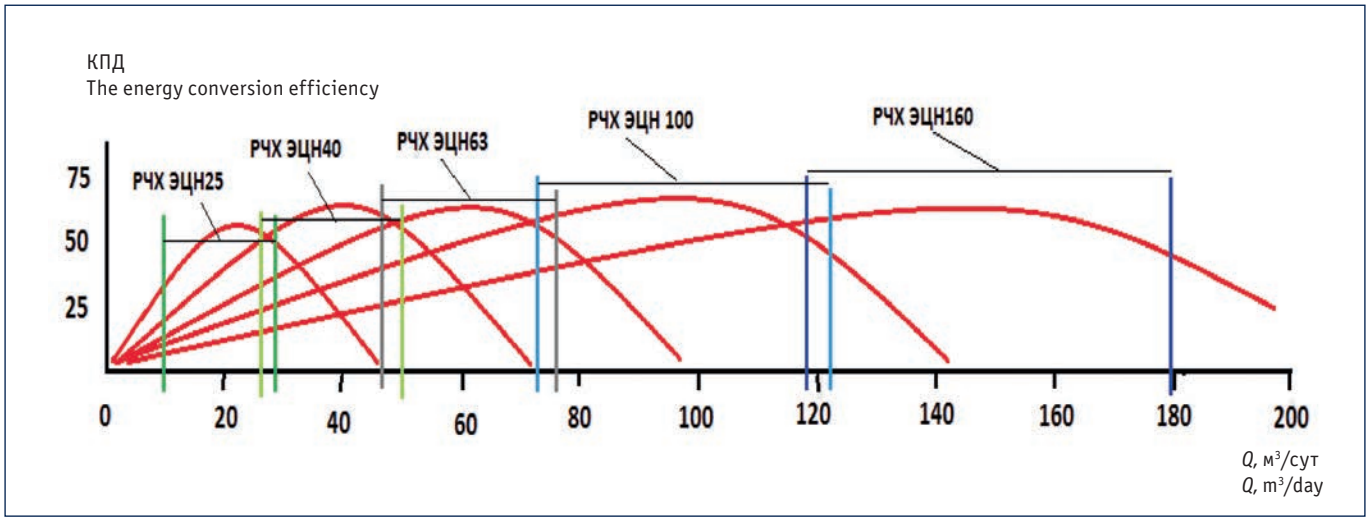



Рис. 6. Графики КПД представителей параметрического ряда ЭЦН при частоте вращения 2910 об/мин. РЧХ – рабочая часть характеристики. Значения КПД и границ РЧХ даны условно
Fig. 6. The graphs of energy conversion efficiency of representatives of the parametric ESP series at a rotation speed of 2910 rpm. РЧХ (WPC) – is the working part of the characteristic. Values of energy conversion efficiency and WPC boundaries are given conditionally

электродвигатели), позволило некоторым разработчикам оборудования выдвинуть тезис о возможности существенного сокращения необходимого числа представителей параметрического ряда ЭЦН. Применение ЧРП позволяет за счет изменения частоты вращения роторов ЭЦН получать различные, отличающиеся в 1,2–4,0 раза от первоначальных, значения подачи насоса в оптимальном (или номинальном) режиме. Следовательно, считают эти разработчики оборудования, можно существенно расширить рабочие области применения любого представителя типоразмерного ряда ЭЦН и в несколько раз сократить оптимальное количество типоразмеров центробежных насосов для добычи нефти (рис. 4).

Другим фактором, позволяющим сделать вывод о возможности существенного сокращения необходимого числа представителей параметрического ряда ЭЦН, является научно обоснованное расширение применения циклической (периодической, условно-постоянной и т. д.) эксплуатации скважин с помощью УЭЦН [4].

Условно-постоянный режим (УПР) работы УЭЦН позволяет использовать для эксплуатации мало- и среднедебитных скважин (с дебитами до 40–50 м$^3$/сут) эффективные высокодебитные насосные установки, которые не только повышают энергоэффективность добычи нефти (рис. 5), но и увеличивают наработку до отказа скважинного насосного оборудования. На рис. 5а указана причина возможного быстрого отказа СНО – недостаточная скорость движения пластовой жидкости для охлаждения погружного электродвигателя.

Анализ представленной информации позволяет сделать вывод о необходимости пересмотра существующей практики создания параметрического ряда лопастных насосов для добычи нефти [5].

В частности, предлагается следующий параметрический ряд главного параметра скважинных лопастных насосов (подача в номинальном режиме при частоте вращения ротора насоса 2910 об/мин): 25; 40; 63; 100; 160; 250; 400; 630; 800; 1000; 1600; 2000; 2500; 3000; 4000; 5000; 6300; 8000 м$^3$/сут.

При этом номинальные значения подачи не должны отличаться от подачи в оптимальном режиме более чем на 10–20 % (большее значение отклонения подачи относится к насосам с номинальной подачей до 63 м$^3$/сут).

Для номинальных дебитов от 25 до 160 м$^3$/сут графики КПД представителей параметрического ряда должны будут выглядеть следующим образом (рис. 6).

Уменьшение количества представителей типоразмерного ряда ЭЦН по основному параметру – подаче в номинальном режиме – позволит существенно снизить затраты не только фирм-производителей этого вида оборудования, но и сервисных компаний и нефтяников. Все это приведет к значительному снижению совокупной стоимости владения основным видом нефтедобывающего оборудования – установок электроприводных лопастных насосов.

В статье не освещены вопросы использования различных конструктивных и технологических приемов создания ступеней ЭЦН (использование рабочих колес с различными коэффициентами быстроходности и разных условных диаметров, применение различных технологий изготовления элементов ступеней, вариантов комплектации насосных секций или модулей ступенями разной конструкции и/или с разными величинами основного параметра и т. д.), которые автор планирует рассмотреть в следующей публикации.

Литература:

1. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В. и др. Вопросы энергоэффективности установок электроприводных центробежных насосов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 4. С. 25–30.
2. Сабиров А.А., Ивановский В.Н., Герасимов И.Н. и др. Программный комплекс «АВТОТЕХНОЛОГ» – элемент системы импортозамещения программного обеспечения для нефтяной промышленности России // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 11. С. 22–26.
3. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования / Под ред. Л.Г. Чичерова. М.: Недра, 1987. 422 с.
4. Ивановский В.Н. Учет условий эксплуатации при проектировании периодических режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2013. № 6. С. 23–29.
5. ГОСТ Р 56830-2015. Нефтяная и газовая промышленность. Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования.

**References:**

1. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Degotsov A.V., et al. The Issues of Energy Efficiency of Installations of Electrically Driven Centrifugal Pumps. Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = The Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex, 2016, No. 4, P. 25–30. (In Russian)
2. Sabirov A.A., Ivanovskiy V.N., Gerasimov I.N., et al. The Software Complex AVTOTEHNOLOG is an Element of the Software Import Substitution System for the Russian Oil Industry. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 11, P. 22–26. (In Russian)
3. The Calculation and Design of Oilfield Equipment. Ed. by L.G. Chicherov. Moscow, Nedra, 1987, 422 pp. (In Russian)
4. Ivanovskiy V.N. Accounting of Operating Conditions in the Design of Periodic Operating Modes of Wells Equipped with ESPs. Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = The Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex, 2013, No. 6, P. 23–29. (In Russian)
5. All-Union State Standard R 56830-2015. Oil and Gas Industry. Installations of Downhole Electric Centrifugal Pumps. General Technical Requirements. (In Russian)

# КОМПАНИЯ «АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД»

## ИЗГОТОВИТ ДЛЯ ВАС:

- КЛАПАНЫ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ПРУЖИННЫЕ
- КЛАПАНЫ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ПРУЖИННЫЕ 6
- КЛАПАНЫ ИМПУЛЬСНЫЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ
- ПРУЖИНЫ ВИНТОВЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ
- УСТРОЙСТВА ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИЕ
- БЛОКИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ С УСТРОЙСТВАМИ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИМИ
- КЛАПАНЫ (ЗАТВОРЫ) ОБРАТНЫЕ ПОВОРОТНЫЕ
- ЗАДВИЖКИ КЛИНОВЫЕ
- КЛАПАНЫ ЗАПОРНЫЕ (ВЕНТИЛИ)
- ЗАТВОРЫ ДИСКОВЫЕ

*НОВИНКИ НАШЕГО ПРОИЗВОДСТВА -*

## *КРАНЫ ШАРОВЫЕ**

*ОСВОЕНО УПЛОТНЕНИЕ ЗАТВОРА - МЕТАЛЛ ПО МЕТАЛЛУ!

**WWW.ARM-Z.RU**

на правах рекламы

УДК 622.276

***А.И. Курочкин***[1], *e-mail: al.kurochkin93@gmail.com;* ***С.З. Имаев***[2], *e-mail: imaevsalavat@mail.ru*

[1] Федеральное государственное унитарное предприятие «Центральный аэрогидродинамический институт имени профессора Н.Е. Жуковского» (Жуковский, Россия).
[2] Федеральное государственное образовательное учреждение высшего образования «Московский физико-технический институт (государственный университет)» (Москва, Россия).

# Оптимизация эжекторных систем для газовой промышленности

**Сверхзвуковые газовые эжекторы применяются в различных отраслях промышленности. В нефтегазовой отрасли их с успехом применяют для утилизации низконапорных газов в установках комплексной подготовки газа, а также для создания вакуума в установках переработки нефти. Однако в процессе использования эжекторов предприятия сталкиваются с проблемой низкой эффективности процесса смешения газов в камерах смешения эжекторных систем. Возникновение так называемого критического режима, при котором в струйке тока низконапорного газа поток достигает скорости звука, существенно ограничивает характеристики эжектора. Поиск оптимальной схемы подвода высоконапорного газа в камеру смешения эжектора приобретает особую значимость. В эжекторе с перфорированным насадком, установленным на сверхзвуковом сопле, часть высоконапорного газа проходит через продольные щели и начинает смешиваться с низконапорным газом. Этот поток затем эжектируется основной сверхзвуковой струей, покидающей насадок. В работе показано, что использование перфорированного насадка увеличивает степень сжатия по сравнению с классической оптимальной схемой. Сравнение результатов расчета многосопельной конструкции и классической оптимальной схемы показывает, что использование распределенного подвода газа увеличивает максимальную степень сжатия. Замена центрального сверхзвукового сопла классической схемы на семь сверхзвуковых сопел также увеличивает максимальную степень сжатия. В работе рассмотрены и выданы рекомендации к выбору геометрических параметров эжекторных систем, в которых сопла расположены на поверхности камеры смешения. Показано, что такие схемы смешения потоков разного давления имеют максимальную степень сжатия среди изученных в данной работе схем и существенно превосходят степень сжатия классического оптимального эжектора.**

Ключевые слова: эжектор, скорость звука, повышение эффективности, стабилизация конденсата, газовая промышленность, степень сжатия, высокое давление.

***A.I. Kurochkin***[1], *e-mail: al.kurochkin93@gmail.com;* ***S.Z. Imaev***[2], *e-mail: imaevsalavat@mail.ru*

[1] Federal State Unitary Enterprise «The Central Aerohydrodynamic Institute named after N.E. Zhukovsky» (TsAGI) (Zhukovsky, Russia).
[2] Federal State Educational Institution of Higher Professional Education «Moscow Institute of Physics and Technology (State University)» (Moscow, Russia).

# The Optimization of Ejector Systems for the Gas Industry

**Supersonic gas ejectors are used in various industries. In the oil and gas industry, they are successfully used for the utilization of low-pressure gases in integrated gas treatment plants, as well as for creating a vacuum in oil refining facilities. However, in the process of using ejectors, enterprises are faced with the problem of low efficiency of the process of mixing gases in the chambers of mixing ejector systems. The emergence of the so-called critical operation mode, in which a current flow reaches the speed of sound in a stream of low-pressure gas, significantly limits the characteristics of the ejector. The search for an optimal scheme for supplying of the high-pressure gas to the mixing chamber of the ejector acquires special significance. The part of the high-pressure gas passes through the longitudinal slits and mixes with the low-pressure gas in an ejector with a perforated nozzle mounted on a supersonic nozzle. Then this stream is ejected by the main supersonic stream leaving the nozzle. The paper shows that the use of a perforated nozzle increases the compression level in comparison with the classical optimal scheme. The comparison of the results of the calculation of the multi-structure design and the classical optimal scheme shows that the use of a distributed gas supply increases the maximum compression level. The replacing the central supersonic nozzle of the classical scheme with seven supersonic nozzles also increases the maximum compression level. The recommendations for the choice of geometric parameters of ejector systems, in which the nozzles are located on the surface of the mixing chamber are shown and given in the paper.**

**It is shown that such schemes of mixing different pressure streams have a maximum compression level among the all schemes shown in this paper and significantly exceed the compression level of the classical optimal ejector.**

Keywords: an ejector, a sound of speed, the increasing of the efficiency, the stabilization of a condensate, the gas industry, a compression level, a high pressure.

Предприятия различных отраслей промышленности проявляют значительный интерес к более рациональному применению энергии газовых потоков высокого давления, дросселируемых в технологических процессах. Такие потоки можно использовать для повышения давления низконапорных потоков, энергии которых не хватает для участия в технологическом процессе. Примером низконапорного потока может служить газ, образующийся в установках комплексной подготовки природного газа газоконденсатных месторождений после стабилизации углеводородного конденсата. Повышение давления низконапорного газа путем смешения его с высоконапорным потоком происходит в эжекторе.

Типичная схема эжектора представлена на рис. 1. Высоконапорный газ подается в центральное сопло, где разгоняется до сверхзвуковой скорости. Ускоренный поток увлекает поток низконапорного газа, поступающего из кольцевого сопла, и смешивается с ним в камере смешения. Образовавшаяся на выходе из камеры смешения смесь газов тормозится в диффузоре.

Отсутствие движущихся частей делает это устройство более надежным в использовании и более дешевым по сравнению с компрессором или турбокомпрессором. Все это вкупе с низкими затратами на амортизацию, простотой изготовления и долгим сроком работы делает использование эжекторов выгодным решением для оптимизации технологических процессов. Подтверждение данному выводу можно увидеть во взрывном росте использования эжекторов в областях, связанных с холодильными циклами, где требуется соблюдение постоянно растущих ограничений по эмиссии парниковых газов.

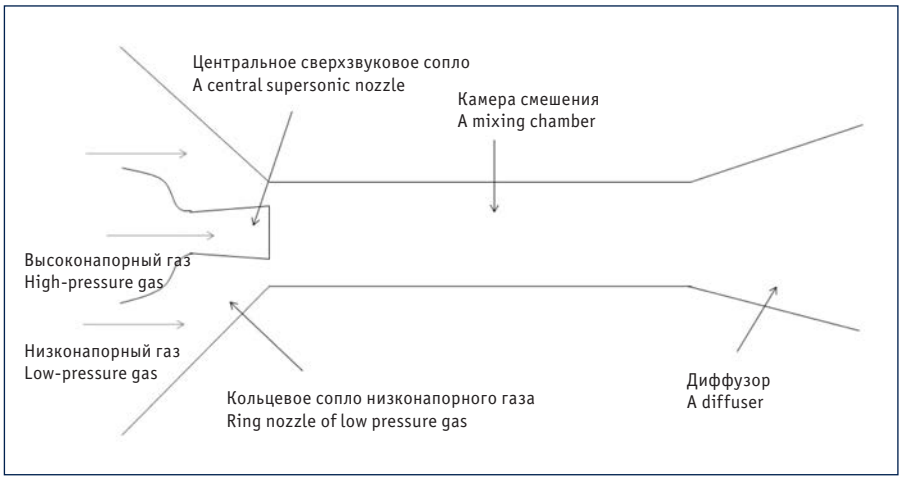



Рис. 1. Схема классического эжектора

Fig. 1. The scheme of the classical ejector

Подробный анализ преимуществ использования сверхзвуковых эжекторов в системах охлаждения можно найти в работах [4–6] и др.

Смешение потоков в сверхзвуковом эжекторе представляет собой сложный физический процесс. Как показано в [7] и [8], использование одномерных моделей для расчета эжектора может приводить к значительным ошибкам в определении коэффициента эжекции и степени сжатия. Поэтому компьютерное CFD-моделирование в настоящий момент является доминирующим методом исследования процессов, происходящих в сверхзвуковом эжекторе, а также влияния геометрических параметров на характеристики устройства (см., например, работы [9–11]). Помимо предсказания интегральных характеристик, таких как степень сжатия, CFD позволяет прогнозировать множество локальных физических явлений [12–17].

При расчете эжектора с помощью CFD одним из ключевых моментов является выбор подходящей модели турбулентности для решения осредненных по числу Рейнольдса уравнений Навье – Стокса (RANS). Исследованию влияния моделей турбулентности в широких диапазонах параметров входных потоков на характеристики эжектора посвящено значительное количество работ, к примеру [19–27]. Их выводы подтверждают, что SST $k$–$\omega$ модель турбулентности позволяет наиболее точно прогнозировать локальные параметры течения и интегральные характеристики эжекторов на нерасчетных режимах работы, а стандартная $k$–$\varepsilon$ – интегральные характеристики на расчетных режимах. С учетом нетребовательности $k$–$\varepsilon$ модели к качеству расчетной сетки и вычислительным ресурсам это делает ее наиболее предпочтительной для использования в инженерных расчетах эжекторов. При этом стоит отметить, что некоторые локальные параметры потока, такие как, например, структура отражения ударных волн в окрестности среза сопла высоконапорного газа, корректно не прогнозирует ни одна из широко распространенных моделей турбулентности [18].

Ссылка для цитирования (for citation):
Курочкин А.И., Имаев С.З. Оптимизация эжекторных систем для газовой промышленности // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 78–88.
Kurochkin A.I., Imaev S.Z. The Optimization of Ejector Systems for the Gas Industry. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 78–88. (In Russian)

Таблица 1. Геометрия классического оптимального эжектора
Table 1. The geometry of the classical optimal ejector

| Радиус критического сечения сопла, мм Radius of the nozzle's critical section, mm | Радиус среза сопла, мм Nozzle exit radius, mm | Радиус камеры смешения, мм Radius of the mixing chamber, mm | Угол полураствора сопла Nozzle semi opening angle | Длина камеры смешения, мм Length of the mixing chamber, mm | Угол полураствора диффузора Diffuser semi opening angle | Длина диффузора, мм Length of diffuser, mm |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 34 | 61,2 | 82,2 | 5 | 1644 | 3 | 1500 |

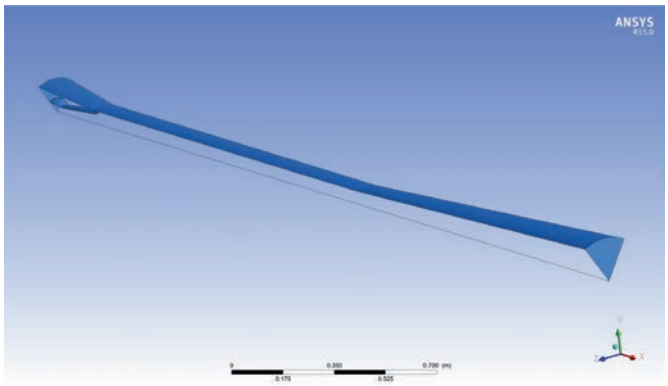



Рис. 2. Геометрия модели для расчета
Fig. 2. A geometry model for calculation

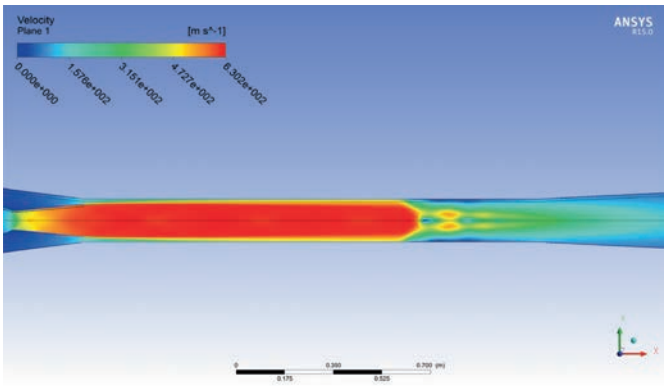



Рис. 3. Картина течения в классическом оптимальном эжекторе
Fig. 3. Flow pattern in the classical optimal ejector

В работе сверхзвукового эжектора существует предельный (критический) режим, на котором рост давления высоконапорного газа не приводит к увеличению количества подсасываемого низконапорного газа. Критический режим ограничивает эффективность работы эжектора [1], поэтому одним из методов достижения максимальной степени сжатия является изменение схемы подвода высоконапорного газа в камеру смешения в целях изменения параметров критического режима. В [1] предложены схемы с перфорированным насадком на сверхзвуковое сопло и многосопельные схемы, экспериментально доказано их преимущество по сравнению с классической схемой. В частности, многосопельные конструкции показали особую эффективность при малых коэффициентах эжекции. Обзор работ по эжекторной тематике показал, что в данный момент нет систематизированного представления о сравнительных характеристиках сверхзвуковых эжекторов с различными схемами подвода высоконапорного газа и с параметрами, характерными для нефтегазовой промышленности. Поэтому целью данной работы является сравнение максимальных степеней сжатия, реализуемых при использовании таких схем, как:

- классический оптимальный эжектор;
- эжектор с перфорированным насадком;
- многосопельный эжектор.

Именно эти схемы, согласно проведенному обзору, представляют наибольший практический интерес.

## ОБОСНОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА РАСПРЕДЕЛЕННОГО ПОДВОДА ГАЗА

Расчет дифференциального эжектора был проведен Б.А. Урюковым [2]. Дифференциальный эжектор можно представить как бесконечную последовательность вложенных друг в друга элементарных эжекторов с периферийным подводом высоконапорного газа. Проведем исследование такого эжек-

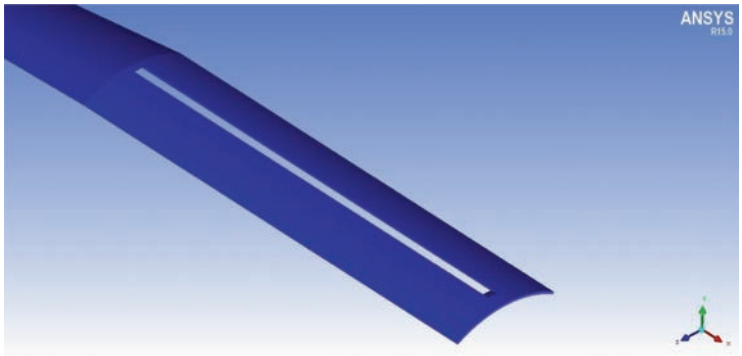



Рис. 4. Вид 1/6 части перфорированного насадка
Fig. 4. The view of 1/6 of the perforated nozzle

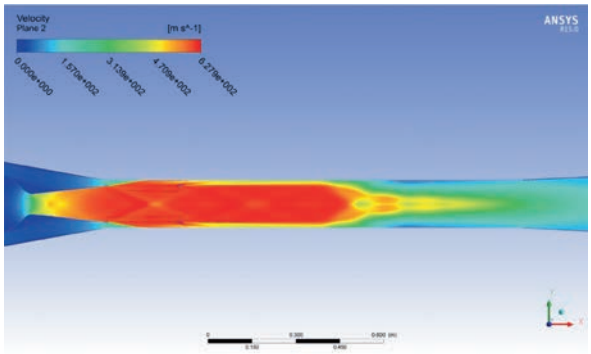



Рис. 5. Распределение скорости вдоль камеры смешения
Fig. 5. The velocity distribution along the mixing chamber

Flottweg
Separation Technology

Engineered
For
Your
Success

# УСТАНОВКИ FLOTTWEG

## Для нефтегазовой и нефтехимической отраслей

- переработка нефтешламов
- разделение ловушечной нефти, стойких эмульсий
- комплексы для очистки резервуаров от донных отложений
- отмывка замазученных грунтов
- очистка бурового раствора и регенерация барита

Надежная, экологичная и безопасная технология:

- соответствует нормам ATEX 2014/34/EU для зон I и II
- проверена и рекомендована Росприроднадзором

На правах рекламы

**ОТКРОЙТЕ НОВЫЙ ИСТОЧНИК ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ С ТЕХНОЛОГИЯМИ FLOTTWEG**

ООО «Флоттвег Москау» • Россия • 141402, г. Химки, Вашутинское шоссе, 17
Тел.: +7 (495) 575-34-34 • flottweg.moskau@flottweg.com • www.flottweg.com

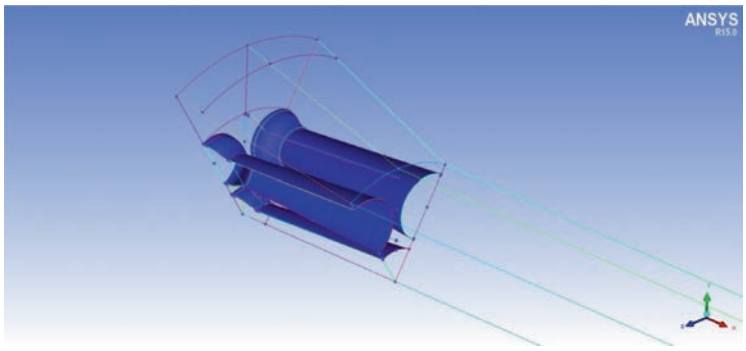



Рис. 6. Расположение сопел в форкамере эжектора
Fig. 6. The location of the nozzles in the pre-chamber of the ejector

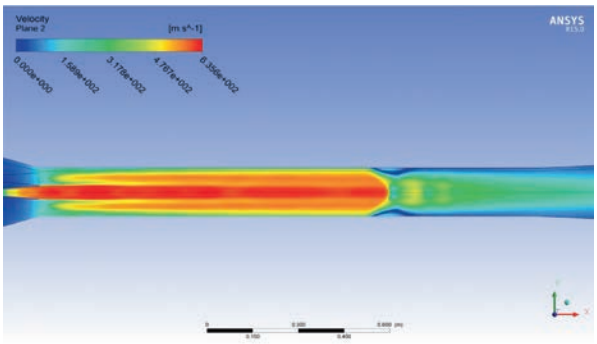



Рис. 7. Распределение скорости вдоль камеры смешения
Fig. 7. The velocity distribution along the mixing chamber

тора с учетом следующих допущений:
1) смешиваемые газы подчиняются уравнению состояния идеального газа и одинаковы по составу;
2) профиль давления, температуры и скорости в начальном сечении каждого элементарного эжектора равномерен;
3) теплопередача и трение на стенках пренебрежимо малы.

Также примем следующие обозначения: $Q$, $F$, $w$, $p_0$, $T_0$ – расход, площадь, скорость, полное давление и температура в рассматриваемом сечении эжектора; те же параметры, обозначенные штрихом, – параметры газа на срезе высоконапорного сопла; обозначенные индексом 0 – параметры эжектируемого газа на входе в эжектор; $df$ – изменение площади поперечного сечения эжектора. Помимо этого будем использовать безразмерные величины: $\lambda = \frac{w}{a_*}$ – приведенная скорость; $n = \frac{Q'}{Q_0}$ – обратный коэффициент эжекции; $\tau = \frac{T_0'}{T_{00}}$ – перепад полных температур высоконапорного и низконапорного газа, $\varepsilon = \frac{p_0}{p_{00}}$ – степень сжатия эжектора, $\sigma = \frac{p_0'}{p_{00}}$ – перепад полных давлений, $\psi = \frac{F}{F_0}$ – относительная площадь камеры смешения. Используем также стандартные обозначения для газодинамических функций:

$$z(\lambda) = \lambda + \frac{1}{\lambda},\ T(\lambda) = 1 - \frac{k-1}{k+1}\lambda^2,$$

$$\rho(\lambda) = T(\lambda)^{\frac{1}{k-1}},$$

$$p(\lambda) = T(\lambda)^{\frac{k}{k-1}},\ q(\lambda) = \left(\frac{k+1}{2}\right)^{\frac{1}{k-1}}\lambda\rho(\lambda).$$

Будем считать $p_0'$ и $T_0'$ постоянными в каждом высоконапорном сопле эжектора. Уравнения неразрывности и импульсов для эжектора принимают вид

$$dQ = dQ',\ d(T_0Q) = T_0'dQ',$$
$$d(Qw) = w'dQ' - p'dF' + pdf,$$
$$dF = dF' + df = F_0(d\alpha + d\beta).$$

Из этих уравнений следуют уравнения эжекции, приведенные к виду:

$$\frac{d\alpha}{dn} = \frac{\sqrt{\tau}}{\sigma}\frac{q(\lambda_0)}{q(\lambda')}, \quad (1)$$

$$\sqrt{\tau}\, z(\lambda') + \sqrt{(1+n)(1+n\tau)}\,\frac{T(\lambda)}{\lambda}\frac{1}{\varphi}\frac{d\beta}{dn} = \frac{d}{dn}\left(\sqrt{(1+n)(1+n\tau)}\, z(\lambda)\right), \quad (2)$$

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{(1+n)(1+n\tau)}}{\varphi}\frac{q(\lambda_0)}{q(\lambda)}, \quad (3)$$

$$\frac{a_*^2}{a_{*0}^2} - \frac{1+n\tau}{1+n}, \quad (4)$$

$$\varphi = 1 + \alpha + \beta. \quad (5)$$

В большинстве практических случаев после камеры смешения эжектора установлен диффузор, в котором происходит торможение газа. При приведенной скорости потока на входе в диффузор $\lambda \geqslant 1$ возникают значительные потери полного давления. В случае же $\lambda < 1$ эти потери, как правило, невелики. Ограничимся рассмотрением последнего практически важного случая.

В связи с этим поставим следующую задачу: при заданном полном обратном коэффициенте эжекции $n_1$ (на выходе из эжектора), при данных $\tau$, $\sigma$ и при за-

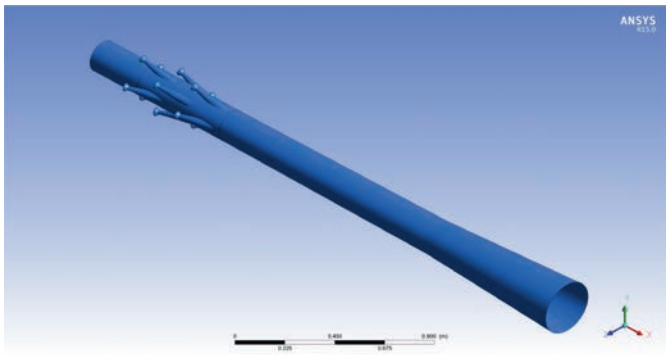



Рис. 8. Геометрическая модель многосопельного эжектора с оптимальными параметрами
Fig. 8. A geometric model of the ejector with many nozzles with optimal parameters

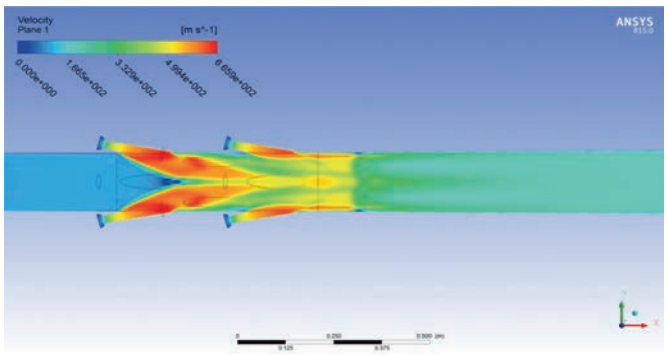



Рис. 9. Распределение скорости вдоль камеры смешения
Fig. 9. A speed distribution along the mixing chamber

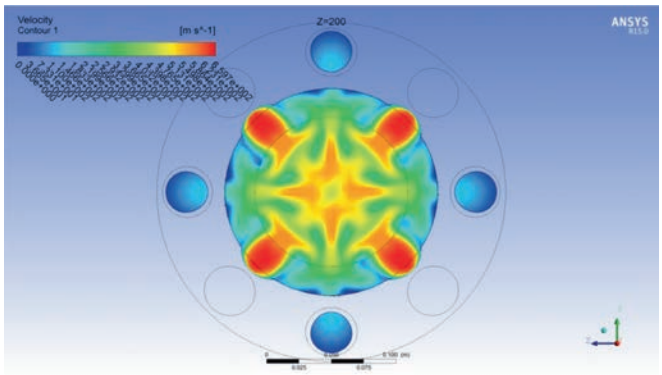



Рис. 10. Структура течения в середине зоны впрыска высоконапорного газа
Fig. 10. A structure of the flow in the middle of the injection zone of high-pressure gas

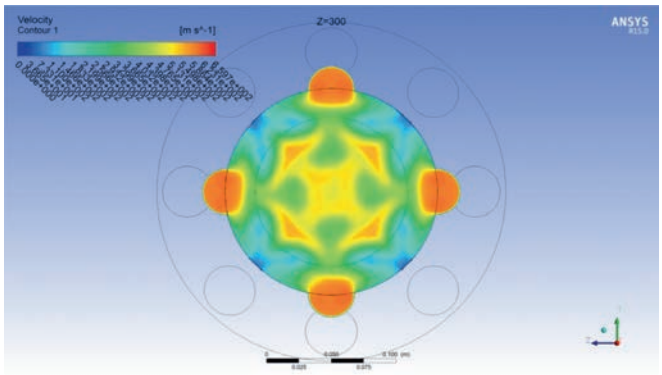



Рис.11. Структура течения в конце зоны впрыска высоконапорного газа
Fig. 11. A structure of the flow at the end of the injection zone of high-pressure gas

данном значении $\lambda_1$ на выходе найти распределение скоростей вдоль эжектора $\lambda = \lambda(n)$, $\lambda' = \lambda'(n)$, при которых $\varepsilon_1$ в конце эжектора максимальна.

Уравнения (1–5) можно переписать, исключив геометрические параметры

$$d\varepsilon = Adn,\ A = \frac{\varepsilon\sqrt{\tau}}{\omega}\left\{\frac{\lambda}{T(\lambda)}\left[z(\lambda') - \frac{2k}{k+1}\lambda\frac{\omega'}{\sqrt{\tau}}\right] - \frac{\varepsilon}{\sigma}\frac{q(\lambda)}{q(\lambda')}\right\}$$

$$\omega = \sqrt{(1+n)(1+n\tau)},\ \omega' = \frac{d\omega}{dn}. \qquad (6)$$

Из уравнения видно, что для максимального значения $\varepsilon$ коэффициент $A$ должен принимать максимальное значение для любого элементарного эжектора. Тогда

$$\frac{dA}{d} = \frac{\varepsilon\sqrt{\tau}}{\omega}\frac{T(\lambda')}{\lambda T^2(\lambda)}\left\{\frac{\lambda'}{T(\lambda')}\left[z(\lambda')t(\lambda) - \frac{4k}{k+1}\frac{\omega'}{\sqrt{\tau}}\right] + (\lambda^2 - 1)\frac{\varepsilon p(\lambda)}{\sigma p(\lambda')}\right\}$$

$$\frac{dA}{d\lambda'} = \frac{\varepsilon\sqrt{\tau}}{\omega}\left(1 - \frac{1}{\lambda^2}\right)\frac{\lambda}{T(\lambda)}\left[1 - \frac{\varepsilon p(\lambda)}{\sigma p(\lambda')}\right]. \qquad (7)$$

Условия максимума $A$

$$\frac{dA}{d\lambda'} = 0,\ \frac{dA}{d\lambda} = 0 \qquad (8)$$

Отсюда находим

$$\varepsilon p(\lambda) = \sigma p(\lambda'), \qquad (9)$$

$$\left[\lambda' - \lambda\sqrt{\frac{1+n\tau}{\tau(1+n)}}\right]\left[\lambda' - \lambda\sqrt{\frac{\tau(1+n)}{1+n\tau}}\right] = 0. \qquad (10)$$

Из условия $\varepsilon < \sigma$ следует, что уравнения (9) и (10) имеют единственное решение, имеющее физический смысл. Обозначим это решение $\lambda = \lambda_*$, $\lambda' = \lambda_*'$.

В начальном сечении эжектора из (9) и (10) для случая $\lambda = \lambda_*$, $\lambda' = \lambda_*'$, $\tau > 1$ имеем:

$$p(\lambda_{*0}) = \sigma p(\lambda_*'),$$

$$\lambda_{*0} = \frac{\lambda_*'}{\sqrt{\tau}}.$$

Из этих уравнений находятся значения $\lambda_{*0}$ и $\lambda_*'$. Далее с помощью (9), (10) и (6) находится распределение $\lambda = \lambda_*$ вдоль эжектора. Затем, используя систему (5), находим

$$\varepsilon = \left(\frac{1+n}{1 + \frac{n}{\sigma\frac{k-1}{k}}}\right)^{\frac{k}{k-1}}. \qquad (11)$$

Расчет по формуле (11) для параметров $\tau > 1$, $\sigma = 50$, $k = 0{,}01$ ($n = 100$) дает степень сжатия $\varepsilon = 46{,}6$. Для сравнения: степень сжатия классического оптимального эжектора при тех же параметрах $\varepsilon_1 = 13{,}8$. Видно, что использование дифференциальной схемы подвода может существенно увеличить максимальную степень сжатия, реализуемую в эжекторе.

## МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для исследования выбран следующий режим работы эжекторной системы:

1) коэффициент эжекции $k = 0{,}1$, расход низконапорного газа $G_{low} = 0{,}865$ кг/с;

2) давление высоконапорного газа $p = 10$ атм;

3) температура низконапорного и высоконапорного газов $T = 300$ К.

Такой набор параметров приблизительно соответствует многим практическим задачам и позволяет изучить различия между разными схемами эжекции. Давление на выходе из диффузора выбиралось таким, чтобы обеспечить максимальную степень сжатия. Стенки эжектора предполагались шероховатыми с характерной высотой шероховатости 10 мкм.

В качестве рабочей среды был выбран воздух. Связь давления, температуры и плотности осуществлялась с помощью модели идеального газа, а такие характеристики, как показатель адиабаты, вязкость и теплопроводность, предполагались постоянными.

Поскольку стоимость изготовления эжектора и проведения эксперимента велики, а теоретические модели для сложных схем подвода газа дают очень приближенный результат, для расчета характеристик эжектора использовались программные комплексы вычислительной гидродинамики ANSYS CFX и ANSYS Fluent. На расчетной сетке решалась система уравнений Навье – Стокса с применением замкнутой модели турбулентности $k$–$\varepsilon$:

1) уравнение неразрывности

$$\frac{\partial\rho}{\partial t} + \nabla\cdot(\rho U) = 0;$$

2) уравнение количества движения

$$\frac{\partial(\rho U)}{\partial t} + \nabla\cdot(\rho U \otimes U) = -\nabla p + \nabla\cdot\tau + S_M,$$

где тензор напряжений $S_M$ – внешний источник механического воздействия

$$\tau = \mu(\nabla U + (\nabla U)^T - \frac{2}{3}\delta\nabla\cdot U).$$

Здесь под $\mu$ понимается эффективная вязкость $\mu_{eff} = \mu + \mu_t$, где $\mu_t$ – турбулентная вязкость, $\mu$ – вязкость;

Таблица 2. Геометрические параметры щелей на перфорированном насадке
Table 2. Geometric parameters of slits in the perforated nozzle

| Число щелей<br>Number of gaps | Длина насадка, мм<br>Length of nozzle, mm | Длина щели, мм<br>Length of a gap, mm | Угловой размер щели<br>Angular size of a gap | Угол наклона торцевых стенок к оси эжектора<br>Angle of inclination of the gap walls to the axis of the ejector |
|---|---|---|---|---|
| 6 | 260 | 255 | 5,5 | 15 |

3) уравнение переноса энергии

$$\frac{\partial(\rho h_{tot})}{\partial t} - \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla\cdot(\rho U h_{tot}) =$$
$$= \nabla\cdot(\lambda\nabla T) + \nabla\cdot(U\cdot\tau) + U\cdot S_M + S_E,$$

где $U\cdot S_M$ – работа, обусловленная внешним источником механического воздействия, а $S_E$ – внешний источник энергии;
4) уравнение для $k$

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j k) = \frac{\partial}{\partial x_j}\left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k}\right)\frac{\partial k}{\partial x_j}\right] +$$
$$+ P_k - \rho\varepsilon + P_{kb};$$

5) уравнение для ε

$$\frac{\partial(\rho\varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j \varepsilon) = \frac{\partial}{\partial x_j}\left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon}\right)\frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j}\right] +$$
$$+ \frac{\varepsilon}{k}(C_{\varepsilon 1}Pk - C_{\varepsilon 2}\rho\varepsilon + C_{\varepsilon 1}P_{\varepsilon b});$$

6) уравнение для турбулентной вязкости

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon},$$

где $C_\mu$, $C_{\varepsilon 1}$, $C_{\varepsilon 2}$, $\sigma_k$, $\sigma_\varepsilon$ – эмпирические константы; $P_k$, $P_{kb}$, $P_{\varepsilon b}$ – члены, связанные с гравитационным влиянием на турбулентность. В данной постановке задачи мы ими пренебрегаем.
Как уже было отмечено, модель турбулентности standart $k$–ε эффективно описывает процессы эжекции. С учетом ее робастности именно эта модель была выбрана в расчете в качестве рабочей. Геометрия каждой схемы разбивалась либо гексаэдральной (гексагональной в случае двумерной модели), либо гибридной расчетной сеткой. Гибридная сетка строилась следующим образом: простые части геометрии модели разбивались гексаэдрами, сложные для представления гексаэдрами части геометрии разбивались тетраэдрами и призмами, с помощью которых разрешался пограничный слой. Слои гексаэдров, тетраэдров и призм сшивались с помощью встроенного интерфейса ANSYS CFX для гибридных сеток. Пограничный слой разрешался с требованием $y^+ \geqslant 35$, характерным для модели $k$–ε.
Все результаты вычислительных экспериментов, полученные в данной работе, проверены на независимость от расчетной сетки

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

### *1. Классический эжектор*

Для классического эжектора существует разработанная теория, позволяющая подобрать оптимальные характеристики аппарата. В [3] описан алгоритм нахождения геометрических параметров классического эжектора, при которых он функционирует с максимальной эффективностью. Подавляющее большинство аппаратов проектируются с использованием этой теории, поэтому естественно взять максимальную степень сжатия такого эжектора за точку отсчета и сравнивать с ней эффективность других схем. Также целесообразно сравнить результаты, полученные в ходе компьютерного моделирования, с теоретическими результатами, полученными в результате применения теоретической модели.
В соответствии с [3] расчет производился следующим образом:
1) задавался ряд значений $\lambda_1$ от 0 до 1; $\lambda_1$ – приведенная скорость струи низконапорного газа на входе в камеру смешения;
2) геометрия эжектора определяется параметрами σ и $k$. Для расчета были выбраны значения σ = 20, $k$ = 0,1. Для каждого $\lambda_1$ соответствующие значения $q(\lambda_p')$ и $f_k$ находились из уравнений

$$q(\lambda p') = \frac{-\left(F\varphi + \frac{b_2}{b_1} - 1\right) + \sqrt{\left(F\varphi + \frac{b_2}{b_1} - 1\right)^2 - 4F\varphi\frac{b_2}{b_1}}}{2\varphi\frac{b_2}{b_1}},$$

$$F = a_2 - \frac{b_2}{b_1}a_1 + 2b_2k - b_2kZ(\lambda_1),$$

$$\varphi = \sigma k\left(\frac{1}{q(\lambda_1)} - 1\right),$$

$$f_k = \sigma k\frac{1}{q(\lambda_1)} + \frac{1}{q(\lambda_p')},$$

где $a_1$ = 2,7; $a_2$ = 1,55; $b_1$ = 1,033; $b_2$ = 0,57; $\lambda_p'$ – приведенная скорость на срезе сопла, $f_k$ – функция от $a$;
2) определялся максимум зависимости $f_k$ от $\lambda_p'$. Для найденного $f_k$ и $\lambda_p'$ находилось отношение площадей дозвукового и сверхзвукового потоков $a$ из уравнения

$$f_k = \frac{q(\lambda_p')}{a+1}$$

Далее рассчитывалось сверхзвуковое сопло:
1) по расходу низконапорного газа находится площадь критического сечения сопла:

$$G_l = 0{,}0404\frac{p^*F_{cr}}{\sqrt{T^*}},$$

где $p^*$, $T^*$ – полные давление и температура на входе в сопло.
2) для найденного $\lambda_p'$ вычислялась площадь выходного сечения сопла:

$$G_l = \frac{p^*F_{out}}{\sqrt{T^*}}\lambda_p'\left(1 - \frac{k-1}{k+1}\lambda_p'^2\right)^{\frac{1}{k-1}}; \left[\frac{2k\mu}{(k+1)R}\right]^{\frac{1}{2}}$$

где $k$ – показатель адиабаты для воздуха, $R$ – универсальная газовая постоянная, μ – молярная масса воздуха.
В соответствии с этими расчетами была выбрана геометрия оптимального эжектора (табл. 1).
По результатам расчета максимальная степень сжатия эжектора составила ε ≈ 4,6. Это значение несколько ниже теоретического $\varepsilon_{theory}$ ≈ 5,08, рассчитанного по [3], так как в CFD-расчете учитываются влияние пограничного слоя, шероховатость стенки и потери

# Трубы и детали трубопроводов

## теплоизолированные пенополиуретаном для подземной и надземной прокладки

**Изолированные пенополиуретаном фасонные детали трубопроводов:** отводы, тройники, переходы, подвижные и неподвижные опоры в полиэтиленовой оболочке, которые предназначены для подземной бесканальной прокладки (в оцинкованной оболочке для надземной прокладки).

## Трубы и детали трубопроводов теплоизолированные пенополиуретаном для подземной и надземной прокладки

**Виды исполнения:**

- Предизолированные фасонные изделия: отводы, тройники, переходы, неподвижные опоры;
- Пенополиуретановые полускорлупы для заделки стыков трубопроводов в форме, с покрытием и без покрытия;
- Пенополиуретановые скорлупы для теплоизоляции устьев нагнетательных скважин и блока напорной гребенки с гидрозащитным покрытием (применяется для наземного оборудования объектов системы поддержания пластового давления).

**Защитный кожух (полиэтиленовая оболочка)**
Предохраняет слой пенополиуретановой изоляции от воздействия влаги, механических повреждений, предотвращает диффузию пенополиуретана и обеспечивает высокую степень защиты от коррозии. Применяются при подземной прокладке трубопроводов.

Защитная оболочка из спиральновальцованной оцинкованной стали толщиной от 0,55 до 1,5 мм

## Трубы и фасонные изделия стальные с комбинированной тепловой изоляцией подземной и надземной прокладки

Применяются при строительстве надземных и подземных трубопроводов, транспортирующих высокотемпературный теплоноситель с температурой до 250 °С. Содержат слой базальтовой изоляции.

## Трубы и фасонные изделия с системой «скин-эффект»

Предназначены для защиты от замерзания, стартового разогрева и поддержания температуры транспортируемого продукта.
Применяются при надземной и подземной прокладки в зонах повышенной взрывоопасности и позволяют поддерживать температуру трубопровода, длиной до 30 км без сопроводительной сети.

**Номенклатура диаметров:**
от 32 до 1020 мм

**Температура эксплуатации:**

- 140 °С — рабочая температура
- 150 °С — пиковая температура

**Область применения:**

- системы теплоснабжения;
- системы горячего водоснабжения;
- транспортировка высоковязких нефтепродуктов.

**Преимущества:**

- в 9-10 раз снижает годовые затраты на эксплуатацию теплосетей;
- в 2-2,5 раза снижает тепловые потери по сравнению с традиционными материалами;
- увеличивает срок службы трубопровода.

на правах рекламы

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

Таблица 3. Геометрические параметры сопел в схеме с соплами в форкамере
Table 3. Geometric parameters of nozzles in the scheme with nozzles in the prechamber

| Количество сопел<br>Number of nozzles | Радиус критического сечения сопел, мм<br>Radius of the nozzle's critical section, mm | Радиус среза сопел, мм<br>Nozzle exit radius, mm | Расстояние между срезами сопел, мм<br>Distance between nozzle sections, mm | Угол полураствора сопел<br>Nozzle semi opening angle |
|---|---|---|---|---|
| 7 | 13 | 23,1 | 6,8 | 5 |

Таблица 4. Сравнение степеней сжатия
Table 4. The comparison of compression levels

| Схема эжектора<br>Scheme of ejector | Классический оптимальный эжектор<br>Classical optimal ejector | Эжектор с перфорированным насадком<br>Ejector with a perforated nozzle | Эжектор с 7 соплами в форкамере<br>Ejector with 7 nozzles in the prechamber | Эжектор с 12 соплами на поверхности камеры смешения<br>Ejector with 12 nozzles on the surface of the mixing chamber |
|---|---|---|---|---|
| Максимальная степень сжатия<br>Maximum compression level | 4,6 | 4,75 | 4,96 | 5,91 |

в диффузоре. Картина течения представлена на рис. 3.

### *2. Эжектор с перфорированным насадком*

В качестве модели была взята геометрия классического оптимального эжектора из предыдущего расчета с цилиндрическим перфорированным насадком на сверхзвуковое сопло. Согласно рекомендациям, приведенным в [1], выбранное число щелей в насадке равнялось шести и обеспечивало перфорацию 10 %. Геометрические параметры щели представлены в табл. 2.

По результатам расчета максимальная степень сжатия в таком эжекторе $\varepsilon \approx 4{,}75$. Картина течения представлена на рис. 4 и 5.

### *3. Многосопельные эжекторы*

Во всем многообразии многосопельных схем можно выделить три принципиально разных случая:

1) сопла расположены в форкамере эжектора;
2) сопла расположены на поверхности камеры смешения;
3) сопла расположены и в форкамере, и на поверхности камеры смешения.

В данной работе мы кратко рассмотрим только два первых случая.

### *3.1. Эжектор с соплами в форкамере*

Такая схема отличается от классической тем, что центральное сверхзвуковое сопло заменяется на несколько сверхзвуковых сопел с различным взаимным расположением и геометрическими параметрами. В данной работе мы ограничимся простейшим случаем: рассмотрим классический оптимальный эжектор из первого расчета и заменим центральное сопло на семь одинаковых сопел, одно из которых расположено на оси эжектора, а остальные равномерно распределены по окружности с радиусом, равным половине расстояния между срезом центрального сопла и стенкой камеры смешения. Сопла выбраны одинаковыми и спроектированы так, чтобы суммарный расход высоконапорного газа был равен расходу в схеме с классическим оптимальным эжектором. При этом также сохраняется отношение площадей дозвукового и сверхзвукового потоков в начале камеры смешения. Геометрические параметры сопел представлены в табл. 3.

Максимальная степень сжатия в данной схеме $\varepsilon \approx 4{,}96$. Картина течения в данной схеме изображена на рис. 7 и 8.

### *3.1. Эжектор с соплами на поверхности камеры смешения*

В данной схеме сопла на протяжении некоторого расстояния входят в камеру смешения и имеют различное взаимоположение и геометрические параметры. Эжектор такого типа, согласно исследованиям [1], имеет большое преимущество перед классическим, поэтому рассмотрению этого эжектора уделено больше внимания, чем остальным схемам.

Данная схема характеризуется большим количеством геометрических параметров, из которых наиболее важные:

1) количество сопел;
2) угол наклона сопел к оси эжектора;
3) угол наклона сопел в тангенциальной к поверхности эжектора плоскости;
4) длина и угол полураствора сопел;
5) угол раствора камеры смешения;
6) радиус камеры смешения;
7) относительный сдвиг сопел.

В данном исследовании рассчитывались характеристики эжекторов со следующими параметрами:

- общее количество сопел равно 12, все сопла одинаковые;
- угол наклона сопел к оси эжектора равен 15° ± 5° с шагом в 2,5°;
- угол закрутки сопел в тангенциальной плоскости равен 5° ± 5° с шагом в 1°;
- длина сопел 90 мм, угол полураствора 5°;
- угол раствора камеры смешения равен 0° ± 4° с шагом 2°;
- радиус камеры смешения равен 45–105 мм с шагом в 20 мм;
- количество рядов сопел равно 1–4 с шагом в 1, в каждом ряду одинаковое количество сопел, сдвиг равен одному диаметру камеры смешения, сопла в соседних рядах расположены в шахматном порядке.

Отметим, что опорные значения 15° для наклона сопел к оси эжектора и 5° для закрутки в тангенциальной плоскости взяты в соответствии с рекомендациями, приведенными в [1] для многосопельных конструкций.

По результатам расчетов сделаны следующие выводы:

1) оптимальный угол наклона сопел к оси эжектора равен 17,5°;

2) в изученном диапазоне значений закрутка не влияет на характеристики эжектора;
3) оптимальный угол раствора камеры смешения равен 2°;
4) радиус камеры смешения должен быть больше 80 мм, при меньшем радиусе эффективность эжектора резко падает;
5) оптимальное количество рядов сопел равно 3.

Максимальная степень сжатия по результатам расчетов у эжектора с перечисленными в списке оптимальными параметрами равна $\varepsilon \approx 5{,}91$. Картина течения в этом эжекторе представлена на рис. 10–12.

В табл. 4 приведено сравнение максимальных степеней сжатия исследованных схем эжекторов. Видно, что степень сжатия конструкции с 12 соплами превосходит степень сжатия классического оптимального эжектора более чем на 28 %.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Благодаря простоте конструкции и надежности сверхзвуковые эжекторы нашли широкое применение в различных областях промышленности. Увеличение максимальной степени сжатия эжектора может значительно улучшить характеристики систем, использующих эжекторы.

В [2] показано, что использование распределенного подвода газа плавно увеличивает статическое давление смеси и уменьшает потери на удар. Степень сжатия дифференциального эжектора, рассчитанного в [2], значительно превосходит максимальную степень сжатия, достигаемую в классическом оптимальном эжекторе, рассчитанную по методике, описанной в [3].

В статье влияние распределенного подвода высоконапорного газа исследуется на примере эжектора с перфорированным насадком и многосопельного эжектора. Расчет в ANSYS CFX показал, что эти схемы имеют преимущество перед классическим оптимальным эжектором. В эжекторе с перфорированным насадком, установленным на сверхзвуковом сопле, часть высоконапорного газа проходит через продольные щели и начинает смешиваться с низконапорным газом. Этот поток затем эжектируется основной сверхзвуковой струей, покидающей насадок. В работе показано, что при одинаковых геометрических размерах среза сверхзвукового сопла и камеры смешения использование перфорированного насадка увеличивает степень сжатия по сравнению с классической оптимальной схемой, однако это увеличение незначительно.

Использование многосопельных конструкций с периферийным подводом высоконапорного газа наиболее приближено к концепции дифференциального эжектора, описанного в [2]. По сравнению с классическим оптимальным эжектором такая схема, впрочем, предоставляет дополнительные возможности, связанные с углами наклона сопел и их взаимным расположением. В работе исследовано влияние геометрических параметров на максимальную степень сжатия и даны рекомендации к их выбору. Сравнение результатов расчета многосопельной конструкции и классической оптимальной схемы показывает, что использование распределенного подвода газа увеличивает максимальную степень сжатия на 28 % на исследованном режиме работы эжектора. Замена центрального сверхзвукового сопла классической схемы на семь сверхзвуковых сопел также увеличивает максимальную степень сжатия.

Литература:
1. Аркадов Ю.К. Новые газовые эжекторы и эжекционные процессы. М.: Физматлит, 2001. 336 с.
2. Урюков Б.А. Теория дифференциального эжектора // Прикладная механика и техническая физика. 1963. № 5. С. 41–47.
3. Васильев Ю.Н. Газовые эжекторы со сверхзвуковыми соплами // Сб. работ по исследованию сверхзвуковых газовых эжекторов. 1961. С. 134–213.
4. Besagni G., Mereu R., Inzoli F. Ejector Refrigeration: a Comprehensive Review. Renew. Sustain. Energy Rev., 2016, Vol. 53, P. 373–407.
5. Ben Mansour R., Ouzzane M., Aidoun Z. Numerical Evaluation of Ejector-Assisted Mechanical Compression Systems for Refrigeration Applications. Int. J. Refrig., 2014, Vol. 43, P. 36–49.
6. Godefroy J., Boukhanouf R., Riffat S. Design, Testing and Mathematical Modelling Of A Small-Scale CHP and Cooling System (Small CHP-Ejector Trigeneration). Appl. Therm. Eng., 2007, Vol. 27, P. 68–77.
7. Huang B., Chang J., Wang C., Petrenko V. A 1-D Analysis of Ejector Performance. Int. J. Refrig., 1999, Vol. 22, No. 5, P. 354–364.
8. Kong F., Kim H. Analytical and Computational Studies on the Performance of a Two-Stage Ejector Diffuser System. Int. J. Heat Mass Transf., 2015, Vol. 85, P. 71–87.
9. Sriveerakul T., Aphornratana S., Chunnanond K. Performance Prediction of Steam Ejector Using Computational Fluid Dynamics: Part 1. Validation of the CFD Results. Int. J. Therm. Sci., 2007, Vol. 46, No. 8, P. 812–822.
10. Hemidi A., Henry F., Leclaire S., Seynhaeve J.-M., Bartosiewicz Y. CFD Analysis of a Supersonic Air Ejector. Part 1: Experimental Validation of Single-Phase and Two-Phase Operation. Appl. Therm. Eng., 2009, Vol. 29, No. 14–15, P. 2990–2998.
11. Varga S., Oliveira A.C., Diaconu B. Numerical Assessment of Steam Ejector Efficiencies Using CFD. Int. J. Refrig., 2009, Vol. 32, No. 6, P. 1203–1211.
12. Hemidi A., Henry F., Leclaire S, Seynhaeve J.-M., Bartosiewicz Y. CFD Analysis of a Supersonic Air Ejector. Part II: Relation Between Global Operation and Local Flow Features. Appl. Therm. Eng., 2009, Vol. 29, P. 2990–2998.
13. Ghahremanian S., Moshfegh B. Evaluation of RANS Models in Predicting Low Reynolds, Free, Turbulent Round Jet. J. Fluids Eng., 2013, Vol. 136, P. 011201.
14. Bartosiewicz Y., Aidoun Z., Mercadier Y. Numerical Assessment of Ejector Operation for Refrigeration Applications Based on CFD. Appl. Therm. Eng., 2006, Vol. 26, P. 604–612.
15. Gagan J., Smierciew K., Butrymowicz D., Karwacki J. Comparative Study of Turbulence Models in Application to Gas Ejectors. Int. J. Therm. Sci., 2014, Vol. 78, P. 9–15.
16. Yazdani M., Alahyari A.A., Radcliff T.D. Numerical Modeling and Validation of Supersonic Two-Phase Flow of $CO_2$ in Converging-Diverging Nozzles. J. Fluids Eng., 2013, Vol. 136, P. 014503.
17. García del Valle J., Sierra-Pallares J., Garcia Carrascal P., Castro Ruiz F. An Experimental and Computational Study of the Flow Pattern in a Refrigerant Ejector. Validation of Turbulence Models and Real-Gas Effects. Appl. Therm. Eng., 2015, Vol. 89, P. 795–811.
18. Bouhanguel A., Desevaux P., Gavignet E. 3D CFD Simulation of Supersonic Ejector. International Seminar on Ejector/Jet-pump Technology and Application, Louvain-La-Neuve, 2009. Vol. CD, Paper No. 15.

19. El-Behery S.M., Hamed M.H. A Comparative Study of Turbulence Models Performance for Turbulent Flow in a Planar Asymmetric Diffuser. World Acad. Sci., Eng. Technol., 2009, Vol. 53, P. 769–780.
20. Dvorak V., Vit T. Experimental and Numerical Study of Constant Area Mixing. 16th International Symposium on Transport Phenomena, Prague, 2006.
21. Li C., Li Y.Z. Investigation of Entrainment Behavior and Characteristics of Gas–Liquid Ejectors Based on CFD Simulation. Chem. Eng. Sci., 2011, Vol. 66, P. 405–416.
22. Ruangtrakoon N., Thongtip T., Aphornratana S, Sriveerakul T. CFD Simulation on the Effect of Primary Nozzle Geometries for a Steam Ejector in Refrigeration Cycle. Int. J. Therm. Sci., 2013, Vol. 63, P. 133–145.
23. Zhu Y., Jiang P. Experimental and Numerical Investigation of the Effect of Shock Wave Characteristics on the Ejector Performance. Int. J. Refrig., 2014, Vol. 40, P. 31–42.
24. Croquer S., Poncet S., Aidoun Z. Turbulence Modeling of a Single-Phase R134a Supersonic Ejector. Part 1: Numerical Benchmark. Int. J. Refrig., 2016, Vol. 61, P. 140–152.
25. Croquer S., Poncet S, Aidoun Z. Turbulence Modeling of a Single-Phase R134a Supersonic Ejector. Part 2: Local Flow Structure and Exergy Analysis. Int. J. Refrig., 2016, Vol. 61, P. 153–165.
26. Mazzelli F., Little A.B., Garimella S., Bartosiewicz Y. Computational and Experimental Analysis of Supersonic Air Ejector: Turbulence Modeling and Assessment Of 3D Effects. Int. J. Heat Fluid Flow, 2015, Vol. 56, P. 305–316.
27. Besagni G., Inzoli F. Computational Fluid-Dynamics Modeling of Supersonic Ejectors: Screening of Turbulence Modeling Approaches. Applied Thermal Engineering, 2017, Vol. 117, P. 122–144.

**References:**

1. Arkadov Yu.K. New Gas Ejectors and Ejection Processes. Moscow, Fizmatlit, 2001, 336 pp. (In Russian)
2. Uryukov B.A. The Theory of Differential Ejector. Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika = Applied mechanics and technical physics, 1963, No. 5, P. 41–47. (In Russian)
3. Vasilyev Yu.N. Gas Ejectors with Supersonic Nozzles. In: collection of works on research of supersonic gas ejectors, 1961, P. 134–213. (In Russian)
4. Besagni G., Mereu R., Inzoli F. Ejector Refrigeration: a Comprehensive Review. Renew. Sustain. Energy Rev., 2016, Vol. 53, P. 373–407.
5. Ben Mansour R., Ouzzane M., Aidoun Z. Numerical Evaluation of Ejector-Assisted Mechanical Compression Systems for Refrigeration Applications. Int. J. Refrig., 2014, Vol. 43, P. 36–49.
6. Godefroy J., Boukhanouf R., Riffat S. Design, Testing and Mathematical Modelling Of A Small-Scale CHP and Cooling System (Small CHP-Ejector Trigeneration). Appl. Therm. Eng., 2007, Vol. 27, P. 68–77.
7. Huang B., Chang J., Wang C., Petrenko V. A 1-D Analysis of Ejector Performance. Int. J. Refrig., 1999, Vol. 22, No. 5, P. 354–364.
8. Kong F., Kim H. Analytical and Computational Studies on the Performance of a Two-Stage Ejector Diffuser System. Int. J. Heat Mass Transf., 2015, Vol. 85, P. 71–87.
9. Sriveerakul T., Aphornratana S., Chunnanond K. Performance Prediction of Steam Ejector Using Computational Fluid Dynamics: Part 1. Validation of the CFD Results. Int. J. Therm. Sci., 2007, Vol. 46, No. 8, P. 812–822.
10. Hemidi A., Henry F., Leclaire S., Seynhaeve J.-M., Bartosiewicz Y. CFD Analysis of a Supersonic Air Ejector. Part 1: Experimental Validation of Single-Phase and Two-Phase Operation. Appl. Therm. Eng., 2009, Vol. 29, No. 14–15, P. 2990–2998.
11. Varga S., Oliveira A.C., Diaconu B. Numerical Assessment of Steam Ejector Efficiencies Using CFD. Int. J. Refrig., 2009, Vol. 32, No. 6, P. 1203–1211.
12. Hemidi A., Henry F., Leclaire S, Seynhaeve J.-M., Bartosiewicz Y. CFD Analysis of a Supersonic Air Ejector. Part II: Relation Between Global Operation and Local Flow Features. Appl. Therm. Eng., 2009, Vol. 29, P. 2990–2998.
13. Ghahremanian S., Moshfegh B. Evaluation of RANS Models in Predicting Low Reynolds, Free, Turbulent Round Jet. J. Fluids Eng., 2013, Vol. 136, P. 011201.
14. Bartosiewicz Y., Aidoun Z., Mercadier Y. Numerical Assessment of Ejector Operation for Refrigeration Applications Based on CFD. Appl. Therm. Eng., 2006, Vol. 26, P. 604–612.
15. Gagan J., Smierciew K., Butrymowicz D., Karwacki J. Comparative Study of Turbulence Models in Application to Gas Ejectors. Int. J. Therm. Sci., 2014, Vol. 78, P. 9–15.
16. Yazdani M., Alahyari A.A., Radcliff T.D. Numerical Modeling and Validation of Supersonic Two-Phase Flow of CO2 in Converging-Diverging Nozzles. J. Fluids Eng., 2013, Vol. 136, P. 014503.
17. García del Valle J., Sierra-Pallares J., Garcia Carrascal P., Castro Ruiz F. An Experimental and Computational Study of the Flow Pattern in a Refrigerant Ejector. Validation of Turbulence Models and Real-Gas Effects. Appl. Therm. Eng., 2015, Vol. 89, P. 795–811.
18. Bouhanguel A., Desevaux P., Gavignet E. 3D CFD Simulation of Supersonic Ejector. International Seminar on Ejector/Jet-pump Technology and Application, Louvain-La-Neuve, 2009. Vol. CD, Paper No. 15.
19. El-Behery S.M., Hamed M.H. A Comparative Study of Turbulence Models Performance for Turbulent Flow in a Planar Asymmetric Diffuser. World Acad. Sci., Eng. Technol., 2009, Vol. 53, P. 769–780.
20. Dvorak V., Vit T. Experimental and Numerical Study of Constant Area Mixing. 16th International Symposium on Transport Phenomena, Prague, 2006.
21. Li C., Li Y.Z. Investigation of Entrainment Behavior and Characteristics of Gas–Liquid Ejectors Based on CFD Simulation. Chem. Eng. Sci., 2011, Vol. 66, P. 405–416.
22. Ruangtrakoon N., Thongtip T., Aphornratana S, Sriveerakul T. CFD Simulation on the Effect of Primary Nozzle Geometries for a Steam Ejector in Refrigeration Cycle. Int. J. Therm. Sci., 2013, Vol. 63, P. 133–145.
23. Zhu Y., Jiang P. Experimental and Numerical Investigation of the Effect of Shock Wave Characteristics on the Ejector Performance. Int. J. Refrig., 2014, Vol. 40, P. 31–42.
24. Croquer S., Poncet S., Aidoun Z. Turbulence Modeling of a Single-Phase R134a Supersonic Ejector. Part 1: Numerical Benchmark. Int. J. Refrig., 2016, Vol. 61, P. 140–152.
25. Croquer S., Poncet S, Aidoun Z. Turbulence Modeling of a Single-Phase R134a Supersonic Ejector. Part 2: Local Flow Structure and Exergy Analysis. Int. J. Refrig., 2016, Vol. 61, P. 153–165.
26. Mazzelli F., Little A.B., Garimella S., Bartosiewicz Y. Computational and Experimental Analysis of Supersonic Air Ejector: Turbulence Modeling and Assessment Of 3D Effects. Int. J. Heat Fluid Flow, 2015, Vol. 56, P. 305–316.
27. Besagni G., Inzoli F. Computational Fluid-Dynamics Modeling of Supersonic Ejectors: Screening of Turbulence Modeling Approaches. Applied Thermal Engineering, 2017, Vol. 117, P. 122–144.

25 ЛЕТ KIOGE Kazakhstan

ufi Approved Event

25-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ

25th KAZAKHSTAN INTERNATIONAL

# OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.kioge.ru

**4–6**

**ОКТЯБРЯ / OCTOBER**

**2017**

КАЗАХСТАН, АЛМАТЫ
KAZAKHSTAN, ALMATY

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

THE LEADING OIL & GAS EVENT IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY

ITE CONNECTING YOUR BUSINESS TO THE WORLD

**ITE МОСКВА**
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.kioge.ru

**ITE GROUP PLC**
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

на правах рекламы

# Бетонное полотно Concrete Canvas: революция в строительстве

**Когда в начале «нулевых» студенты факультета индустриального дизайна британского Королевского колледжа искусств Питер Брейвен и Уилл Кроуфорд придумали быстровозводимую палатку для районов стихийных бедствий, они еще не подозревали, какой резонанс вызовет предложенная ими технология в мировом гражданском, военном и промышленном строительстве. Сегодня рулонный цементно-тканевый материал с непромокаемым слоем Concrete Canvas используется в 50 странах мира, позволяя сэкономить до 90 % расходов при возведении конструкций из армированного бетона. Бетонное полотно используют при строительстве своих объектов, укреплении почвы, футеровке стоков очистных сооружений и армировании трубопроводов такие компании, как Royal Dutch Shell, Conoco Phillips, Chevron. С 2014 г. продукция Concrete Canvas успешно применяется в России, в частности в проекте «Сахалин-1».**

Самым прочным, надежным и долговечным строительным материалом уже многие годы считается железобетон – армированная стальными стержнями цементно-песчаная смесь с добавлением щебня. Возведение средне- и крупномасштабных железобетонных конструкций связано с использованием строительной техники и организации для нее подъездных путей. Изобретение бетонного полотна позволило исключить необходимость применения автомиксеров и бетононасосов в процессе создания строительных конструкций, не уступающих по прочности традиционным ЖБИ.

Как рассказали в своем интервью BBC основатели и владельцы компании Concrete Canvas Питер Брейвен и Уилл Кроуфорд, на понимание преимуществ бетонного полотна как строительного материала в наибольшей мере повлияла их совместная студенческая разработка – бескаркасная надувная трехслойная палатка. В сложенном состоянии она помещалась в стандартного размера пластиковый пакет. Надуваемая воздухом палатка расправлялась за 20 мин, а смоченная водой затвердевала за 24 ч, благодаря тому что средний слой состоял из цемента. Прочность и даже пуленепробиваемость конструкции, образованные силами поверхностного натяжения, позволили авторам утверждать, что 13-миллиметровый слой бетонного полотна не уступает по качественным характеристикам 100-миллиметровому слою армированного бетона.

В 2005 г. Брейвен и Кроуфорд основали компанию Concrete Canvas, запатентовавшую технологию изготовления бетонного полотна, из которого изначально предполагалось строить быстровозводимые сооружения для труднодоступных районов стихийных бедствий и боевых действий, в том числе в подземных добывающих шахтах при угрозе обвала. Одним из первых заказчиков компании стало Министерство обороны США, но впоследствии преимущества «бетонного холста» были высоко оценены в гражданском и промышленном строительстве. Здесь,

Рис. 1. Бетонированное полотном СС каре резервуарного парка

с одной стороны, обратили внимание на отсутствие необходимости в подъезде спецтехники (масса и габариты рулонов бетонного полотна рассчитаны на перемещение одним человеком), с другой – на экономию с каждым годом дорожающих ингредиентов бетонной смеси и арматуры. Как сообщает на своем сайте российское представительство марки, один поддон, на который поместится 125 м² рулонной ткани Concrete Canvas, заменит собой два 17-тонных автомиксера с традиционным раствором.

## ПРОСТО ДОБАВЬ ВОДЫ

Защищенный приблизительно сотней патентов строительный материал Concrete Canvas представляет собой «сэндвич» из двух слоев текстильной ткани, выполняющей функции арматуры, расположенного между ними 5-, 8- или 13-миллиметрового слоя цементно-песчаной смеси (с добавлением специализированных присадок) и слоя ПВХ. Этим гидроизолирующим слоем материал укладывается на поверхность, не требующую специальной подготовки, закрепляется анкерами или металлическими кольями и смачивается водой без необходимости ее подачи под давлением. Для затвердевания 1 м² полотна СС5, который весит 7 кг, требуется около 3,5 л воды. Через 1,5–2,0 ч (в зависимости от погодных условий) материал застывает, приобретая 80 % прочности в течение суток.

В отличие от мешков с цементом, которые не переживут зиму, будучи складированными в неотапливаемом помещении, рулоны Concrete Canvas выдерживают до 200 циклов замораживания-оттаивания благодаря использованию специальных присадок. Это делает возможной разовую заброску на объект большого количества бетонного полотна в расчете на последующее строительство. Если имеется в виду нефтегазовый добывающий промысел, перекачивающая станция или перерабатывающий завод, совмещенный с морским отгрузочным терминалом, применение бетонного полотна особенно разнообразно и до конца еще не изучено. С помощью этого материала можно футеровать склоны, противопожарные водоемы и каре резервуарных парков, водостоки очистных сооружений. Холст СС также используется в качестве защитного покрытия для подводных трубопроводов. В перспективе – использование бетонного полотна в качестве кровельного материала, для настила полов и перекрытий, строительства пешеходных дорожек, мостов, лестниц, ангаров и иных жилых и технических помещений. Расчетный срок эксплуатации изделий из Concrete Canvas составляет 50 лет.

Рис. 2. Настилка материала СС (на снимке так называемый промышленный рулон, есть также бытовые компактные рулоны для работы без использования спецтехники)

Примером успешного использования продукции Concrete Canvas в России служит футеровка дренажных систем аэропорта «Мирный» в Якутии и берегового комплекса подготовки нефти Чайво в рамках международного проекта «Сахалин-1». Аэропорт «Мирный», в частности, обслуживает алмазный карьер «Мир». Суровый климат Республики Саха дает возможность проводить здесь строительные работы только в течение трех месяцев в году. Поэтому скорость их выполнения служила приоритетным показателем, и здесь технологии Concrete Canvas было отдано предпочтение. Всего за три дня

Рис. 3. Поливка водой для отвердевания бетонного полотна

в октябре 2014 г. дренажные каналы летного поля общей площадью 1680 м² были надежно забетонированы материалом СС толщиной 13 мм.

Оператором проекта «Сахалин-1» выступает компания «Эксон Нефтегаз Лимитед», дочерняя компания ExxonMobil (30 %), в разработке также участвуют ПАО «Роснефть» (20 %), ONGC (20 %) и SODECO (30 %). Выбор на разработку британских ученых пал в связи с особыми климатическими условиями региона. Морозы здесь достигают –40 °С, восемь месяцев в году грунт покрыт 4-метровым слоем снега. Приоритетное значение в этих условиях, как и в Якутии, имела скорость выполнения работ, при этом прибрежный песчаный грунт также осложнял футеровку. В июне 2015 г. шесть рабочих выполнили задачу за три недели, уложив в дренажные каналы 14 770 м² полотна Concrete Canvas толщиной 8 и 13 мм. Эксплуатация дренажных систем в Якутии и на Сахалине подтвердила преимущества применения бетонного полотна СС в сравнении с такими технологиями, как битумная изоляция и торкретирование.

UNITED CONCRETE CANVAS RUSSIA

ООО «Конкрит Кэнвас Раша»
Официальный партнер Concrete Canvas Ltd.
109012, РФ, г. Москва,
ул. Никольская, д. 10, эт. 6
Тел.: +7 (495) 937-77-80
Факс: +7 (495) 937-77-81
e-mail: info@uccr.su
https://uccr.su

на правах рекламы

УДК 622.692+665.753.4
***Д.А. Дроздов***[1], *e-mail: drozdov_mail@mail.ru;* ***В.В. Лунева***[1], *e-mail: 2209193@mail.ru;*
***Д.И. Мельников***[1], *e-mail: nio21-25gosnii@yandex.ru*

[1] Федеральное автономное учреждение «25 Государственный научно-исследовательский институт химмотологии Министерства обороны Российской Федерации» (Москва, Россия).

# Аналитическое представление вязкостно-температурных характеристик дизельных топлив ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005 при проведении гидравлических расчетов трубопроводов

**В статье рассмотрены вопросы аналитического представления вязкостно-температурных характеристик дизельных топлив ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005 при проведении гидравлических расчетов трубопроводного транспорта нефтепродуктов.**
**В первой части статьи дан краткий обзор наиболее распространенных формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления. Показано, что при расчете коэффициента гидравлического сопротивления в уравнении Дарси – Вейсбаха практически для всех режимов течения и областей гидравлического трения, за исключением области так называемого вполне шероховатого (квадратичного) трения, существенное значение имеет правильный выбор значений параметра кинематической вязкости, входящего в число Рейнольдса. Нахождение коэффициента гидравлического сопротивления необходимо для расчета потерь напора (давления) на трение и определения производительности перекачки. Проведен краткий анализ существующих формул для аналитического представления вязкостно-температурных характеристик нефтепродуктов.**
**Во второй части статьи представлены результаты исследования вязкостно-температурных характеристик дизельных топлив ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005 вида III (содержание серы – не более 10 мг/кг), классов 4, 3, 2 и сорта С, выпускаемых в настоящее время различными заводами-изготовителями. Представлены значения основных физико-химических и эксплуатационных показателей исследуемых образцов дизельных топлив, а также результаты исследований по изменению значений кинематической вязкости в зависимости от температуры.**
**В результате обработки экспериментальных данных исследуемых образцов получены аналитические зависимости, позволяющие определять значения кинематической вязкости дизельных топлив ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005 при заданной температуре. Проведено сравнение результатов расчетов кинематической вязкости по предложенным зависимостям, а также по формулам Вальтера – ASTM и Рейнольдса – Филонова с экспериментальными данными. Предложенные зависимости хорошо согласуются с экспериментальными данными исследуемых образцов и могут быть рекомендованы для использования при проведении гидравлических расчетов трубопроводов.**

Ключевые слова: дизельные топлива, кинематическая вязкость нефтепродуктов, гидравлический расчет, коэффициент гидравлического сопротивления, формула Вальтера – ASTM, формула Рейнольдса – Филонова.

***D.A. Drozdov***[1], *e-mail: drozdov_mail@mail.ru;* ***V.V. Luneva***[1], *e-mail: 2209193@mail.ru;*
***D.I. Melnikov***[1], *e-mail: nio21-25gosnii@yandex.ru*

[1] Federal Autonomous Enterprise «The 25th State Research Institute of Himmotology», Ministry of Defense of Russian Federation (Moscow, Russia).

# Analytical Presentation Viscosity-Temperature Characteristics of Diesel Fuels Brands EURO According to GOST R 52368-2005 During Pipeline Hydraulic Calculations

**In the article examined questions of the analytical presentation viscosity-temperature characteristics of diesel fuels brands EURO in accordance with GOST R 52368-2005 during hydraulic calculations of pipeline transport oil products.**
**The first part of the article contains overview of the most common formulas for determining the Darcy friction factor. Was shown that when calculating the Darcy friction factor in Darcy-Weisbach equation, practically for all flow regimes and conduits of hydraulic friction, with the exception of the so-called Turbulent flow in Rough-pipe conduits the correctly**

**choice of the values of the kinematic viscosity parameter included in the Reynolds number is essential when Fluid flow through pipelines. Finding the Darcy friction factor is necessary for calculating the friction loss pressure, as well as determining the flow rate. Was also carried out analysis of common formulas for the analytical presentation of viscosity-temperature characteristics of oil products.**

**In the second part of the paper, part of the article contains the results of a Research viscosity-temperature characteristics of diesel fuels in accordance with GOST R 52368-2005 type III (with total sulfur content not more than 10 mg/kg), EURO grades Class 4, Class 3, Class 2 and Sort C, produced currently time by different oil Refineries. The values of the main physico-chemical and operational parameters of the diesel fuel samples studied are presented, as well as the results of studies on the change in the kinematic viscosity values as a function of temperature.**

**As a result of the processing of the experimental data of the of the test samples, analytical dependencies are obtained that allow to determine the kinematic viscosity values of diesel fuels EURO according to GOST R 52368-2005 at a fixed temperature. The results of calculations of the kinematic viscosity based on the proposed dependences are compared, as well as using the Valter-ASTM and Reynolds-Filonov formulas with experimental data. The proposed dependences are in good agreement with the experimental data of the investigated samples and can be recommended for use in conducting hydraulic calculations of pipelines.**

Keywords: diesel fuels, kinematic viscosity of oil products, hydraulic calculation, Darcy friction factor, Walter-ASTM formula, Reynolds-Filonov formula.

Одной из основных задач при выполнении гидравлических расчетов трубопроводов является определение величины потерь напора на трение $h_\tau$. Обычно их выражают в зависимости от квадрата средней скорости движения жидкости $w$ формулой Дарси – Вейсбаха [1, 2]:

$$h_\tau = \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{w^2}{2g}, \quad (1)$$

где $\lambda$ – коэффициент гидравлического сопротивления; $l$ – расчетная длина трубопровода; $d$ – внутренний диаметр трубопровода; $g$ – ускорение свободного падения.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется в зависимости от режима течения. Границы режимов течения и областей гидравлического трения устанавливают в зависимости от числа Рейнольдса Re и коэффициента относительной шероховатости внутренней поверхности трубы $\varepsilon$ [1–3].

Число Рейнольдса определяется из соотношения

$$\mathrm{Re} = \frac{w \cdot d}{\nu}, \quad (2)$$

где $\nu$ – коэффициент кинематической вязкости перекачиваемой жидкости.

Коэффициент относительной шероховатости труб равен

$$\varepsilon = \frac{k_э}{d}, \quad (3)$$

Таблица 1. Формулы для определения коэффициента гидравлического сопротивления

Table 1. Formulas for determination of the Darcy friction factor

| Режим течения<br>Flow mode | | Формула для определения коэффициента гидравлического сопротивления<br>The formula for determination of the Darcy friction factor |
|---|---|---|
| Ламинарный (формула Стокса)<br>Laminar (the Stokes formula) | | $\lambda = 64/\mathrm{Re}$ |
| Переходная зона (формула Вуллиса – Гинзбурга)<br>Transition area (the Vullis – Ginzburg Formula) | | $\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}} \cdot (1 - \gamma_*) + \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0{,}25}} \cdot \gamma_*$<br>$\gamma_* = 1 - \exp[-0{,}002 \cdot (\mathrm{Re} - 2320)]$ |
| Турбулентный<br>Turbulent | Область гладкого трения (формула Блазиуса)<br>Smooth friction area (the Blauzius formula) | $\lambda = 0{,}3164/\mathrm{Re}^{0{,}25}$ |
| | Область смешанного трения (формула Альтшуля)<br>Mixed Friction area (the Altshul formula) | $\lambda = 0{,}11 \cdot \left(\frac{68}{\mathrm{Re}} + \frac{k_э}{d}\right)^{0{,}25}$ |
| | Область вполне шероховатого (квадратичного) трения (формула Шифринсона)<br>Sufficiently rough (square law) friction area (the Shifrinson formula) | $\lambda = 0{,}11 \cdot \left(\frac{k_э}{d}\right)^{0{,}25}$ |

Ссылка для цитирования (for citation):
Дроздов Д.А., Лунева В.В., Мельников Д.И. Аналитическое представление вязкостно-температурных характеристик дизельных топлив ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005 при проведении гидравлических расчетов трубопроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 92–100.
Drozdov D.A., Luneva V.V., Melnikov D.I. Analytical Presentation Viscosity-Temperature Characteristics of Diesel Fuels Brands EURO According to GOST R 52368-2005 During Pipeline Hydraulic Calculations. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 92–100. (In Russian)

Таблица 2. Значения основных физико-химических и эксплуатационных показателей дизельных топлив ЕВРО классов 4, 3, 2 и сорта С в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52368-2005

Table 2. The standard values of main physicochemical and service parameters of diesel fuel (Euro 4, 3, 2 and the Type C in accordance with GOST R 52368-2005

| Наименование показателя<br>Parameter | Марка дизельного топлива<br>Diesel fuel | | | |
|---|---|---|---|---|
| | ЕВРО класс 4<br>EURO Class 4 | ЕВРО класс 3<br>EURO Class 3 | ЕВРО класс 2<br>EURO Class 2 | ЕВРО сорт С<br>EURO Type C |
| Плотность при 15 °С, кг/м$^3$<br>Density at 15 °C, kg/m$^3$ | 800–840 | | | 820–845 |
| Кинематическая вязкость при 40 °С, мм$^2$/с (сСт)<br>Kinematic viscosity at 40 °C, mm$^2$/s (cSt) | 1,2–4,0 | 1,4–4,0 | 1,5–4,0 | 2,0–4,5 |
| Фракционный состав:<br>Fractional Content:<br>• до температуры 180 °С, % (по объему)<br>up to 180 °C, % (volume)<br>• до температуры 340 °С, % (по объему)<br>up to 340 °C, % (volume)<br>• при температуре 250 °С, % (по объему)<br>at 250 °C, % (volume)<br>• при температуре 350 °С, % (по объему)<br>at 350 °C, % (volume)<br>• 95 % (по объему) перегоняется при температуре °С, %<br>95 % (volume) distilled at the temperature °C, % | Не более 10<br>Not exceeding 10<br>Не менее 95<br>Not exceeding 95<br>–<br>–<br>– | | | –<br>–<br>Менее 65<br>Below 65<br>Не менее 85<br>At least 85<br>Не выше 360<br>Not exceeding 360 |
| Температура помутнения, °С<br>Turbidity temperature, °C | Не выше –34<br>Not exceeding –34 | Не выше –28<br>Not exceeding –28 | Не выше –22<br>Not exceeding –22 | – |
| Предельная температура фильтруемости, °С<br>Maximum filtering temperature, °C | Не выше –44<br>Not exceeding –44 | Не выше –38<br>Not exceeding –38 | Не выше –32<br>Not exceeding –32 | Не выше –5<br>Not exceeding –5 |
| Температура застывания, °С<br>Setting temperature, °C | – | | | |

где $k_э$ – коэффициент эквивалентной шероховатости внутренней поверхности труб.

Выделяют три режима течении жидкости: ламинарный Re < 2320, переходную зону 10 000 < Re < 2320 и турбулентный Re > 10 000. Турбулентный режим условно разделяют на три области гидравлического трения: гладкого 10 000 < Re < 10/ε, смешанного 10/ε < Re < 500/ε, вполне шероховатого (квадратичного) Re > 500/ε. Применительно к гидравлическим расчетам трубопроводного транспорта нефтепродуктов для определения коэффициента гидравлического сопротивления рекомендуют использовать формулы, представленные в табл. 1 [1–3].

Число Рейнольдса, учитывающее влияние работы сил вязкого трения, входит практически во все зависимости для определения коэффициента гидравлического сопротивления. Только при турбулентном режиме течения в области вполне шероховатого (квадратичного) трения влияние вязкости можно не учитывать.

При проведении перекачки дизельных топлив по трубопроводам на величину гидравлических сопротивлений достаточно существенно влияет значение параметра вязкости. Поэтому требуется определять значения вязкости с возможно большей точностью. Кинематическая вязкость дизельных топлив ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005 определяется методом испытания, регламентированным ГОСТ 33, а также идентичными методами по ISO 3104, ASTM D 445 [4]. Определение кинематической вязкости нефтепродуктов при заданном диапазоне температур проводят с использованием калиброванных стеклянных вискозиметров различных типов (Оствальда, Убеллоде и др.) [5]. Шаг измерений температуры составляет обычно 5–10 °С. При этом строят вязкостно-температурные кривые.

Для выражения вязкостно-температурных характеристик нефтепродуктов в аналитическом виде предложено множество различных формул [6]. Наиболее точной считается формула Вальтера – ASTM:

$$\lg\lg(\nu\cdot 10^6 + 0{,}8) = a + b\lg T, \qquad (4)$$

где $T$ – абсолютная температура, в градусах К; $a$ и $b$ – коэффициенты, определяемые на основании экспериментально полученных значений кинематической вязкости $\nu_1$ и $\nu_2$ для двух температур $T_1$ и $T_2$.

Коэффициенты $a$ и $b$ в формуле Вальтера – ASTM рассчитываются по формулам:

$$b = \frac{[\lg\lg(\nu_1 + 0{,}8) - \lg\lg(\nu_2 + 0{,}8)]}{\lg(T_1/T_2)}, \qquad (5)$$

$$a = \lg\lg(\nu_1 + 0{,}8) - b\lg T_1. \qquad (6)$$

Для определения кинематической вязкости при заданной температуре $T$ формула Вальтера – ASTM может быть представлена в следующем виде:

$$\nu = \exp[2{,}3026\cdot\exp[2{,}306\cdot(a + b\lg T]] - 0{,}8. \qquad (7)$$

Также весьма широкое распространение получила формула Рейнольдса – Филонова:

Таблица 3. Фактические значения основных физико-химических и эксплуатационных показателей исследуемых дизельных топлив ЕВРО классов 4, 3, 2 и сорта С по ГОСТ Р 52368-2005

Table 3. The actual values of main physicochemical and service parameters of the studied samples of diesel fuels (Euro 4, 3, 2 and the Type C in accordance with GOST R 52368-2005

| Наименование показателя<br>Parameter | Марка дизельного топлива<br>Diesel fuel | | | |
|---|---|---|---|---|
| | ЕВРО класс 4<br>EURO Class 4 | ЕВРО класс 3<br>EURO Class 3 | ЕВРО класс 2<br>EURO Class 2 | ЕВРО сорт С<br>EURO Type C |
| Плотность при 15 °С, кг/м³<br>Density at 15 °C, kg/m³ | 802,0 | 805,8 | 817,5 | 832,0 |
| Кинематическая вязкость при 40 °С, мм²/с (сСт)<br>Kinematic viscosity at 40 °C, mm²/s (cSt) | 1,44 | 1,66 | 1,726 | 2,57 |
| Фракционный состав:<br>Fractional content:<br>• до температуры 180 °С, % (по объему)<br>up to 180 °C, % (volume)<br>• до температуры 340 °С, % (по объему)<br>up to 340 °C, % (volume)<br>• при температуре 250 °С, %<br>(по объему) at 250 °C, % (volume)<br>• при температуре 350 °С, % (по объему)<br>at 350 °C, % (volume)<br>• 95 % (по объему) перегоняется при температуре °С, %<br>95 % (volume) distilled at the temperature °C, % | <br><br>4<br><br>Более 95<br>Over 95<br>–<br><br>–<br><br>– | <br><br>7<br><br>96<br><br>–<br><br>–<br><br>– | <br><br>5<br><br>97<br><br>–<br><br>–<br><br>– | <br><br>–<br><br>–<br><br>39<br><br>98<br><br>337 |
| Температура помутнения, °С<br>Turbidity temperature, °C | –43 | –36 | –30 | –9 |
| Предельная температура фильтруемости, °С<br>Maximum filtering temperature, °C | –46 | –40 | –32 | –12 |
| Температура застывания, °С<br>Setting temperature, °C | –55 | –43 | –46 | –22 |

$$\nu = \nu_1 \cdot \exp[-\kappa \cdot (T - T_1)], \quad (8)$$

где κ – коэффициент крутизны термовязкограммы, равный

$$\kappa = \frac{\ln(\nu_1/\nu_2)}{T_2 - T_1}. \quad (9)$$

Достаточно часто нет возможности получить из специализированной лаборатории данные испытаний по определению кинематической вязкости на всем диапазоне температурных значений эксплуатации трубопроводов. Более того, в паспортах качества дизельных топлив по ГОСТ Р 52368-2005 кинематическая вязкость указывается только при температуре 40 °С. При этом в рассмотренных формулах Вальтера – ASTM и Рейнольдса – Филонова должны быть известны значения кинематической вязкости как минимум при двух температурах.

Это ставит задачу поиска альтернативных подходов к аналитическому представлению вязкостно-температурных характеристик дизельных топлив. Так, в работе [7] для топлив марок З и Л по ГОСТ 305-82 было предложено определять кинематическую вязкость как

Таблица 4. Коэффициенты аппроксимации в формуле (12) для исследуемых образцов дизельных топлив по ГОСТ Р 52368-2005

Table 4. Approximation coefficients by the formula (12) for the studied samples of diesel fuels by GOST R 52368-2005

| Марка дизельного топлива<br>Diesel fuel | Коэффициенты аппроксимации в формуле (12)<br>Approximation coefficients in the formula (12) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $a_\nu$ | $b_\nu$ | $c_\nu$ | $d_\nu$ | $e_\nu$ | $f_\nu$ |
| ЕВРО класс 4<br>EURO Class 4 | $-2{,}1\cdot10^{-9}$ | $7{,}84\cdot10^{-8}$ | $2{,}98\cdot10^{-6}$ | $-2{,}725\cdot10^{-5}$ | $-1{,}155\cdot10^{-2}$ | –5,496 |
| ЕВРО класс 3<br>EURO Class 3 | $-1{,}8\cdot10^{-9}$ | $9{,}33\cdot10^{-8}$ | $8{,}781\cdot10^{-7}$ | $-2{,}693\cdot10^{-5}$ | $-1{,}09\cdot10^{-2}$ | –5,412 |
| ЕВРО класс 2<br>EURO Class 2 | $-1{,}5\cdot10^{-9}$ | $12{,}85\cdot10^{-8}$ | $-2{,}548\cdot10^{-6}$ | $4{,}304\cdot10^{-7}$ | $-1{,}047\cdot10^{-2}$ | –5,36 |
| ЕВРО сорт С<br>EURO Type C | 0 | 0 | $-2{,}257\cdot10^{-6}$ | $2{,}453\cdot10^{-4}$ | $-1{,}773\cdot10^{-2}$ | –5,127 |

Таблица 5. Сравнение экспериментальных и расчетных значений кинематической вязкости дизельного топлива ЕВРО класс 4
Table 5. Comparison of experimental and calculated values of a EURO Class 4 diesel fluid's kinematic viscosity

| Температура t, °C Temperature t, °C | Кинематическая вязкость ν, $10^{-6}$ м²/с (сСт) Kinematic viscosity ν, $10^{-6}$ m²/s (cSt) | | | | Относительное отклонение Δ, % Relative deviation Δ, % | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Фактическая Measured | Расчетная по формуле Calculated by the formula | | | | | |
| | | Рейнольдса – Филонова (7) Reynolds – Filonov (7) | Вальтера – ASTM (8) Walter – ASTM (8) | Предложенная (12) Proposed (12) | Рейнольдса – Филонова (7) Reynolds – Filonov (7) | Вальтера – ASTM (8) Walter – ASTM (8) | Предложенная (12) Proposed (12) |
| –45 | 27,14 | 27,14 | 27,141 | 25,469 | 0 | 0 | 6,16 |
| –40 | 11,851 | 23,041 | 19,716 | 14,042 | –94,42 | –66,37 | –18,49 |
| –35 | 9,46 | 19,561 | 14,79 | 9,442 | –106,77 | –56,35 | 0,19 |
| –30 | 7,673 | 16,606 | 11,407 | 7,245 | –116,42 | –48,66 | 5,58 |
| –25 | 6,324 | 14,098 | 9,011 | 6,03 | –122,92 | –42,48 | 4,66 |
| –20 | 5,364 | 11,968 | 7,267 | 5,242 | –123,12 | –35,48 | 2,27 |
| –15 | 4,55 | 10,161 | 5,969 | 4,641 | –123,31 | –31,18 | –2,0 |
| –10 | 3,998 | 8,626 | 4,98 | 4,119 | –115,76 | –24,57 | –3,03 |
| 0 | 3,049 | 6,217 | 3,61 | 3,192 | –103,9 | –18,41 | –4,67 |
| 10 | 2,462 | 4,481 | 2,735 | 2,451 | –81,99 | –11,09 | 0,45 |
| 20 | 2,042 | 3,229 | 2,146 | 1,958 | –58,15 | –5,1 | 4,12 |
| 30 | 1,715 | 2,327 | 1,733 | 1,682 | –35,71 | –1,05 | 1,91 |
| 40 | 1,44 | 1,677 | 1,433 | 1,495 | –16,49 | 0,48 | –3,85 |
| 50 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,16 | 0 | 0 | 4,02 |

Таблица 6. Сравнение экспериментальных и расчетных значений кинематической вязкости дизельного топлива ЕВРО класс 3
Table 6. Comparison of experimental and calculated values of a EURO Class 3 diesel fluid's kinematic viscosity

| Температура t, °C Temperature t, °C | Кинематическая вязкость ν, $10^{-6}$ м²/с (сСт) Kinematic viscosity ν, $10^{-6}$ m²/s (cSt) | | | | Относительное отклонение Δ, % Relative deviation Δ, % | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Фактическая Measured | Расчетная по формуле Calculated by the formula | | | | | |
| | | Рейнольдса – Филонова (7) Reynolds – Filonov (7) | Вальтера – ASTM (8) Walter – ASTM (8) | Предложенная (12) Proposed (12) | Рейнольдса – Филонова (7) Reynolds – Filonov (7) | Вальтера – ASTM (8) Walter – ASTM (8) | Предложенная (12) Proposed (12) |
| –40 | 22,679 | 22,679 | 22,679 | 22,278 | 0 | 0 | 1,77 |
| –35 | 12,66 | 19,365 | 16,926 | 13,596 | –52,96 | –33,7 | –7,39 |
| –30 | 9,829 | 16,535 | 12,991 | 9,691 | –68,22 | –32,17 | 1,4 |
| –25 | 7,849 | 14,118 | 10,217 | 7,655 | –79,87 | –30,17 | 2,47 |
| –20 | 6,619 | 12,055 | 8,206 | 6,44 | –82,13 | –23,98 | 2,7 |
| –15 | 5,499 | 10,293 | 6,715 | 5,605 | –87,18 | –22,11 | –1,93 |
| –10 | 4,871 | 8,789 | 5,584 | 4,949 | –80,44 | –14,63 | –1,61 |
| 0 | 3,85 | 6,408 | 4,023 | 3,873 | –66,44 | –4,49 | –0,59 |
| 10 | 3,039 | 4,672 | 3,032 | 3,006 | –53,73 | 0,24 | 1,1 |
| 20 | 2,374 | 3,406 | 2,368 | 2,374 | –43,48 | 0,24 | 0,01 |
| 30 | 1,985 | 2,483 | 1,905 | 1,96 | –25,1 | 4,03 | 1,25 |
| 40 | 1,66 | 1,811 | 1,57 | 1,658 | –9,07 | 5,44 | 0,11 |
| 50 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | 1,277 | 0 | 0 | 3,29 |

Таблица 7. Сравнение экспериментальных и расчетных значений кинематической вязкости дизельного топлива ЕВРО класс 2
Table 7. Comparison of experimental and calculated values of a EURO Class 2 diesel fluid's kinematic viscosity

| Температура t, °C Temperature t, °C | Кинематическая вязкость ν, $10^{-6}$ м²/с (сСт) Kinematic viscosity ν, $10^{-6}$ m²/s (cSt) | | | | Относительное отклонение Δ, % Relative deviation Δ, % | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Фактическая Measured | Расчетная по формуле Calculated by the formula | | | | | |
| | | Рейнольдса – Филонова (7) Reynolds – Filonov (7) | Вальтера – ASTM (8) Walter – ASTM (8) | Предложенная (12) Proposed (12) | Рейнольдса – Филонова (7) Reynolds – Filonov (7) | Вальтера – ASTM (8) Walter – ASTM (8) | Предложенная (12) Proposed (12) |
| –30 | 14,46 | 14,46 | 14,46 | 14,582 | 0 | 0 | –0,84 |
| –25 | 10,3 | 12,497 | 11,307 | 10,155 | –21,33 | –9,78 | 1,41 |
| –20 | 7,768 | 10,8 | 9,036 | 7,858 | –39,03 | –16,32 | –1,16 |
| –15 | 6,515 | 9,333 | 7,359 | 6,507 | –43,26 | –12,96 | 0,12 |
| –10 | 5,554 | 8,066 | 6,095 | 5,607 | –45,23 | –9,73 | –0,95 |
| 0 | 4,415 | 6,024 | 4,36 | 4,365 | –36,45 | 1,24 | 1,13 |
| 10 | 3,415 | 4,499 | 3,267 | 3,419 | –31,75 | 4,34 | –0,12 |
| 20 | 2,642 | 3,36 | 2,539 | 2,668 | –27,19 | 3,88 | –0,98 |
| 30 | 2,135 | 2,51 | 2,034 | 2,114 | –17,55 | 4,72 | 0,98 |
| 40 | 1,726 | 1,874 | 1,67 | 1,715 | –8,6 | 3,24 | 0,66 |
| 50 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,36 | 0 | 0 | 2,88 |

функцию температуры следующими выражениями:

$$\log\nu = 10^{-9}\cdot 9\cdot t^4 - 10^{-7}\cdot 8{,}85\cdot t^3 + 10^{-4}\cdot 1{,}1247\cdot t^2 - 10^{-2}\cdot 1{,}56\cdot t - 5{,}109, \quad (10)$$

$$\nu = -10^{-11}\cdot 3{,}16\cdot t^3 + 10^{-9}\cdot 4{,}67\cdot t^2 - 10^{-7}\cdot 2{,}77\cdot t + 10^{-6}\cdot 8{,}43. \quad (11)$$

При использовании формул (10) и (11) температуру $t$ надо подставлять в градусах °C, значение кинематической вязкости получается в м²/с.

В работе [7] рассматривались экспериментальные данные по дизельным топливам, выпускаемым по ГОСТ 305-73 и ГОСТ 4749-73. Данные имеют определенную давность и в настоящее время уже устарели. Изменились география добычи нефти, технологии ее переработки и, следовательно, физико-химические свойства товарных нефтепродуктов. Дизельное топливо по ГОСТ 4749-73 не производится с 1983 г. по причине отмены действия документа и перехода на ГОСТ 305-82. Менялись и требования ГОСТ 305. Поэтому нецелесообразно рекомендовать применение полученных зависимостей (10) и (11) для определения значений кинематической вязкости дизельных топлив по ГОСТ Р 52368-2005.

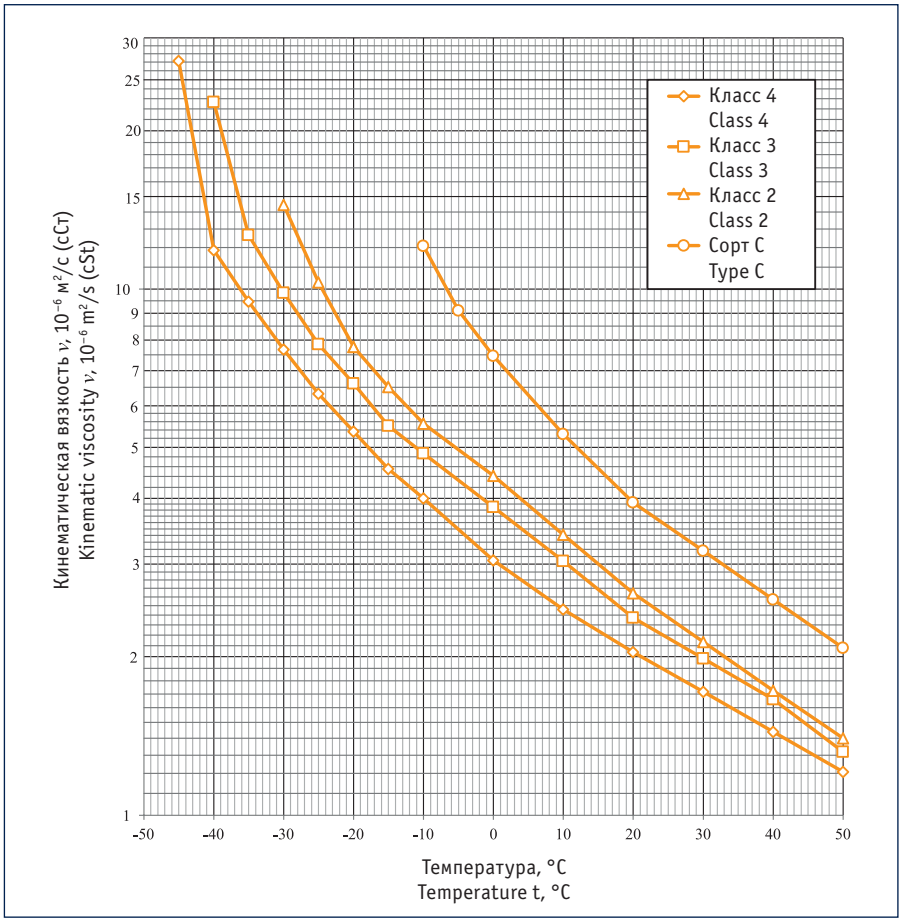



Рис. 1. Зависимость кинематической вязкости от температуры дизельных топлив ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005

Fig. 1. Kinematic viscosity temperature dependences of euro diesel fluids by GOST R 52368-2005

Таблица 8. Сравнение экспериментальных и расчетных значений кинематической вязкости дизельного топлива ЕВРО сорт С
Table 8. Comparison of experimental and calculated values of a EURO Type C diesel fluid's kinematic viscosity

| Температура t, °C Temperature t, °C | Кинематическая вязкость ν, $10^{-6}$ м²/с (сСт) Kinematic viscosity ν, $10^{-6}$ m²/s (cSt) | | | | Относительное отклонение Δ, % Relative deviation Δ, % | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Фактическая Measured | Расчетная по формуле Calculated by the formula | | | | | |
| | | Рейнольдса – Филонова (7) Reynolds – Filonov (7) | Вальтера – ASTM (8) Walter – ASTM (8) | Предложенная (12) Proposed (12) | Рейнольдса – Филонова (7) Reynolds – Filonov (7) | Вальтера – ASTM (8) Walter – ASTM (8) | Предложенная (12) Proposed (12) |
| –10 | 12,075 | 12,075 | 12,075 | 11,942 | 0 | 0 | 1,1 |
| –5 | 9,1 | 10,429 | 9,758 | 9,291 | –14,6 | –7,23 | –2,1 |
| 0 | 7,467 | 9,007 | 8,021 | 7,464 | –20,62 | –7,42 | 0,03 |
| 10 | 5,3 | 6,719 | 5,66 | 5,224 | –26,77 | –6,8 | 1,44 |
| 20 | 3,929 | 5,012 | 4,189 | 3,967 | –27,55 | –6,63 | –0,97 |
| 30 | 3,178 | 3,738 | 3,222 | 3,169 | –17,63 | –1,38 | 0,28 |
| 40 | 2,57 | 2,788 | 2,556 | 2,581 | –8,5 | 0,56 | –0,44 |
| 50 | 2,08 | 2,08 | 2,08 | 2,078 | 0 | 0 | 0,1 |

Были проведены исследования и анализ вязкостно-температурных характеристик следующих образцов топлив дизельных ЕВРО, вид III (содержание серы – не более 10 мг/кг) по ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009) с изм. 1:

1) класс 4: производитель – ОАО «Газпром нефтехим Салават»; компонентный состав: дизельная гидроочищенная фракция 164–275 °С – 99,96 % масс., противоизносная присадка «Адди ТОП» СМ/AddiTOP L – 0,04 % масс.;

2) класс 3: производитель – АО «ННК-Хабаровский НПЗ»; компонентный состав: дизельная гидроочищенная фракция 164–275 °С – 99,96 % масс., противоизносная присадка «КОЛТЕК ДС 7739» – 0,03 % масс., промотор воспламенения «КОЛТЕК ДС 1406» – 0,01 % масс.;

3) класс 2: производитель – ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»; компонентный состав: топливо дизельное гидроочищенное с установки «Парекс» 164–275 °С – 99,97 % масс., противоизносная присадка «Байкат» – 0,04 % масс., антиокислительная присадка «Агидол-1» – 0,01 % масс., промотор воспламенения «Pro-цетан плюс 51» – 0,15 % масс.;

4) сорт С: производитель – ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»; компонентный состав: топливо дизельное гидроочищенное – 71,7 % масс., топливо дизельное гидродеароматизированное – 21,1 % масс., фракция гидроочищенная для производства реактивных топлив – 7,2 % масс., противоизносная присадка NALCO 5719A – 0,035% масс., промотор воспламенения Kerobrisol EHN – 0,1 % масс.

В результате были получены данные о кинематической вязкости в зависимости от температуры топлив дизельных ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005 для классов 4, 3, и 2, а также сорта С. Общий вид полученных вязкостно-температурных кривых представлен на рис. 1.

Значения основных физико-химических и эксплуатационных показателей исследуемых образцов дизельных топлив в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52368-2005 и фактических представлены в табл. 2–3.

Для аналитического представления кинематическую вязкость ν дизельных топлив, м²/с, в зависимости от расчетной температуры *t*, °С, предлагается выражать следующей функцией:

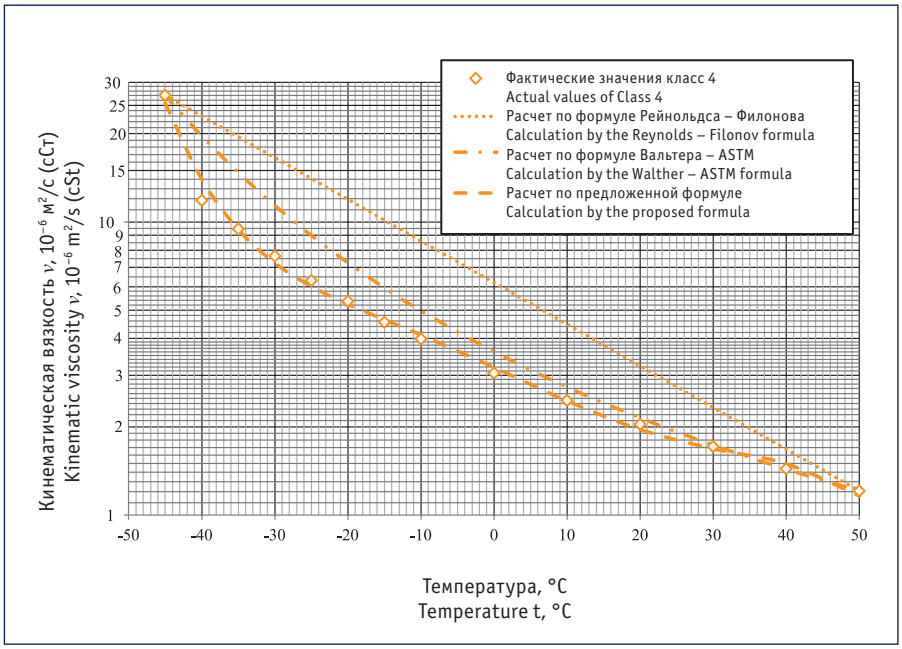



Рис. 2. Сравнение экспериментальных и расчетных данных вязкостно-температурных характеристик дизельного топлива ЕВРО класс 4
Fig. 2. Comparison of experimental and calculated values of a EURO Class 4 diesel fluid's viscosity-temperature characteristics

$$\log\nu = a_\nu \cdot t^5 + b_\nu \cdot t^4 + c_\nu \cdot t^3 + d_\nu \cdot t^2 + e_\nu \cdot t + f_\nu, \quad (12)$$

где $a_\nu$, $b_\nu$, $c_\nu$, $d_\nu$, $e_\nu$ и $f_\nu$ – коэффициенты аппроксимации. Значения коэффициентов аппроксимации для исследуемых образцов дизельных топлив по ГОСТ Р 52368-2005 представлены в табл. 4. Выражение (12) можно также записать в следующем виде:

$$\nu = \exp[2{,}3026 \cdot (a_\nu \cdot t^5 + b_\nu \cdot t^4 + c_\nu \cdot t^3 + d_\nu \cdot t^2 + e_\nu \cdot t + f_\nu)]. \quad (13)$$

Исходные данные по кинематической вязкости дизельных топлив по ГОСТ Р 52368-2005 и результаты расчетов по формулам Вальтера – ASTM (7), Рейнольдса – Филонова (8) и предложенной (12) представлены в табл. 5–8 и на рис. 2–5. При расчете коэффициентов *a*, *b* и κ по формулам (5), (6) и (9) использовались значения кинематической вязкости исследуемых образцов дизельных топлив при максимальной и минимальной температуре.

Видно, что результаты расчетов по предложенной зависимости (12) лучше согласуются с экспериментальными данными, чем по формулам Вальтера – ASTM (7) и Рейнольдса – Филонова (8). Точность расчетов по формулам (7) и (8) можно значительно повысить, если задать более узкий интервал исходных экспериментальных данных. Однако для практических целей, в частности при гидравлических расчетах трубопроводов, зачастую требуется определение значений кинематической вязкости во всем диапазоне возможных температур.

Определенная сложность описания вязкостно-температурных характеристик дизельных топлив на всем интервале температур одной зависимостью объясняется тем, что при снижении температуры топлива ниже его температуры помутнения в нем образуются микрокристаллы н-парафиновых углеводородов [5]. При этом происходит резкое, скачкообразное повышение значений параметра кинематической вязкости.

Следует отметить, что согласно требованиям ГОСТ Р 52368-2005 показатель температуры помутнения определя-

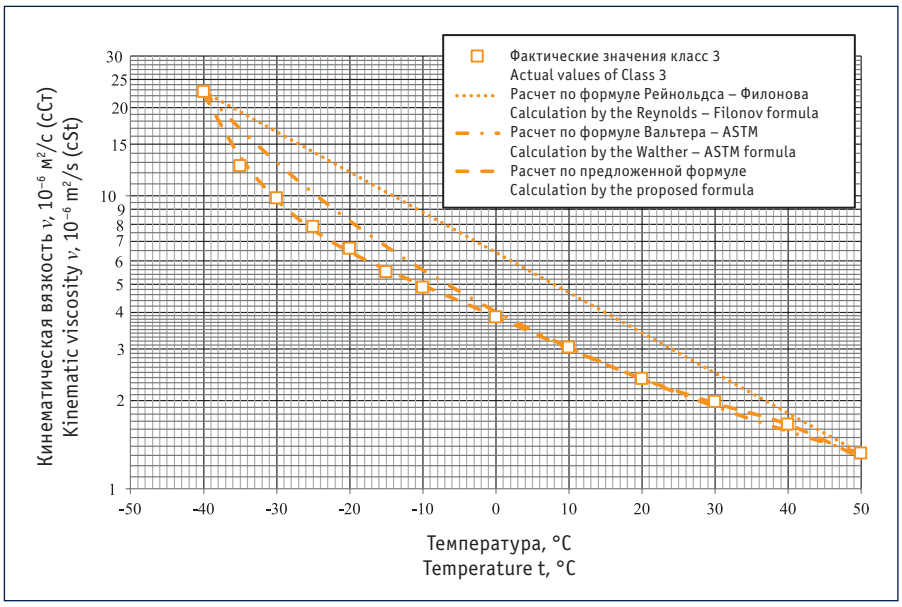



Рис. 3. Сравнение экспериментальных и расчетных данных вязкостно-температурных характеристик дизельного топлива ЕВРО класс 3

Fig. 3. Comparison of experimental and calculated values of a EURO Class 3 diesel fluid's viscosity-temperature characteristics

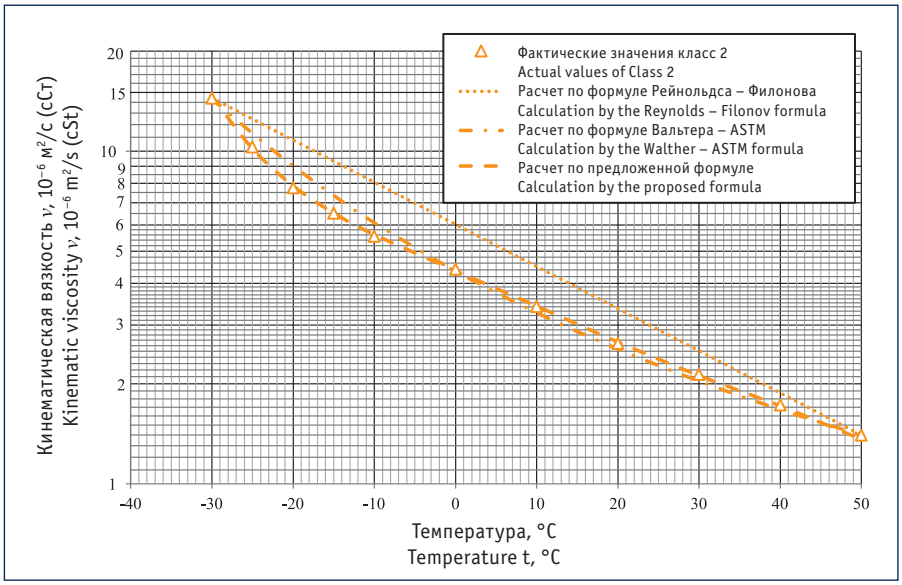



Рис. 4. Сравнение экспериментальных и расчетных данных вязкостно-температурных характеристик дизельного топлива ЕВРО класс 2

Fig. 4. Comparison of experimental and calculated values of a EURO Class 2 diesel fluid's viscosity-temperature characteristics

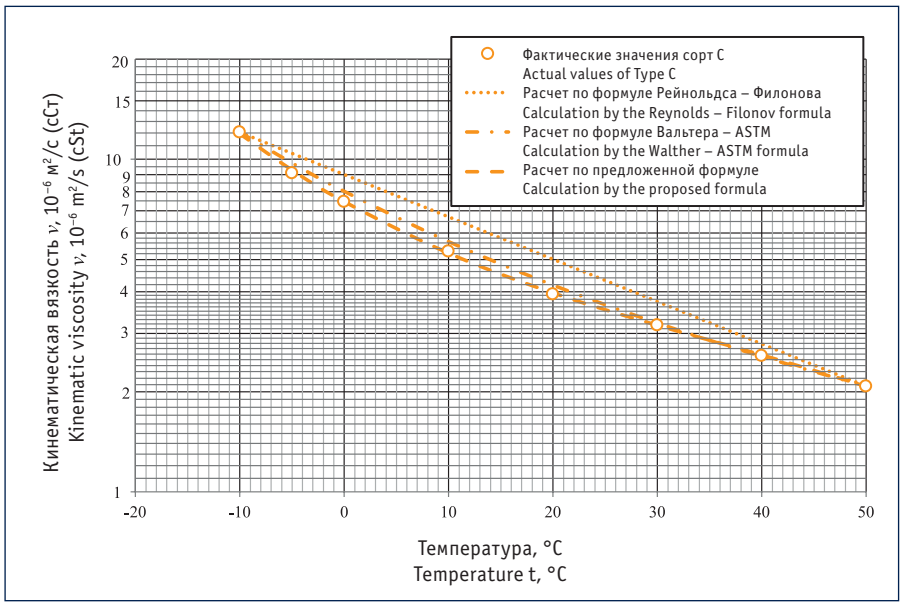



Рис. 5. Сравнение экспериментальных и расчетных данных вязкостно-температурных характеристик дизельного топлива ЕВРО сорт С

Fig. 5. Comparison of experimental and calculated values of a EURO Type C diesel fluid's viscosity-temperature characteristics

ется только у топлив для холодного и арктического климата (обозначаются как классы). Температура застывания вообще отсутствует в требованиях, хотя является важным показателем такого эксплуатационного свойства, как прокачиваемость [5, 8].

Применительно к задачам трубопроводного транспорта температура застывания дизельного топлива может быть использована как ориентировочный показатель минимально предельной температуры, при которой возможно проведение перекачки. Однако следует учитывать, что проводить перекачку по трубопроводам дизельного топлива ниже его температуры помутнения длительное время не рекомендуется, так как это может привести к образованию отложений парафина на стенках трубопровода. Наличие скоплений отложений парафина приводит к уменьшению величины внутреннего сечения трубопровода, повышению гидравлических сопротивлений и, следовательно, к увеличению энергетических затрат на проведение перекачки.

Таким образом, используя зависимость (12) или ее запись в виде (13) с соответствующими коэффициентами из табл. 4, можно определять значения кинематической вязкости дизельных топлив ЕВРО классов 4, 3, 2 и сорта С, выпускаемых по ГОСТ Р 52368-2005, при диапазонах температур, указанных в табл. 5–8.

При наличии массива экспериментальных данных для других образцов дизельных топлив коэффициенты аппроксимации в формуле (12) могут быть найдены с использованием пакета прикладных программ Microsoft Office Excel.

Предложенный авторами подход для аналитического представления кинематической вязкости в зависимости от температуры является одним из возможных. Окончательный выбор используемых формул зависит от поставленной задачи и исполнителей.

Литература:
1. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 456 с.
2. Марон В.И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе. М.: МАКС Пресс, 2009. 344 с.
3. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. СПб.: Недра, 2008. 488 с.
4. ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009). Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. 28 с.
5. Гришин Н.Н., Середа В.В. Энциклопедия химмотологии. М.: Изд-во «Перо», 2016. 960 с.
6. Агапкин В.М., Борисов С.Н., Кривошеин Б.Л. Справочное руководство по расчетам трубопроводов. М.: Недра, 1987. 191 с.
7. Данильченко И.Г., Голеницкий А.И., Мельников Д.И. Аналитическое представление характеристик нефтепродуктов для гидравлического расчета полевого магистрального трубопровода // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. 2008. Вып. 54. С. 510–521.
8. Сафонов А.С., Ушаков А.И., Гришин В.В. Химмотология горюче-смазочных материалов. СПб.: НПИКЦ, 2007. 488 с.

**References:**
1. Lurie M.V. Mathematical Modeling of Pipeline Transportation of Oil and Gas. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012, 456 pp. (In Russian)
2. Maron V.I. Hydrodynamics Single-Phase and Multiphase Flows Through a Pipeline. Moscow, MAKS press, 2009, 344 pp. (In Russian)
3. Korshak A.A., Nechval' A.M. Gas and Oil Pipeline Design and Operation. St. Peterburg, Nedra publ., 2008, 488 pp. (In Russian)
4. GOST R 52368-2005 (EH 590:2009) EURO Diesel Fuel. Specification. Moscow, Standartinform, 2005, 28 pp. (In Russian)
5. Grishin N.N., Sereda V.V. Encyclopedia of Himmotology. Moscow, Pero Publ., 2016, 960 pp. (In Russian)
6. Agapkin V.M., Borisov S.N., Krivoshein B.L. Reference Manual on Pipeline Calculation. Mocsow, Nedra publ., 1987, 191 pp. (In Russian)
7. Danil'chenko I.G., Golenitski A.I., Mel'nikov D.I. Analytical Characterization of Oil Products for Hydraulic Calculation of a Field Main Pipeline. In: Proceedings of 25th State Research Institute of the Ministry of Defense of the Russian Federation, 2008, Issue 54, P. 510–521. (In Russian)
8. Safonov A.S., Ushakov A.I., Grishin V.V. Himmotology of Fuel and Lubricating Materials. St. Petersburg, NPIKC publ., 2007, 488 pp. (In Russian)

# PCVEXPO

**24–26 октября 2017**

**Москва, МВЦ «Крокус Экспо»**

## 16-я Международная выставка
## «Насосы. Компрессоры. Арматура. Приводы и двигатели»

увеличьте объем продаж

привлеките новых клиентов

расширьте географию сбыта

**Получите электронный билет на сайте www.pcvexpo.ru, указав промокод pcv17pTZEA**

Организатор

Соорганизаторы

Партнер выставки

Стратегический медиапартнер

Генеральный медиа-партнер раздела «Насосы»

на правах рекламы

*УДК 622.692.4.07*

***О.С. Босюк[1]; С.М. Купцов[2],*** *e-mail: kuptsov_sm@mail.ru*

[1] ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ).
[2] ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

# Сочетание тепловой изоляции трубопровода и холодильных машин при транспорте углеводородов в северных районах

**Рассмотрена задача подбора минимальной толщины тепловой изоляции для подземного трубопровода. Показано, что минимальная толщина тепловой изоляции существенно зависит от сезонных климатических условий и температуры транспортируемого жидкого углеводорода. При одинаковой температуре углеводорода необходимую толщину тепловой изоляции следует определять исходя из весенних условий, что приведет к неэффективному использованию изоляции в зимний период.**
**Для уменьшения расхода тепловой изоляции необходимо дополнительно использовать систему охлаждения транспортируемого жидкого углеводорода. Система охлаждения конденсата должна эффективно работать более 6 мес в году. При подземной прокладке трубопровода для охлаждения конденсата в северных районах лучше использовать пропан-бутановые парокомпрессионные холодильные машины. Охлаждение конденсата является технологически необходимым и экономически обоснованным мероприятием для конденсатопроводов, сооружаемых в условиях Крайнего Севера на участках с многолетнемерзлыми грунтами.**
**Возможно сочетание системы охлаждения конденсата и применения тепловой изоляции.**

Ключевые слова: подземный трубопровод, тепловая изоляция, температура, конденсат, грунт, система охлаждения.

***O.S. Bosyuk[1]; S.M. Kuptsov[2],*** *e-mail: kuptsov_sm@mail.ru*

[1] Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russia).
[2] Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

# Combining Thermal Insulation of Pipeline and Refrigerating Machines in Transport of Hydrocarbons in The Northern Regions

**The problem of selecting the minimum thickness of thermal insulation for an underground pipeline is considered. It is shown that the minimum thickness of heat insulation is substantially dependent on the seasonal climatic conditions and the temperature of the transported liquid hydrocarbon. At the same temperature of the hydrocarbon, the necessary thickness of thermal insulation should be determined on the basis of spring conditions, which will lead to inefficient use of insulation in the winter. To reduce the consumption of thermal insulation, it is necessary to additionally use the cooling system of the transported liquid hydrocarbon. The condensate cooling system should effectively work more than 6 months a year. When underground pipelines are used to cool condensate in the northern regions, it is better to use propane-butane steam-compression refrigerating machines. Condensate cooling is technologically necessary and economically feasible for condensate pipelines constructed in conditions of the Far North in areas with permafrost soils. A combination of a condensate cooling system and the use of thermal insulation are possible.**

Keywords: underground pipeline, thermal insulation, the temperature, condensate, soil, cooling system.

Одной из серьезных проблем при трубопроводном транспорте углеводородов в районах многолетней мерзлоты является растепление грунта и образование таликов.

При эксплуатации подземного магистрального трубопровода в северных районах России наблюдаются аварии, связанные с потерей устойчивости трубопровода. Потеря устойчивости трубопровода в районах многолетнемерзлых грунтов во многом определяется (без учета качества изготовления трубы и сварных швов) тепловым режимом взаимодействия поверхности

трубопровода и окружающего грунта. Переход грунта из мерзлого состояния в талое и обратно вызывает осадку, что наиболее характерно для пучинистоопасных грунтов (пластичные глинистые и водонасыщенные пылеватые и мелкие пески).

Чтобы не допустить этого, в случае подземного трубопровода и отрицательной температуры грунта предлагается:

1) транспортировать углеводороды с температурой ниже фазового перехода воды при отрицательной температуре $t < 0$ °C;

2) использовать тепловую изоляцию, толщина которой должна обеспечить минимальную допустимую отрицательную температуру на границе с грунтом $t^{н}_{из} < 0$ °C.

Первый вариант практически не реализуем при транспортировке газового конденсата, нефти и нефтепродуктов. Это объясняется технологическими требованиями транспорта, нацеленными на исключение температур «помутнения» и «застывания» углеводородов [1].

Использование только тепловой изоляции в целях недопущения растепления, как показали расчеты на примере конденсатопровода «Уренгой – Сургут», может привести к неоднозначным результатам.

Минимальная толщина тепловой изоляции $\delta^{min}_{из}$ определяется не по наиболее суровым, январским, условиям при самой низкой температуре грунта $t_{гр} = -14$ °C. Необходимость увеличения минимальной толщины изоляции возрастает с ростом температуры грунта, обусловленной как протяженностью конденсатопровода от Уренгоя до Сургута, так и наступлением весеннего сезона (рис. 1).

Как видно из рис. 1, минимальная толщина тепловой изоляции определяется в зависимости от температур транспортируемого конденсата $t_к$, окружающего грунта $t_{гр}$ и величины R, равной произведению линейного термического сопротивления передачи теплоты теплопроводностью ($\lambda_{из}$) тепловой изоляции и разности температур наружной поверхности изоляции и грунта

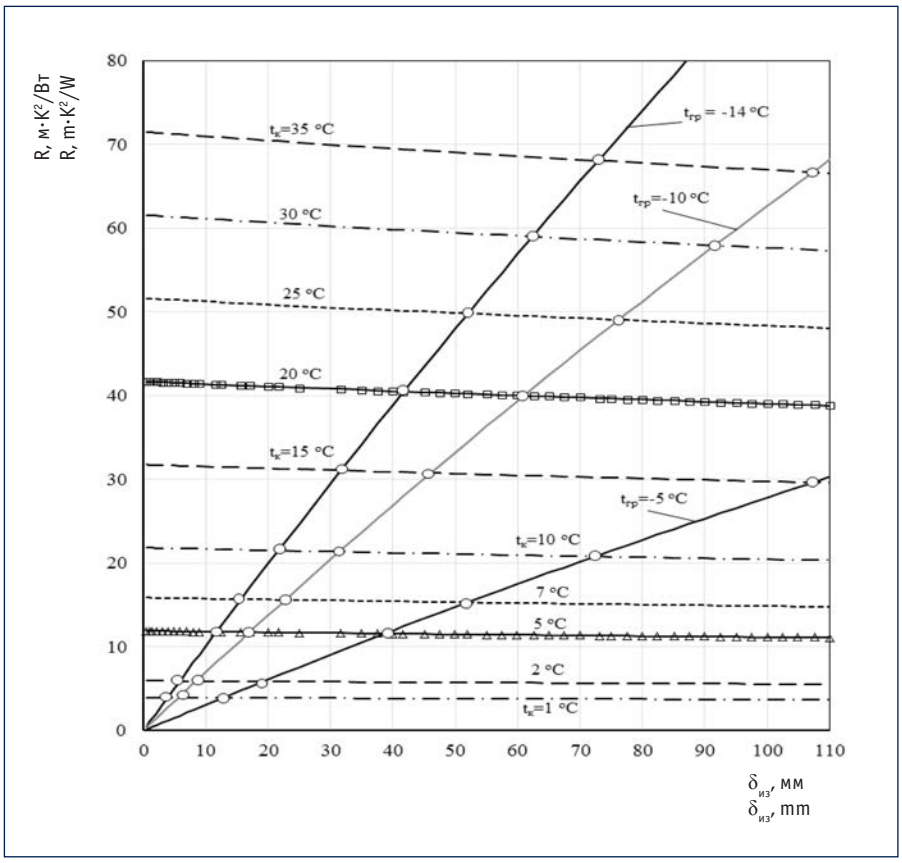



Рис. 1. Подбор минимальной толщины тепловой изоляции трубопровода

Fig. 1. Selecting the minimal thickness of pipeline heat insulation

$$R = (t^{н}_{из} - t_{гр}) \cdot \frac{1}{2 \cdot \lambda_{из} \cdot \pi} \cdot \ln \frac{d_{пол} + 2\delta_{из}}{d_{пол}}, \qquad (1)$$

где $d_{пол}$ – наружный диаметр полиэтиленовой изоляции.

Отсутствие тепловой изоляции на подземном конденсатопроводе приводит к потере устойчивости. Но и применение только одной тепловой изоляции для обеспечения безопасного теплового режима эксплуатации подземного трубопровода в мерзлом

Ссылка для цитирования (for citation):
Босюк О.С., Купцов С.М. Сочетание тепловой изоляции трубопровода и холодильных машин при транспорте углеводородов в северных районах // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 102–104.
Bosyuk O.S., Kuptsov S.M. Combining Thermal Insulation of Pipeline and Refrigerating Machines in Transport of Hydrocarbons in The Northern Regions. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 102–104. (In Russian)

грунте не является оптимальным решением проблемы.

При использовании системы охлаждения конденсата возникает вопрос, что использовать в качестве источника холода – окружающий воздух (аппараты воздушного охлаждения) или хладагенты (холодильные машины).

Необходимая мощность системы охлаждения $Q_x$ зависит от производительности конденсатопровода G и температуры транспортируемого углеводорода $t_к$ (рис. 2) и определяется исходя из теплового баланса [3].

Система охлаждения конденсата должна эффективно работать более 6 мес в году. Результаты расчетов убеждают, что при подземной прокладке трубопровода для охлаждения конденсата в северных районах лучше использовать пропан-бутановые парокомпрессионные холодильные машины [2].

Охлаждение конденсата является технологически необходимым и экономически обоснованным мероприятием для конденсатопроводов, сооружаемых в условиях Крайнего Севера на участках с многолетнемерзлыми грунтами.

Рассмотрен вариант, на первый взгляд содержащий противоречие: одновременное применение тепловой изоляции и охлаждения конденсата.

Если использовать пенополиуретан толщиной 100 мм практически по всей длине конденсатопровода, зимой не надо охлаждать конденсат, а чем теплее окружающая среда (воздух и грунт), тем интенсивнее должно быть охлаждение. Наиболее вероятно, что для обеспечения требуемого охлаждения необходимы только холодильные машины.

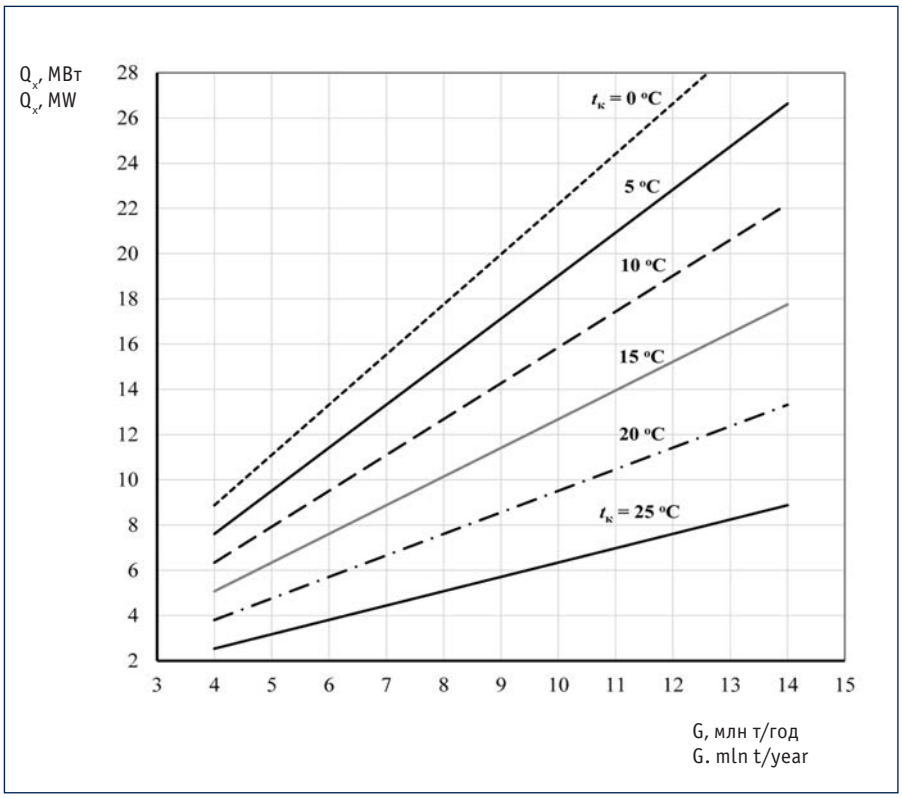



Рис. 2. Мощность системы охлаждения в зависимости от производительности конденсатопровода

Fig. 2. Cooling system capacity vs. condensate piping output rate

Следовательно, проблема безопасной эксплуатации транспорта конденсата в суровых климатических условиях требует решения оптимизационной задачи.

Уменьшение влияния факторов, способствующих потере устойчивости трубопровода, требует резкого увеличения капитальных затрат на проектирование и эксплуатацию. Решение подобных вопросов выходит за рамки данной работы и может служить темой нового исследования.

Если точно знать места расположения просадочных грунтов по трассе, решение вопроса упрощается. Для таких мест толщина тепловой изоляции рассчитывается исходя из обеспечения отрицательной температуры в зоне контакта наружной поверхности трубопровода и грунта.

В наиболее опасных местах следует предусмотреть установку интеллектуальных вставок, контролирующих напряжения, возникающие в стенках трубопровода.

Литература:

1. Босюк О.С., Купцов С.М. Тепловая изоляция подземного трубопровода в мерзлом грунте // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 10. С. 33–35.
2. Босюк О.С. Исследование установок охлаждения конденсата на основе парокомпрессионных циклов // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 4. С. 67–70.
3. Теоретические основы теплотехники: Учебное пособие. Часть II. Теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности / Б.П. Поршаков, А.Ф. Калинин, С.М. Купцов и др. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2006. 109 с.

**References:**

1. Bosyuk O.S., Kuptsov S.M. Thermal Insulation of Underground Pipeline in Frozen Ground. Neft', gaz i biznes = Oil, gas and business, 2016, No. 10, P. 33–35. (In Russian)
2. Bosyuk O.S., Kuptsov S.M. Research of Condensate Cooling Installations Based on Vapor Compression Cycles. Neft', gaz i biznes = Oil, gas and business, 2013, No. 4, P. 67–70. (In Russian)
3. Theoretical Foundations of Heat Engineering: Textbook. Part II – Heat Transfer in The Technological Processes of The Oil And Gas Industry. Authors: B.P. Porshakov, A.F. Kalinin, S.M. Kuptsov and others. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2006, 109 pp. (In Russian)

17-я Международная выставка сварочных материалов, оборудования и технологий

weldex
россварка

10–13 октября 2017 года

Москва

КВЦ «Сокольники»

Получите электронный билет
www.weldex.ru

на правах рекламы

Организатор:
Группа компаний ITE
Тел.: +7 (499) 750 08 28
E-mail: weldex@ite-expo.ru

Официальная поддержка:
Российское научно-техническое сварочное общество
ММАГС
Elsvar Эльсвар

Генеральный информационный партнер:
Журнал «Сварочное производство»

УДК 628.512.621.928

**А.Т. Замалиева**[1], *e-mail: Albina-0587@rambler.ru;* **Г.И. Беляева**[2], *e-mail: gulnazka16@mail.ru*

[1] ООО «Газпром трансгаз Казань» (Арск, Республика Татарстан, Россия).
[2] ООО «Газпром трансгаз Казань» (Казань, Республика Татарстан, Россия).

# Повышение энергоэффективности циклонных устройств для очистки выбросов в промышленности посредством натурных и численных исследований

**Целью работы является разработка циклонного фильтрующего аппарата, применяемого на действующих очистных сооружениях. Изготовлен и испытан опытный образец циклонного фильтрующего аппарата. В результате проведенных исследований на опытном образце циклонного фильтра выявлены степень осаждения частиц при разных физических параметрах. Получены также расчетные выражения для оценки эффективности осаждения частиц в вихревых потоках с использованием уравнений движения Навье – Стокса для потока и первого закона Ньютона для частиц. Определены степени осаждения частиц в циклоне в зависимости от числа Рейнольдса. Проведены расчеты зависимости критических чисел Рейнольдса $Re_r$, соответствующих сепарации частиц из потока, вращающегося в кольцевом сечении модели циклона, при скорости потока на входе $u_0$ = (1...7) м/с и радиусах кривизны 0,065; 0,085 и 0,1 м. Проведены численные исследования движения потока воздуха на основе опытного образца циклона. Определены степени осаждения частиц в циклоне в зависимости от числа Рейнольдса. Выявлены изменения тангенциальных составляющих скоростей и статического давления в нескольких поперечных сечениях циклона посредством методов вычислительной гидродинамики. Данная разработка позволит достичь увеличения пропускной способности очистных аппаратов в 4 раза при повышении качества очистки газа, которое выражается в уменьшении размера частиц, улавливаемых на 50 % (диаметра отсекания), со средних для циклонов значений 5–10 мкм до 0,4 мкм. Указанное улучшение качества очистки не требует дополнительных затрат энергии, что является одним из преимуществ аппарата перед аналогами.**

Ключевые слова: циклон, фильтр, сепарация, степень очистки, метод моделирования.

**A.T. Zamaliyeva**[1], *e-mail: Albina-0587@rambler.ru;* **G.I. Belyayeva**[2], *e-mail: gulnazka16@mail.ru*

[1] Gazprom transgaz Kazan LLC (Arsk, Republic of Tatarstan, Russia).
[2] Gazprom transgaz Kazan LLC (Kazan, Republic of Tatarstan, Russia).

# The Improving of the Energy Efficiency of Cyclonic Devices for Emissions Cleaning in the Industry by Natural and Numerical Explorations

**The main goal of the work is the development of the cyclone filtering devices, which are applied in existing cleaning facilities. The prototype of the cyclone filter apparatus was created and tested. In the result of the research the level of particles deposition with different physical parameters was identified with the prototype of the cyclone filter apparatus. The theoretical expressions for the estimation of the efficiency of the particle deposition in a vortex flow were obtained using the Navier – Stokes equations of motion for flow and the first Newton's law for particles. Levels of particles deposition in the cyclone depending on the Reynolds number were determined. The calculations of the dependence of critical Reynolds numbers $Re_r$ were performed. These numbers are relevant to the separation of the particles from the flow, rotating in the annular section of the cyclone model with a flow rate at the entrance $u_0$ = (1...7) m/s and radii of curvature 0.065; 0.085 and 0,1m. The numerical studies of the air flow movement based on the prototype of the cyclone were performed too. Levels of particles deposition in the cyclone depending on the Reynolds number were determined. The changes of tangential velocity and the static pressure at several cross-sections of the cyclone were detected using the methods of computational hydrodynamics. This development will allow to increase the capacity of cleaning facilities by four times with the improvement of the quality of gas purification, which is expressed in the reducing of the size of**

**the captured particles at 50 % (the cut-off diameter) from the average values for the cyclones of 5–10 μm up to 0.4 μm. The noticed improvement in the quality of cleaning does not require the additional energy consumption that is one of the advantages of the device over analogues.**

Keywords: a cyclone, a filter, a separation, a degree of purification, a method of modeling.

Узел очистки газа на компрессорных станциях является ключевым элементом системы защиты окружающей среды и служит для предотвращения попадания механических примесей и жидкостей в технологические трубопроводы, оборудование, средства контроля и автоматики станции и потребителей [1].
Для очистки газа должны применяться пылевлагоулавливающие устройства, обеспечивающие подготовку газа для стабильной работы оборудования и являющиеся неотъемлемой частью действующей автоматизированной системы мониторинга состояния окружающей среды [2]. Механические примеси приводят к износу труб, запорной и регулирующей арматуры. Это в целом снижает надежность системы газоснабжения.
Одним из предлагаемых нами технических решений является циклонный аппарат, совмещающий две ступени очистки для эффективного осаждения мелкодисперсных частиц классов PM10, PM2.5 с минимальными энергетическими и материальными затратами.
Технический результат достигается за счет конструктивных особенностей аппарата. Циклон-фильтр содержит цилиндрический корпус с коническим днищем, штуцер тангенциального ввода запыленного газового потока, выхлопную трубу, выполняющую функции штуцера для отвода очищенного газа, по диаметру которой устанавливается фильтровальный материал (например, лавсан). Кроме того, для регенерации фильтровального материала, например, путем периодической обратной продувки, снаружи цилиндрической части корпуса установлены продувочные штуцеры.
Нами были проведены серии опытов в четыре этапа:

- с минимальной массой пыли при минимальной скорости;
- с максимальной массой пыли при минимальной скорости;
- с минимальной массой пыли при максимальной скорости;
- с максимальной массой пыли при максимальной скорости.

Запыленные пробы фильтровального материала исследовались на микроскопе МИН-8 с 25-кратным увеличением, при котором отчетливо видны крупинки пылинок, осевших на тканевом фильтре (рис. 1).
Запыление оставляет на поверхности выходного фильтра спиральный след, что свидетельствует об интенсивной закрутке потока в выхлопной трубе, имеющей место при работе обычных циклонов без фильтрующих вставок, а также о наличии низкочастотных прецессий ядра закрученного потока, характерных для циклонов возвратно-поточного типа.
В результате проведенных экспериментов выявлено, что на входной фильтрующей вставке улавливается около 75 % пыли, на стенках оседает 20 % и около 5 % задерживается выходным фильтром из ткани Петрянова. Можно сделать вывод о целесообразности конструктивного дополнения в виде фильтрующей ткани, на которой происходило инерционное осаждение пыли.
При этом выходной фильтр не мешает нормальной работе возвратной выхлопной трубы.
Для дальнейшего усовершенствования предлагаемой конструкции задача повышения эффективности осаждения частиц в вихревых потоках была решена с применением метода численного моделирования в совокупности с численной математической моделью участка газотранспортной системы [3].
Технологии численного моделирования турбулентных потоков позволяют совершенствовать существующие конструкции циклонных аппаратов и создавать принципиально новые конструкции циклонов, которые будут иметь высокий коэффициент улавливания тонкодисперсных частиц при низком гидравлическом сопротивлении [4].
Технические, экономические или технологические разработки, направленные на повышение эффективности циклонов и снижение энергозатрат, невозможны без изучения гидромеханических особенностей процесса осаждения частиц и их движения во вращающемся потоке газа в каналах сложной геометрии. Создание математической модели движения аэрозольной частицы в закрученном потоке позволит оценить эффективность пылеулавливания и выявить влияющие на нее факторы [3].

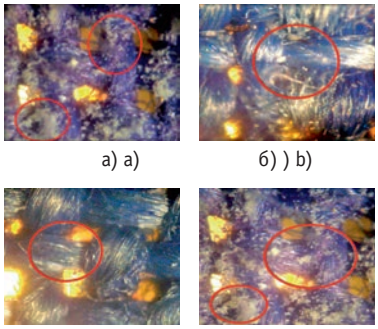



Рис. 1. Образец драпировочной ткани в процессе испытаний в четыре этапа:
а) опыт № 1; б) опыт № 2; в) опыт № 3; г) опыт № 4
Fig. 1. A sample of the draping fabric during the tests in four stages:
a) the test No. 1; b) the test No. 2; c) the test No. 3; d) the test No. 4

Ссылка для цитирования (for citation):
Замалиева А.Т., Беляева Г.И. Повышение энергоэффективности циклонных устройств для очистки выбросов в промышленности посредством натурных и численных исследований // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 106–110.
Zamaliyeva A.T., Belyayeva G.I. The Improving of the Energy Efficiency of Cyclonic Devices for Emissions Cleaning in the Industry by Natural and Numerical Explorations. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 106–110. (In Russian)

Соответствие чисел $Re_r$ степеням осаждения в сепараторах циклонного типа было протестировано применительно к аппаратам с достоверно известными характеристиками степени очистки выбросов [5]. Так, для одного из наиболее распространенных типов циклонов ЦН-11, с табличными значениями всех конструктивных параметров, известны следующие характеристики степени осаждения частиц: $D_{50}$ = 4,5·10$^{-6}$ м, логарифм дисперсии размеров улавливаемых частиц $\lg\sigma_\eta$ = 0,352. При плотности выбросов $\rho_G$ = 1,293 кг/м$^3$, дисперсии размеров взвешенных частиц $\sigma_p$ = 2,2 (пыль обжига колчедана), для степени очистки 99 % параметр осаждения $x$ = 2,4. Размер $D_{99}$ частиц, улавливаемых на 99 %, полученный на основе соотношения для определения параметра осаждения, составляет 70·10$^{-6}$ м.

Значения числа Рейнольдса $Re_r$ для частиц с размером, соответствующим 50%-й ($D_{50}$, м) и 99%-й ($D_{99}$, м) очистке в циклонах ЦН-11, ЦН-15, ЦН-15у, ЦН-24, приведены на графике (рис. 2).

Результаты вычислений критических чисел Рейнольдса $Re_r$, соответствующих сепарации частиц из потока, вращающегося в кольцевом сечении модели циклона, при скорости потока на входе $u_0$ = (1…7) м/с и радиусах кривизны $d_м$ = 0,065 м (диаметр горловины циклона), $d_б$ = 0,1 м (диаметр корпуса циклона), $d_{ср}$ = 0,0825 м (средний диаметр циклона), приведены в табл. 1 [6].

Результаты расчетов чисел Рейнольдса $Re_r$ для размеров частиц, осаждающихся в циклоне на 50 и 99 % ($D_{50}$·10$^{-6}$ м и $D_{99}$·10$^{-6}$ м), представлены на рис. 3 и 4. Расчеты показали, что степеням осаждения частиц в циклоне соответствуют строго определенные значения чисел $Re_r$. Так, степени осаждения 99 % коррелирует число $Re_r$ ~4·10$^{-4}$, а степени осаждения 50 % ~ 7·10$^{-9}$. В целом 10%-му увеличению степени очистки в циклоне соответствует рост численного значения $Re_r$ на ~3,3·10$^{-3}$.

Проведенные исследования показывают, что параметр $Re_r$ позволяет расчетным путем находить численные значения параметров очистки в сепараторах с вращательным движением многофазных потоков. С его помощью могут быть найдены фракционные коэффициенты очистки примеси, если известны параметры потока и конструктивные параметры аппарата, определяющие средний радиус кривизны потока.

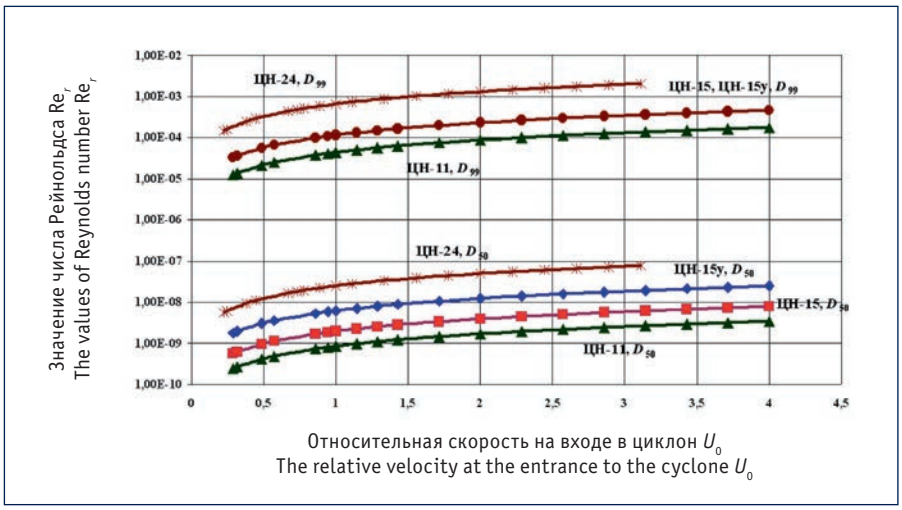



Рис. 2. Значения числа Рейнольдса $Re_r$ для частиц с размером, соответствующим 50%-й ($D_{50}$, м) и 99%-й ($D_{99}$, м) очистке в циклонах ЦН-11, ЦН-15, ЦН-15у, ЦН-24

Fig. 2. The values of Reynolds number $Re_r$ for the particles of the size corresponding to 50 % ($D_{50}$, m) and 99 % ($D_{99}$, m) cleaning in cyclones ЦН-11, ЦН-15, ЦН-15у, ЦН-24

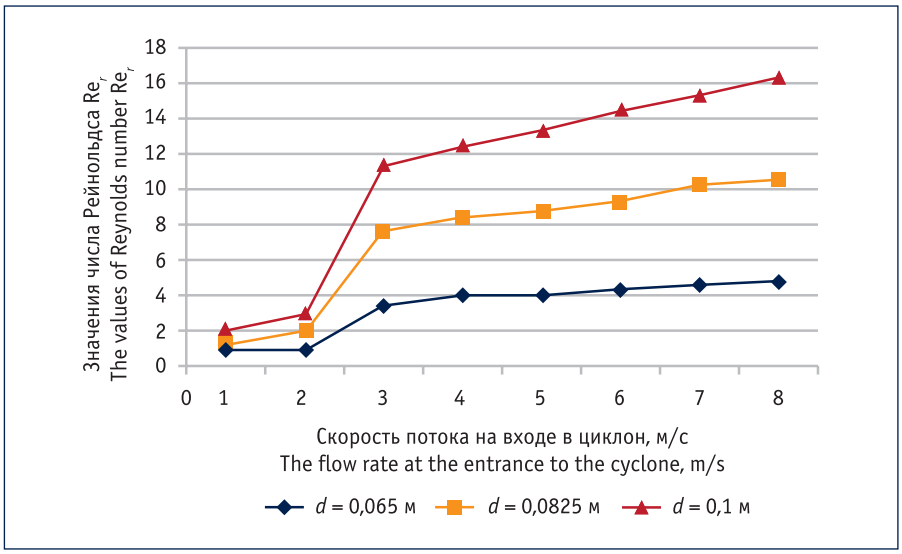



Рис. 3. Значения числа Рейнольдса $Re_r$ для частиц размером, соответствующим 50%-й ($D_{50}$, мкм) очистке в циклоне

Fig. 3. The values of Reynolds number $Re_r$ for the particles of the size corresponding to 50 % ($D_{50}$, m) cleaning in the cyclone

Аналитическое решение уравнений Навье – Стокса в рамках поставленной технической задачи описания движения жидкости (газа) в циклоне при осредненных числах Рейнольдса и отсутствии какой-либо симметрии движения вследствие спирального вращения потока является сложным и неудобным при обработке результатов [7]. К тому же получаемый результат (решение в одной точке) не позволяет работать с визуализацией.

На основе многочисленных вычислений проведен анализ используемых методов на основе модели циклона-фильтра. Расчеты проводились с использованием пакета программного обеспечения Fluent (численного моделирования динамики газового потока CFD), использующего метод конечных объемов. Движение жидкости моделируется с использованием уравнений Навье –

Стокса и осредненных значений числа Рейнольдса. Для обеспечения замкнутости системы в уравнениях переноса и потери (диссипации) кинетической энергии используется модель вязкости Спаларта – Аллмараса [8].

Посредством методов вычислительной гидродинамики выявлены изменения тангенциальных составляющих скоростей и статического давления в нескольких поперечных сечениях циклона (рис. 5).

Полученные результаты численного моделирования подтверждены эмпирическими результатами натурных испытаний, сопоставимы с результатами, полученными сторонними исследователями, и не противоречат основным подходам аналитического решения уравнений Навье – Стокса и теплопроводности для граничных условий 1–3-го родов [9–10].

Во всех сечениях в периферийной части потока наблюдается увеличение тангенциальной составляющей скорости по радиусу по мере удаления от стенок циклона. Давление падает по радиусу к центру циклона, достигая минимума на оси вращения. Можно с достаточной для практических целей точностью определить разрежение, которое устанавливается в пылесборном бункере циклона.

На периферии циклона профили тангенциальной скорости накладываются, а при приближении к выходному отверстию расходятся.

С увеличением крутки положение максимума тангенциальной скорости смещается на периферию, а его относительная величина снижается [11]. Это обстоятельство объясняется затруднением проникновения газа, который переносит момент количества движения, из периферии в центральную область. С увеличением крутки величина относительного разрежения (отношение разрежения в центре камеры к избыточному давлению газа на входе в камеру) снижается, а относительный радиус зоны разрежения увеличивается [12]. Отметим, что снижение максимума относительной тангенциальной скорости и относительного разрежения в центре с увеличением крутки сопровождается увеличением абсолютных значений этих

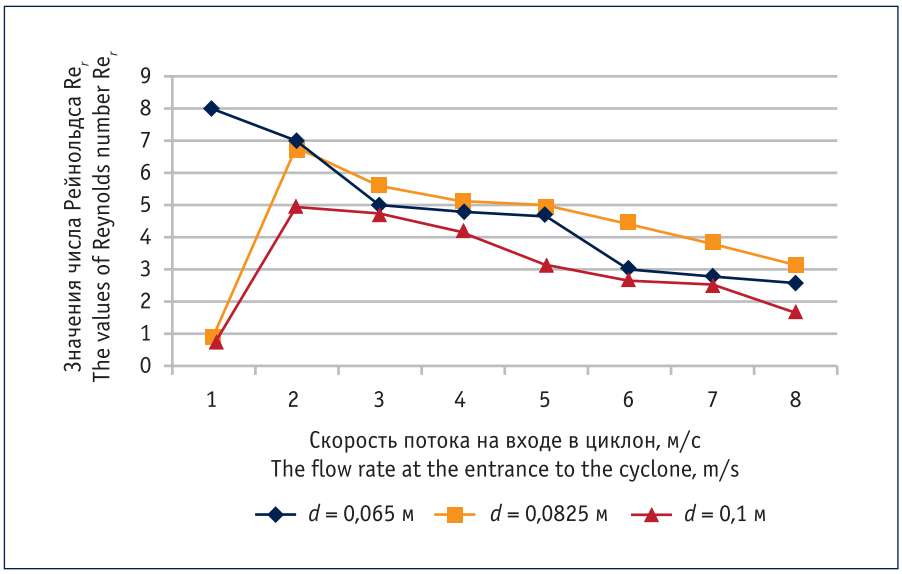



Рис. 4. Значения числа Рейнольдса Re$_r$ для частиц размером, соответствующим 99%-й ($D_{99}$, мкм) очистке в циклоне

Fig. 4. The values of Reynolds number Re$_r$ for the particles of the size corresponding to 99 % ($D_{99}$, m) cleaning in the cyclone

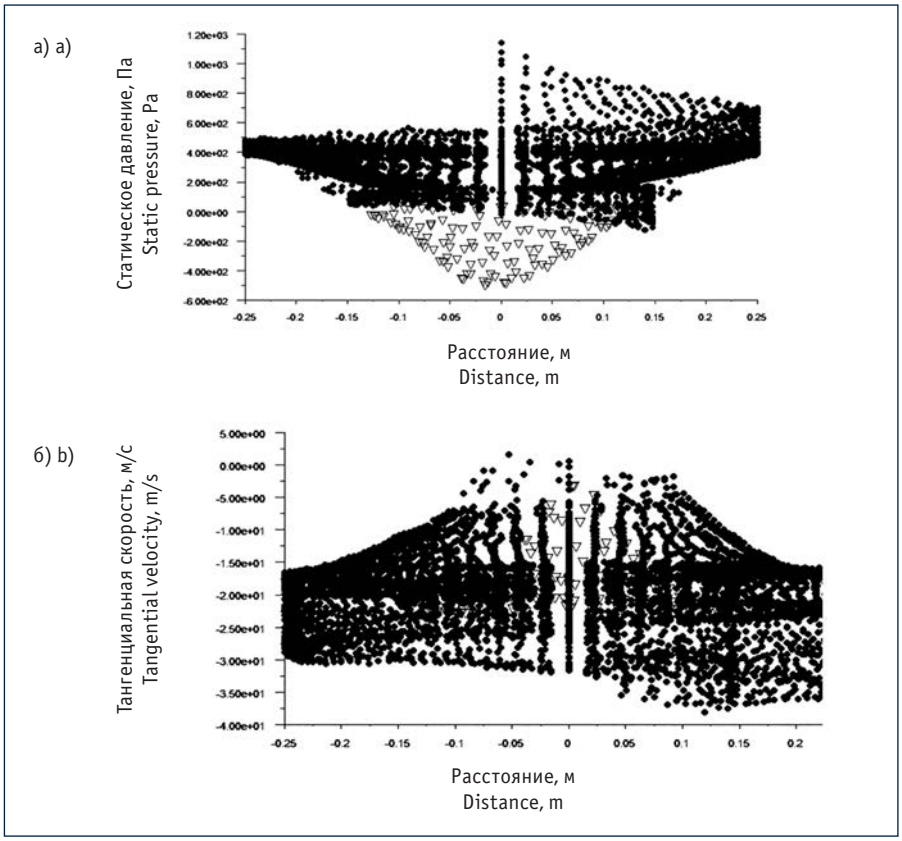



Рис. 5. Изменение статического давления (а) и тангенциальной скорости (б) внутри циклона, полученное с помощью методов вычислительной гидродинамики (Computational Fluid Dynamics), где ▽ – физический параметр во входной части циклона; • – физический параметр в центре циклона

Fig. 5. The change of the static pressure (a) and the tangential velocity (b) inside the cyclone, obtained by the methods of computational fluid dynamics, where ▽ – physical parameter in the entrance part of the cyclone; • – physical parameter in the center of the cyclone

характеристик при постоянном расходе [13].

Таким образом, техническим результатом является повышение степени улавливания частиц тонкой дисперсной фазы за счет специальной вставки – тканевого фильтра. Разработка позволит достичь увеличения пропускной способности очистных аппаратов в 4 раза при повышении качества очистки газа, которое выражается в уменьшении размера частиц, улавливаемых на 50 % (диаметра отсекания), со средних для циклонов значений 5–10 мкм до 0,4 мкм. Указанное улучшение качества очистки не требует дополнительных затрат энергии, что является одним из преимуществ по сравнению с аналогами: для уменьшения диаметра отсекания на 0,1 мкм после 1 мкм требуется увеличение затрат энергии не менее чем на 15 %.


Литература:

1. Кантюков Р.Р., Сорвачев А.В. Своевременное обновление газотранспортного оборудования – основа стабильной работы компрессорных станций // Газовая промышленность. 2015. № 9 (727). С. 38–39.
2. Кантюков Р.А., Гимранов Р.К., Рыженков И.В. и др. Автоматизированная система мониторинга состояния окружающей среды // Химическая промышленность сегодня. 2015. № 3. С. 25–32.
3. Кантюков Р.Р., Тахавиев М.С., Гилязиев М.Г. и др. Разработка математической модели участка газотранспортной системы // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 2. С. 3–7.
4. Темникова Е.Ю., Чернецкий М.Ю. Сравнение рабочих характеристик традиционного циклона и имеющего внутренние элементы с помощью программного комплекса σFLOW // Химия – XXI век: новые технологии, новые продукты: Труды XII Междунар. науч.-практ. конф., 21–24 апр. 2009 г. С. 131–132.
5. Ватин Н.И., Стрелец Н.И. Очистка воздуха при помощи аппаратов типа циклон. СПб.: Химия, 2003. 65 с.
6. Зиганшин А.М., Зиганшин М.Г., Колесник А.А.. Проектирование аппаратов пылегазоочистки: 2-е изд., перераб. и доп. СПб.: Лань, 2014. 244 с.
7. Кантюков Р.Р., Тахавиев М.С., Лебедев Р.В. и др. Аналитическое исследование на наличие бифуркационных явлений при течении нелинейно-вязких жидкостей в каналах сложной геометрии // Вестник Казанского технологич. ун-та. 2015. Т. 18. № 4. С. 223–225.
8. Замалиева А.Т., Зиганшин М.Г. Численные и натурные исследования аэродинамических свойств и эффективности использования циклонного фильтра для санитарной очистки выбросов в промышленности // Наука, образование, общество: тенденции и перспективы: Сб. науч. трудов по материалам Междунар. науч.-практ. конф.: В 7 ч. М.: Ар-Консалт, 2014. С. 114–115.
9. Кантюков Р.Р., Тахавиев М.С., Лившиц С.А. и др. Решение стационарного уравнения теплопроводности с химическим и диссипативным источником тепла в бесконечной круглой трубе для ньютоновской жидкости // Вестник Казанского технологич. ун-та. 2015. Т. 18. № 11. С. 200–205.
10. Кантюков Р.Р., Тахавиев М.С., Лившиц С.А. и др. Решение стационарного уравнения теплопроводности с химическим источником тепла при граничных тепловых условиях 3-го рода в бесконечной круглой трубе // Вестник Казанского технологич. ун-та. 2015. Т. 18. № 9. С. 222–225.
11. Замалиева А.Т., Беляева Г.И. Изменение аэродинамических свойств и эффективности в циклонных аппаратах посредством численных и натурных исследований // Вестник Казанского технологич. ун-та. 2015. Т. 18. № 4. С. 134.
12. Беляева Г.И., Зиганшин М.Г. Повышение энергоэффективности применения батарейного циклона для очистки природного газа // Новое в архитектуре, проектировании строительных конструкций и реконструкции: Мат-лы III Междунар. (IX Всероссийской) конф. Чебоксары: Изд-во ЧГУ им. И.Н. Ульянова, 2016. С. 459–463.
13. Замалиева А.Т., Зиганшин М.Г. Повышение энергоэффективности циклонного фильтра для санитарной очистки промышленных выбросов // Исследования в строительстве, теплогазоснабжении и энергообеспечении: Мат-лы Междунар. науч.-практ. конф. / Под редакцией Ф.К. Абдразакова. Саратов: Изд-во ФГБОУ ВО «Саратовский ГАУ», 2016. С. 37–39.

**References:**

1. Kantyukov R.R., Sorvachev A.V. The Actual Updating of the Gas Transmission Equipment is the Basis of the Stable Operation of Compressor Stations. Gazovaya promyshlennost' = Gas industry, 2015, No. 9 (727), P. 38–39. (In Russian)
2. Kantyukov R.A., Gimranov R.K., Ryzhenkov I.V., et al. The Automated System of Environmental Monitoring. Khimicheskaya promyshlennost' segodnya = Chemical industry today, 2015, No. 3, P. 25–32. (In Russian)
3. Kantyukov R.R., Takhaviev M.S., Gilyaziev M.G., et al. The Development of a Mathematical Model of the Part of the Gas Transportation System. Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya = The transport and the storage of petroleum products and hydrocarbons, 2015, No. 2, P. 3–7. (In Russian)
4. Temnikova E.Y., Chernetsky M.Y. The Comparison of the Performance of the Traditional Cyclone with Internal Elements Using the Software Complex σFLOW. In: Proceedings of the 12th International Scientific and Practical Conference «Chemistry – XXI century: new technologies, new products,» 21–24 April 2009, P. 131–132. (In Russian)
5. Vatin N.I., Strelets N.I. The Air Cleaning Using the Devices of the Type. Saint Petersburg, Khimiya, 2003, 65 pp. (In Russian)
6. Ziganshin A.M., Ziganshin M.G., Kolesnik A.A. The Designing of the Apparatus for Dust and gas Cleaning. 2nd ed. redesigned and supplemented. Saint Petersburg, Lan', 2014, 244 pp. (In Russian)
7. Kantyukov R.R., Tahaviev M.S., Lebedev R.V., et al. The Analytical Research for the Presence of Bifurcation Effects in the Flow of Nonlinear Viscous Fluids in Channels of Complex Geometry. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta = The Herald of Kazan Technological University, 2015, Vol. 18, No. 4, P. 223–225. (In Russian)
8. Zamalieva A.T., Ziganshin M.G. Numerical and Naturals Studies of Aerodynamic Properties and the Efficiency of Using the Cyclone Filter for Sanitary Cleaning of the Emissions in the Industry. Collection of scientific works based on the proceedings of the International Scientific and Practical Conference «Science, Education, Society: Trends and Prospects»: In 7 parts. Moscow, Ar-consult LLC, 2014, P. 114–115. (In Russian)
9. Kantyukov R.R., Takhaviev M.S., Livshits S.A., et al. The Solution of the Stationary Equation of Heat Conductivity with the Chemical and Dissipative Heat Source in an Infinite Circular Pipe for a Newtonian Fluid. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta = The Herald of Kazan Technological University, 2015, Vol. 18, No. 11, P. 200–205. (In Russian)
10. Kantyukov R.R., Takhaviev M.S., Livshits S.A., et al. The Solution of the Stationary Equation of Heat Conductivity with the Chemical Source with the Boundary Thermal Conditions of the 3rd Kind in an Infinite Circular Pipe. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta = The Herald of Kazan Technological University, 2015, Vol. 18, No. 9, P. 222–225. (In Russian)
11. Zamaliyeva A.T., Belyayeva G.I. The Change of the Aerodynamic Properties and the Efficiency of Cyclone Devices Through Numerical and Natural Research. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta = The Herald of Kazan Technological University, 2015, Vol. 18, No. 4, P. 134. (In Russian)
12. Belyayeva G.I., Ziganshin M.G. The Increasing of the Energy Efficiency of a Battery Cyclone for Cleaning of Natural Gas. In: Proc. of the III International (IX All-Russian) Conference «New in Architecture, Design of Building Structures and Reconstruction.» Cheboksary, Pub. house of the Ulyanov Chuvash State University, 2016, P. 459–463. (In Russian)
13. Zamaliyeva A.T., Ziganshin M.G. The Improving of the Energy Efficiency of the Cyclone Filter for Sanitary Cleaning of Industrial Emissions. In: Proc. of The International Scientific and Practical Conference «Research in the Construction, the Heat and Energy Supply.» Ed. by F.K. Abdrazakov. Saratov, Publ. house of the Saratov State Vavilov Agrarian University, 2016, P. 37–39. (In Russian)

ICOTA РОССИЯ

ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА ВРЕМЯ ГРП times

КОЛТЮБИНГ НП «ЦРКТ» NP CTTDC

# 18-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

# The 18th International Scientific and Practical Coiled Tubing, Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference

При поддержке Министерства энергетики РФ

The Event is supported by the Ministry of Energy of the Russian Federation

**9–10 ноября 2017 года,**
**Россия, Москва, гостиница «Новотель» (Пресненская наб., 2, ст. м. «Деловой центр», «Выставочная»)**

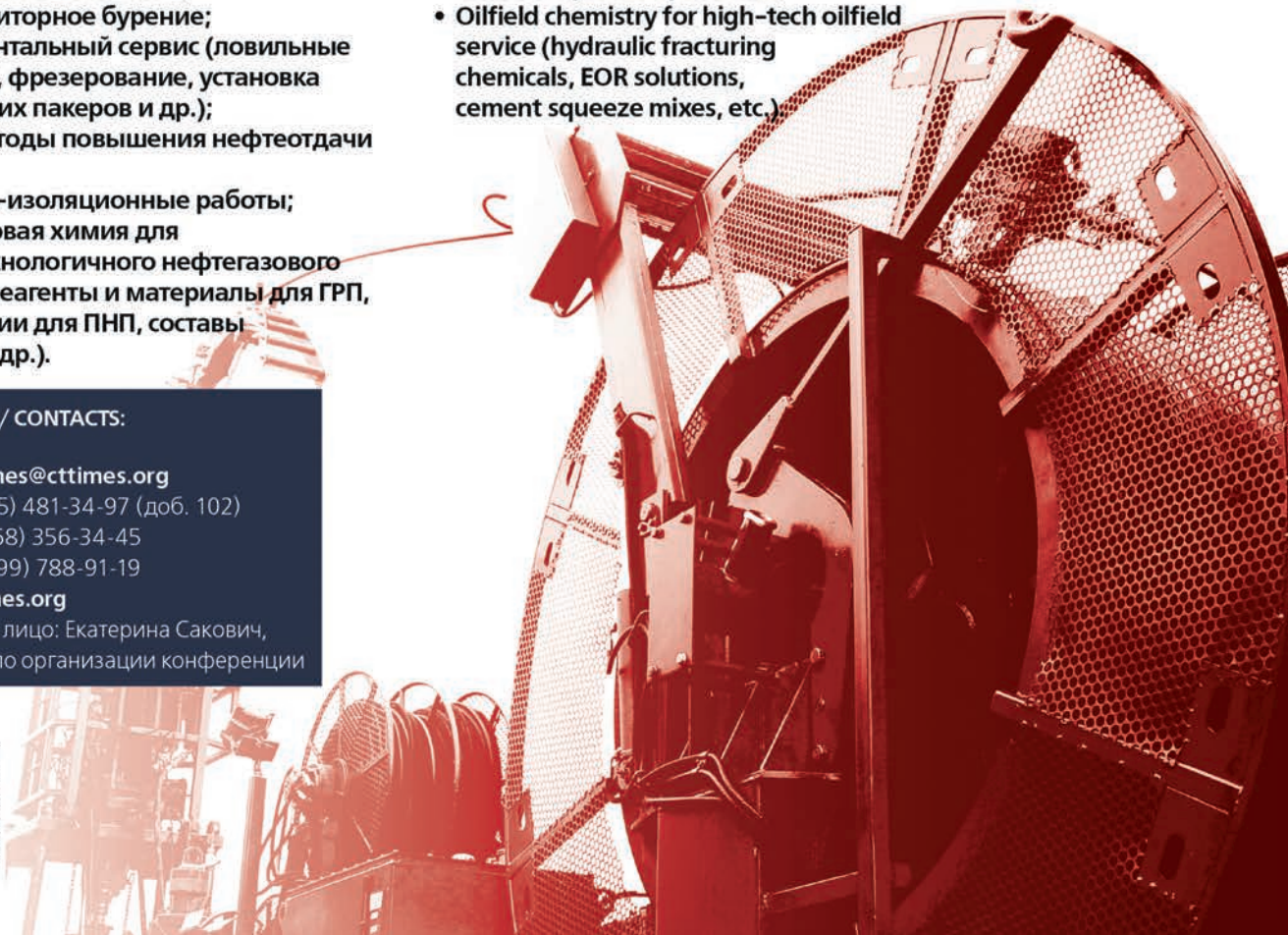
**November 9–10, 2017**
**Russia, Moscow, Novotel Moscow City Hotel (Presnenskaya emb. 2, "Delovoy Tsentr" / "Vystavochnaya" metro station)**

## Тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГПП плюс ГРП, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении ГРП, большеобъемные ГРП, КГРП плюс ГРП и др.);
- Кислотные обработки (в т.ч. матричные БСКО);
- Радиальное вскрытие пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т.ч. горизонтальных; доставка геофизических приборов с помощью колтюбинга и внутрискважинных тракторов;
- Внутрискважинный инструмент для высокотехнологичных работ;
- Зарезка боковых стволов;
- Гидромониторное бурение;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и др.);
- Новые методы повышения нефтеотдачи пластов;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Промысловая химия для высокотехнологичного нефтегазового сервиса (реагенты и материалы для ГРП, композиции для ПНП, составы для РИР и др.).

## Conference topics:

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multistage fracturing in horizontal wells, fracturing plus hydraulic jet drilling, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, large-volume fracturing, acid fracturing plus hydraulic fracturing, etc.);
- Acid Treatments (including matrix acidizing);
- Radial Drilling;
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal wells logging; conveyance of logging tools using coiled tubing and downhole tractors;
- High-tech well intervention equipment;
- Sidetracking;
- Jet drilling;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- Cement squeeze operations;
- Oilfield chemistry for high-tech oilfield service (hydraulic fracturing chemicals, EOR solutions, cement squeeze mixes, etc.).



**КОНТАКТЫ / CONTACTS:**

E-mail: **cttimes@cttimes.org**
Тел.: +7 (495) 481-34-97 (доб. 102)
Моб. +7 (968) 356-34-45
Факс: +7 (499) 788-91-19
**www.cttimes.org**
Контактное лицо: Екатерина Сакович, менеджер по организации конференции

на правах рекламы

# Соединительные и ремонтные муфты STRAUB

**ООО «Алиаксис инфраструктура и промышленность» – представительство швейцарской фирмы STRAUB WERKE AG в России – в октябре 2016 г. запустило сборочное производство ремонтных муфт STRAUB-CLAMP в г. Подольске Московской области в рамках программы импортозамещения. В рамках производства налажен выпуск ремонтных хомутов STRAUB-CLAMP диаметром 44–440 мм и соединительных муфт FLEX и GRIP диаметром 26–219 мм.**

Ремонтные муфты STRAUB-CLAMP являются простыми и универсальными решениями для ремонта трубопроводов из любых материалов и любых диаметров (44–440 мм), давлением до 16 бар (кратковременно – до 25) и температурой до 150 °С (уплотнения EPDM и NBR). К основным их преимуществам относятся:

1) простота и скорость монтажа. Эргономичная конструкция для удобства монтажа одним человеком любой квалификации;
2) возможность проведения работ без остановки и опорожнения системы;
3) исполнение полностью из нержавеющей стали без использования сварки;
4) глубокий профиль и крупная ячейка манжеты из жесткой экструдированной резины позволяют проводить работы на трубе любого качества, в том числе на сварных швах;
5) пожаровзрывобезопасная технология монтажа;
6) возможность многоразового применения;
7) наличие разрешительной документации для применения на опасных производственных объектах;
8) швейцарское качество.

Кроме ремонтных муфт (хомутов) STRAUB-CLAMP в линейке решений для ремонта есть универсальные муфты для соединения и ремонта трубопроводов любых диаметров – STRAUB-OPEN-FLEX. Это решения для трубопроводов диаметром до 4 м, давлением до 25 бар (кратковременно – до 40) и температурой до 180–200 °С (с уплотнением FPM). К основным преимуществам данного типа муфт относятся:

1) уникальная структура уплотнительной манжеты с самоуплотняющимся эффектом;
2) компактность и легкость конструкции на любом диаметре;
3) простота и скорость монтажа. Эргономичная конструкция для удобства монтажа одним человеком любой квалификации;
4) возможность проведения работ без остановки и опорожнения системы;
5) пожаровзрывобезопасная технология монтажа;
6) возможность многоразового применения;

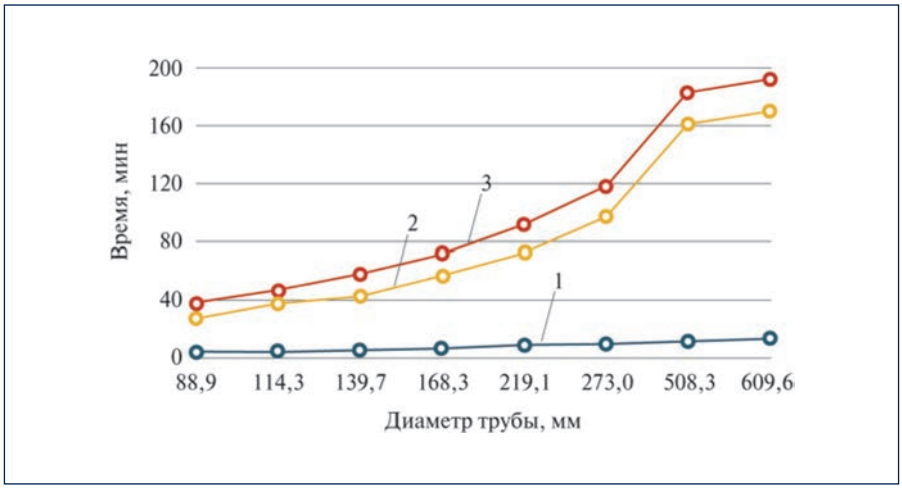



Рис. 1. Сравнение временных затрат: соединение муфтами STRAUB, сварка углеродистой стали, сварка нержавеющей стали:
1 – соединение муфтами STRAUB; 2 – сварка углеродистой стали; 3 – сварка коррозионностойкой стали

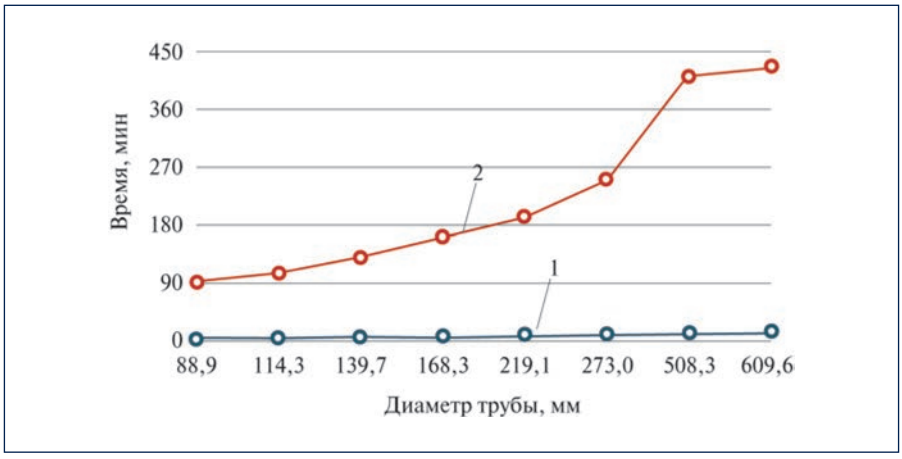



Рис. 2. Сравнение временных затрат при соединении труб:
1 – муфтами STRAUB; 2 – с использованием фланцевого соединения

Рис. 3. Хабаровский НПЗ. Ремонт свища на сварном шве ремонтной муфтой STRAUB-CLAMP
Данное решение позволило осуществить ремонт на трубопроводе диаметром 273 мм и рабочим давлением 11 бар после его остановки без необходимости его полного опорожнения и очистки, что привело бы к его долговременному простою. Более того, на сварном шве такого качества ремонт самодельным хомутом был бы крайне затруднен, поскольку гладкая резина не обеспечила бы должной герметизации. Температура окружающего воздуха во время проведения работ –29 °С

Рис. 4. «Киришинефтеоргсинтез». Ремонт игольчатого свища на трубопроводе муфтой STRAUB-OPEN-FLEX
Данное решение позволило устранить свищ на трубопроводе диаметром 273 мм и максимальным давлением 30 бар после его остановки без необходимости его полного опорожнения и очистки. Сложность установки в труднодоступном месте на высоте 6 м под паровыми спутниками компенсировалась легкостью и компактностью муфты и простотой монтажа

7) наличие разрешительной документации для применения на опасных производственных объектах;
8) швейцарское качество.

Ремонтные муфты STRAUB-CLAMP уже много лет применяются на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях во всем мире, в том числе в России. Ремонтные муфты используются для ремонта как технологических трубопроводов, так и инженерной инфраструктуры предприятий (водопроводов, тепловых сетей и т. д.). Нашими клиентами являются «Киришинефтеоргсинтез», Хабаровский НПЗ, «Газпром нефтехим Салават», «Уфанефтехим», Омский НПЗ, «АНХК», предприятия группы «СИБУР» («СИБУР-Кстово», «Воронежсинтезкаучук», Красноярский ЗСК). Наиболее интересной составляющей линейки, выпускаемой фирмой STRAUB, являются соединительные муфты. Этот тип механических соединений трубопроводов является уникальной разработкой и может применяться как для ремонта, так и для соединения трубопроводов, являясь альтернативой сварному или фланцевому соединению. Главные его особенности – это пожаровзрывобезопасность технологии, а также универсальность – возможность соединения абсолютно любых материалов труб и комбинирования их между собой. Соединение труб муфтами STRAUB позволяет многократно снизить трудоемкость и время проведения работ.

Рис. 5. Petrobrazi, Petrom (Румыния). Монтаж участка трубопровода двумя соединительными муфтами STRAUB-FLEX

Единственной преградой на пути широкого внедрения соединительных муфт STRAUB на предприятиях является отсутствие надлежащей нормативной базы. Но в свете открытия российского производства и разработки собственного ТУ решение данного вопроса кажется перспективным и необходимым.

Примеры применения продукции STRAUB представлены на рис. 3–5.

straub®
the right connection

ООО «Алиаксис инфраструктура и промышленность»
117292, РФ, г. Москва,
ул. Ивана Бабушкина, д. 3, корп. 1
Тел.: +7 (495) 748-08-89
Факс: +7 (495) 748-53-39
e-mail: info@aliaxis-ui.ru

на правах рекламы

УДК 622.691

**И.Ю. Лисин[1]; В.А. Субботин[2]; А.М. Короленок[3],** *e-mail: korolynok.a@gubkin.ru*

[1] ЗАО «Каспийский Трубопроводный Консорциум – Р» (Москва, Россия).
[2] ООО «Газпром трансгаз Самара» (Самара, Россия).
[3] ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

# Системный анализ закономерностей формирования и эксплуатации парка машин для ремонта магистральных трубопроводов

**Анализ современного состояния и структуры парка машин ремонтных потоков на линейной части магистральных трубопроводов показал их низкую степень обновления – 1,5–2,0 % в год при ранее эффективно действующей норме 8–12 %, – что значительно сокращает их выработку и увеличивает эксплуатационные затраты. Предложена структура информационно-расчетного обеспечения в системе организационно-технологического проектирования строительных работ в сложных природно-климатических условиях для повышения эффективности применения материально-технических ресурсов при выполнении строительно-монтажных работ на линейно-протяженных объектах. В работе рассматриваются возможности эффективного использования строительных ресурсов: предложена методика формирования комплектов машин для капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов на основе учета различных условий определенности и неопределенности с использованием автоматизированных систем управления.**

Ключевые слова: ремонт магистральных трубопроводов, автоматизированные системы управления, проектирование ресурсного обеспечения, парк машин и механизмов.

**I.Yu. Lisin[1]; V.A. Subbotin[2]; A.M. Korolenok[3],** *e-mail: korolynok.a@gubkin.ru*

[1] Caspian Pipeline Consortium – R (Moscow, Russia).
[2] Gazprom Transgaz Samara (Samara, Russia).
[3] Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

# System Analysis of Operation Parameters for Main Pipeline Maintenance Equipment

**The analysis of the modern condition and structure of equipment for main pipeline linear part maintenance revealed that its renewal rate is very low – 1.5–2.0 % annually, while the previous norm of 8–12 % was rather efficient. This fact significantly decreases equipment performance parameters and increases operating expenses. This paper provides the structure of information and calculation support for construction engineering in complex climate and environmental conditions in order to improve efficiency of materials and equipment for construction works at linear objects. The paper considers options of construction resource efficiency; it offers methodology to collect equipment parts for overhaul of linear sections of main pipelines taking into account different conditions of certainty and uncertainty using automated control systems.**

Keywords: main pipeline maintenance, automated control systems, resource engineering, equipment population.

В настоящее время большое значение имеет установление общих закономерностей формирования и эксплуатации парка машин для ремонта линейной части магистральных трубопроводов в условиях изменения форм и методов организации строительства. За основу определения организации ремонта линейной части магистральных трубопроводов (ЛЧ МТ) и других терминов приняты формулировки, изложенные в работах [1–11].

Организация ремонта ЛЧ МТ – функциональная система, включающая собственно ЛЧ МТ, ресурсы для производства ремонта (материальные, трудовые, денежные, временные), а также ограничения и правила взаимодей-

ствия ресурсов (последовательность, направление, совмещение, продолжительность, интенсивность, надежность) для достижения заданного результата – выполнения ремонта ЛЧ МТ или ее участков в заданные сроки при требуемом качестве ремонтных работ и при получении планируемой прибыли.

Комплект машин – совокупность взаимосвязанных машин, выполняющих определенный вид ремонтных работ, составляющая достаточно самостоятельную часть технологического процесса.

Парк машин – совокупность однородных машин для выполнения заданных объемов ремонтных работ. Взаимосвязь машин в парке не обязательна. Понятия «комплект машин», «комплекс машин» и «парк машин» допускается заменять обобщающим понятием «система машин».

Комплексная механизация ремонтных работ – совокупность взаимосвязанных и обслуживающих процессов, выполняемых с помощью средств механизации, в результате чего исходные материалы и изделия, в том числе трубы, изоляционные, сварочные и другие материалы, превращаются в полностью законченную ремонтом ЛЧ МТ.

Процесс механизации и механовооруженности ремонта магистральных трубопроводов – сложный динамический процесс, характеризующийся большим многообразием ситуаций, вероятностным характером событий, возникающих в процессе строительства. Возрастают требования к рентабельности. Это особенно важно в связи с переходом отрасли на самоокупаемость.

Для эффективного проектирования и формирования комплектов и комплексов машин необходимо выделить основные задачи, возникающие в процессе проектирования и формирования. В зависимости от типов и типоразмеров машин, входящих в комплекты, комплексы машин, можно выделить три класса задач:

1) задачи, в которых рассматривается работа машин и механизмов разных типов, имеющих коренное различие в функционировании (например, для производства земляных работ, как правило, используют бульдозеры и экскаваторы);

2) задачи, в которых рассматривается работа машин и механизмов одного типа, не имеющих коренного различия в функционировании, но разных типоразмеров (например, краны различной грузоподъемности, экскаваторы с различной вместимостью ковша);

3) задачи, в которых рассматривается работа машин и механизмов одного типа и одного типоразмера.

### ЗАДАЧИ 1-ГО КЛАССА ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ СЛЕДУЮЩИМИ ОСОБЕННОСТЯМИ:

1) невозможностью полной замены одного типа машин и механизмов другим, а зачастую невозможностью функционирования одного типа машин без другого (например, при работе экскаватора часто необходимы бульдозер и автосамосвал);

Ссылка для цитирования (for citation):
Лисин И.Ю., Субботин В.А., Короленок А.М. Системный анализ закономерностей формирования и эксплуатации парка машин для ремонта магистральных трубопроводов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 114–118.
Lisin I.Yu., Subbotin V.A., Korolenok A.M. System Analysis of Operation Parameters for Main Pipeline Maintenance Equipment. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 114–118. (In Russian)

ГРУППА КОМПАНИЙ
ГК «Завод Деталей Трубопроводов»
ООО ПТК «Форвард», ООО «МеталлАргон»
Россия, г. Екатеринбург, ул. Машиностроителей, д.19
Тел: +7 (343) 361-25-94, 328-79-53, +7 912 688 41 21
09066@mail.ru
www.arm196.ru
екб-форвард.рф

на правах рекламы

2) невозможностью из-за масштабности задачи рассматривать все единицы машин и механизмов, вследствие чего вводятся оптимальные типоразмеры каждого типа;
3) необходимостью подбора комплектов машин и механизмов разных типов.
При решении этих задач необходимо пользоваться информацией, получаемой из задач других классов, в которых выбраны оптимальные сочетания оптимальных средств каждого типа.

### ОСОБЕННОСТИ ЗАДАЧ 2-ГО КЛАССА:

1) необходимость наличия информации об объеме работ, выполняемых машинами и механизмами данного типа, полученной из решения задач 1-го класса, так как машины одного типа, но разных типоразмеров, как правило, выполняют не весь объем работ при строительстве того или иного объекта, а только его часть;
2) необходимость определения оптимальных параметров комплекса машин каждого типа, оптимального насыщения машинами заданных объектов строительства и определение объемов работ.

### ЗАДАЧИ 3-ГО КЛАССА ИМЕЮТ СЛЕДУЮЩИЕ ОСОБЕННОСТИ:

1) необходимость информации об объеме работ, получаемой из решения задач 2-го класса, так как машины и механизмы одного типа и одного типоразмера, как правило, выполняют часть общей работы;
2) необходимость определения оптимальных параметров машин и механизмов при заданных основных характеристиках объекта строительства.
Задачи этого класса являются обобщенными задачами оптимального проектирования.
Очевидно наличие взаимосвязи между задачами всех классов. Так, чтобы решить задачу 1-го класса, необходимо использовать информацию, полученную при решении задач 2-го класса, и наоборот.
Каждая задача имеет свои сферу воздействия, ограничения, управляющие параметры и цели. Причем все эти характеристики, несмотря на тесную взаимосвязь и взаимообусловленность, все же обладают определенной независимостью. Эти задачи могут быть выражены математически в виде системы взаимосвязанных и в то же время относительно автономных моделей.
Задачи по эффективному использованию машин и комплектов машин можно, в свою очередь, разделить на три типа:
1) задан объект строительства, известны тип и типоразмер машин, используемых на объекте. Необходимо так организовать их работу (выбрать схему, расстановку), чтобы эффект был максимальным;

2) заданы объект строительства и некоторые ограничения на средства механизации (например, тип машин, схема работы). Требуется подобрать оптимальные типоразмеры машин, чтобы эффект был максимальным;
3) задан объект строительства, требуется подобрать тип, типоразмер машин и схемы их работы, чтобы эффект был максимальным.
Как правило, задачи первого типа относятся к распределительным задачам, основными методами решения которых служат методы линейного и, отчасти, динамического программирования.
Задачи второго и третьего типов – это в основном задачи, имеющие нелинейные целевые функции или ограничения и не поддающиеся решению методами линейного программирования.
Решение проблем комплексной механизации и автоматизации в строительстве требует рассмотрения ее с позиций иерархических систем. Из основных причин, обусловливающих такой подход, можно назвать размер, сложность, многообразие ситуаций, возникающих при строительстве самых разнообразных объектов. Рассмотрим укрупненную иерархическую структуру задач, которые можно разбить на четыре уровня:
1) оптимального проектирования комплектов машин;
2) оптимального формирования комплектов машин;
3) оптимального функционирования комплектов машин в различных условиях эксплуатации;
4) оптимального насыщения объекта строительства комплектами машин.
Многоуровневая система позволяет выделить задачи оптимизации внутри каждого уровня, подвергнуть их исследованию, а затем полученные решения использовать для смежных уровней иерархии.
В процессе комплексной механизации и автоматизации строительства возникают различные состояния системы «объект – технология – комплект машин». В зависимости от состояния элементов этой системы можно выделить восемь основных состояний:
1) объект, комплекс машин и технология не определены. Это состояние возникает в процессе поискового прогнозирования и на начальных этапах постановки задачи строительства того или иного объекта;
2) объект определен, а технология и комплекс машин – нет, что соответствует решению задач технологического проектирования. Ожидание перехода к состояниям 5 или 6;
3) объект не определен, технология не определена, а комплект определен. Это состояние ожидания, перехода к состоянию 7;
4) объект не определен, технология определена, комплекс машин не определен. Это состояние ожидания перехода к состоянию 6 или 7;
5) объект определен, технология не определена, комплекс машин определен, что соответствует поиску оптимальной технологии выполнения известным комплектом машин;
6) объект определен, технология определена, а комплекс машин не определен, что соответствует поиску оптимального комплекса машин для различных условий работы: в условиях полной определенности, в условиях полной и неполной неопределенности. Этому состоянию соответствуют также задачи оптимизации основных параметров комплекта машин;

7) объект не определен, технология определена, комплекс машин определен. Это состояние ожидания перехода к состоянию 8;

8) объект определен, технология и комплекс машин определены, что отвечает решению задач по оптимальному выполнению работ, расстановке, распределению комплектов машин, определению параметров функционирования, включая и параметры надежности.

Изложенные обстоятельства обусловливают разработку автоматизированных систем управления строительными ресурсами в задачах механизации ремонтных работ, включающих методологию проектирования, формализованное описание и алгоритмизацию, оптимизацию и имитационное моделирование функционирования систем, внедрение, сопровождение и эксплуатацию человеко-машинных систем. Кроме того, актуальность развития проблемной области – создания комплексной автоматизированной системы – в ее народнохозяйственном значении в связи с ростом масштабов работ по интенсификации и компьютеризации технологического производства и интегрированного управления функционированием как сетью технологических процессов, так и отдельным предприятием и отраслью народного хозяйства. Создание на научной основе автоматизированных производств и систем управления технологическими процессами повышает качество и эффективность всех звеньев производства в народном хозяйстве.

Литература:

1. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В., Алимов С.В. и др. Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. М.: Недра, 2010. 165 с.
2. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В., Алимов С.В. и др. Капитальный ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов. М.: МАКС Пресс, 2011. 448 с.
3. Дикман Л.Г. Организация строительного производства. М.: Ассоциации строительных вузов, 2006. 608 с.
4. Kolotilov Yu.V., Korolenok A.M., Komarov D.N., et al. Expert systems for the constructions in the information environment. New York, 2012. 544 pp.
5. Kolotilov Yu.V., Korolenok A.M., Komarov D.N., et al. Simulation of construction operations in the analytical systems. New York, 2013. 548 pp.
6. Лисин И.Ю., Короленок А.М., Колотилов Ю.В. Анализ условий реализации организационных и технологических процессов при управлении ремонтно-строительными предприятиями // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2015. № 11–12. С. 56–59.
7. Комаров Д.Н., Короленок А.М. Регулирование по критическим параметрам распределения ресурсов при строительстве и ремонте трубопроводов // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: Науч.-техн. сб. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. С. 109–118.
8. Комаров Д.Н., Короленок А.М. Задачи распределения ресурсов при строительстве и ремонте нефтегазовых объектов // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: Науч.-техн. сб. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2004. С. 82–89.

9. Комаров Д.Н., Короленок А.М. Регулирование по критическим параметрам распределения ресурсов при строительстве и ремонте нефтегазовых объектов // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: Науч.-техн. сб. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2004. С. 83–92.
10. Александров С.А., Короленок А.М. Выбор технологических ресурсов для капитального ремонта магистральных трубопроводов // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: Науч.-техн. сб. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2005. С. 33–37.
11. Короленок А.М., Дзарданов О.И., Решетников А.Д., Колотилов Ю.В. и др. Прогнозирование продолжительности производства ремонтных работ на участках магистральных газопроводов в сложных природно-климатических условиях // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 5. С. 29–32.

**References:**

1. Hallyev N.Kh., Budzulyak B.V., Alimov S.V., et al. Complex Mechanization of Linear Gas Pipeline Overhaul. Moscow, Nedra Publ., 2010, 165 pp. (In Russian)
2. Hallyev N.Kh., Budzulyak B.V., Alimov S.V., et al. Linear Gas and Oil Pipeline Overhaul. Moscow, MAKS press, 2011, 448 pp. (In Russian)
3. Dikman L.G. Organization of Civil Engineering. Moscow, Association of Civil Engineering Universities, 2006, 608 pp. (In Russian)
4. Kolotilov Yu.V., Korolenok A.M., Komarov D.N., et al. Expert Systems for the Constructions in the Information Environment. New York, 2012. 544 pp.
5. Kolotilov Yu.V., Korolenok A.M., Komarov D.N., et al. Simulation of Construction Operations in the Analytical Systems. New York, 2013. 548 pp.
6. Lisin I.Yu., Korolenok A.M., Kolotilov Yu.V. Analysis of Organizational and Technological Processes for Repair and Construction Facility Management. Business Magazine Neftegaz.RU, 2015, No.11–12, P. 56–59. (In Russian)
7. Komarov D.N., Korolenok A.M. Resource Distribution Control by Critical Parameters for Pipeline Construction and Maintenance. In: Main and Field Pipelines: Design, Construction, Operation, and Maintenance: Scientific and Technical Collection. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, P. 109–118. (In Russian)
8. Komarov D.N., Korolenok A.M. Resource Distribution Issues of Oil and Gas Object Construction and Maintenance. In: Main and Field Pipelines: Design, Construction, Operation, and Maintenance: Collection of Scientific and Technical Papers. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004, P. 82–89. (In Russian)
9. Komarov D.N., Korolenok A.M. Resource Distribution Control by Critical Parameters for Oil and Gas Object Construction and Maintenance. In: Main and Field Pipelines: Design, Construction, Operation, and Maintenance: Collection of Scientific and Technical Papers. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004, P. 83–92. (In Russian)
10. Aleksandrov S.A., Korolenok A.M. Engineering Resource Selection for Main Pipeline Overhaul. In: Main and Field Pipelines: Design, Construction, Operation, and Maintenance: Scientific and Technical Collection. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2005, P. 33–37. (In Russian)
11. Korolenok A.M., Dzardanov O.I., Reshetnikov A.D., Kolotilov Yu.V., et al. Prediction of Duration of Gas Trunklines Repair under Complex Environmental Conditions. Neft', gaz i biznes = Oil, Gas and Business, 2015, No. 5, P. 29–32. (In Russian)



**ВНИМАНИЕ!**

**Открыта подписка на журналы «ТЕРРИТОРИЯ «НЕФТЕГАЗ» и «КОРРОЗИЯ «ТЕРРИТОРИИ «НЕФТЕГАЗ»!**
**Журналы можно получать в России и в любой стране мира.**
**Подписка оформляется с любого месяца!**

ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ ВЫ МОЖЕТЕ:
- в редакции – по адресу 142784, г. Москва, Киевское ш., БП «Румянцево», корп. Б, под. 5, эт. 5, оф. 505Б, издательство «Камелот Паблишинг», редакция журнала «Территория «НЕФТЕГАЗ»,
Тел./факс: +7 (495) 240-54-57, e-mail: info@neftegas.info
- по каталогу Роспечати – подписной индекс 36129

| СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ | по России: (печатной версии) | по России: (в электронной версии) | для стран СНГ: (в печатной версии) |
|---|---|---|---|
| 1 номер любого журнала | 1800 руб. | 1595 руб. | 2200 руб. |
| 6 номеров ТНГ | 10800 руб. | 9570 руб. | 13200 руб. |
| 10 номеров ТНГ | 18000 руб. | 15950 руб. | 22000 руб. |
| 3 номера «Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ» | 5400 руб. | 4785 руб. | 6600 руб. |

IX международная научно-практическая конференция

# ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ И СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

23-27 ОКТЯБРЯ 2017 Г.
КАЗАНЬ

генеральный спонсор

на правах рекламы

тел./факс:
+7 (495) 240-54-57
+7 (915) 355-99-91
elya@neftegas.info
www.neftegas.info

организаторы:

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ГАЗПРОМ

**ВЫМПЕЛ**

Научно-производственное объединение

**30 ЛЕТ ИННОВАЦИЙ И РАЗВИТИЯ**

**2 ПРЕМИИ ПАО «ГАЗПРОМ» ЗА ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ АВТОМАТИЗАЦИИ**

**ГЕОГРАФИЯ ПОСТАВОК: БОЛЕЕ 30 СТРАН МИРА**

**Информационно-управляющие системы для объектов добычи и транспорта углеводородов на возобновляемых источниках энергии**

**Блоки контроля физико-химических параметров газа**

**Однониточные газоизмерительные станции большого диаметра на базе ультразвукового измерительного комплекса «Вымпел-500»**

Научно-производственное объединение «Вымпел» - ведущий отечественный разработчик и производитель измерительных систем и средств автоматизации для газовой промышленности.

**WWW.NPOVYMPEL.RU**

на правах рекламы