ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №1 (40) ФЕВРАЛЬ 2015

стр. 8

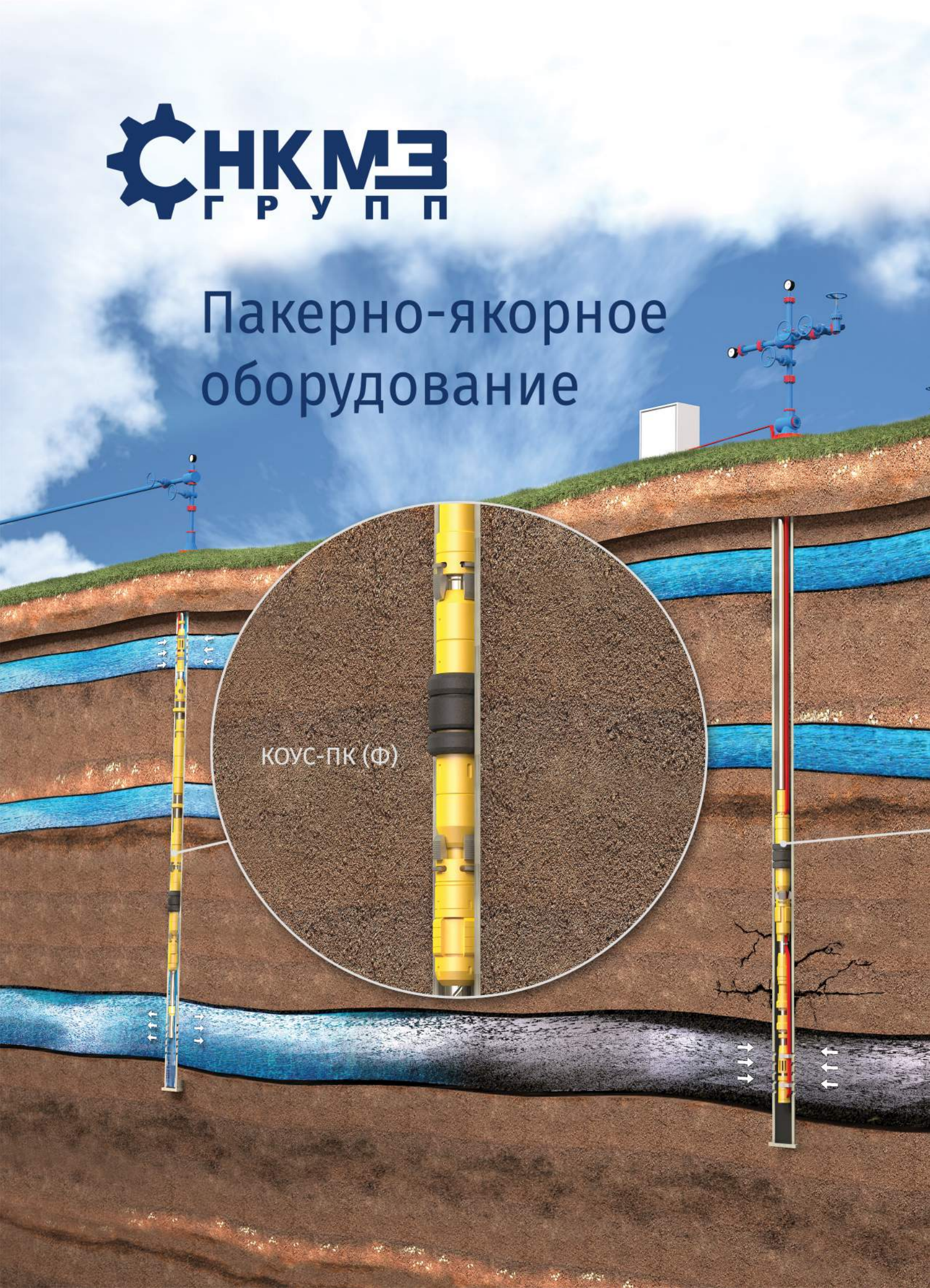
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Аппараты воздушного охлаждения • Теплообменные аппараты • Емкостные аппараты

Производство – Бугульминский Механический Завод
Реализация – ООО «Торгово-технический дом Татнефть»
423250, Россия, Республика Татарстан, Лениногорск, Чайковского, 33
+7 (85595) 9-28-92, 9-29-01
ttd@tatneft.ru www.ttd.tatneft.ru

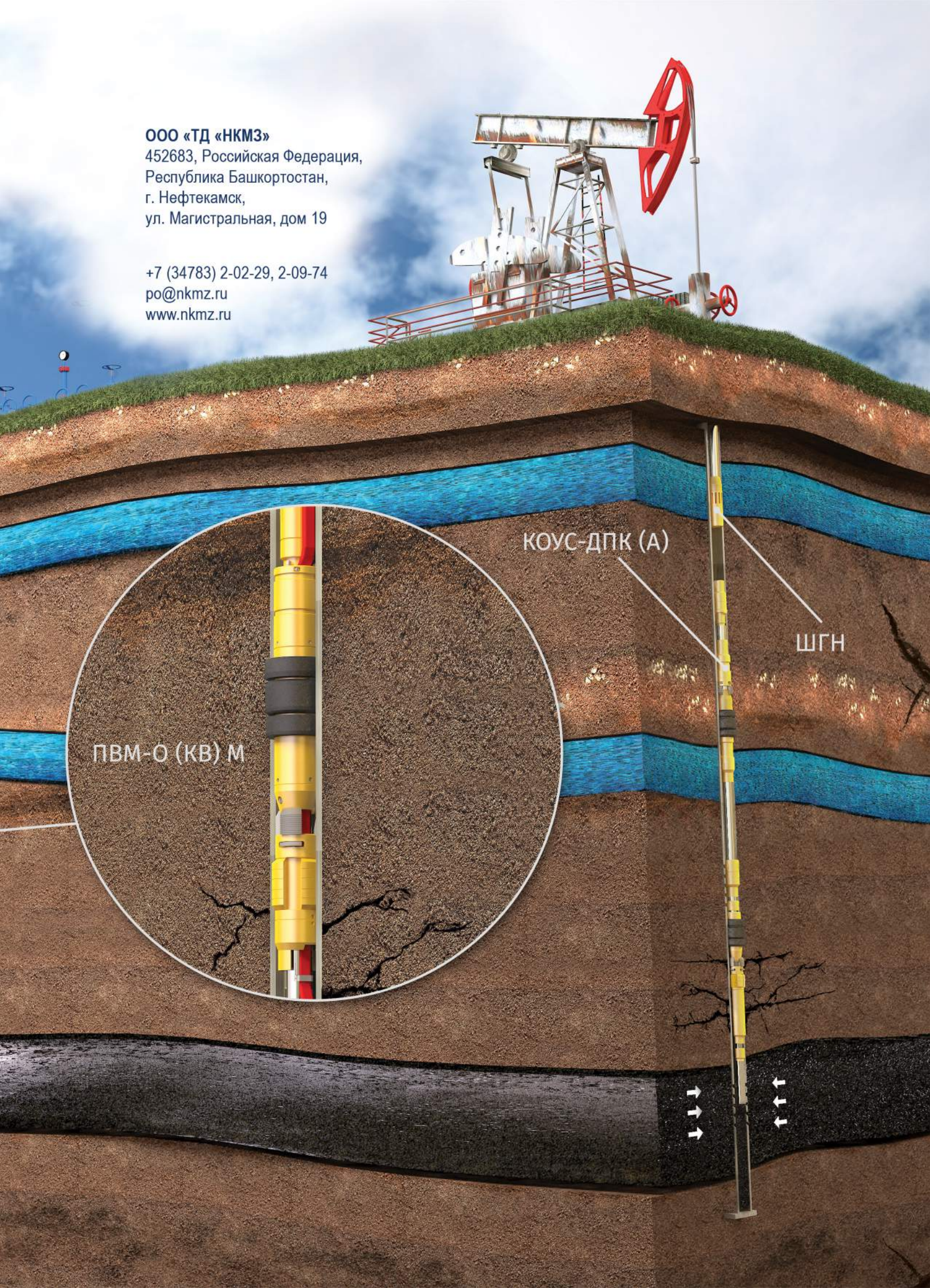
НКМЗ ГРУПП

Пакерно-якорное оборудование



ООО «ТД «НКМЗ»
452683, Российская Федерация,
Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск,
ул. Магистральная, дом 19

+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz.ru



ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: 1 (40) февраль 2015

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА, УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны,
Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия
Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
+7 (499) 681-04-25

Miami, FL, USA,
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany
+49 (1577) 958-68-49

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

КОРРЕКТОР:
Гунько О.Г. / gunko@runeft.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Игнатьев Д.В. / runeft@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 02-15/12-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 02.03.2015
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:
Журнал зарегистрирован 12 сентября 2008 года ПИ № ФС77-33668 Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия.

ПРОЕКТ НОМЕРА

М.В. Швецов, Г.Б. Бикбов, И.Ф. Калачев
Импортозамещение оборудования
на предприятиях ТЭК России стало необходимостью! 8

РАЗВЕДКА И ПРОИЗВОДСТВО

Геофизика 13

Ю.Н. Кальнов, О.С. Обрядчиков
К вопросу о роли гравиметрических исследований при ГРР на нефть и газ
(на примере ряда районов) 13

Добыча 16

Ю.А. Беляева, В.С. Бороздин
Разработка инновационных термохимических элементов
для очистки насосно-компрессорных труб и призабойной зоны пласта 18

Насосы 23

А.В. Плотников
Насосные установки завода «Синергия» на шасси МАЗ мощностью свыше 400 л.с. 24

Газовая промышленность 26

И.В. Чернов
Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» для подготовки различных типов газа 26

О.В. Крюков
Комплексная оптимизация энергопотребления агрегатов компрессовных станций 30

Р.В. Корытников, Д.А. Яхонтов, Л.А. Багиров, С.З. Имаев
Использование энергосберегающей технологии сверхзвуковой сепарации газа
на газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера 34

М.Г. Ложкин
Модель относительных фазовых проницаемостей
для вытеснения газа конденсатов и водой и вытеснения нефти водой и газом 39

С.А. Скрылев. Центр газовой науки и практики 42

КИПиА

Диагностика 44

Миллиомметр для безразборной проверки
и диагностики состояния устройств РПН методом DMR 44

Измерительные приборы 46

А.Ю. Ощепков, К.С. Турунцев
О парадоксах электромагнитных расходомеров 48

Энергетика 52

С.А. Гондуров, А.Н. Евсеев, В.С. Генин, В.Н. Марков, А.П. Нестеров, В.В. Кознов
Модернизация релейной защиты и автоматики подстанций НГДП ОАО «Татнефть» 53

ТРАНСПОРТИРОВКА

Арматура 58

«Фирма «Союз-01» — надежный партнер нефтяников 58

Трубопровод 60

А.В. Рыбин
Исследование теплового воздействия от сварочной дуги
на стенку трубопровода при ремонте дефекта типа «потеря металла» 60

Мероприятия 62

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

info@energas.ru www.energas.ru

EXPOSITION
OIL&GAS

ISSUE:
1 (40) february 2015

GENERAL OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
3/14 Mira avenue, Suite 145
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212
+7 (499) 681-04-25

Miami, FL, USA,
801 Three islands blvd., Suite 217,
Hallandale Beach, 33009
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany
+49 (1577) 958-68-49

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

CORRECTOR:
Oksana Gunko / gunko@runeft.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

PRINTED:
Logos typography Kazan
+7 (843) 231-05-46

ISSUE DATE:
02.03.2015

CIRCULATION:
10 000 copies

Geophysics **13**

Yuriy N. Kal'nov, Oleg S. Obryadchikov
To the question about the role of gravimetric studies, exploration for oil and gas (on the example of number of regions) 13

Oil production **16**

Yuri A. Belyaev, Victor S. Borozdin
Development of innovative thermo-chemical elements for cleaning tubing and bottom-hole formation zone 18

Gas industry **26**

Oleg V. Kryukov. Complex energy optimization of compressor stations units 30

Roman V. Korytnikov, Dmitriy A. Yakhontov, Lev A. Bagirov, Salavat Z. Imaev
Using energy-saving technology of supersonic gas separation at condensate fields in the Far North 34

Mikhail G. Lozhkin
A relative permeability model of gas displacement by water and condensate and oil displacement by water and gas 39

Measuring equipment **44**

Alexandr Yu. Oshchepkov, Konstantin S. Turuntsev
About paradoxes of electromagnetic flowmeters 48

Electrical engineering **52**

Sergey A. Gondurov, Alexandr N. Evseyev, Valeriy S. Genin, Aleksandr P. Nesterov, Vitaliy N. Markov, Vyacheslav V. Koznov
Modernization of power system protection at Tatneft JSC oil and gas production units 53

Pipeline **60**

Vasiliy A. Rybin
The study of thermal effect from the welding arc on the pipeline wall at repair the "metal loss" defect type 60

Activities **62**

Открытое Акционерное Общество

«НЕФТЕМАШ» -САПКОН

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессоливания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

ОАО «НЕФТЕМАШ»-САПКОН

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113
Тел.: +7 (8452) 26-16-59, 50-59-82
Факс: +7 (8452) 50-60-30, 524-888
E-mail: neftemash@sapcon.ru

88 ЛЕТ Сапкон

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

Импортозамещение оборудования на предприятиях ТЭК России стало необходимостью!

М.В. Швецов
директор[1]

Г.Б. Бикбов
директор[2]

И.Ф. Калачев
д.т.н., первый заместитель директора по научно-производственному обеспечению[2]

[1]БМЗ ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия
[2]ООО «ТТД Татнефть», Лениногорск, Россия

Непростая ситуация в мире и снижение курса рубля в первую очередь ударили по зависимым от иностранного оборудования высокотехнологичным производствам. Особенно сложно найти замену стремительно подорожавшему импорту в нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Но разрушить зависимость от иностранных производителей — задача, поставленная БМЗ, которая ему под силу.

Завод, созданный в декабре 1956 г. для ремонта строительных механизмов и нефтепромыслового оборудования, динамично развивается на протяжении полувека. Вскоре после открытия Ромашкинского нефтяного месторождения в цехах БМЗ началось производство оборудования для нефте- и газодобывающей промышленности. С 1981 г. завод начал выпуск аппаратов воздушного охлаждения (АВО). А сошедшие с конвейера БМЗ аппараты АВГ-75 использовались при строительстве крупного газопровода «Уренгой–Помары–Ужгород». И в 1992 г. предприятие начало выпуск АВО-БМ.

В начале 90-х гг. Бугульминский механический завод вышел на международную арену, и в наши дни нефтеаппаратуру с маркой БМЗ можно увидеть на Кубе, в Болгарии, Югославии, Вьетнаме и Китае.

Мощным импульсом для развития завода стало вхождение в 1992 г. в структуру ОАО «Татнефть». Тесное сотрудничество с нефтяниками дало БМЗ новые заказы, рабочие места, помогло организовать выпуск востребованного оборудования, приобрести и освоить современные технологии.

Сегодня без продукции БМЗ не обойтись в электроэнергетике, строительстве, транспорте, горно-шахтном производстве, в черной и цветной металлургии, криогенной и других отраслях промышленности. Среди российских машиностроительных предприятий БМЗ занимает лидирующие позиции по выпуску уникального оборудования для установок гидрокрекинга, гидроочистки, каталитического крекинга, которые были установлены для ОАО «Танеко». Богатый опыт и отработанные технологии производства нашли применение при проектировании и изготовлении широкой гаммы сосудов различного назначения и габаритных характеристик для нефтегазохимической отрасли.

Благодаря новому заготовительному производству снизилась зависимость БМЗ от поставщиков и субподрядчиков. Предприятие освоило методы холодной штамповки и плазменной резки, и теперь заготовки из листового и круглого проката, трубы, в том числе из углеродистой стали, изготавливают прямо на заводе.

Работа по внедрению нового высокотехнологичного оборудования на Бугульминском механическом заводе продолжается и в наше нелегкое время. Впервые на территории Российской Федерации БМЗ ОАО «Татнефть» для ОАО «Гродно Азот» (Республика Беларусь) изготовил и поставил аппарат воздушного охлаждения коллекторного типа с рабочим давлением 320 атм и испытательным давлением 414 атм (АВГ-КБ-604). Особенностью данного аппарата является установка двух теплообменных секций одна над другой.

• *Блок гребёнок для регулируемой подачи воды в системе поддержания пластового давления (ППД)*

• *Трубы с усиленной наружной 3-слойной изоляцией и внутренним 2-слойным покрытием*

• *Длинноходовые цепные приводы штанговых насосов для ОРЭ*

• *Групповая замерная установка (ГЗУ Дельта)*

• *Блок сепарации газа (3S сепарации) для дополнительной осушки природного газа и извлечения целевых компонентов на установке подготовки газа (УКПГ)*

• *Колонна для НПЗ Ø 1600 мм*

• *Блок аппарата воздушного охлаждения. Уникальность аппарата заключается в том, что он оснащен узлом внутренней рециркуляции нагретого воздуха*

• *Аппарат воздушного охлаждения коллекторного типа с рабочим давлением 320 атм и испытательным давлением 414 атм (АВГ-КБ-604)*

• *Емкости объемом 200 м³*

• *Колонна царгового типа, высотой 14 м*

• *Ребойлер*

• *Теплообменное оборудование*

- *Обработка деталей для цепного привода, теплообменного и емкостного оборудования, АВО производится на современных токарных станках с программным управлением*

- *Сварочный портал с электронным управлением ESAB производит сварку, предварительно проваривая корень шва одновременно двумя сварочными горелками в среде защитных газов*

- *Роботизированный сварочный комплекс с ЧПУ выполняет качественные швы любой формы*

- *Машины плазменной резки с ЧПУ производят раскрой металла для последующей механической обработки с минимальными зазорами*

- *Используемый для сварки обечаек емкостей, сварочный центр с электронным управлением ESAB обеспечивает качественную сварку продольных и кольцевых швов в автоматическом режиме*

- *Высокая точность обработки сложных поверхностей достигается с помощью современных фрезерных станков с ЧПУ, что позволяет максимально автоматизировать процесс производства*

- *Токарно-обрабатывающие центры с ЧПУ производят обработку крупногабаритных изделий с возможностью объединения операций точения, фрезерования и сверления*

- *Продольно-фрезерные обрабатывающие центры с ЧПУ производит многоопера-ционную обработку деталей, обеспе-чивают высокую точность обработки и исключают необходимость излишних транспортировок*

- *Вальцы с электронным управлением производят листогибочные работы сохраняя нужные геометрические параметры, что ускоряет производственный процесс*

ДЛЯ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО СОВРЕМЕННОГО И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СПЕЦИАЛИСТАМИ БМЗ БЫЛИ ОСВОЕНЫ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ:

1. Литейное производство

- Изготовление отливок из чугуна и стали до 1 000 кг.

2. Механическая обработка
(токарные расточные станки «Stelmi», хонинговальные станки «Honing AG»). Обработка крупногабаритных корпусных деталей сложной конфигурации (размерами до 3000х2000х1000 мм).

- Изготовление деталей типа «вал» диаметром до 500 мм, длиной до 3 000 мм (токарная обработка и шлифование).
- Обработка деталей типа «тел вращения» (диски, фланцы, муфты и подобные) и деталей сложной конфигурации.

3. Зубчатые передачи

- Изготовление цилиндрических (прямозубых, косозубых, шевронных) зубчатых колес и вал-шестерен, передач с зацеплением Новикова и эвольвентным, диаметром от 50 до 2 000 мм и модулем до m=20, зубчатого колеса и червяка червячной передачи.

4. Упрочнение поверхностей

- Упрочнение деталей методом поверхностной закалки деталей.

5. Термическая обработка деталей

- Закалка деталей и инструмента весом до 620 кг, диаметром до 450 мм и длиной до 500 мм.
- Закалка, отжиг и нормализация деталей и заготовок длиной до 13 000 мм.
- Отжиг крупногабаритных деталей и сварных конструкций, нормализация, высокий отпуск диаметром до 3 000 мм и длиной до 13 000 мм.
- Индукционная закалка деталей диаметром до 720 мм и высотой до 60 мм.

6. Сварка

- Автоматическая и полуавтоматическая сварка в среде углекислого газа, аргона, ручная дуговая сварка покрытыми электродами, контактная сварка, ручная аргоно-дуговая сварка неплавящимся электродом.

7. Лакокрасочные покрытия

- Нанесение лакокрасочного покрытия методом пневматического распыления. Максимальные размеры окрашиваемых изделий — 23 000 мм и диаметром 3 500 мм.

Подобный подход применяется впервые при проектировании АВО. Каждая пара теплообменных секций обдувается потоком воздуха, нагнетаемого снизу тремя осевыми вентиляторами. В конструкции секции предусмотрена компенсация теплового расширения теплообменных труб, что исключает возможность повреждения соединения труб с распределительной коллекторной камерой продукта при тепловом расширении.

У БМЗ обширный опыт производства подобного оборудования. В цехах завода производят сосуды из углеродистых, кремнемарганцовистых, низколегированных хромомолибденовых и хромо-молибдено-ванадиевых, коррозионностойких, высоколегированных марок стали, сосуды из двухслойных листов. При их производстве используется качественное сырье, соответствующее отечественным ГОСТам и международным стандартам ASTM, ASME, JIS, EN, NFA, BS, DIN, SEW и др.

Оптимизируя производство, БМЗ не экономит средств на контроль за качеством. Система менеджмента качества Бугульминского механического завода сертифицирована Госстандартом России и соответствует международному стандарту ИСО 9001. Система экологического менеджмента соответствует международному стандарту ISO 14001, а система менеджмента профессионального здоровья и безопасности — международному стандарту OHSAS 18001.

Перед эксплуатацией изготовленное нефтепромысловое оборудование проходит проверку на специальном аппаратно-программном испытательном комплексе. Комплекс предназначен для проведения испытаний и снятия рабочих характеристик на стендах тестирования. На основании снятых характеристик система принимает решение о годности их к эксплуатации.

Бугульминский механический завод постоянно работает над улучшением качества своей продукции и оптимизацией производства. Технологические возможности завода позволяют БМЗ изготавливать широкий диапазон оборудования с наружным диаметром от 500 до 3 500 мм, длинной от 300 до 30 000 мм, толщиной стенки от 4 до 48 мм и массой от 50 кг до 80 т, с рабочим давлением до 35 МПа и рабочей температурой от -70 до +600^{0}С.

Качество продукции Бугульминского механического завода подтверждается множеством различных международных призов и наград. Так, в 1995 г. БМЗ был удостоен награды Золотая звезда «Арка Европы», а по результатам форума предприятий производителей в Австралии получил международный сертификат «Предприятие 2000» и в 2012 г. вошел в перечень «1000 самых эффективных продукций РФ».

Увеличивая объем и повышая качество выпускаемой продукции, БМЗ активно оптимизирует производство. Благодаря внедрению новых технологий только в прошлом году заводу удалось сэкономить 58,6 млн рублей.

На сегодняшний день для БМЗ программа бережливого производства является приоритетной. Сокращение лишних этапов обработки, исключение простоев и ненужных этапов транспортировки, сокращение переделок и применение системы 5S позволили повысить производительность труда на участке изготовления ПЦ на 30%.

Не удивительно, что БМЗ снискал доверие крупнейших нефтегазовых компаний России. Партнерами завода являются: ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО НК «Роснефть», ОАО «Татнефть», ОАО «Сибур». Продукция БМЗ поставляется в Республику Беларусь, Украину, Казахстан.

В настоящее время идёт поставка оборудования на вторую очередь Комплекса нефтехимических и нефтеперерабатывающих заводов ОАО «Танеко» в г. Нижнекамск, Россия.

БМЗ располагает огромным технологическим потенциалом, включающим заготовительное, термогальваническое, листоштамповочное и инструментальное производство, производство по переработке пластмасс и резины, парк современного металлорежущего оборудования, различные виды сварки, сборочное производство и испытательное оборудование.

Сегодня Бугульминский механический завод взял на себя роль по импортозамещению на рынке нефтегазодобывающего оборудования. Ведь БМЗ остается одним из немногих отечественных предприятий, способных конкурировать с крупнейшими мировыми производителями, как по цене, так и по качеству продукции.

Мы будем рады новым самым сложным заказам современного оборудования для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

К таким заказам готовы инженерные и конструкторские кадры завода.

ПРОИЗВОДСТВО
Бугульминский механический завод
ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
423235, РФ, Республика Татарстан,
Бугульма, ул. Ленина, 146
+7 (85594) 7-63-35, 7-61-55
bmz@tatneft.ru
www.bmz.tatneft.ru

РЕАЛИЗАЦИЯ
ООО «Торгово-технический дом Татнефть»
423250, РФ, Республика Татарстан,
Лениногорск, Чайковского, 33
+7 (85595) 9-28-92, 9-29-01
ttd@tatneft.ru
www.ttd.tatneft.ru

«SProfi 4X4»

Шины низкого давления.
По бездорожью - уверенно и безопасно.

«SProfi 4X4» – это полноценные высококачественные пневматические шины низкого давления, предназначенные для вездеходов, среднетоннажных грузовиков, снегоболотоходов, эксплуатируемых в условиях бездорожья, на мягких и слабонесущих грунтах, а также на дорогах общего пользования всех категорий. Шины «SPofi 4X4» имеют диагональную конструкцию с регулируемым давлением, бескамерные.

Используя покрышки «SProfi 4X4», легко преодолеваются трудно проходимые местности: болота, пустыни с их сыпучим песком, снежная целина и заносы, снежные тундры, горные каменистые дороги, глубокая глиняная колея.

При этом шины «SProfi 4X4» можно эксплуатировать на дорогах с асфальтовым покрытием и достигать при этом скорости 80 км/час, исключая необходимость замены шин «SProfi 4X4» на обычную дорожную резину. Дополнительный комплект сменных колёс для асфальта в этом случае не нужен, что экономит время на замену покрышек и облегчает вес перемещаемого груза. Шины «SProfi 4X4» имеют более низкое значение шумовых характеристик, чем аналогичные внедорожные шины и шины низкого давления, что делает их достаточно комфортными во время движения по асфальту.

Шины «SPofi 4X4» имеют повышенную износостойкость, исключают возникновение боковых разрывов и порезов шин, так как бортовое кольцо шины дополнено усиливающими конструктивными элементами. Благодаря усовершенствованным грунтозацепам шины увеличивают тягу транспортного средства. Высота протектора увеличена до 28 мм, что обеспечивает водителю уверенное управление машиной на отдельных участках пути с глубокой глиняной колейностью. Разработаны и выпускаются шины с 4-мя и 2-мя слоями каркаса.

Для изготовления шин разработаны усовершенствованные технологии производства и применяются особые составы резины и присадок к ним, что делает их весьма эластичными в широком диапазоне температур (от -45 до +45^0). По заказу выпускаются шины для эксплуатации в условиях Крайнего Севера при особо низких температурах.

Обозначение, модель шины		2-НС 530/70-21 (1300x530-533) *SProfi MT-201*	4-НС 530/70-21(1300x530-533) *SProfi XL-401*
Рисунок протектора шины		Повышенной проходимости	Повышенной проходимости
Условное обозначение ширины измерительного обода		533-440 (440-533)	533-440 (440-533)
Основные размеры шины, мм	Наружный диаметр, мм	1260±15	1260±15
	Ширина профиля, не более , мм	545	545
	Статический радиус, мм	600±7	600±7
Индекс несущей способности		100	140
Индекс категории скорости		F	F
Вес шины, кг		65 ± 2	75 ± 2
Максимальная скорость движения по усовершенствованным дорогам, км/ч		80	80
Нормы эксплуатационных режимов	Максимально допускаемая нагрузка на шину, Н (кгс)	7845 (800)	24517 (2500)
	Давление, соответствующее максимально допускаемой нагрузке, МПа (кгс/см^2)	0,15 (1,5)	0,31(3,2)

Шины «SProfi 4X4» сертифицированы как дорожные шины и могут быть использованы во многих отраслях промышленности — для перевозки грузов и людей в труднодоступные местности, для оказания помощи людям, попавшим в экстремальные ситуации, а также в профи-экспедициях, проходящих за сотни, а порой и тысячи километров от населённых пунктов. Шины «SProfi 4X4» могут работать при внутренних давлениях от 0,3 до 0,001 МПа, что обеспечивает уверенную проходимость практически на всех типах покрытия. При установке шин 2НС на легкие вездеходы обеспечивается гарантированная положительная плавучесть.

Используя шины нового поколения «SProfi 4X4», Вы будете надёжно экипированы для дальних поездок по бездорожью и экспедиций. Вам будут доступны самые глухие уголки дикой природы! Желаем Вам успехов в освоении новых горизонтов!

Приглашаем организации и индивидуальных предпринимателей к сотрудничеству на постоянной дилерской основе. Будем рады видеть Вас в числе наших партнёров и клиентов!

ООО «СпецПрофи»
МО, Ногинский р-н,
г. Электроугли, Банный пер., д.12

т. +7 (499) 394-08-88
E-mail: sprofi4x4@gmail.com
www. sp4x4.com

УДК 550.3

К вопросу о роли гравиметрических исследований при ГРР на нефть и газ (на примере ряда районов)

Ю.Н. Кальнов
главный геолог[1]

О.С. Обрядчиков
канд. г.-м.н., доцент кафедры геологии[2]
osobr19@yandex.ru

[1]ЗАО «Гравиразведка», Москва, Россия
[2]РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Результаты гравиметрических исследований, как правило, являются основой для выбора направлений поисковых сейсморазведочных работ. Тем не менее приходится констатировать, что при интерпретации материалов сейсмических съёмок они очень часто игнорируются. Гравиметрические исследования, проведённые ЗАО «Гравиразведка» на территории ЯНАО, доказали свою эффективность в изучении геологического строения региона.

Материалы и методы
Гравиметрические съёмки, геологическая интерпретация материалов гравиметрических съёмок и сейсморазведки.

Ключевые слова
геология, геофизика, гравиметрия

ЗАО «Гравиразведка» в течение многих лет проводит полевые гравиметрические работы масштаба 1:25 000 и 1:50 000 на отдельных площадях ЯНАО, наряду с пересмотром и переинтерпретацией гравиметрических съёмок масштаба 1:200 000 сопредельных территорий. Сочетание этих видов работ позволило для отдельных территорий провести оценку достоверности отображения реальных геологических объектов в потенциальных полях. В основе выбора таких территорий, в принципе, лежит однозначность отображения локальными аномалиями локальных геологических объектов, обусловленная единством для данной территории геологического строения, историей развития и процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Одной из таких территорий, где, по нашему мнению, материалы гравиметрических съёмок могут быть использованы для переоценки перспектив и выявления конкретных нефтегазоперспективных объектов, является Южно-Ямальская зона, включающая Новопортовский вал и восточный склон Щучьинского выступа.

Тектонические и структурные карты разных лет, включая и последние [1], представляют эту территорию как моноклиналь, постепенно погружающуюся от Щучьинского выступа в северо-восточном направлении и ограниченную Новопортовским валом.

Сравнение результатов гравиметрических съёмок масштаба 1:200 000, проведённых в 70–80-х гг. прошлого столетия, со структурными построениями по данным сейсморазведки и бурения (Новопортовское поднятие и Щучьинский выступ) позволяют установить для рассматриваемого района соответствие локальных аномалий гравитационного поля структурным элементам фундамента и осадочного чехла (рис. 1, 2). Так, например, Новопортовский вал соответствует относительно крупной, положительной и протяжённой аномалии Δg, которая в целом совпадет с построениями по материалам бурения и сейсморазведки. Более того, две вершины Новопортовского поднятия по палеозою чётко отображены двумя экстремумами гравитационного поля. Заметим, что в пределах Новопортовской полосовидной аномалии выделяются ещё три положительных экстремума Δg, которые по интенсивности и размерам аналогичны Новопортовской. Один из них отвечает Малоямальскому объекту, второй размещается между Малоямальским и Новопортовским месторождениями, а третий находится непосредственно к югу от Новопортовского поднятия. Если Новопортовская гравитационная аномалия отвечает в целом Новопортовскому валу, то и её положительные локальные экстремумы могут соответствовать нефтегазоносным перспективным поисковым объектам. Структурными построениями по данным сейсморазведки до сего дня эти объекты не были обнаружены, скорее всего, из-за редкой сетки профилей.

В дополнение, один из сейсмических профилей, отработанных в южной части Обской губы, зафиксировал значительный подъём ОГ_Б (в несколько сот метров) в направлении к южной части гравиметрической аномалии (мелководье не позволило судну подойти ближе к берегу). Это свидетельствует о реальном существовании положительной структуры на южном продолжении Новопортовского поднятия. Скважины, заложенные южнее Новопортовского поднятия, по материалам сейсморазведки, при игнорировании данных гравиметрии оказались в седловине между предполагаемыми вершинами вала. Их отрицательный результат существенно повлиял на оценку перспектив и планы ГРР в этом районе. Таким образом, перспективные на нефть и газ объекты в настоящее время остаются без внимания.

В пределах Юрибейской моноклинали между Щучьинским выступом и Новопортовским валом по материалам гравиметрической съёмки масштаба 1:200 000 выделяются две крупные положительные аномалии, ограниченные понижениями значений Δg на северо-востоке и юго-западе (рис. 1). Последним соответствуют прогибы: на северо-востоке — Ярротинский, а на юго-западе — Байдарацкий. Данные региональных сейсмических профилей (рис. 2) свидетельствуют о наличии здесь погруженной приразломной зоны (узкий грабенообразный прогиб, являющийся продолжением Байдарацкого прогиба). Таким образом, группа крупных положительных аномалий Δg (и соответствующих им поднятий) оказывается между двумя депрессионными зонами: Байдарацким и Ярроктинским прогибами, представляя собой, по-видимому, систему приподнятых блоков по фундаменту и осадочному чехлу.

Следует отметить, что положение региональных сейсмических профилей оказалось неоптимальным по отношению к центральным (наиболее приподнятым) зонам максимумов Δg (рис. 1).

Щучьинская зона представляет собой элемент системы Полярный Урал — Пай-хой восточного обрамления [2, 3]. Изгиб (колено) последней имеет продолжение в виде относительно погруженного Щучьинского выступа и Юрибейской ступени, ограниченной с северо-востока валом, в пределах которого обнаружено Новопортовское месторождение. Вал характерен относительно резким подъёмом палеозойских отложений (и фундамента) и продуктивностью практически всего разреза (в продуктивной его части обнаружены споры и пыльца силурийского возраста). При этом состав содержащихся в нем углеводородов отличается от остальных месторождений близлежащих зон Западной Сибири. Новопортовское месторождение

является уникальным — не характерным не только для «Ямала, но и для всех арктических областей Западной Сибири как по геологическому строению, так и по нефтегазоносности и условиям формирования скоплений УВ». Согласно [4] «нефти соседнего Ростовцевского НГКМ разительно отличаются от нефтей Новопортовского месторождения». Новопортовская (Щучьинская) зона принципиально отличается по геологическому строению от расположенных к северу и востоку территорий п-ва Ямал и тектонически, скорее всего, принадлежит к обрамлению складчатой системы Полярный Урал — Пайхой. Наличие разновозрастного фундамента в пределах п-ва Ямал прогнозировалось и ранее [5]. В структурно-тектоническом плане рассматриваемый район входит в состав окраинного обрамления системы Полярный Урал — Пай-Хой. На гравиметрических картах положительными аномалиями однозначно отображаются поднятия палеозойских пород, напрямую соответствуя построениям по данным сейсморазведки.

То, что локальные положительные аномалии Δg в данном районе соответствуют поднятиям в мезозое и палеозое, а не связаны с изменением физических свойств кристаллического фундамента, подтверждается картой его эффективной плотности, согласно которой основная часть данной территории располагается в поле монотонного изменения силы тяжести. Контрастная положительная аномалия на севере площади имеет северо-восточное простирание и отображает высокоплотный объект, который, вероятнее всего, обусловлен существованием интрузивного тела в кристаллических породах фундамента.

Таким образом, в Южно-Ямальской зоне, по данным гравиметрической съёмки масштаба 1:200 000 с учётом имеющихся материалов сейсмических профилей и рассматриваемого в качестве «эталона» Новопортовского месторождения в пределах Новопортовского вала, намечаются два объекта, сопоставимых с Новопортовским месторождением, и два новых обширных объекта в пределах Юрибейской моноклинали. Последние находятся между погруженными зонами Байдарацкого и Ярротинского прогибов и могут являться зонами накопления и консервации залежей УВ с наличием разнообразных форм ловушек осадочного чехла, перспективы которых практически доказаны для этого региона. Скорее всего, эти поднятия представляют собой выступы кристаллического фундамента и сформированные над ними в осадочном чехле облекающие структуры. Кроме того, сама же поверхность фундамента, подвергшаяся длительной эрозии, может представлять собой кору выветривания, с которой связываются определённые перспективы нефтегазоносности.

Опыт работы в ЯНАО по анализу и интерпретации материалов потенциальных полей, их соотносимость с фактическими данными по другим методам позволяют решать вопросы выявления конкретных потенциально перспективных объектов, и авторы убеждены в надёжности настоящего прогноза для рассматриваемых площадей. Однако точность выделения локальных гравитационных аномалий по редкой сети съёмок масштаба 1:200 000 невелика. В то же время высокоточная гравиметрическая съёмка масштаба 1:25 000 (200 х 200 м) позволяет со значительно большей точностью определять положение и контуры поискового объекта. Для примера укажем на соответствие конфигураций залежей сеноманского газа расположению отрицательных гравитационных аномалий на Уренгойском, Губкинском, Ямбургском, Ямсовейском, Малыгинском и других месторождениях севера Западной Сибири. По всей вероятности, такие условия существовали в меловое время на значительной территории Западной Сибири и Южно-Карской впадины.

Обращаем внимание на качественно иное отображение перспективных объектов в потенциальных полях севера Западной Сибири. В первом случае (Новопортовская зона) им соответствует положительная аномалия, а во втором (Надым-Тазовское междуречье, северная часть полуострова Ямал и др.) — отрицательная аномалия. Для первого примера это обусловлено развитием контрастно выраженных форм рельефа фундамента и осадочного чехла, с которыми связано формирование залежей углеводородов. Для второго случая характерно субгоризонтальное напластование мощных толщ осадочных пород, перекрывающих фундамент, что в значительной степени погасило и нивелировало влияние его рельефа и неоднородностей состава на аномальное гравитационное поле. Таким образом, именно изменения плотностных свойств осадочного чехла (особенно его верхней части) имеют преимущественное влияние на гравитационное поле. В прибрежной части сеноманского моря (север Западной Сибири) установлено присутствие подводных баров, дюн и других песчаных аккумулятивных тел, перекрытых глинистыми породами турона, что создаёт определённый гравитационный эффект из-за разностей плотностей. При этом насыщенная газообразными углеводородами часть коллектора отличается от водонасыщенной на 0,3–0,7 мГал, а современные гравиметры позволяют выявлять аномалии силы тяжести с точностью 0,05 мГал.

Присутствие в разрезе сеноманских отложений огромных масс газонасыщенного песка среди относительно плотных глин и водонасыщенных пород создают благоприятные условия для применения гравиметрии при поиске, а также выделения в разрезе и оконтуривания газопродуктивных зон в плане. Кроме того, в Надым-Тазовском районе по материалам высокоточной гравиметрической

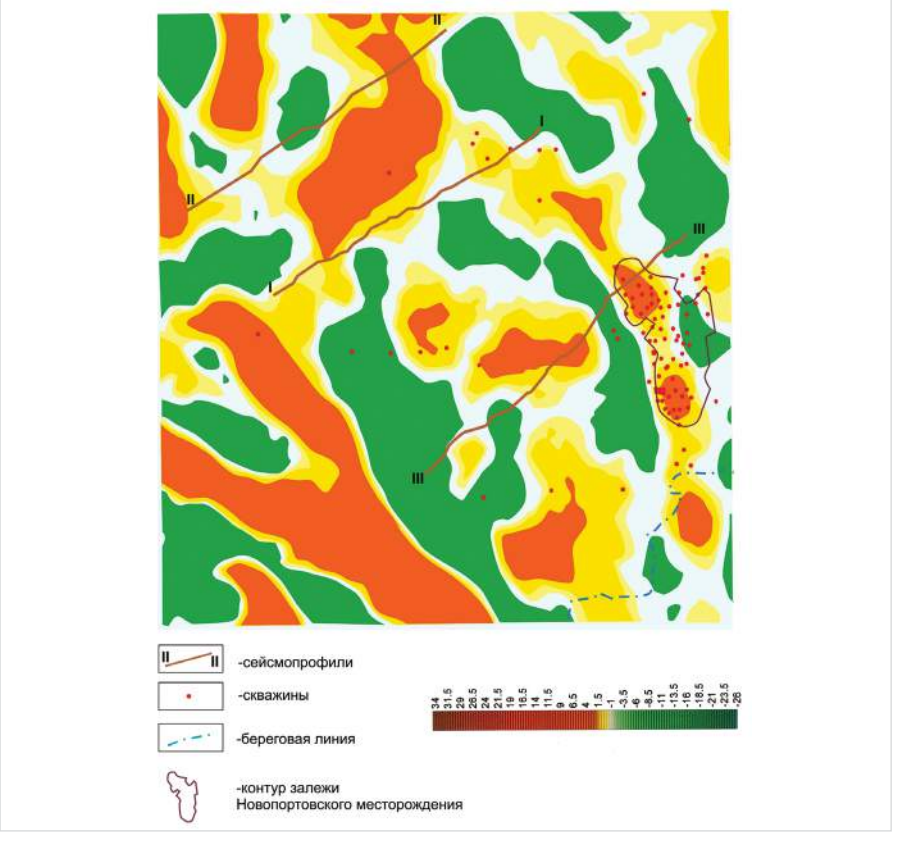


Рис. 1 — Карта локальных аномалий Δg

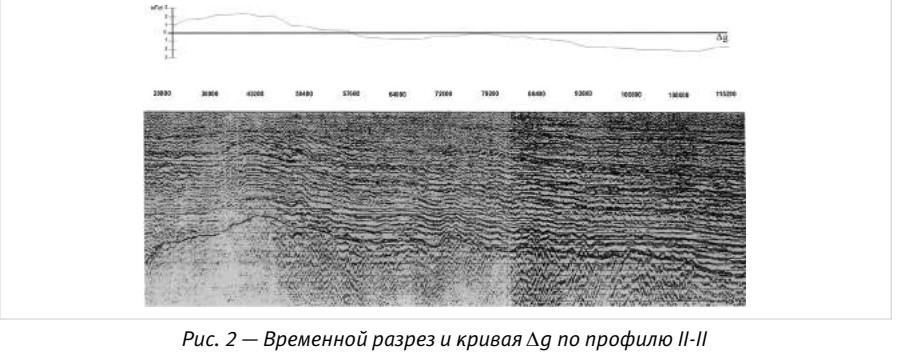


Рис. 2 — Временной разрез и кривая Δg по профилю II-II

съёмки масштаба 1:25 000 были выделены меловые палеорусла и песчаные бары (рис. 3).

По нашему мнению, наряду с районированием территорий по степени перспектив нефтегазоносности необходимо проводить дифференцированную оценку эффективности применения различных методов исследования, выделяя оптимальные для конкретной геологической ситуации.

Таким образом, использование гравиметрии в комплексе и с учётом других методов позволит существенно повысить достоверность результатов исследований и практически на порядок сократить расходы и время при поисковых работах на нефть и газ. Меняющаяся геологическая ситуация для разных территорий изучаемого региона определяет в известной степени критерии прогноза нефтегазоперспективных структур, а также выбор оптимального набора методов их успешного поиска.

В целом ряде случаев, учитывая конкретную геологическую и географическую ситуации (например, невозможность или сложности при проведении сейсморазведочных и электроразведочных работ из-за изрезанного и гористого рельефа, залесённости, заповедных и природоохранных территорий, сельскохозяйственных угодьев, непреодолимых участков речных пойм и дельт и т.д.), гравиметрическая съёмка может иметь решающее значение при выполнении поисково-разведочных задач, так как для этого достаточно проведения пеших маршрутов.

Итоги

Локальным гравиметрическим аномалиям, выявленным по результатам высокоточных наблюдений, для конкретных геологических условий с высокой точностью соответствуют перспективные на газ объекты.

Выводы

Гравиметрическая съёмка может иметь решающее значение при выполнении поисково-разведочных работ на газ.

Список используемой литературы

1. Нестеров И.И. и др. Отчёт по государственному контракту 12/05. СибНАЦ, 2007.
2. Воронов В.Н., Коркунов В.К. Особенности сочленения Уральского складчатого пояса, Пай-Хоя и структур фундамента Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 2003. Т. 44. № 1–2. С. 40–48.
3. Золоев К.К., Додин Д.А. и др. Тектоническое районирование и минералогения Урала (аналитический обзор). М.: Геокарт, ГЕОС, 2006. 180 с.
4. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: Недра-Бизнесцентр. 2003. 352 с.
5. Семенович В.В., Крымов В.Ф. и др. Региональные геолого-геофизические исследования на нефть и газ в СССР и перспективы их развития. М.: ВИЭМС, 1982.

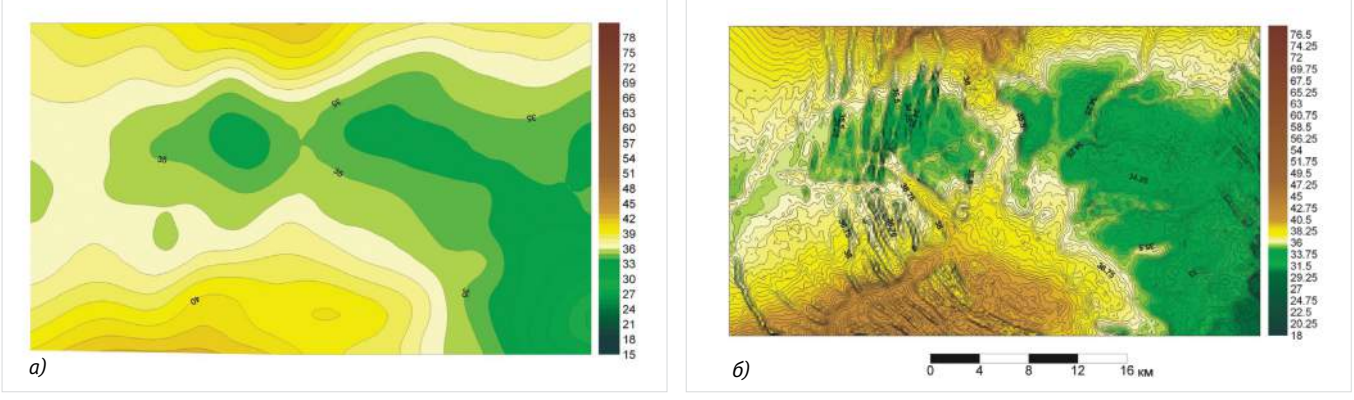


Рис. 3 — Сравнение результатов гравиметрических съёмок масштабов: а — 1:200 000; б — 1:25 000

ENGLISH **GEOPHYSICS**

To the question about the role of gravimetric studies, exploration for oil and gas (on the example of number of regions)

UDC 550.3

Authors:
Yuri N. Kal'nov — chief geologist[1];
Oleg S. Obryadchikov — candidate of physics and mathematics, associate professor of geology department[2]; osobr19@yandex.ru

[1]Gravirazvedka CJSC, Moscow, Russian Federation
[2]Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation

Abstract

The results of gravimetric studies, as a rule, are the basis for the choice of search directions of seismic surveys. However, it must be noted that when the interpretation of seismic shooting, they are very often ignored. Gravimetric studies conducted by Gravirazvedka CJSC on the territory of Yamal-Nenets autonomous district has proved effectivness in the study of the geological structure of the region.

Materials and methods

Gravimetric survey, geological interpretation and filming materials gravimetric survey.

Results

Local gravity anomalies identified by the results of high-precision observations for specific geological conditions accurately match prospective gas facilities.

Conclusions

Gravimetric survey may be critical in the performance of exploration for gas.

Keywords

geology, geophysics, gravimetry

References

1. Nesterov I.I. and others. *Otchet po gosudarstvennomu kontraktu* [Report of the state contract] 12/05. *Sibnats*, 2007.
2. Voronov V.N., Korkunov V.K. *Osobennosti sochleneniya Ural'skogo skladchatogo poyasa, Pay-Khoya i struktur fundamenta Zapadno-Sibirskoy plity* [Features articulation of the Ural fold belt, Pai-Khoi and structures of the basement of the West Siberian plate]. *Geology and Geophysics*, 2003, Vol. 44, issue 1–2, pp. 40–48.
3. Zoloyev K.K., Dodin D.A. and others. *Tektonicheskoe rayonirovanie i mineralogeniya Urala* [Other tectonic zoning and minerageny of Urals]. Analytical review. Moscow: *Geokart*, GEOS, 2006, 180 p.
4. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeyev V.D. *Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala* [EAST geological structure and oil and gas potential of Yamal]. Moscow: *Nedra-Business Center*, 2003, 352 p.
5. Semenovich V.V., Krymov V.F. and others. *Regional'nye geologo-geofizicheskie issledovaniya na neft' i gaz v SSSR i perspektivy ikh razvitiya* [Regional geological and geophysical studies for oil and gas in the USSR and their development prospects]. Geological methods of search and exploration for oil and gas fields. Moscow: VIEMS, 1982.

УПРАВЛЯЙ СТИХИЕЙ!

МОБИЛЬНАЯ УСТАНОВКА ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

ТАЙФУН

ВЫГОДНОЕ ПРИОБРЕТЕНИЕ

Одна мобильная установка центрифугирования позволяет обслуживать от 2 до 5 буровых установок, что дает возможность сократить парк аналогичного стационарного оборудования более чем в два раза.
Высокая глубина очистки бурового раствора.
Система плавного пуска оборудования в работу.

МОЛНИЕНОСНАЯ МОБИЛИЗАЦИЯ

Быстроразъемные соединения.
Подключение за 5 минут.
Удобный и быстромонтируемый конвейер для шлама.
Мобилизация производится одним работником.
Не требует специальных навыков.
Мобилизация блока за 10 мин.
Габаритное соответствие требованиям дорог общего пользования.

ЛЕГКОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ

Эргономичность органов управления, обеспечивающая максимальную эффективность работы оператора установки.
Простота и комфорт сервисного обслуживания, профилактики и ремонта всех систем установки.
Возможность комплектации установки различными видами центрифуг.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ДИЗАЙН

Воплощение исключительной инженерной мысли для эффективного бурения скважин
Возможность применения фирменного стиля Заказчика при окраски установки
Функционально удобный шнек для выноса и складирования шлама.

ВАРИАНТ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

УСТАНОВКА МОЖЕТ БЫТЬ УКОМПЛЕКТОВАНА ЦЕНТРИФУГАМИ ЛУЧШИХ МИРОВЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ПО ВАШЕМУ ТРЕБОВАНИЮ

Показатели применяемости по перекачиваемым средам

Плотность, кг/м^3 1050-1350
Вязкость по вискозиметру ВМ6, сек 17-60
Максимальный размер твердых частиц, мм 0,83
Кислотность, pH 5-5,5

Конвейер винтовой шарнирный КВШ 200

Производительность транспортирования материала плотностью 1,4 -:- 2,1 г/см^3, м^3/час, не более 11-:-8
Номинальная мощность электродвигателя, кВт 3

Центрифуга HS 3400

Максимальная производительность, м^3/час, не более 2700
Энергетические характеристики:
- номинальное напряжение, В 380
- номинальная частота тока, Гц 50
- потребляемая мощность, кВт 37

Классификация степени защиты электрооборудования ..... IP-64 (взрывозащищённое)
Масса, кг 2400

«НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ ТАГРАС»

8-800-250-79-39
tmcg@tmcg.ru
ТМС-ГРУПП.РФ

ТМС ГРУПП

УДК 622.276

Разработка инновационных термохимических элементов для очистки насосно-компрессорных труб и призабойной зоны пласта

Ю.А. Беляев
к.т.н., ст. н.с.[1]
yb@ets-tsa.ru

В.С. Бороздин
генеральный директор[1]
bvs@ets-tsa.ru

[1]НТЦ ЗАО «АФТ-ЭНЕРГО», МЭИ, Москва, Россия

Сложившаяся тенденция качественного ухудшения сырьевой базы в нефтяной отрасли заставляет нефтяников уделять большое внимание разработке новых нетрадиционных методов очистки скважин от АСПО и газогидратов.
Авторами на стыке наук химии и физики разработаны инновационные высокоэффективные термохимические элементы, обладающие большой тепловой мощностью и химическим потенциалом, что позволяет очищать скважины (в том числе «глухие») и призабойную зону пласта от АСПО и газогидратов.

Материалы и методы
В качестве материалов-реагентов взяты элементы 1-2-3 групп таблицы Менделеева. Методы изготовления термохимических элементов — прессование с последующим изолированием фольгой. Методы исследования — лабораторные и промысловые испытания.

Ключевые слова
нефть, НКТ, призабойная зона пласта, термохимические элементы, нефтяной пласт, МУН, асфальтены, смолы, парафины

В нефтяной промышленности происходит естественное качественное ухудшение состояния сырьевой базы вследствие выработки наиболее доступных и хорошо подготовленных месторождений с развитой инфраструктурой. Кроме того, в масштабах всей отрасли продолжается снижение коэффициента извлечения нефти (КИН) — основного показателя рационального использования сырьевой базы [1, 2].

Применяемые в настоящее время традиционные методы извлечения нефти и повышения производительности скважин в таких условиях зачастую оказываются малоэффективными, что стимулирует проведение исследований в направлении разработки эффективных методов эксплуатации скважин с малопроницаемыми нефтяными пластами. Такие методы должны отличаться невысокой стоимостью и быть несложными в применении в полевых условиях [3]. Проведению исследовательских и внедренческих работ по разработке тепловых и термохимических методов увеличения нефтеотдачи в последнее время уделяется большое внимание [4].

В нефтяной отрасли РФ сложилась ситуация, когда техника и технология добычи нефти совершенствуются, а нефтеотдача (КИН) снижается. Основными причинами, создавшими такую ситуацию, являются:

- неадекватный реальному геологическому строению подбор технологий увеличения нефтеотдачи пластов, тенденция к применению неких универсальных технологий без учёта специфики месторождений;
- резкое сокращение, ограничение вариативности применения МУН и поиска новых эффективных технологий увеличения КИН и др. [5].

Работы по созданию инновационных реагентов и технологий могут базироваться только на фундаментальных научных исследованиях и промысловых испытаниях.

В настоящее время крупные российские нефтяные компании (Роснефть, Лукойл и др.) создают свои научные подразделения для разработки инновационных технологий, при этом их исследования направлены в основном на совершенствование ранее разработанных методов.

Разработка термохимических элементов типа «ХИМОТЕРМ» для очистки НКТ

Для целенаправленного проведения исследований в области получения новых реагентов и эффективных технологий их применения следует разобраться, что представляет собой нефть, понять механизмы, происходящие в нефтяном пласте, и физико-химические основы процессов отложения соединений в скважине и в скелете пласта.

Как известно, нефть является многофазной системой, состоящей из отдельных классов соединений: парафины, нафтены, ароматические, смолы и асфальтены.

Наименование	Обозначение	Марка
Соединения 1, 2 и 3 групп табл. Менделеева	Гостированные соединения	
Фольга алюминиевая	ГОСТ 618	А 5
Стружка алюминиевая	Не нормируется	Не нормируется
Полиэтилен высокого давления	ГОСТ 16337	15803–020
Битум нефтяной	ГОСТ 9548	БНК – 49/180
Спирт этиловый	ГОСТ 18300-87	Ректификат
Керосин	ТУ 38101-58-1080	ТУ 38101-58-1090
Барабаны стальные или пластмассовые с крышкой	Не гостируются	–
Цинк металлический (фольга)	ГОСТ 18846-73	Не нормируется

Таб. 1 — Сырьё для изготовления ТХЭ «ХИМОТЕРМ»

Рис. 1 — Вид ТХЭ «ХИМОТЕРМ» для очистки НКТ

Наиболее сложными и трудноудаляемыми являются асфальтены. Они представляют собой гетероатомные поликонденсированные ароматические соединения с молекулярной массой от 1500 до 20000. В нефти асфальтены находятся в коллоидном состоянии. Поскольку они в своём составе имеют молекулы соединений тяжёлых металлов, то отличаются значительной поверхностной поляризацией, что приводит за счёт воздействия молекулярных и Ван-дер-Ваальсовых сил к плотным отложениям их на поверхности нефтяного оборудования и скелета пласта.

Смолы в свою очередь также являются высокомолекулярными ароматическими соединениями с молекулярной массой от 500 до 1500. Как и асфальтены, в своём составе кроме углерода и водорода они содержат кислород, серу, азот и молекулы соединений тяжёлых металлов. Они также являются поверхностно активными поляризованными соединениями и легко отлагаются на поверхности асфальтенов, притягивая в свою очередь парафины C_{18} и выше. Особенно интенсивно парафины отлагаются выше точки термодинамического равновесия или точки насыщения, после которой происходит интенсивное испарение углеводородов C_1–C_4. Испаряясь, они охлаждают нефть и уменьшают растворимость тяжёлых парафинов, которые в результате застывания образуют прочные кристаллизационные структуры и могут забивать скважину до буферной линии [6].

При очистке НКТ в процессе межремонтной обработки (МРП) применяют различные тепловые и механические методы. Для снижения степени адгезии АСПО применяют трубы с внутренним покрытием из стекла, эмали или эпоксидных смол, а также химические добавки, предотвращающие прилипание парафина к стенкам труб.

Однако эти разработанные ранее технологии зачастую малоэффективны, поскольку не в состоянии смывать центры кристаллообразования асфальтенов, которые являются основоположниками отложения АСПО.

Для решения указанных задач очистки НКТ авторами разработаны твёрдые термохимические элементы (далее — ТХЭ) «ХИМОТЕРМ», обладающие большой тепловой мощностью и активным химическим воздействием на поверхность нефтяного оборудования и скелет пласта. Основными составляющими реагентов являются химические соединения 1, 2 и 3 групп таблицы Д.И. Менделеева. Отдельные композиции реагентов в процессе работы помимо теплового и химического воздействия образуют сильный антигидратный ингибитор, что способствует применению их в технологии очистки газовых и газоконденсатных скважин от газогидратов. Образующиеся в процессе работы соединения алюминия и цинка, взаимодействуя с оксидом железа на поверхности НКТ, плакируют поверхность труб оксидной плёнкой. При этом уменьшается коррозия, скорость отложения АСПО, гидравлическое сопротивление, повышается дебит скважин, при этом даже после однократной обработки МРП увеличивается примерно в два раза. Это подтверждено лабораторными и многочисленными промысловыми работами [6].

Сырьё и материалы, необходимые для изготовления реагентов типа «ХИМОТЕРМ», представлены в таб. 1.

Наименование параметров	**Норма**
Диаметр, мм	30–70
Длина, мм	100–900
Масса, кг	0,3–2,0
Тепловая мощность, кДж/кг	25000

Таб. 2 — Физико-химическая характеристика ТХЭ «ХИМОТЕРМ»

Рис. 2 — ТХЭ «ХИМОТЕРМ» для обработки скважин, продуцирующих тяжелые асфальтеносмолистые парафинистые нефти

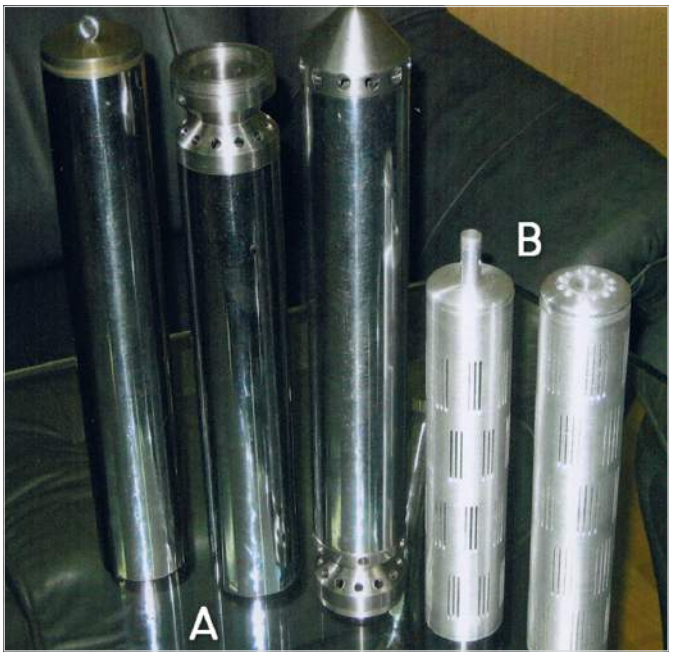


Рис. 3 — Элементы «ХИМОТЕРМ» для очистки «глухих» скважин

При изготовлении элементов типа «ХИМОТЕРМ» применяется стандартное оборудование. Элементы могут быть изготовлены методом прессования или экструзии с последующим изолированием полученных заготовок алюминиевой или цинковой фольгой. В зависимости от характера их применения (очистка НКТ или ПЗП) на них может наноситься специальная перфорация. Термохимические элементы «ХИМОТЕРМ» запатентованы [7]. Характеристики термохимических элементов представлены в таб. 2.

Способы термохимического воздействия являются наиболее приемлемыми для очистки НКТ и ПЗП, поскольку в данном случае тепло в сочетании с горячим химическим реагентом поступает в нужную точку и смывает не только парафины, смолы и асфальтены, но и центры их кристаллизации. Вид ТХЭ «ХИМОТЕРМ» для очистки НКТ представлен на рис. 1.

Для очистки скважин, продуцирующих тяжёлые асфальтеносмолистые парафинистые нефти, разработаны элементы, представленные на рис. 2.

Особенностью реагентов является закруглённая головка и наличие отверстий в хвостовой части, которые выполняют роль реактивных форсунок, продвигающих продукты реакции вниз по НКТ.

На рис. 3В представлены модификация ТХЭ «ХИМОТЕРМ» для очистки «глухих» скважин. Основной активный состав ТХЭ помещён в тонкостенную трубку, на поверхности которой нанесены перфорационные отверстия специальной формы, внутри проходит алюминиевая трубка с резьбой для соединения элементов в одну цепь. Это придаёт стабильность в движении ТХЭ и нужную тепловую мощность при очистке глухих скважин. В торцевой части аппарата выполнены отверстия в виде сопел для придания реагентам реактивной тяги за счёт выделяющейся в процессе реакции парогазовой смеси. На рис. 3А представлен аппарат — т. н. «термогазодинамическая торпеда» для очистки «глухих» скважин, продуцирующих тяжёлую нефть. Аппарат состоит из 3-х частей, которые соединяются между собой на резьбе. Аппарат загружают реагентами и через лубрикатор опускают в НКТ на специальном изолированном тросике. В секциях имеются специальные форсунки, которые за счет выделяющейся в процессе реакции горячей парогазовой смеси развивают реактивную тягу. Аппарат многоразового действия, одной загрузки хватает примерно на 1 час работы, что соответствует 100–150 м проходки в НКТ.

Разработка термохимических элементов «ХИМОТЕРМ» для очистки ПЗП

В процессе эксплуатации кольматирование призабойной зоны пласта происходит в результате привноса частиц пластовым флюидом, а в процессе бурения — за счёт проникновения в пласт фильтрата промывочной жидкости. Кроме того, в результате падения пластового давления происходит забивание фильтрационных каналов выделяющимися АСПО.

Как указывалось ранее, асфальтены и смолы осаждаются на поверхности пор пласта при воздействия молекулярных и сил Ван-дер-Ваальса. Поскольку процесс протекает на молекулярном уровне, для их отрыва необходимо приложить энергию, равноценную примерно энергии активации химической связи. Поэтому стандартными технологиями это сделать невозможно. В этом случае помимо тепла необходимо химическое воздействие.

Традиционно используемым универсальным методом является тепловое прогревание ПЗП. Известно, что вязкость нефти с ростом температуры уменьшается. Из-за увеличения энергии колебательного движения частиц, составляющих структурную сетку, отдельные связи нарушаются. В результате нагрева устанавливается динамическое равновесие между числом распадающихся и вновь возникающих связей, то есть между процессом разрушения структурной сетки и её восстановлением — релаксацией. Поры пласта, закольматированные АСПО, полностью очистить только прогреванием практически невозможно, поскольку невозможно смыть центры кристаллизации асфальтенов.

Для решения поставленных задач авторами разработаны и изготовлены ТХЭ в виде изолированных цилиндров или в виде изолированных полуцилиндров с внутренним полуотверстием (рис. 4 и 5). При сложении 2-х таких полуцилиндров образуется полный цилиндр. Внутреннее отверстие необходимо для прохождения технологической жидкости. Применение различных видов ТХЭ определяется потребностью варьировать скорость процесса в зависимости от специфики задачи.

Физико-химические характеристики реагентов зависят от вида выполняемых работ. Внешний вид ТХЭ показан на рис. 4 и 5.

Применение таких ТХЭ осуществляют в специально разработанном контейнере многократного использования [8].

Образующееся в процессе реакции тепло прогревает ПЗП, а задавленные в пласт горячие жидкие продукты разрушают имеющуюся в пласте структурную сетку, смывают с пор пласта АСПО и центры их кристаллизации. Кроме того, при взаимодействии горячих продуктов реакции с отложениями в порах пласта водонерастворимые соединения переходят в водорастворимые, при этом увеличивается пористость ПЗП и восстанавливается нормальная работа скважины [9].

Разработанные композиции ТХЭ «ХИМОТЕРМ» не дефицитны, составляющие их выпускаются отечественными заводами. Они не опасны для здоровья, не ухудшают качества нефти, не загрязняют отложениями скважину и окружающую среду. Термохимические элементы «ХИМОТЕРМ» герметичны, малогабаритны и легко транспортируются любым видом транспорта.

Рис. 4. — Вид половинки ТХЭ «ХИМОТЕРМ» для обработки ПЗП

Рис. 5 — Вид цельных ТХЭ в наборе

Итоги
Созданы инновационные термохимические элементы типа «ХИМОТЕРМ», позволяющие быстро и эффективно очищать скважины (в том числе «глухие») и призабойную зону пласта от АСПО и газогидратов.

Выводы
Грамотное применение термохимических элементов повысит не только производительность скважин и коэффициент отдачи пласта, но и производственные стандарты.

НТЦ ЗАО «АФТ-ЭНЕРГО»
РФ. Москва, 111250, МЭИ,
ул. Красноказарменная, д. 14
+7 (495) 362-73-73

Список используемой литературы

1. Кудинов В.И. Основы нефтепромыслового дела. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 720 с.
2. Вакатов С.Н., Сапожников А.Е., Оленчиков Д.М. Повышение эффективности разработки месторождений системой горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на Мишкинском месторождении Удмуртской Республики // Научно-технический вестник Роснефть. 2008. № 4. С. 24–27.
3. Шмаль Г. Нефтяная отрасль — не скатерть-самобранка // Нефть России. 2009. №5. С. 20–23.
4. Горшенев В.С. ОАО «Зарубежнефть» расширяет своё присутствие в России и за рубежом // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. С. 10–12.
5. Муслимов Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в связи с существенными изменениями ресурсной базы // Нефтяное хозяйство. 2011. № 5. С. 72–76.
6. Беляев Ю.А. Очистка насосно-компресорных труб добывающих скважин методом термохимического воздействия // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 4. С. 53–54.
7. Беляев Ю.А., Меняев В.А., Голованова Н.К., Беляева Н.Ю. Устройство для термохимической обработки скважин. Патент Российской Федерации № 2473783 от 9.11.2011 г.
8. Просвирин А.А., Беляев Ю.А. Интенсификационная технология обработки призабойной зоны скважины // Нефтяное хозяйство. 2004. № 4. С. 45–47.
9. Беляев Ю.А. Разработка инновационных технологий добычи трудноизвлекаемых нефтей. М.: Элит, 2014. 128 с.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Development of innovative thermo-chemical elements for cleaning tubing and bottom-hole formation zone

UDC 622.276

Authors:
Yuri A. Belyaev — Ph.D., senior researcher[1]; yb@ets-tsa.ru
Victor S. Borozdin —general director[1]; bvs@ets-tsa.ru

[1]STC CJSC "AFT-Energo", MPEI, Moscow, Russian Federation

Abstract
The current trend of quality deterioration of the resource base in the oil industry is forcing oil companies to pay great attention to the development of new non-traditional methods of cleaning wells of asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) and gas hydrates. Authors at the junction of sciences of chemistry and physics developed innovative high-performance thermo-chemical elements which have a large heat capacity and chemical potential, which allows you to clean wells (including shut-in well) and bottom-hole formation zone of ARPD and gas hydrates.

Materials and methods
As materials reagents were taken elements of the 1-2-3 group of the periodic table. Methods for the manufacture of thermo-chemical elements are pressing followed by isolation of the foil. Research methods are laboratory and field tests.

Results
Created innovative thermochemical elements such as "CHEMITHERM" which allow quickly and effectively clean the wells (including the shut-in well) and bottomhole formation zone of ARPD and gas hydrates.

Conclusions
Competent application of thermo-chemical elements will enhance not only the productivity of the wells and the ratio of reservoir performance, but also production standards.

Keywords
oil, tubing, bottom-hole formation zone, thermochemical elements, oil pool, MEOR, asfaltenes, resins, paraffins

References

1. Kudinov V.I. *Osnovy neftepromyslovogo dela* [Fundamentals of petroleum engineering]. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Sciences, 2004, 720 p.
2. Vakatov S.N., Sapozhnikov A.E., Olenchikov D.M. *Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy sistemoy gorizontal'nykh skvazhin i bokovykh gorizontal'nykh stvolov na Mishkinskom mestorozhdenii Udmurtskoy Respubliki* [Improving the efficiency of field development system horizontal wells and horizontal wells in Udmurt Republic's Mishkinskoye field]. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik Rosneft*, 2008, issue 4, pp. 24–27.
3. Shmal' G. *Neftyanaya otrasl' — ne skatert'-samobranka* [The oil industry is not a magic tablecloth]. *Neft' Rossii*, 2009, issue 5, pp. 20–23.
4. Gorshenev V.S. *OAO «Zarubezhneft'» rasshiryaet svoe prisutstvie v Rossii i Za rubezhom* [JSC "Zarubezhneft" is expanding its presence in Russia and abroad]. *Oil industry*, 2009, issue 5, pp. 10–12.
5. Muslimov R.Kh. *Problemy modernizatsii i razvitiya innovatsionnykh tekhnologiy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v svyazi s sushchestvennymi izmeneniyami resursnoy bazy* [Problems of modernization and development of innovative technologies for the development of oil fields due to significant changes of the resource base]. *Oil Industry*, 2011, issue 5, pp. 72–76.
6. Belyaev Yu.A. *Ochistka nasosnokompresornykh trub dobyvayushchikh skvazhin metodom termokhimicheskogo vozdeystviya* [Cleaning tubing wells by thermochemical effects]. *Exposition Oil Gas*, 2011, issue 4, pp. 53–54.
7. Belyaev Yu.A., Menyaev V.A., Golovanov N.K., Belyaeva N.Yu. Device for the thermochemical treatment of wells. The patent of Russian Federation № 2473783 from 9.11.2011.
8. Prosvirin A.A., Belyaev Yu.A. *Intensifikatsionnaya tekhnologiya obrabotki prizaboynoy zony skvazhiny* [Intensification technology of bottomhole zone processing]. *Oil industry*, 2004, issue 4, pp. 45–47.
9. Belyaev Yu.A. *Razrabotka innovatsionnykh tekhnologiy dobychi trudnoizvlekaemykh neftey* [Development of innovative technologies for the extraction of unconventional oil]. Moscow: *Elit*, 2014, 128 p.

RDCR

Круглый Стол Российских Буровых Подрядчиков

2015

3-й Круглый Стол Российских Буровых Подрядчиков

9 Апреля 2015 г.

Отель «Балчуг Кемпински Москва»

Свыше 350 профессионалов отрасли

Более 200 высококвалифицированных представителей от лидирующих российских буровых подрядчиков и нефтяных компаний

Количество спонсоров ограничено

Главными темами мероприятия являются вопросы по закупке, модернизации и использованию бурового оборудования региональными нефтяными компаниями и буровыми подрядными организациями, а также вопросы взаимоотношений и ценообразования между заказчиком и подрядчиком.

www.rdcr.ru

Буровые технологии будущего доступны уже сегодня

THE MOBIUS GROUP

Для более подробной информации свяжитесь:
Даг Робсон, Директор отдела продаж

doug.robson@themobiusgroup.com
+34 952 904 230

УДК 621.65/621.69

Совершенствование и модернизация дозировочного оборудования

Севастьянов А.В.
исполнительный директор[1]

[1]ООО «ЗДТ «Ареопаг», Санкт-Петербург, Россия

ООО «Завод дозировочной техники «Ареопаг» образован в 1992 г. В настоящее время ООО «Завод дозировочной техники «Ареопаг» — динамично развивающееся предприятие, выпускающее более тысячи наименований дозировочного оборудования.

Завод занимает лидирующие позиции по разработке, освоению инновационных технических средств и объему выпускаемой продукции среди профильных отечественных компаний, является членом Российской ассоциации производителей насосов и членом Союза производителей нефтегазового оборудования.

Потребителями продукции завода являются: нефтяная, газовая, нефтеперерабатывающая, атомная, теплоэнергетическая и др. отрасли промышленности. Основная доля поставок дозировочного оборудования (81,4%) приходится на предприятия нефтегазовой и нефтеперерабатывающей промышленности. В указанных отраслях значительная часть дозировочного оборудования технически и морально устарела и требует модернизации т.к. не соответствует требованиям природоохранного законодательства. Кроме этого, данное оборудование не позволяет осуществлять мониторинг за параметрами эксплуатации и управления режимами их работы, что сдерживает внедрение технологических процессов с элементами искусственного интеллекта, необходимое для условий применения «малолюдных технологий».

Экологическая безопасность и экономическая эффективность выпускаемого заводом оборудования подтверждена в ходе эксплуатации на месторождениях ведущих российских нефтегазовых компаний. Предприятие также производит модернизацию дозировочного оборудования и систем автоматизации уже эксплуатируемых насосов и установок различных производителей силами собственной сервисной службы.

Учитывая перспективы освоения нефтегазовых месторождений в Восточной Сибири, Заполярье, Арктике, где требования к дозировочному оборудованию более ужесточены, завод выбрал следующие приоритетные направления развития:

- разработка и внедрение инновационных технических средств для дозирования, отвечающих современным техническим и экологическим требованиям нефтегазовой и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности;
- совершенствование и внедрение автоматизированных блоков непрерывного дозирования реагентов (БНДР ТУ 3632–001–46919837–2009), обеспечивающее применение в условиях «малолюдных технологий».

Большое внимание предприятие уделяет программе импортозамещения. Для своих заказчиков завод предлагает аналоги импортного оборудования, полностью соответствующие международным стандартам. В рамках программы заказчику оказывают технические консультации по подбору аналогов, предлагают готовые решения или разрабатывают индивидуальные проекты под конкретные требования.

Поставки оборудования по импортозамещению связаны и с рядом возникающих вопросов, из-за наличия противоречий. Например, стандарта американского нефтяного института API 675 с национальными нормативными документами. В то же время заказчики имеют право требовать выполнения определенных изложенных в стандарте правил, как и любых дополнительных требований, которые они считают необходимыми, в рамках действующих Российских нормативных актов в области разработки, производства и безопасной эксплуатации насосного оборудования.

ООО «Завод дозировочной техники «Ареопаг» постоянно совершенствует выпускаемое оборудование и расширяет номенклатуру. К последним разработкам предприятия относятся:

1. Герметичный плунжерный насос с наличием системы герметизации и возврата утечек модификации М8 (патент на полезную модель №88076), ТУ 3632-003-46919837-2007.
   Его уникальность в том, что он обеспечивает полную герметичность с окружающей средой.
2. Экологически безопасный блок непрерывного дозирования реагентов (БНДР ТУ 3632-001-46919837-2009), оснащенный взрывозащищенным блоком мониторинга и управления параметрами работы.
3. МБРХ (мобильный блок реагентного хозяйства) на шасси вездеходной техники (патент на полезную модель №147442). МБРХ предназначен для периодической закачки реагентов (метанола) в затрубное пространство скважин и в трубопроводы в труднодоступных районах и оперативного решения внезапно возникающих аварийных ситуации в системах сбора и транспорта нефти газа.

Новые разработки успешно внедряются при модернизации БРХ, УДХ в ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром нефть» путем замены отработанного насосного оборудования на инновационное.

АРЕОПАГ
завод дозировочной техники
«АРЕОПАГ»

Россия, 197372, Санкт-Петербург, Богатырский пр., д. 22, к. 1, лит. А, пом. 36-Н
+7 (812) 643-35-01, 320-25-12
areopag-spb@yandex.ru
www.areopag-spb.ru

УДК 621.65/621.69

Насосные установки завода «Синергия» на шасси МАЗ мощностью свыше 400 л.с.

А.В. Плотников
начальник отдела договоров[1]
od@sinergia.ru

[1]ООО «Завод «Синергия», Пермь, Россия

Ключевые слова
насос трехплунжерный, насосные установки, установка для цементирования скважин, установка для кислотной обработки скважин, установка многофункциональная, манифольд

ООО «Завод «Синергия»
614056, Россия, г. Пермь,
ул. Гашкова, 21а
Тел.: +7 (342) 267-07-23, 267-22-80
Факс: +7 (342) 267-32-21, 267-02-14
e-mail: sinergia@sinergia.ru
www.sinergia.ru

Завод «Синергия» был создан в рамках конверсии в 1990 г. на базе одного из цехов Пермского Машиностроительного завода.

Деятельность его началась с разработки и изготовления газовых баллонов, а затем и систем к легковым автомобилям. В тяжелые годы всеобщего развала промышленности предприятие переключилось на ремонт насосов нефтегазопромыслового оборудования и изготовление запасных частей для нефтяников. Сохранив интеллектуальный потенциал «оборонки», квалифицированные кадры, создав собственное ОКБ, предприятие приступило к созданию высокопроизводительных плунжерных насосов высокого давления. В этих насосах, в отличие от существующих поршневых монстров разработки 50-х гг., были изначально заложены принципиально новые, смелые конструкторские решения, подкрепленные современным технологическим обеспечением.

На сегодняшний день нами выпускаются десять типоразмеров насосов с приводной мощностью от 1 до 1000 кВт и давлением до 1300 атм, а также различные установки на их базе.

Самым распространенным насосом стал трехплунжерный насос горизонтального типа СИН32, выпущено более 2000 единиц. Он используется на типовых установках для цементирования и кислотной обработки скважин. Сборка данных установок осуществляется на шасси КАМАЗ, УРАЛ с приводной мощностью до 320 л.с. Можно с уверенностью заявлять, что эти установки, в том числе и насос СИН32, зарекомендовали себя с лучшей стороны по качеству, неприхотливости и удобству в обслуживании.

В 2013 г. разработан и изготовлен насос следующего поколения — СИН64. Новый серийный трехплунжерный насос взял лучшее от своих предшественников, но имеет и кардинальные отличия от них. Вместо кривошипно-шатунного механизма на огромных подшипниках качения в шатунах здесь применен коленчатый вал с вкладышами — подшипниками скольжения. В нем устанавливаются секционные кованые клапанные коробки. Механическая часть насоса уже традиционно разделена от гидравлической уплотнением, в котором нет трущихся частей.

Все это привело к тому, что при приводной мощности до 800 л.с. данный насос получил замечательные технические характеристики: вес насоса — 2900 кг; габаритный размер по длине менее 1250 мм, что позволяет устанавливать два насоса «спиной-к-спине» на автомобиле, и оставаться в транспортном габарите (2500 мм).

Такому насосу нужна и более

Рис. 1 — Насос трехплунжерный СИН64

Технические характеристики насоса СИН64	
Максимальная полезная гидравлическая мощность (не менее), кВт	420
Диаметр плунжеров, мм	80, 100, 125, 140
Давление максимальное *, МПа при диаметре плунжеров	
• 80 мм	100
• 100 мм	70
• 125 мм	45
• 140 мм	32
Наибольшая идеальная подача *, л/с (при числе оборотов вала насоса 400 об/мин) при диаметре плунжеров	
• 80 мм	12,5
• 100 мм	20
• 125 мм	31
• 140 мм	38
Габариты, мм	1307x1193x698
Масса, кг	2 100

*значения параметров зависят от мощности привода и частоты вращения вала насоса

мощная машина. Мы остановились на шасси МАЗ 6317Х9. По нашему мнению, данная машина обладает рядом преимуществ: дизельные двигатели мощностью до 420 л.с., грузоподъемность до 22 т. И самое немаловажное — низкая стоимость автомобиля!

Начиная с 2013 г., нашим заводом выпускаются следующие серийные установки на базе насоса СИН64:

Установка для цементирования скважин СИН35.64 состоит из полноприводного шасси МАЗ 6317Х9 с мощностью дизеля 420 л.с., насоса трехплунжерного СИН64, редуктора планетарно-цилиндрического СИН31, мерной емкости 6 м^3, системы регистрации параметров. Развивает давление до 1000 атм, имеет производительность до 40 л/сек. Установка предназначена для долговременной работы в непрерывном режиме, что позволяет успешно использовать ее при всех работах КРС и бурении скважин малых диаметров. Установка получилась очень востребованной. Мы изготовили и поставили уже более 20 данных установок в различные регионы: Казахстан, Западная Сибирь, районы Крайнего Севера.

Рис. 2 — Установка для цементирования скважин СИН35.64

Следующее серийное изделие — **установка для кислотной обработки скважин СИН32.64.** В своем составе имеет насос СИН64, редуктор СИН31, шасси МАЗ, мощностью 420 л.с. Установка имеет оригинальную компоновку, развивает давление до 1000 атм и производительность до 40 л/сек. Емкость для перевозки кислоты объемом 10 м^3 установлена на шасси грузоподъемностью 21,6 тонн и вынесена вперед. Это позволило нашим заказчикам снизить затраты на проведение кислотной обработки скважин и дало возможность проводить большеобъемную закачку кислоты одним агрегатом.

Рис. 3 — Установка для кислотной обработки скважин СИН32.64

Летом 2014 года совместно с «Урал-Дизайн-ПНП» нами спроектирована и изготовлена **многофункциональная установка СИН35.53**. Установка, предназначеная для работы в составе колтюбинговой установки и состоит из насоса высокого давления СИН64, мерной емкости, нагревательного котла и компрессора. Установка позволяет проводить весь спектр работ при использовании колтюбинга: разогрев трубы, проведение необходимых ремонтных скважинных работ, продувка гибкой трубы после работы и даже использование агрегата в качестве ППУА.

Установка успешно прошла промышленные испытания и работает у заказчика. Аналогом для данной установки послужил агрегат производства «Фидмаш» из Белоруссии, но наша установка, не потеряв в функциональности, получилась значительно дешевле.

Выводы

Имея солидный конструкторско-технологический потенциал, наше предприятие готово в кратчайшие сроки спроектировать и изготовить любую установку по требованию заказчика, в том числе заниматься вопросами импортозамещения. Это подтверждается большим разнообразием востребованного и серийно-выпускаемого оборудования. В настоящее время завод приступил к освоению нового трехплунжерного насоса мощностью 1200 кВт и весом около 6 т, а также к разработке установок на базе этого насоса.

Рис. 4 — Установка многофункциональная СИН35.53

УДК 622.691

Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» для подготовки различных типов газа

И.В. Чернов

[1]ООО «Энергаз», Москва, Россия

Газ имеет колоссальное значение для развития цивилизации. И пока умудренные футурологи рассуждают о перспективах газовой эпохи, а экономические оракулы прогнозируют судьбу цены на углеводороды, специалисты-практики неустанно заботятся о насущных проблемах газовой добычи и транспортировки, повышении эффективности газового топлива в энергетике, полноценном использовании газа при переработке.

Газом надо как следует позаниматься, прежде чем «голубой поток» чудесным образом обратится в электричество, тепло, разнообразную продукцию химической промышленности и горючее для автомобилей. Роль «волшебной палочки» в этом превращении отведена важнейшему технологическому процессу — подготовке газа.

Газ различен по составу и разнообразен по типу — природный, попутный нефтяной, шахтный, сланцевый, биогаз. Каждый тип газа обладает определенными физико-химическими свойствами. Газ делится и по функциональным признакам: магистральный, сжиженный, топливный, импульсный, низконапорный, пусковой, сырьевой, бытовой.

Поэтому подготовка исходного газа на разных этапах использования имеет особенности и ведется с учетом типа, состава и назначения газа. Перед профессионалами-газовиками, энергетиками, химиками возникает специфический набор инженерных задач, связанных с газоподготовкой. В этом процессе важная роль отводится компримированию газа с помощью дожимных компрессорных установок.

Дожимные компрессорные установки (ДКУ) применяются в нефтегазодобывающей отрасли, энергетике, нефтегазохимии, других секторах промышленности. Ко всем ДКУ различных модификаций предъявляются индивидуальные требования, вытекающие из сферы применения, особенностей проекта и условий эксплуатации.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА

Правильный выбор ДКУ зависит от производственных и технологических возможностей, надежности и ресурса газодожимного оборудования. Рассмотрим эти факторы на примерах дожимных компрессорных установок от компании «ЭНЕРГАЗ».

Возможности компримирования. Дожимные установки, оснащенные винтовыми маслозаполненными компрессорами, способны компримировать углеводородный газ до давления 7,5 МПа. Технологические возможности этих ДКУ позволяют перекачивать природный или попутный нефтяной газ с различной производительностью (200…50 000 м^3/ч).

В энергетике винтовые компрессорные установки могут снабжать топливным газом турбины с широким диапазоном мощности — 1…200 МВт (Фото 1). При необходимости ДКУ ЭНЕРГАЗ оснащаются поршневыми компрессорами, которые обеспечивают более высокое выходное давление газа и могут функционировать с большей производительностью.

В нефтегазовой отрасли особого внимания специалистов заслуживает способность наших ДКУ подготавливать попутный газ при

Фото 1 — Двухступенчатые ДКУ обеспечивают топливом 4-й и 5-й энергоблоки Южно-Сахалинской ТЭЦ-1

Фото 2 — Компрессорные установки низкого давления на ЦППН НГДУ «Комсомольскнефть»

крайне низких значениях входного давления. Технологическая задача компримирования низконапорного ПНГ решается с учетом особенностей конкретных промыслов. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями, основу которых составляют ДКУ низкого давления (Фото 2). В случае, если давление газа приближено к вакууму (от 0,001 МПа), применяются вакуумные компрессорные установки.

Важен также специфический опыт работы с тяжелыми нефтяными газами плотностью до 3,0 кг/м^3 и агрессивным газом с высоким содержанием соединений серы.

Условия эксплуатации и способ исполнения. Установки изготавливаются в двух базовых вариантах: блочно-модульные и ангарного типа (на открытой раме, Фото 3). Для районов Крайнего Севера ДКУ производят в арктическом исполнении (Фото 4), с учетом экстремальных условий (минимальная температура воздуха — до минус 60°С, температура наиболее холодной пятидневки – до минус 50°С).

Все компрессорные установки поставляются на объект в максимальной заводской готовности, когда оборудование уже смонтировано и испытано в заводских условиях. При непрерывной эксплуатации наработка ДКУ «на отказ» — не менее 10 тыс. часов, ресурс до среднего ремонта — 30 тыс. часов, ресурс до капитального ремонта — 80 тыс. часов. Предельное время восстановления работоспособности — 24 часа. Срок службы — не менее 20 лет.

Помимо эксплуатационных технологических систем, установки оснащаются системами жизнеобеспечения (вентиляция, обогрев, освещение) и безопасности (газодетекция, пожарообнаружение и пожаротушение).

Параметры газа. Определение состава, плотности, температуры и давления исходного газа — важнейшее условие для проектирования и успешной эксплуатации компрессорных установок. Точное соблюдение проектных параметров газа на нагнетании — основной критерий эффективности ДКУ.

- *Требования к составу газа.* Присутствие механических твердых загрязнений в топливном газе чаще всего ограничивается величиной 0,5...1 мг/м^3, при максимальном размере частиц 10...40 микрон. Жидкая фракция, которая включает в себя остаточное содержание масла, воду, жидкие фракции углеводородов (конденсат), как правило, ограничивается величиной 2...5 ppm (ppm – миллионная часть объема). Для современных камер сгорания газотурбинных установок эти требования достигают 0,5...1 ppm.
- *Обеспечение чистоты газа.* В случае, когда ДКУ эксплуатируется на попутном газе, в установку включается дополнительный элемент системы фильтрации — входной двухступенчатый фильтр-скруббер. Также проводится детальный анализ компонентного состава, производятся расчёты в специальной программе, создающей теоретическую модель поведения газа при определенной температуре и давлении. Это дает возможность безошибочно определить рабочий диапазон температур масла и газа, позволяющий превысить точку образования росы для перекачиваемого ПНГ. В результате исключается образование конденсата в рабочих ячейках компрессора. Учитывая, что в винтовом маслозаполненном компрессоре в процессе компримирования газ смешивается с маслом и на выход поступает газомасляная смесь, для сепарирования масла из газа устанавливается фильтр-сепаратор и каскад специальных коалесцентных фильтров. Этим обеспечивается полная очистка газа от масла. Газ на выходе из компрессорной установки содержит в себе не более 3 ppm масла. По желанию заказчика на ДКУ устанавливают фильтры дополнительной очистки, после которых эта величина не превышает 0,5 ppm.
- *Температура нагнетания газа.* При использовании ДКУ в энергетике температура подачи газа в турбины может колебаться от +40 до +150°С. Газы, которые в условиях нагнетания имеют высокую температуру точки росы, являются наиболее сложными в газоподготовке. Во избежание выпадения конденсата температуру топливного газа необходимо удерживать в узком диапазоне. Задача эта может усложняться

Фото 3 — Дожимная компрессорная станция ангарного типа для ГТЭС-36 Северо-Лабатьюганского м/р

Фото 4 — ДКУ от компании ЭНЕРГАЗ эксплуатируются в экстремальных условиях Крайнего Севера

высокими требованиями к чистоте газа и перепадом температур окружающей среды. Такую проектную проблему способен решить производитель, обладающий инженерным опытом и знаниями в области поддержания температуры нагнетания газа.

Регулирование производительности ДКУ. Регулирование производительности компрессорной установки осуществляется при помощи двухуровневой системы, что позволяет максимально быстро и корректно реагировать на изменение режима работы сопряженной газотурбинной установки или изменение параметров входного газопровода.

Для изменения производительности в диапазоне 15...100% применяется функция объёмного регулирования через золотниковый клапан компрессора (Рис. 1). Это снижает эксплуатационные расходы, так как потребляемая мощность главного электродвигателя в режиме золотникового регулирования практически пропорциональна производительности компрессорной установки.

Для регулирования производительности в диапазоне 0...15% ДКУ ЭНЕРГАЗ оснащают байпасной линией (перепускным клапаном), которая обеспечивает работу в режиме рециркуляции, позволяет установке функционировать при нулевом расходе в период наладки оборудования, а также дает возможность моментально реагировать на резкое изменение нагрузки.

Автоматизированная система управления. ДКУ ЭНЕРГАЗ снабжены автоматизированной системой управления (САУ), которая поддерживает установку в рабочем режиме, обеспечивая требуемые эксплуатационные параметры, в том числе параметры масла, газа, охлаждающей жидкости. САУ управляет системами жизнеобеспечения и безопасности ДКУ, а также обеспечивает связь с верхним уровнем АСУ ТП. В составе компрессорной станции связанные между собой САУ нескольких компрессорных установок выполняют функцию группового регулирования и координируют работу этих ДКУ.

Автоматизированная система управления может размещаться как в отдельном укрытии, так и внутри блок-модуля дожимной компрессорной установки (Фото 5). В этом случае отсек управления отделяют от технологической части газонепроницаемой перегородкой.

Комплектация ДКУ. Комплектация дожимных компрессорных установок индивидуальна для каждого проекта, учитывает качество и состав исходного газа, условия эксплуатации, параметры сопряженного оборудования, область применения.

При наличии особых проектных требований заказчика, ДКУ ЭНЕРГАЗ могут осуществлять (помимо доочистки и компримирования) учет объёма газа, осушку, дополнительное охлаждение, редуцирование газа и ряд других функций.

Для этого в комплект поставки включается специальное оборудование: блок учета газа, адсорбционный или рефрижераторный осушитель, чиллер (холодильная установка), система редуцирования, потоковый хроматограф для определения состава и теплотворной способности газа (калориметр), измеритель температуры точки росы газа по влаге и углеводородам с устройством отбора проб, ресивер, поточный вискозиметр.

При компримировании низконапорного и тяжелого (жирного) попутного нефтяного газа ДКУ оснащают системой быстродействующих клапанов на входе и выходе газа, автоматической дренажной системой для откачки конденсата из фильтра-скруббера, датчиком содержания кислорода и дополнительными измерительными приборами.

Резервирование элементов. Зачастую ДКУ эксплуатируются без резервной установки. В такой ситуации резервируют некоторые элементы оборудования. Так, сдвоенные фильтры маслосистемы обеспечивают безостановочную работу компрессорной установки при засорении основного фильтра — с переходом на резервный фильтр. Это также касается резервирования маслонасосов и насосов системы охлаждения. Причем переключение на резервные элементы осуществляется автоматически.

ЧЕРЕЗ ПРЕИМУЩЕСТВА — К НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВУ

Итак, названы наиболее важные критерии, которые желательно учитывать при выборе газодожимных компрессорных установок. Уместны также рекомендации по подбору производителя и поставщика ДКУ — компетентного, надежного и долговременного партнера. В основе этого выбора лежат гарантии своевременного и пунктуального исполнения проектных требований, практический опыт и инженерные знания специалистов, способных уберечь заказчика от упущений и ошибок.

Отметим некоторые преимущества сотрудничества с компанией «ЭНЕРГАЗ» — официальным представителем швейцарской фирмы ENERPROJECT SA:

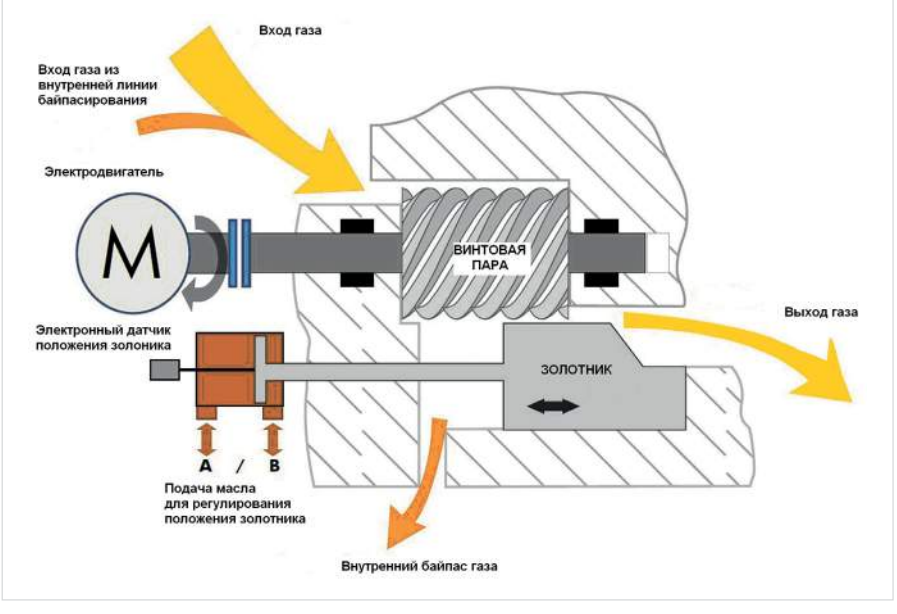


Рис. 1 — Регулирование производительности ДКУ через золотниковый клапан компрессора

Фото 5 — Отсек САУ расположен внутри блок-модуля компрессорной установки

Фото 6 — Монтаж аппарата воздушного охлаждения на компрессорную установку

Индивидуальное проектирование. Способность производителя разрабатывать проекты по индивидуальным требованиям заказчика, без увеличения стоимости «за индивидуальный подход». Готовность предложить ДКУ в разных исполнениях с учетом условий эксплуатации на конкретном объекте.

Опыт эксплуатации. Значительная практика универсального применения дожимных компрессорных установок в различных отраслях промышленности. Уникальность опыта работы на попутном нефтяном газе. Наличие филиалов и складов запасных частей в регионах России. Возможность лично оценить, с какими турбинами эксплуатируются ДКУ, на каких типах газа они функционируют. Для принятия более обоснованного решения ЭНЕРГАЗ приглашает потенциальных заказчиков посетить завод-изготовитель и объекты, на которых наши ДКУ применяются продолжительное время.

Комплексный сервис. После доставки ДКУ на объект мы не только осуществляем шеф-монтаж (Фото 6) и пусконаладочные работы. Наши сервисные специалисты проводят индивидуальные испытания ДКУ, контролируют работу установок в ходе комплексных испытаний сопряженного оборудования или энергообъекта в целом, обучают эксплуатационный персонал заказчика. Эксплуатация компрессорных установок сопровождается регулярным техническим обслуживанием (Фото 7). Качество и своевременность этих работ основаны на опыте и компетентности инженеров нашей компании.

Таким образом, эксплуатационная надежность ДКУ от компании «ЭНЕРГАЗ» достигается комплексом следующих факторов:

- индивидуальные инженерные решения, учитывающие состав и особенности газа;
- обоснованный подбор и применение специальных материалов, марок стали и комплектующих;
- высокий уровень автоматизации, резервирования и безопасности;
- комплексные заводские испытания ДКУ;
- система контроля качества ISO 9001;
- максимальная степень заводской готовности при поставке;
- квалификация инженерного персонала, качество предпусковых работ и сервиса;
- подтвержденный ресурс и ремонтопригодность в любых условиях, включая экстремальные.

В профессиональном инженерном сообществе сложилась традиция — решение сложных и нестандартных технологических задач доверять коллективам, многократно проверенным на практике. Такой опыт компримирования различных типов газа с применением современных ДКУ сосредоточен сегодня в «ЭНЕРГАЗ».

В общей сложности более 160 ДКУ от компании «ЭНЕРГАЗ» эксплуатируются в энергетике и нефтегазовой отрасли. Около 50 установок находятся сегодня на различных стадиях подготовки к пуску.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

Фото 7 — Своевременное ТО — залог надежности и эффективности оборудования

УДК 65.011.56: 622.691

Комплексная оптимизация энергопотребления агрегатов компрессорных станций

О.В. Крюков
к.т.н., доцент, главный специалист[1]
o.kryukov@ggc.nnov.ru

[1]ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия

Рассмотрены современное состояние и основные направления энергосбережения в газотранспортных системах. Представлен системный подход к анализу функционирования основных технологических агрегатов компрессорных станций. Получены зависимости основных параметров транспорта газа от режимов работы технологических установок, а также модели и алгоритмы, обеспечивающие энергоэффективную работу магистральных газопроводов.

Материалы и методы
Методы систем автоматического управления частотно-регулируемыми электроприводами.

Ключевые слова
магистральный транспорт газа, компрессорная станция, системная оптимизация, газоперекачивающий агрегат, частотно-регулируемый электропривод, аппарат воздушного охлаждения газа, автоматизация

Современное состояние и основные направления энергосбережения в отрасли

В последние годы в топливно-энергетическом комплексе и, в частности, в газовой промышленности сложилась ситуация, выдвинувшая проблему энергосбережения на первый план. Это связано с тем, что развитие энергетических отраслей промышленности в прошлом столетии осуществлялось экстенсивно — вводилось в действие более 10 тыс. км газопроводов и компрессорных станций (КС) мощностью 2 млн кВт с приростом добычи более 50 млрд м^3 [1].

Однако в период интенсивного развития выросла энергоемкость газопроводов из-за выбора их проектных параметров при чрезвычайно низких ценах на энергоресурсы и дефиците труб. Вследствие этого удельная энергоемкость российских газопроводов, отнесенная к объему товарно-транспортной работы, примерно на 50–70% выше, чем у западных аналогов. Существующий парк газоперекачивающих агрегатов (ГПА) имеет средний КПД примерно равный 28% (тогда как современные агрегаты имеют КПД на уровне 36%), что обусловливает перерасход топливного газа на 15–20%. Однако удельный расход топливно-энергетических ресурсов, включая газ, на привод ГПА в течение многих лет снижается [1] в связи с вынужденной разгрузкой газотранспортной сети [2]. При этом снижаются удельные энергозатраты на 20%, что свидетельствует о резервах энергосбережения ГПА как основных потребителей энергоресурсов единой газотранспортной системой (ЕГС).

Из-за нехватки финансовых средств на ремонт и реконструкцию возрастает старение и износ основных производственных фондов, ухудшается техническое состояние ГПА и линейной части магистральных газопроводов. На настоящий момент состояние объектов газификации характеризуют следующие данные [3]:

- более 30% газопроводов высокого, среднего и низкого давления находятся в эксплуатации более 30 лет и требуют обследования и реконструкции;
- большая часть узлов учета газа оборудована морально и физически устаревшей техникой, погрешности которой до 5% превышают нормативные;
- около 20% газоиспользующего оборудования выработало установленный заводом-изготовителем ресурс;
- основная часть газорегуляторных пунктов выработала 20 лет без замены оборудования;
- износ основных фондов предприятий газового хозяйства России составляет более 50%.

По этим причинам значительная часть МГ работает с пониженным давлением, а в целом ЕГС России, запроектированная на высокую пропускную способность, оказалась в нерасчетном режиме пониженной загрузки, что приводит к росту энергозатрат и проведению мероприятий по снижению энергоемкости.

Поэтому основными направлениями энергосбережения сегодня являются:

- экономия ресурсов газа для подачи потребителям и использования на собственные нужды станции;
- повышение эффективности работы парка ГПА с устранением неэффективного использования газа;
- снижение эксплуатационных издержек с оптимизацией режимов работы оборудования КС;
- совершенствование системы учета и контроля газа, приведение ее к международным стандартам;
- замена устаревшего оборудования на современное высокотехнологичное с высоким КПД;
- снижение выбросов тепличных газов и вредных веществ в атмосферу.

Первые три направления из вышеперечисленных могут быть реализованы с минимальными инвестиционными затратами путем системной оптимизации энергопотребления всех технологических агрегатов КС [4].

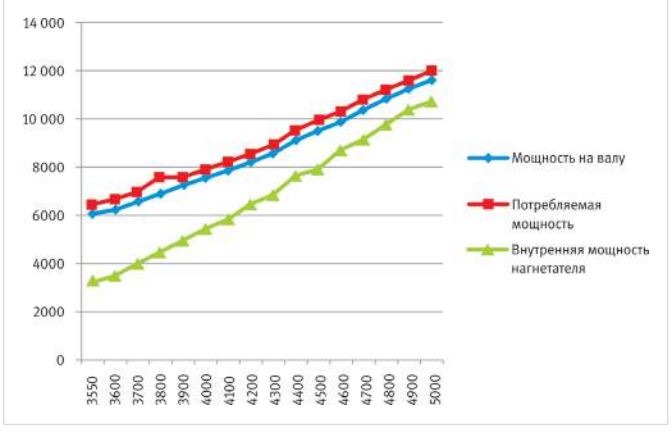


Рис. 1 — Зависимости мощности на валу двигателя, потребляемой мощности и внутренней мощности нагнетателя от частоты вращения двигателя

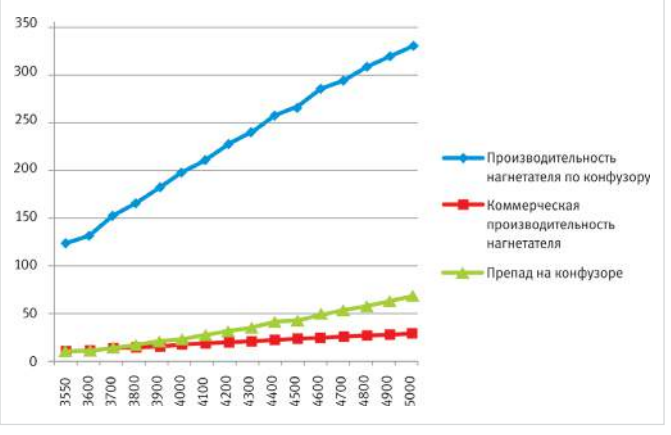


Рис. 2 — Зависимости производительности нагнетателя по конфузору, коммерческой производительности и перепада на конфузоре от частоты вращения двигателя

Системный анализ функционирования агрегатов КС

Как известно, технология компримирования природного газа на КС МГ состоит из термодинамических процессов сжатия, расширения и охлаждения. При этом термодинамическая эффективность этих процессов всецело зависит от правильного выбора промежуточных параметров (оптимального давления и температуры газа) на выходе каждой ступени сжатия компрессора и в каждой последовательно расположенной КС.

Очевидно, что для любого центробежного нагнетателя и осевого компрессора, работающего на одну и ту же магистральную нитку, выбор оптимальных термодинамических параметров компримирования имеет свои особенности. Поэтому структурно-параметрическая оптимизация параметров давления и температуры газа в рамках КС может быть достигнута реализацией следующих мероприятий [4]:

1. Математическая обработка статистических данных КС по параметрам и объемам перекачиваемого газа и энергетическим показателям оборудования;
2. Проведение экспериментальных измерений и технологических испытаний нагнетателей природного газа с целью получения их фактических рабочих и энергетических характеристик;
3. Проведение экспериментальных измерений и технологических испытаний теплообменных аппаратов воздушного охлаждения газа для анализа их фактических технических и энергетических характеристик;
4. Анализ обследованных линейных участков трубопроводов с целью получения их эксплуатационных характеристик во всех возможных режимах работы МГ;
5. Формализация работы локальных участков МГ с КС и адаптация к ним математических моделей отдельных элементов системы сжатия, охлаждения и передачи газа по трубопроводам;
6. Структурно-параметрический синтез агрегатов участка МГ, группы ГПА, АВО газа в единую оптимизационную модель теплоэнергетической системы сжатия, охлаждения и передачи газа;
7. Разработка алгоритмического и программного обеспечения для компьютерного исследования функционирования КС и ЛПУ МГ и оптимизации параметров компримируемого газа;
8. Исследование энергетической эффективности перспективных технологий, направленных на регулирование режимов работы КС, и рационального выбора технических средств для их реализации.

Так, экспериментальные исследования, проведенные на КС «Сеченовская» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» МГ «Ямбург-Елец 2» (по ЭГПА №2), показали (рис. 1–2), что кратность диапазона реального изменения параметров перекачки природного газа достигает 5–6. Причем анализ фактического функционирования КС выявил неэкономичные режимы работы технологического оборудования, обусловленные наличием объективных и субъективных факторов.

Главная причина такого положения заключается в том, что на практике в процессе эксплуатации МГ температура и давление природного газа на выходе КС выбираются диспетчерами не системно, без достаточного технико-экономического обоснования, а на основе имеющегося у них опыта. Кроме того, нередко операторы не могут выставить требуемые параметры транспорта газа из-за отсутствия возможности их регулирования.

Это возникает, например, из-за ограниченной мощности установок охлаждения газа в период летнего максимума температур воздуха, отсутствия средств регулирования скорости нагнетателей или существенного различия характеристик параллельно работающих ЭГПА.

Всесторонний анализ приведенных данных и аналогичных результатов по другим МГ, КС и отдельным ЛПУ показал необходимость комплексного использования методов системного анализа, математического моделирования и оптимизационного поиска решения системного управления в технологиях сжатия, охлаждения и транспорта газа по трубопроводам.

Математическое моделирование работы агрегатов КС

На рис. 3 представлена функциональная схема, формализующая технологические процессы сжатия с нагреванием входящего газа (нагнетатели), охлаждения его после компримирования (АВО газа) и транспорта его по выходному участку газопровода. Рассмотрим особенности математического описания данных объектов.

Математическая модель группы центробежных нагнетателей, как правило, строится по принципам идентификации и аппроксимации их фактических характеристик. При этом учитываются различные способы регулирования их производительности (дросселирование, байпасирование, изменение скорости вращения вала) и схемы группового включения на параллельную, последовательную и каскадную структуру работы.

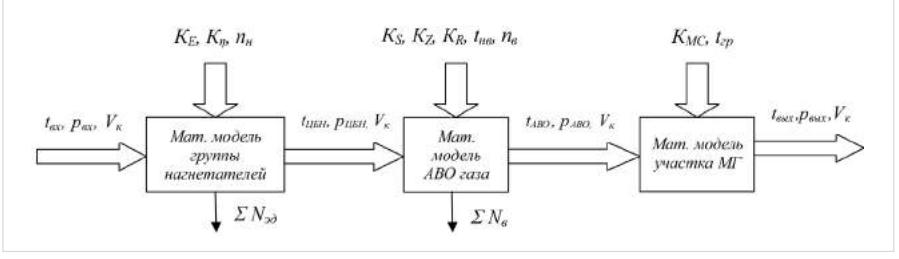


Рис. 3 — Схема формализации взаимодействия агрегатов КС: t_i, p_i — значения температуры и давления природного газа на входе/выходе агрегатов, $V_к$ — коммерческий расход природного газа, $n_н$ — частота вращения вала нагнетателя, K_E, K_η — коэффициенты приведения паспортных характеристик степени сжатия и политропного КПД к реальным условиям, $\Sigma N_{эд}$, $\Sigma N_в$ — соответственно суммарные мощности приводов нагнетателей и вентиляторов АВО газа, $t_{нв}$, $t_{гр}$ — соответственно температуры наружного воздуха и грунта, $n_в$ — количество включенных вентиляторов, K_S, K_Z, K_R — коэффициенты, учитывающие степень загрязнения АВО с оребренной и с внутренней поверхности, а также техническое состояние уплотнений, $K_{МС}$ — коэффициент местного сопротивления трубопровода

Для определения выходной степени сжатия E_n и политропного КПД n_n всех ЦБН в функции приведенной объемной производительности нагнетателей $V_{пр}$ соответствующие паспортные характеристики аппроксимируются квадратичными уравнениями:

$$E_n = A_0 + A_1 \cdot V_{np} + A_2 \cdot V_{np},$$
$$\eta_n = B_0 + B_1 \cdot V_{np} + B_2 \cdot V_{np}. \quad (1)$$

Зависимость степени сжатия при фиксированной приведенной производительности от частоты вращения вала определяется выражением:

$$E_{np}^n = \left[1 + \bar{n}_{np}^2 \left(E_n^{\frac{\kappa-1}{\kappa}\cdot\frac{1}{\eta_n}} - 1\right)\right]. \quad (2)$$

где $\bar{n}_{пр}$ — приведенное отношение частоты вращения ротора нагнетателя, к/(к-1) — показатель изоэнтропы.

Эквидистантное смещение паспортной характеристики вниз в модели ЦБН определяется коэффициентами приведения (K_E, K_n), которые отражают техническое состояние нагнетателя и определяются экспериментально. Поэтому реальная рабочая (фактическая) точка нагнетателя определяется параметрами:

$$E_{np}^{\phi} = E_{np} - (1 - K_E) \cdot E_{баз},$$
$$\eta^{\phi} = \eta_n - (1 - K_\eta) \cdot \eta_{баз}, \quad (3)$$

где $E_{баз}$ и $n_{баз}$ — базовые (каталожные) значения степени сжатия и КПД соответственно для каждого типа нагнетателя, K_E и K_n — коэффициенты приведения паспортных характеристик $E_n = f(V_{пр})$ и $n_n = f(V_{пр})$ соответственно к реальным.

Давление газа на выходе из группы нагнетателей определяется выражением:

$$p_{вых}^{ЦБН} = E_{np}^{\phi} \cdot p_{вх}^{ЦБН}. \quad (4)$$

Фактическая температура газа на выходе из нагнетателя:

$$T_{вых}^{ЦБН} = T_{вх}^{ЦБН} \cdot E_{np}^{\phi\frac{\kappa-1}{\kappa}\cdot\frac{1}{\eta^{\phi}}}. \quad (5)$$

Внутренняя мощность нагнетателя:

$$N_i = 4\frac{\kappa}{\kappa-1} Z_{вх} V_к \left(T_{вых}^{ЦБН} - T_{вх}^{ЦБН}\right), \quad (6)$$

где $Z_{вх}$ — коэффициент сжимаемости газа по параметрам на входе.

В результате электрическая мощность, затрачиваемая на привод i-го нагнетателя определяется:

$$N_{эд} = \frac{\left(N_i + N_{воз} + N_{мех}\right)}{\eta_{эд}}, \quad (7)$$

где $N_{воз}$, $N_{мех}$ — соответственно потери мощности на возбуждение и передачи механической мощности от двигателя к нагнетателю, $n_{эд}$ — КПД электродвигателя.

Математическая модель аппаратов воздушного охлаждения газа основана на теоретической зависимости естественной и вынужденной конвекции в трубчатых теплообменниках. Поскольку в АВО установлено

по два вентилятора, то при рассмотрении секции необходимо площадь установки поделить пополам [4].

В результате получаем модель, позволяющую найти температуру газа на выходе АВО при любом сочетании секций с включенными и отключенными вентиляторами:

$$t_{вых}^{ABO} = \frac{n_{ex}^{2вен} \cdot t_2^{2вен} + n_{ex}^{1вен} \cdot t_2^{1вен} + n_{ex}^{0вен} \cdot t_2^{0вен}}{n_{ex}^{2вен} + n_{ex}^{1вен} + n_{ex}^{0вен}}, \quad (8)$$

где $t_2^{2вен}$, $t_2^{1вен}$, $t_2^{0вен}$ — температура газа на выходе из секции, где работает соответственно 2 вентилятора, 1 вентилятор и вентилятор не работает, $n_{ex}^{2вен}$, $n_{ex}^{1вен}$, $n_{ex}^{0вен}$ — количество секций АВО, где работают соответственно 2 вентилятора, 1 вентилятор и вентилятор выключен.

Давление газа на выходе из АВО составляет:

$$p_{вых}^{ABO} = p_{вх}^{ABO} - \Delta p, \quad (9)$$

где Δр — гидравлическое сопротивление аппарата, состоящее из сопротивления трения, местных сопротивлений и сопротивления на ускорение потока, связанное с изменением плотности среды от входа к выходу.

Мощность, потребляемая электродвигателем вентилятора АВО, составляет:

$$N_{вых} = \frac{V_{воз}^{ф} \cdot \Delta p_{ст}}{\eta_{вен}\eta_{эд}\eta_{р}}, \quad (10)$$

где $V_{воз}^{ф}$ — количество воздуха, перемещаемого вентилятором, $\Delta p_{ст}$ — перепад статического давления воздуха, $n_{вен}$, $n_{эд}$, $n_{р}$ — соответственно КПД вентилятора (при заданном угле установки лопастей), двигателя и редуктора.

Для расчета теплоотдачи со стороны воздуха при вынужденной конвекции (включен вентилятор) необходимо наиболее полно учитывать теплоотдачу от оребренной поверхности к воздуху по выражению:

$$Nu_{в} = 0{,}223\,\mathrm{Re}_{в}^{0{,}65} \cdot \left(\frac{d_{тр}}{u_{р}}\right)^{-0{,}54} \cdot \left(\frac{h_{р}}{u_{р}}\right)^{-0{,}14}, \quad (11)$$

где $d_{тр}$ — диаметр трубок у основания ребра, $u_{р}$ — шаг между ребрами, $h_{р}$ — высота ребер.

Для расчета теплоотдачи от газа к стенкам трубок АВО используется традиционное критериальное уравнение для турбулентного течения газа в трубе, которое адаптировано для реальных процессов охлаждения газа. Так, при расчете количества воздуха, перемещаемого вентилятором, введен поправочный коэффициент K_R:

$$V_{воз}^{ф} = \frac{\pi}{4}\left(d_0^2 - d_{ст}^2\right) v_{в.ср} \cdot K_R, \quad (12)$$

где d_0, $d_{ст}$ — диаметры обечайки и ступицы вентилятора, $v_{в.ср}$ — средняя скорость воздуха в сечении конфузора.

Для повышения достоверности расчета реальных параметров в уравнение теплопередачи необходимо ввести коэффициент K_S, учитывающий загрязнение межреберного пространства секций АВО:

$$Q_2 = \frac{k \cdot \theta \cdot F}{2} \cdot K_S, \quad (13)$$

где Q_2 — количество теплоты, отведенной от газа, θ — среднелогарифмический температурный напор, F — общая наружная площадь теплообменника, к — коэффициент теплопередачи, определяемый выражением:

$$k = \left(\frac{1}{\alpha_в} + \frac{d_{тр} - d_{вн}}{2\lambda_{ст}}\frac{\varphi \cdot d_{тр}}{d_{вн}} - \frac{1}{\alpha_г}\frac{\varphi \cdot d_{тр}}{d_{вн}}\right) \cdot K_Z, \quad (14)$$

где $d_{тр}$, $d_{вн}$ — диаметры трубок соответственно у основания ребра и внутренний, $\alpha_в$, $\alpha_г$ — коэффициенты теплоотдачи по воздуху и по газу соответственно, $\lambda_{ст}$ — теплопроводность стенки, φ — коэффициент оребрения, K_Z — поправочный коэффициент, учитывающий внутреннее загрязнение трубок.

Экспериментально установлено, что все перечисленные выше поправочные коэффициенты принимают следующие значения: $K_R = 1{,}0 \div 0{,}6$; $K_S = 1{,}0 \div 0{,}55$; $K_Z = 1{,}0 \div 0{,}85$. Однако наибольшую сложность вызывает определение коэффициента K_S, который с увеличением загрязнений трубок АВО с воздушной стороны уменьшается из-за снижения разницы между температурами газа и стенки трубок.

Математическая модель участка газопровода между двумя КС основана на методиках аэродинамического и теплового расчета и предназначена для определения падения давления и температуры газа по длине трубопровода. Как показал анализ сопоставления различных эмпирических выражений с эксплуатационными характеристиками рассматриваемых МГ, наилучшую корреляцию с экспериментальными данными дают результаты расчетов конечной температуры на выходе линейного участка по уравнению:

$$t_{вых}^{ЛУГ} = t_{гр} + \left(t_{вх} - t_{гр}\right) \cdot e^{-aL} - \left[\frac{D_i}{a}\frac{p_{вх} - p_{вых}}{} - \frac{9{,}81 \cdot \Delta Z}{aC_p}\right] \cdot \left(1 - e^{-aL}\right), \quad (15)$$

где $a = \frac{3{,}14 \cdot K \cdot D}{V_г \cdot \rho_г \cdot C_p}$ — параметр или критерий Шухова, К — коэффициент теплопередачи, D, L — наружный диаметр и длина трубопровода соответственно, $V_г$ — объем перекачиваемого газа, C_p — изобарная теплоемкость газа, $\rho_г$ — плотность газа, ΔZ — разность конечной и начальной отметок участка газопровода, $t_{гр}$, $t_{вх}$ — температура грунта газа в начале трубопровода соответственно, $D_i = C_p^{-1} \cdot (0{,}98 \cdot 10^6\ T_{ср} - 1{,}5)$ — коэффициент Джоуля-Томпсона, $p_{вх}$, $p_{вых}$ — давление соответственно в начале и в конце газопровода.

Давление газа на выходе из линейной части МГ вычисляется по формуле:

$$p_{вых}^{ЛУГ} = \sqrt{p_{вх}^2 - \frac{\lambda \cdot \Delta \cdot Z_{ср} \cdot T_{ср} \cdot L \cdot V_k^2}{\left(105{,}087 \cdot d^{2{,}5}\right)^2}}, \quad (16)$$

где d — внутренний диаметр газопровода, $p_{вх}$ — абсолютное давление в начале участка газопровода, Δ — относительная плотность газа по воздуху, $T_{ср}$ — средняя по длине участка МГ температура транспортируемого газа, $Z_{ср}$ — средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, λ — коэффициент гидравлического сопротивления участка МГ, который рассчитывается через произведение экспериментального коэффициента КМС на коэффициент сопротивления трению $\lambda_{тр}$. Для реальных МГ $K_{МС} = 1{,}25 \div 1{,}47$, а $\lambda_{тр}$:

$$\lambda_{тр} = 0{,}067\left(\frac{158}{\mathrm{Re}} + \frac{2\kappa_э}{d}\right)^{0{,}2}, \quad (17)$$

где $\kappa_э$ — эквивалентная шероховатость труб, диапазон изменения которой определяется в ходе получения эксплуатационных характеристик каждого из рассматриваемых трубопроводов.

Алгоритм системной оптимизации энергопотребления КС

Полученные математические модели теплоэнергетической системы сжатия, охлаждения и передачи газа по трубопроводам являются центральным звеном алгоритма выбора оптимальных параметров энергопотребления на выходе с каждой КС (рис. 4).

Математическое моделирование теплоэнергетической системы сжатия, охлаждения и передачи газа по трубопроводам относится к задачам нелинейного программирования. Для решения таких задач наиболее подходит усовершенствованный алгоритм прямого поиска возможных направлений, в основе которого лежит метод системной оптимизации,

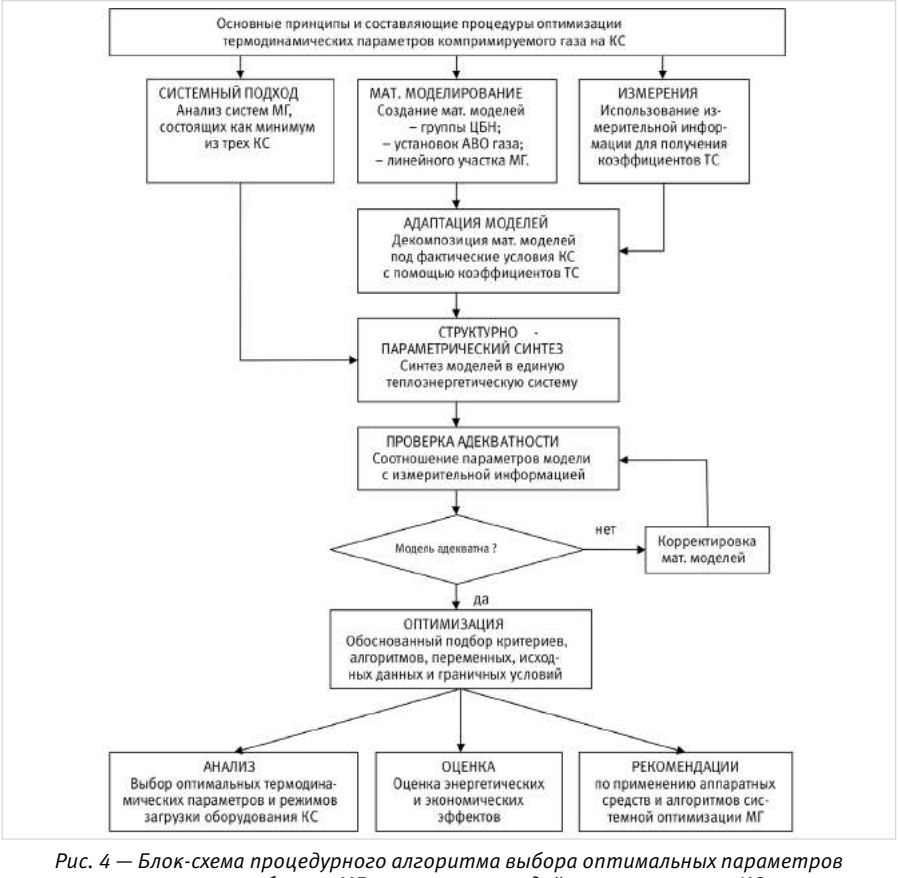


Рис. 4 — Блок-схема процедурного алгоритма выбора оптимальных параметров энергопотребления МГ с учетом взаимодействия агрегатов КС

решающий нелинейные задачи без ограничений и ограничениями типа неравенств.

Основными оптимизируемыми параметрами являются давление и температура газа после АВО на выходе i-ой КС. В процессе оптимизации изменение параметров происходит в зависимости от переменных:

- количества работающих нагнетателей с учетом дискретного или плавного регулирования их скорости;
- фактических величин скорости вращения и момента на валу каждого нагнетателя;
- количества включенных вентиляторов АВО газа с учетом дискретного или плавного регулирования их скорости вращения (синхронно или индивидуально).

Диапазон изменения оптимизируемых параметров может быть ограничен в связи с пропускной способностью МГ и температурными ограничениями. Так, например, в реальных условиях эксплуатации температура газа на входе в МГ ограничена диапазоном $t_{min} \le t_i \le t_{max}$, где t_{min} — минимально-допустимая температура газа по условию недопущения выпадения гидрантов на стенках труб, t_{max} — минимально-допустимая температура газа по условию недопущения повреждения противокоррозионной изоляции трубопровода. В качестве критерия оптимизации целесообразно использовать показатель минимума расхода электроэнергии во всей теплоэнергетической системе сжатия, охлаждения и передачи газа по трубопроводам.

В результате исследований, например, влияния процесса охлаждения газа на энергетическую эффективность МГ, установлено, что:

- снижение температуры газа на выходе КС носит позитивный характер, связанный со снижением аэродинамических потерь давления газа между соседними КС и с уменьшением удельных затрат энергии на компримирование на последующей КС;
- более глубокое охлаждение газа в АВО, достигаемое включением дополнительных вентиляторов, приводит к увеличенному потреблению электроэнергии.

При системном моделировании трех КС с увеличением числа включенных вентиляторов АВО от 0 до 32 на КС-1, снижается температура газа на её выходе, что приводит в итоге к повышению давления на входе КС-3. Но энергетический и экономический эффекты от охлаждения газа получаются только в том случае, когда поддерживается постоянным давление на выходе из системы (КС-3). Причем для каждой температуры окружающего воздуха имеется свой минимум потребления электроэнергии, при этом экономия достигает 2670 МВт•ч в месяц или порядка 4 млн руб.

Разработанный процедурный алгоритм и математические модели позволяют определять оптимальные термодинамические параметры компримируемого газа для любых современных КС. Однако практическая реализация данной системной оптимизации предполагает наличие автоматизированных систем стабилизации внутренних и выходных параметров на базе регулируемых электроприводов агрегатов каждой КС, внедрение которых требует дополнительного технико-экономического обоснования.

Итоги

Представлены экспериментальные зависимости оптимальной работы энергоустановок и алгоритмы энергосберегающего транспорта газа.

Выводы

1. Комплексное решение вопросов энергосбережения на объектах транспорта газа возможно только с применением современных частотно-регулируемых электроприводов технологических установок всех компрессорных станций газопроводов.
2. Системный анализ и моделирование работы всех агрегатов и участков магистральных газопроводов выявил наиболее эффективные режимы и параметры работы газоперекачивающих агрегатов и аппаратов воздушного охлаждения газа в рамках линейных участков.
3. Разработанная блок-схема общего процедурного алгоритма выбора оптимальных параметров энергопотребления объектов транспорта газа позволяет с учетом их взаимовлияния получить наивысший уровень энергоэффективности всего участка магистрального газопровода.

Список используемой литературы

1. Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. Энергетические установки и электроснабжение объектов транспорта газа: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр». Н.Новгород: Исток, 2013. Т. 3/6. 300 с.
2. Пужайло А.Ф., Крюков О.В., Репин Д.Г. Патент на изобретение №2502914, МПК F17D1/02. Способ магистрального транспорта газа. ОАО «Гипрогазцентр», 2013. Бюл. № 36.
3. Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. и др. Автоматизированные системы управления и диспетчеризации магистральных газопроводов: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр». Н. Новгород: Исток, 2013. Т. 5/6. 300 с.
4. Крюков О.В. Регулирование производительности газоперекачивающих агрегатов преобразователями частоты // Компрессорная техника и пневматика. 2013. № 3. С. 21–24.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Complex energy optimization of compressor stations units

UDC 65.011.56: 622.691

Author:

Oleg V. Kryukov — Ph.D., associate professor, chief specialist[1]; o.kryukov@ggc.nnov.ru

[1]Giprogazcenter OJSC, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Abstract

It were examined the current state and the main directions of energy saving in gas transportation systems. The system approach to the operational analysis of the basic process units of compressor stations is presented. Dependences of key parameters of gas transport on process installations operation modes, and also models and algorithms providing power efficient work of the main gas pipelines are received.

Materials and methods

Methods of automatic control systems of variable frequency electric drives.

Results

Experimental dependences of power plants optimum work and algorithms of power saving gas transport are presented.

Conclusions

1. Complex issue's solution of energy saving gas transportation facilities is possible only with the use of modern variable frequency drives technological installations of gas compressor stations.
2. The system analysis and all units and sections of the main gas pipelines simulation has revealed the most effective modes and parameters of work of gas compressor units and gas air cooling units within the limits of linear sites.
3. The developed flow-chart of the general procedure oriented algorithm of selection of optimum parameters of power consumption of gas transport objects allows to achieve the highest level of power efficiency of all the main gas pipeline site taking into account their interference.

Keywords

trunk gas transportation, compressor station, system optimization, gas compressor unit, variable frequency electric drive, air gas cooling unit, automation

References

1. Puzhaylo A.F., Savchenkov S.V., Kryukov O.V. *Energeticheskie ustanovki i elektrosnabzhenie ob"ektov transporta gaza* [Power plants and power supply of gas transport objects]. Monography of the series «Scientific works to the 45-th anniversary of JSC Giprogazcenter. N. Novgorod: *Istok*, 2013, Vol. 3/6, 300 p.
2. Puzhaylo A.F., Kryukov O.V., Repin D.G. Patent for invention No 2502914, IPC F17D1/02. *Sposob magistral'nogo transporta gaza* [Main gas transport]. JSC Giprogazcenter, 2013, Bulletin issue 36.
3. Puzhaylo A.F., Savchenkov S.V., Kryukov O.V. and others. *Avtomatizirovannye sistemy upravleniya i dispetcherizatsii magistral'nykh gazoprovodov* [Automated control and dispatching systems of main gas pipelines] Monography of the series Scientific works to the 45-th anniversary of JSC Giprogazcenter. N.Novgorod: *Istok*, 2013, Vol. 5/6, 300 p.
4. Kryukov O.V. *Regulirovanie proizvoditel'nosti gazoperekachivayushchikh agregatov preobrazovatelyami chastoty* [Output control of gas compressor units by frequency converters]. *Kompressornaya tekhnika i pnevmatika*, 2013, issue 3, pp. 21–24.

УДК 622.691

Использование энергосберегающей технологии сверхзвуковой сепарации газа на газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера

Р.В. Корытников
директор экспериментального завода[1]
RVKoritnykov@mail.ru

Д.А. Яхонтов
ведущий инженер технического отдела[2]
DAYahontov@mail.ru

Л.А. Багиров
генеральный директор[3]

С.З. Имаев
технический директор[3]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
[2]АУП ООО «Газпром добыча Ямбург», Новый Уренгой, Россия
[3]ООО «Энго-Инжиниринг», Москва, Россия

Одной из ключевых задач при освоении северных газоконденсатных месторождений России является создание высокоэффективных малогабаритных установок комплексной подготовки природного газа к транспорту (УКПГ). Существующие УКПГ, базирующиеся на процессе низкотемпературной сепарации (НТС), основанном на охлаждении газа за счет падения его давления в клапане Джоуля-Томсона или турбодетандере, не отвечают современным требованиям ресурсо- и энергосбережения при эксплуатации месторождений. В данной статье приводятся результаты промышленных испытаний технологии сверхзвуковой газодинамической сепарации (далее ГДС), проведенных на одном из объектов ООО «Газпром добыча Ямбург».

Материалы и методы

В процессе выполнения работ проведены следующие исследования:

1. Расчетный анализ характеристик ГДС: Метод исследования — компьютерное моделирование закрученного течения природного газа в канале ГДС, расчетный анализ геометрической конфигурации газодинамического канала в сверхзвуковом сепараторе, расчетный анализ влияния эксплуатационных параметров (давление, температура, расход, содержание

Технология ГДС

Технология ГДС газа базируется на использовании охлаждения газа в сверхзвуковом закрученном потоке природного газа [1].

Основным элементом технологии является ГДС, в котором реализуется ускорение закрученного потока природного газа до сверхзвуковых скоростей, конденсация и сепарация целевых фракций природного газа и дальнейшее торможение потока. Схема ГДС показана на рис. 1.

В газодинамическом сепараторе входной поток газа закручивается в лопатках неподвижного завихрителя 1, далее закрученный поток ускоряется до сверхзвуковой скорости в сверхзвуковом сопле Лаваля 2. В сверхзвуковом потоке, за счет преобразования потенциальной энергии газа в кинетическую, происходит сильное охлаждение газа. Охлажденный поток направляется в рабочую часть 3, в которой происходит конденсация целевых фракций природного газа и воды. Образующиеся капли за счет центробежных сил, обусловленных закруткой потока, двигаются к стенкам рабочей части. На выходе из рабочей части формируется центральное ядро потока, очищенное от целевых фракций, и пристеночный двухфазный пограничный слой, состоящий из жидкости (углеводородов и воды) и газа. Посредством кольцевого отбора двухфазный пристеночный слой отделяется от ядра потока и направляется в диффузор 4, в котором происходит торможение потока. Очищенный газ из ядра потока поступает в диффузор 5 и также затормаживается [2].

В сверхзвуковом потоке газа можно реализовать температуры от -50 до -100^{0}C, поэтому ГДС позволяет обеспечить глубокое извлечение целевых компонентов из природного газа.

Процесс НТС, использующий технологию ГДС, находит применение в установках подготовки природного газа к транспорту (извлечение компонентов тяжелее пентана C_{5+} и воды), а также в системах, используемых для извлечения углеводородов тяжелее метана (этан, пропан, бутан и т.д.) [3].

Принципиальная технологическая схема НТС с ГДС приведена на рис. 2. Основные отличия данной схемы от классических технологических схем, использующих клапан Джоуля-Томсона или турбодетандер, состоит в том, что в сепаратор C_{-2} попадает не весь охлажденный поток газа, а только его часть — двухфазный поток из ГДС. Это происходит потому, что в ГДС наряду с охлаждением потока газа осуществляется его дальнейшее разделение на две части, где одна из них — двухфазный поток, в который входят образовавшиеся капли целевого компонента, а вторая — газ, очищенный от целевого компонента. Это дает возможность уменьшить как минимум вдвое размеры низкотемпературного сепаратора, а т.к. сам ГДС имеет малые размеры, то все оборудование НТС становится существенно менее металлоемким по сравнению с традиционными вариантами.

Другим важным преимуществом технологии ГДС, по сравнению с традиционными технологиями, базирующимися, например, на охлаждении газа при его расширении в дроссельном клапане, является возможность обеспечения более низких температур газа в сверхзвуковом потоке при одном и том же перепаде давлений на входе-выходе устройств. Термодинамические принципы работы ГДС обусловливают близость его показателей к характеристикам работы турбодетандера, объединяя функции расширения, типовой циклонной сепарации газ/жидкость и повторного сжатия в одном компактном, стационарном, трубном устройстве [4-6].

Существенным энергосберегающим эффектом сверхзвуковой сепарации газа

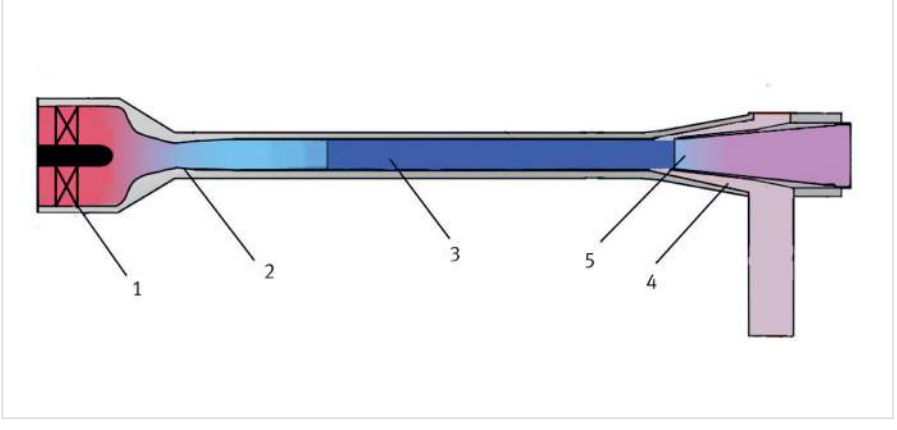


Рис. 1 — Принципиальная схема ГДС

конденсата в газе) на эффективность работы узла ГДС.
2. Расчетный анализ теплового и массового баланса потоков технологических схем НТС, основанных на различных процессах.
3. Верификация проведенных математических расчетов и данных, полученных в процессе предварительных и приемочных испытаний модели узла сверхзвуковой ГДС на УПМТ-15С ЗНГКМ.

Методы исследования:

- регистрация и анализ параметров рабочих режимов УПМТ-15 (давления, температуры, расходы, составы, температуры точки росы газовых потоков);
- хромотографический анализ проб газа;
- расчетный анализ на основе полученных результатов измерений.

4. Расчетный сравнительный экономический анализ различных технологических схем подготовки газа на УКПГ.

Ключевые слова
сверхзвуковая сепарация, сопло Лаваля, сепаратор, низкотемпературная сепарация

является отсутствие необходимости в сверхнизких температурах газа на входе в сепаратор НТС. Для достижения сопоставимых значений по сепарации компонент C_{+3} в сепараторе НТС при схеме с ТДА потребуется температура ниже -50°С во всем контуре ТДА — сепаратор НТС, при сверхзвуковой сепарации температура в сепараторе НТС будет составлять не ниже -30°С. Данная особенность внутренней конструкции ГДС позволяет значительно снизить энергопотребление компрессорного и детандерного оборудования, аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО), сэкономить топливный газ на работу газоперекачивающих агрегатов.

Технология ГДС прошла все стадии от лабораторных и опытных установок до промышленных агрегатов. В настоящее время в отрасли эксплуатируется четыре установки, пять установок находятся в стадии проектирования и изготовления.

Испытания ГДС на установке НТС УПМТ УКПГ-1С ЗНГКМ

В период 2009–2011 гг. на установке низкотемпературной сепарации УПМТ-15, УКПГ-1С Заполярного НГКМ проводились испытания сверхзвукового ГДС (арматурный узел АР-ГДС.2008.41). Испытания проводились специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург» при участии Центра «ЭНГО».

Установка переработки моторных топлив (далее УПМТ) предназначена для получения СПБТ (смесь пропан — бутановая техническая) и стабильного газового бензина из конденсата, выделенного из газоконденсатной смеси валанжинской залежи, добываемой из одной скважины Заполярного месторождения. В состав УПМТ входит блок низкотемпературной сепарации (НТС) и блок фракционирования газа.

Газоконденсатная смесь из скважины поступает в блок НТС, где за счет охлаждения газа в рекуперативном теплообменнике и последующего дросселирования газа в клапане Джоуля-Томсона происходит конденсация тяжелых углеводородов и воды. Сконденсировавшаяся жидкость отделяется из газа в низкотемпературном сепараторе. Выделившийся в блоке НТС углеводородный конденсат служит сырьем для установки фракционирования, в которой получают товарный стабильный бензин и СПБТ. Принципиальная схема блока НТС УПМТ представлена на рис. 3.

Блок НТС УПМТ работает на перепаде давления в 40–50 атм, при этом давление на входе в блок составляет 120–125 атм, давление на выходе из блока 75–77 атм. Расход газа варьируется в диапазоне 10000–12000 нм^3/час. Точка росы товарного газа по воде и углеводородам на выходе из блока НТС соответствует ОСТ 51.40-93. Для предотвращения гидратообразования в элементах установки используется метанол. На рис. 3 также приведены составы газа на входе и выходе блока НТС при дросселировании газа в клапане Джоуля-Томсона.

Общий вид ГДС с элементами обвязки и принципиальная схема его подключения приведены соответственно на рис. 4 и 5. Газ подавался на вход в ГДС после охлаждения в рекуперативном теплообменнике 10Т-1 «газ-газ», двухфазный поток из ГДС направлялся в низкотемпературный сепаратор 10С-2, очищенный газ из ГДС смешивался с газовой фазой из сепаратора 10С-2 и поступал на нагрев в рекуперативный теплообменник 10Т-1. Для обеспечения измерения основных параметров работы ГДС блок НТС был доукомплектован необходимым измерительным оборудованием, позволяющим определять все основные параметры потоков на входе и выходе ГДС.

Испытания блока НТС с работающим ГДС производились на различных режимах, отличающихся давлением и расходом входного газа, поступающего на вход блока НТС.

В ходе испытаний осуществлялся замер давлений, температур и расходов газа в основных элементах установки. Для возможности измерения составов газа в потоках установки было смонтировано специальное оборудование, позволяющее отбирать пробы в следующих точках:

- на выходе из сепаратора 10С-1;
- на выходе из ГДС (очищенный газ);
- на выходе из блока НТС (товарный газ).

По измеренным составам газов определялась расчетная точка росы по углеводородам очищенного и товарного газа. Расчеты точек росы по углеводородам проводились в соответствии с [7].

Испытания ГДС были проведены при различных давлениях сырого газа на входе в сепаратор 10С-1:

режим 1, Р = 11,8 МПа;
режим 2, Р = 11,5 МПа;
режим 3, Р = 11,0 МПа.

Давление товарного газа на выходе из УПМТ во время испытаний находилось в

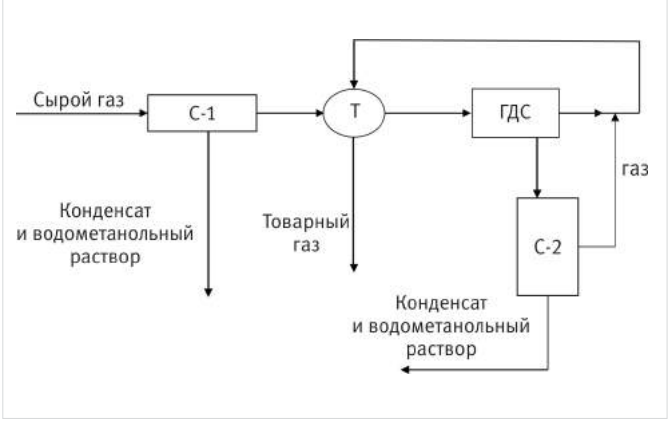


Рис. 2 — Принципиальная схема НТС с ГДС

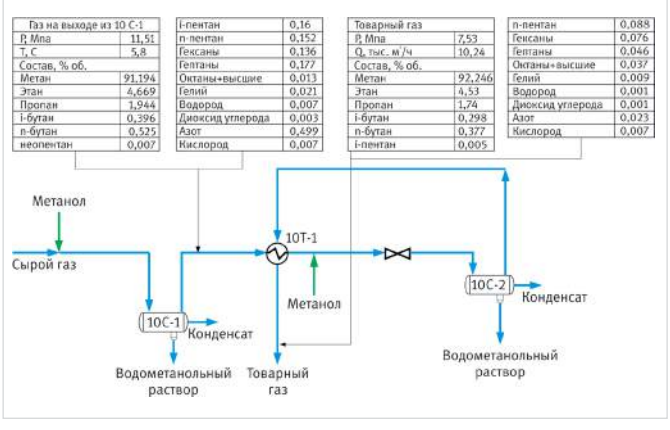


Рис. 3 — Принципиальная схема НТС УПМТ с дроссельным клапаном

пределах 7,5–7,6 МПа.

В таб. 1 приведен перечень основных параметров, регистрировавшихся при испытаниях ГДС. В этой же таблице представлены расчетные содержания компонентов C_{5+} и расчетные значения точек росы по углеводородам в газовых потоках, составы которых анализировались в ходе испытаний.

В таб. 2 и таб. 3 приводятся результаты хроматографического анализа проб газов, отобранных в трубопроводах очищенного газа на выходе из ГДС, и товарного газа на выходе из УПМТ соответственно на всех трех режимах испытаний.

На рис. 3 и рис. 5 на принципиальной технологической схеме УПМТ для испытанного режима 2 нанесены основные показатели работы УПМТ с работающим и отключенным арматурным узлом блока ГДС.

Очищенный газ на выходе из ГДС на режимах 1 и 2, а также товарный газ на режиме 2 находятся при измеренных давлениях в сверхкритическом состоянии (т.е. не конденсируются ни при каких температурах газа). Для этих потоков в таб. 4 внесены расчетные точки росы по углеводородам для различных давлений газа.

Для осуществления сравнения параметров работы УПМТ с дроссельным клапаном и параметров работы УПМТ с ГДС были проведены испытания блока НТС при работе с дроссельным клапаном на следующих режимах:

Параметры	**С работающим сверхзвуковым сепаратором**			**С дроссельным клапаном**	
	Режим 1	**Режим 2**	**Режим 3**	**Режим 2**	**Режим 3**
Давление газа на входе в сепаратор 10С-1, МПа	11,78	11,50	11,03	11,51	11,00
Температура газа на входе в сепаратор 10С-1, °С	9,7	8,1	6,0	5,8	4,0
Давление газа в сепараторе 10С-2, МПа	7,60	7,64	7,60	7,66	7,66
Температура газа в сепараторе 10С-2, °С	-23,9	-24,9	-24,2	-28,5	-27,0
Давление товарного газа с УПМТ, МПа	7,49	7,56	7,53	7,53	7,53
Расход товарного газа с УПМТ, тыс. н.м^3/час	11,430	11,190	10,650	10,240	10,170
Давление газа на входе в ГДС, МПа	10,94	10,70	10,21	-	-
Температура газа на входе в ГДС, °С	-9,6	-11,0	-12,1	-	-
Давление газожидкостной смеси, на выходе из ГДС, МПа	7,56	7,64	7,61	-	-
Давление очищенного газа на выходе из ГДС, МПа	7,57	7,61	7,57	-	-
Температура очищенного газа на выходе из ГДС, °С	-22,2	-23,4	-23,0	-	-
Точка росы по углеводородам очищенного газа на выходе из ГДС, °С	ниже -40*	ниже -40*	-31	-	-
Точка росы по углеводородам товарного газа, °С	-29	ниже -40*	-34	-20	-22
Содержание компонентов C_{5+} в очищенном газе на выходе из ГДС-сепаратора, г/н.м^3	4.31	3.86	5.11	-	-
Содержание компонентов C_{5+} в товарном газе, г/н.м^3	5.79	5.86	6.34	9.19	8.49

* — звездочка указывает на то, что газ с измеренным составом не конденсируется ни при каких температурах при измеренном давлении газа. Это означает, что при этом давлении газ находится в сверхкритическом состоянии.

Таб. 1 — Сравнительные характеристики работы блока НТС УПМТ с ГДС и с дроссельным клапаном

	Состав очищенного газа на выходе из ГДС		
Состав, % об.	**Режим 1**	**Режим 2**	**Режим 3**
Метан	93,882	93,795	93,609
Этан	3,956	3,960	4,130
Пропан	1,212	1,248	1,363
i-бутан	0,181	0,168	0,181
n-бутан	0,163	0,181	0,199
i-пентан	0,032	0,034	0,041
n-пентан	0,024	0,025	0,032
Гексаны	0,016	0,014	0,023
Гептаны	0,019	0,011	0,033
Октаны + высшие	0,009	0,010	0,014
Гелий	0,021	0,014	0,016
Водород	0,007	0,007	0,007
Диоксид углерода	0,006	0,008	0,003
Азот	0,471	0,521	0,340
Кислород	0,001	0,004	0,010

Таб. 2 — Составы очищенного газа на выходе из ГДС

	Режим 1 (11.8 МПА)	**Режим 2 (11.5 МПА)**		**Режим 3 (11.0 МПА)**	
Состав, % об.	**ГДС**	**ГДС**	**JT**	**ГДС**	**JT**
Метан	92,882	92,794	92,246	92,702	92,188
Этан	4,267	4,263	4,530	4,322	4,550
Пропан	1,535	1,648	1,740	1,646	1,770
i-бутан	0,240	0,264	0,298	0,273	0,305
n-бутан	0,270	0,305	0,377	0,323	0,386
Неопентан	0,000	0,000	0,005	0,000	0,006
i-пентан	0,059	0,070	0,088	0,075	0,091
n-пентан	0,044	0,053	0,076	0,056	0,078
Гексаны	0,025	0,028	0,046	0,031	0,046
Гептаны	0,028	0,023	0,037	0,025	0,034
Октаны + высшие	0,012	0,004	0,009	0,005	0,006
Бензол	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001
Толуол	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001
Гелий	0,017	0,017	0,023	0,016	0,015
Водород	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Диоксид углерода	0,004	0,003	0,003	0,003	0,005
Азот	0,601	0,514	0,503	0,514	0,507
Кислород	0,009	0,007	0,009	0,003	0,005

Таб. 3 — Составы товарного газа на выходе из УПМТ

режим 2, P = 11,5 МПа;
режим 3, P = 11,0 МПа.

Результаты испытаний УПМТ при работе с дроссельным клапаном также внесены в таб. 1–4.

Сверхзвуковой ГДС при испытаниях продемонстрировал стабильную работу во всем диапазоне испытанных давлений входного газа. Давление на выходе из ГДС поддерживалось на уровне 7,5–7,6 МПа и определялось давлением в магистральном газопроводе. Измеренный уровень статических давлений в сверхзвуковом канале ГДС соответствовал расчетному числу Маха (М), который для испытанной конструкции был на уровне М=1,2.

Для предотвращения гидратообразования в шлейф скважины на УПМТ подается ингибитор гидратообразования — метанол, перевод установки с работы на клапане Джоуля-Томсона на технологию — ГДС не потребовал дополнительной подачи метанола. Это объясняется тем, что, хотя в сверхзвуковом канале и реализуются довольно низкие температуры газа (ниже -50°С), время нахождения потока в сверхзвуковом сопле чрезвычайно мало и составляет порядка 10^{-4} с. За столь короткое время внутри сопла не успевают образовываться кристаллы гидратов, рост которых, как известно, требует гораздо большего времени. В потоках на входе и выходе ГДС проблем с гидратообразованием также нет, так как при работающем ГДС температура газа в этих потоках выше, чем при работе с клапаном Джоуля-Томсона.

В ходе проведенных испытаний показано, что включение ГДС в схему НТС позволяет существенно улучшить показатели работы НТС.

Так, работа ГДС в составе УПМТ позволяет понизить точку росы товарного газа по углеводородам по сравнению с использованной ранее схемой с дроссельным клапаном. Точка росы при включенном ГДС понижается на 10°С и более в сравнении с соответствующим значением при работе УПМТ с дроссельным клапаном.

Включение ГДС в состав УПМТ позволяет также сократить содержание целевых компонентов C_{5+} в товарном газе на 56% (режим 2) и 33% (режим 3). На выходе из ГДС содержание компонентов C_{5+} достигает значений 3,51–5,11 г/м^3, что в 1,6–2,6 раза меньше, чем содержание компонентов C_{5+} в очищенном газе при работе с дроссельным клапаном.

Результаты промышленной эксплуатации газодинамических сепараторов в системе подготовки газа в сравнении с существующими технологиями показала следующие преимущества:

- оптимальное использование пластовой энергии газа;
- энерго- и ресурсосбережение углеводородного сырья, разрабатываемых месторождений;
- 100% утилизация попутного нефтяного газа;
- продление периода бескомпрессорной эксплуатации месторождения;
- обеспечение высокого уровня надежности и эксплуатационной безопасности;
- отсутствие сложного вибродиагностического оборудования и высококвалифицированного персонала, как например, при эксплуатации турбодетандерных агрегатов (ТДА);
- обеспечение минимального техногенного воздействия на окружающую среду;
- малогабаритность и низкая металлоемкость, возможность размещения в ограниченных условиях;
- возможность использования на шельфовых месторождениях в составе подводных добычных месторождений;
- возможность использования в составе проектной схемы установок комплексной подготовки газа (УКПГ);
- низкие капитальные и эксплуатационные затраты.

Итоги

Промышленные испытания технологии сверхзвуковой сепарации проведены на одном из объектов ООО «Газпром добыча Ямбург». В ходе этих испытаний было показано, что данная технология может быть эффективно использована для решения задач, связанных с подготовкой газа к магистральному транспорту, при условии углубленного извлечения углеводородного конденсата и минимизации инвестиционных затрат, а также повышения энергоэффективности установки подготовки газа в целом.

Выводы

В результате проведенных испытаний показано, что использование НТС с заменой клапана Джоуля-Томпсона блоком ГДС в процессе подготовки газа позволяет соединить простоту и надёжность работы НТС с клапаном Джоуля-Томпсона с более углублённым извлечением жидких углеводородов, включая этан и пропан-бутаны, за счет низких температур (порядка -55...-65°С), реализующихся в соплах ГДС. При этом конструктивно важно, что во всех остальных элементах НТС температура не падает ниже -35°С.

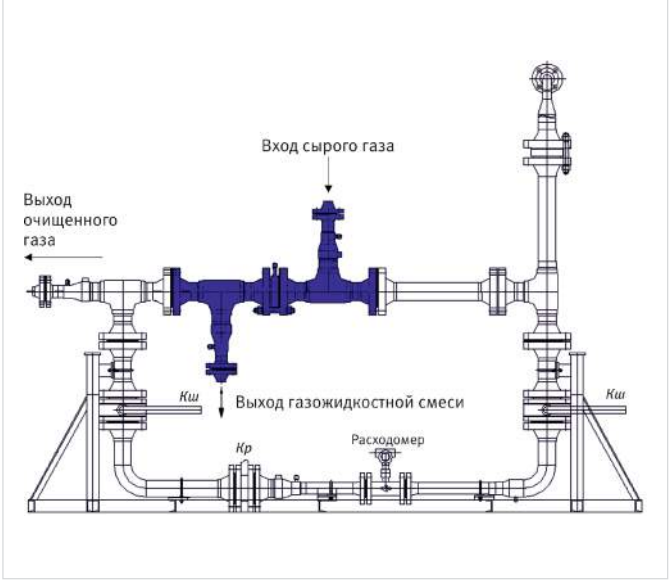


Рис. 4 — Общий вид ГДС (арматурный узел)

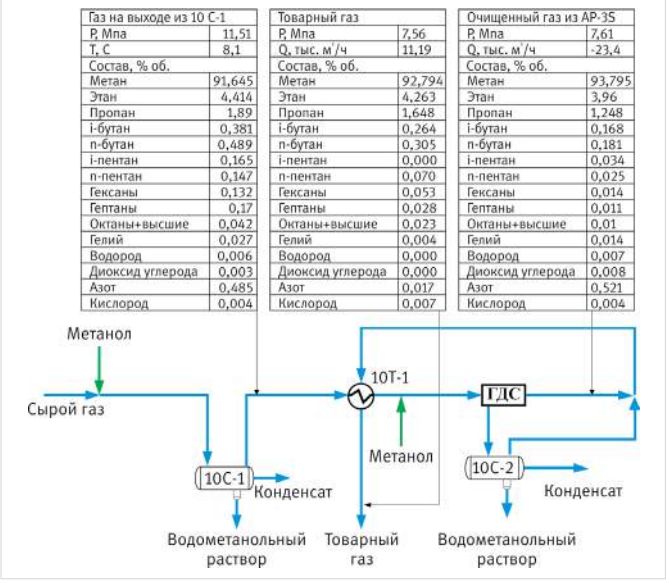


Рис. 5 — Принципиальная схема НТС УПМТ с ГДС

Давление, МПа изб.		6,9	7,0	7,02	7,09	7,4	7,436	7,5	7,51	7,53	7,538	7,54	7,56 и ›
Режим 2 (с ГДС)	Товарный газ	-27,3	-28,3	-28,5	-29,4	-34,4	-35,3	-37,4	-37,9	-39,1	-40,0	‹ -40°С	‹ -40°С
	Газ после ГДС	-36,2	-38,7	-39,3	-43,6	‹ -40°С	‹ -40°С	‹ -40°С	‹ -40°С	‹ -40°С	‹ -40°С	‹ -40°С	‹ -40°С
Режим 2 (с дрос.клапаном)	Товарный газ	-14,7	-15,4	-15,5	-16,1	-18,8	-19,1	-19,8	-19,9	-20,1	-20,2	-20,2	-20,4 и ‹

– давление, соответствующее реальным измеренным условиям; – газ находится в сверхкритических условиях.

Таб. 4 — Расчетные значения точек росы по углеводородам после ГДС и в товарном газе для режима 2

Список используемой литературы
1. Абрамович Г. Н. Прикладная газовая динамика. Москва: НАУКА, 1971. Т. 1–2.
2. Вяхирев Р. И., Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. Москва: Бизнес-центр, 2002.
3. Алферов В.И, Багиров Л.А., Дмитриев Л.М., Имаев С.З., Фейгин В.И., Лейси Дж. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components. Oil&Gas Journal. 2005. № 45. С. 53–58.
4. Алферов В.И, Багиров Л.А., Дмитриев Л.М., Имаев С.З., Фейгин В.И. Supersonic technologies of natural gas components separation. Proceedigs of: The 18 th Int. Conf. On Efficiency, Cost, Optimizatron, Simulatron and Environmentol Impact of Energy Systems, Trondheim, Norway. 20–22 июня 2005. С. 1263–1270.
5. Алферов В.И, Багиров Л.А., Дмитриев Л.М., Имаев С.З., Фейгин В.И. Сверхзвуковые технологии переработки природных газов для проекта освоения шельфовых месторождений России. Труды 7-ой международной конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики. Санкт-Петербург, 13–15 сентября 2005, с. 271–275.
6. Андреев О.П., Минигулов Р.М., Корытников Р.В., Багиров Л.А., Имаев С.З. Технологические схемы УКПГ на основе 3S-технологии для северных нефтегазоконденсатных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. 2009. № 2. С. 4–10.
7. СТО Газпром 5.4-2007. Газ горючий природный. Методика расчета температуры точки росы по углеводородам.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Using energy-saving technology of supersonic gas separation at condensate fields in the Far North

UDC 622.691

Authors:
Roman V. Korytnikov — experimental plant manager[1]; RVKoritnykov@mail.ru
Dmitriy A. Yakhontov — lead engineer technical department[2]; DAYahontov@mail.ru
Lev A. Bagirov — general director[3];
Salavat Z. Imaev — technical director[3];

[1]TyumenNIIgiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation
[2]Gazprom dobycha Yamburg LLC, Novy Urengoy, Russian Federation
[3]Engo-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract
Creation of high efficiency and small-sized complex gas treatment plant (CGTP) for gas transport is the key problem of north gas condensate field's development in Russia. Current CGTP work on low temperature separation's process (LTS), based on method of gas cooling by means drop of pressure in Joule-Thompson valve or turbo-expander. It does not meet to modern requirements of resources and energy savings during field's production.
In article presented an industrial test results of supersonic gas-dynamical gas separation technology (GDS), test was performed at Gazprom dobycha Yamburg facility.

Materials and methods
During the work, the following researches were performed:
1. Calculation analysis of GDS specification: Research method is computer modeling of gas swirling flow in GDS passage, calculation analysis of geometrical configuration of gas-dynamical passage (channel) in supersonic separator, calculation analysis of working parameter's influence (pressure, temperature, flow, gas condensate content) to efficiency of GDS unit.
2. Calculation analysis of heating and mass flow balance flowsheets LTS based on different processes.
3. Verification of mathematical calculations and data obtained during the preliminary and acceptance tests of the unit model of supersonic GDS on UPMT-15S of Zapolyarny gas condensate field.

Methods of study are:
- recording and analysis of operating modes UPMT-15 (pressure, temperature, flow rate, composition, temperature dew point gas streams);
- chromatographic analysis of gas samples;
- calculation analysis based on the results of measurements.

4. Calculation comparative economic analysis of the various flowsheets of gas preparation at the CGTP.

Results
Industrial testing of supersonic separation technology performed at the facility of "Gazprom dobycha Yamburg". Tests shown that this technology can be effectively used for solving problems related to the gas preparation to the main transport, provided advanced production of hydrocarbon condensate and minimize investment costs and energy efficiency of gas treatment unit in general.

Conclusions
The tests shown that the use of the LTS with the replacement Joule-Thompson valve GDS unit in the gas preparation allows to combine the simplicity and reliability of the LTS with the Joule-Thompson valve with a advanced production of liquid hydrocarbons including ethane, and propane-butane, due to low temperature (about -55... -65^{0}C), realized in the nozzles GDS. Therewith it is important that all remaining elements LTS temperature weren't below minus 35^{0}C.

Keywords
supersonic separation, Laval nozzle, separator, low-temperature separation

References
1. Abramovich G.N. *Prikladnaya gazovaya dinamika* [Practical gas dynamics]. Moscow: *Nauka*, 1971, Vol. 1–2.
2. Vyakhirev R.I., Gritsenko A.I., Ter-Sarkisov R.M. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdeniy* [Gas fields' development and production]. Moscow: Business Centre, 2002.
3. Alferov V.I, Bagirov L.A., Dmitriev L.M., Imaev S.Z., Feygin V.I., Leysi Dzh. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components. *Oil&Gas Journal*, 2005, issue 45, pp. 53–58.
4. Alferov V.I, Bagirov L.A., Dmitriev L.M., Imaev S.Z., Feygin V.I. Supersonic technologies of natural gas components separation. Proceedigs of: The 18 th Int. Conf. On Efficiency, Cost, Optimizatron, Simulatron and Environmentol Impact of Energy Systems, Trondheim, Norway, June 20–22, 2005, pp. 1263–1270.
5. Alferov V.I, Bagirov L.A., Dmitriev L.M., Imaev S.Z., Feygin V.I. *Sverkhzvukovye tekhnologii pererabotki prirodnykh gazov dlya proekta osvoeniya shel'fovykh mestorozhdeniy Rossii* [Supersonic technology for processing of natural gas for the project development of offshore fields in Russia]. Proceedings of the 7th International Conference on the development of oil and gas resources of the Russian Arctic. St. Petersburg, 13–15 September 2005, pp. 271–275.
6. Andreev O.P., Minigulov R.M., Korytnikov R.V., Bagirov L.A., Imaev S.Z. *Tekhnologicheskie skhemy UKPG na osnove 3S-tekhnologii dlya severnykh neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Technological schemes of CGTP based on 3S-technology for the northern oil and gas fields]. Science & Technology in the Gas Industry, 2009, issue 2, pp. 4–10.
7. Gazprom industry standard 5.4-2007. Flammable natural gas. Method of calculating the dew point temperature on hydrocarbon.

УДК 622.691

Модель относительных фазовых проницаемостей для вытеснения газа конденсатом и водой и вытеснения нефти водой и газом

М.Г. Ложкин
старший научный сотрудник[1]
LozhkinMG@tngg.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
Тюмень, Россия

Для моделирования течения в пористой среде нефти, при ее вытеснении водой и газом, существуют различные математические модели, позволяющие получить фазовые проницаемости для нефти, в присутствии воды и газа (например, модели Стоуна). Однако не существует таких моделей для газа, при его вытеснении водой и конденсатом, который выпадает из газа при снижении пластового давления. Также не существует моделей для получения фазовых проницаемостей вытесняющих флюидов.
Предлагаемая в статье модель позволяет получить фазовые проницаемости для газа, воды и конденсата при вытеснении газа водой и конденсатом, а также для нефти, газа и воды при вытеснении нефти газом и водой.

Материалы и методы
ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации».

Ключевые слова
модель, газ, вода, конденсат, нефть, относительные фазовые проницаемости, вытеснение нефти, вытеснение газа

При моделировании разработки углеводородных месторождений в качестве исходных данных используются результаты лабораторных исследований керна. Необходимыми данными для такого моделирования являются относительные фазовые проницаемости (ОФП), зависящие от насыщенности керна различными пластовыми флюидами. Для нефтяных месторождений представляют интерес ОФП по нефти, а для газовых и газоконденсатных месторождений ОФП по газу. Для нефтегазовых месторождений интересны обе упомянутые ОФП.

Указанные фазовые проницаемости используются для создания полномасштабных компьютерных моделей месторождения, позволяющих оценить количественные характеристики разработки месторождений при использовании различных технологических процессов. Для качественного моделирования разработки месторождений необходимо применять фазовые проницаемости, которые определяют подвижность всех находящихся в продуктивном пласте флюидов. Как правило, в продуктивном пласте присутствуют три флюида — вода, нефть (конденсат) и газ. Фазовые проницаемости этих флюидов связаны с насыщенностью пласта всеми тремя флюидами.

Существующий уровень развития лабораторного оборудования позволяет получать ОФП при насыщенности керна нефтью, газом и водой (трехфазные ОФП). Однако данные эксперименты весьма трудоемки и дороги. Кроме того, отсутствуют общепринятые методы исследования проницаемости и обработки экспериментальных данных при трехфазной насыщенности керна.

В связи с этим принято получать трехфазные ОФП по нефти при помощи математических моделей. Существующие методы (такие как модель Стоуна 1 и 2) позволяют получать трехфазные ОФП только для нефти при ее вытеснении водой и газом.

Ниже предлагается метод, подходящий не только для случая трехфазных ОФП для нефти при ее вытеснении водой и газом, но и для получения трехфазных ОФП для газа при его вытеснении водой и конденсатом, который выпадает из газа при снижении пластового давления. Также метод позволяет получить фазовые проницаемости в области трехфазной насыщенности для вытесняющих флюидов (воды, газа, конденсата).

Анализ экспериментальных данных выявил линейное распределение экспериментальных точек проницаемости в зависимости от насыщенности в приведенных координатах насыщенности и проницаемости. Ординарный пример такого распределения приведен на рис. 1.

Приведенная координата для проницаемости рассчитывалась по следующей формуле:

$$k_{прив} = \ln\left(-\ln\frac{k_{(i)}}{k_{r\,max}}\right), \quad (1)$$

где $k_{(i)}$ — фазовая проницаемость для вытесняемого флюида при соответствующей ей насыщенности $S_{(i)}$, а $k_{r\,max}$ — проницаемость для вытесняемого флюида при максимальной насыщенности этим флюидом, в присутствии остаточной водонасыщенности.

Приведенная координата для насыщенности рассчитывалась по следующей формуле:

$$S_{прив} = \ln\left(\frac{S_{(i)}}{1-S_{wi}}\right), \quad (2)$$

где $S_{(i)}$ — насыщенность вытесняющим флюидом, для проницаемости $k_{(i)}$, а S_{wi} — остаточная водонасыщенность. В случае если вытесняющим агентом является вода, то из $S_{(i)}$ необходимо вычесть остаточную водонасыщенность.

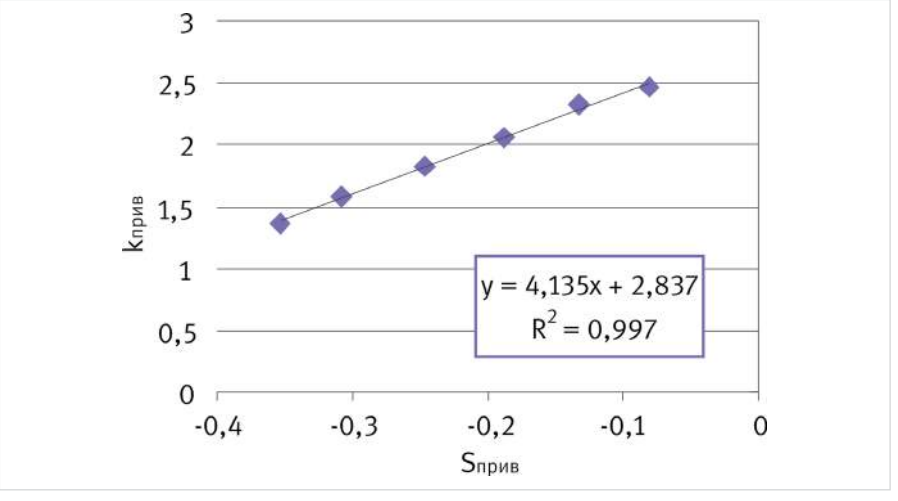


Рис. 1 — Линейное распределение экспериментальных точек проницаемости в зависимости от насыщенности в приведенных координатах насыщенности и проницаемости

Линейная зависимость, построенная по экспериментальным точкам в приведенных координатах, соответствует аппроксимирующей функции для ОФП в исходных координатах вида:

$$k_r = k_{r\max} e^{E\left(\frac{S_{(i)}}{1-S_{wi}}\right)^P}. \quad (3)$$

Коэффициенты E и P определяются следующим образом: $E = -e^b$ и P = a, где a и b — коэффициенты линейной регрессии в приведенных координатах: $k_{прив} = aS_{прив} + b$.

Поскольку вытесняющими агентами могут быть два флюида, то имеется две ОФП, выходящие из одной точки. В приведенных координатах это две скрещивающихся в трехмерном пространстве прямые, которые совместно с плоскостью параллелизма $k_{прив} = 0$ определяют поверхность Каталана. Эта поверхность в исходных координатах принимает вид следующей функции:

$$k_r = k_{r\max} e^{E_1\left(\frac{S_{1(i)}}{1-S_{wi}}\right)^{P1} + E_2\left(\frac{S_{2(i)}}{1-S_{wi}}\right)^{P2}}, \quad (4)$$

где цифрами 1 и 2 обозначены значения коэффициентов P и E для первого и второго вытесняющего флюида. Тем же способом можно получить фазовые проницаемости для произвольного количества вытесняющих флюидов.

Таким образом, для ОФП охватывается вся область трехфазной насыщенности.

Ниже, для газоконденсатного месторождения в Западной Сибири, приведен пример расчета ОФП в области трехфазной насыщенности при вытеснении газа конденсатом и водой.

Первым этапом проводятся эксперименты по определению ОФП в системах нефть-вода, нефть-газ и газ-вода, в случае, если требуется определить фазовую проницаемость по нефти при ее вытеснении газом и водой. В случае, если требуется определить фазовую проницаемость для газа, при его вытеснении водой и конденсатом, требуется провести эксперименты по определению фазовых проницаемостей в системах газ-конденсат, газ-вода, конденсат-вода.

В таб. 1 приведены результаты определения ОФП для случая вытеснения газа водой и конденсатом.

Для получения ОФП по конденсату при вытеснении газа водой и конденсатом необходимо определить эмпирические коэффициенты для следующей функции:

$$k_{ro} = k_{rowi} e^{E_{ow}\left(\frac{S_w - S_{wi}}{1-S_{wi}}\right)^{P_{ow}} + E_{og}\left(\frac{S_g}{1-S_{wi}}\right)^{P_{og}}}, \quad (5)$$

где k_{ro} — ОФП по конденсату при вытеснении газа водой и конденсатом, д. ед; k_{rowi} — ОФП по конденсату, при остаточной водонасыщенности, д. ед; S_w — водонасыщенность, д. ед; S_g — газонасыщенность, д. ед; S_{wi} — остаточная водонасыщенность, д. ед; E_{ow}, P_{ow} — эмпирические коэффициенты, полученные по экспериментальным точкам ОФП в системе конденсат-вода; E_{og}, P_{og} — эмпирические коэффициенты, полученные по экспериментальным точкам ОФП в системе газ-конденсат.

Чтобы вычислить коэффициенты функции 5, необходимо определить значения

$$y_i = \ln\left(-\ln\frac{k_{row(i)}}{k_{rowi}}\right)$$

и

$$x_i = \ln\left(\frac{S_{w(i)} - S_{wi}}{1-S_{wi}}\right)$$

где $k_{row(i)}$ — i-тое значение ОФП по конденсату при его вытеснении водой, д. ед.; $S_{w(i)}$ — i-тое значение водонасыщенности, при вытеснении конденсата водой, д. ед.

Значения y_i и x_i используются для получения коэффициентов a и b функции y = ax+b методом линейной регрессии. Затем вычисляются и сами коэффициенты: $E_{ow} = -eb$ $P_{ow} = a$.

$E_{og} = -e^b$ и $P_{og} = a$ получали приведенным выше способом, для значений

$$y_i = \ln\left(-\ln\frac{k_{rog(i)}}{k_{rowi}}\right)$$

и

$$x_i = \ln\left(\frac{S_{g(i)}}{1-S_{wi}}\right),$$

где $k_{rog(i)}$ — i-тое значение ОФП по конденсату при вытеснении газа конденсатом, д. ед.; $S_{g(i)}$ — i-тое значение газонасыщенности, при вытеснении газа конденсатом, д. ед.

Для функции 5 по значениям из таб. 1 были получены значения $E_{ow} = -22{,}78$, $P_{ow} = 2{,}175$, $E_{og} = -20{,}33$ и $P_{og} = 1{,}700$.

Для получения ОФП по газу при вытеснении газа водой и конденсатом использовалась следующая модель:

$$k_{rg} = k_{rgwi} e^{E_{gw}\left(\frac{S_w - S_{wi}}{1-S_{wi}}\right)^{P_{gw}} + E_{go}\left(\frac{S_o}{1-S_{wi}}\right)^{P_{go}}}. \quad (6)$$

Для вычисления E_{gw} и P_{gw} определяли значения

$$y_i = \ln\left(-\ln\frac{k_{rgw(i)}}{k_{rgwi}}\right)$$

и

$$x_i = \ln\left(\frac{S_{w(i)} - S_{wi}}{1-S_{wi}}\right),$$

где $k_{rgw(i)}$ — i-тое значение ОФП по газу при его вытеснении водой, д. ед.; $S_{w(i)}$ — i-тое значение водонасыщенности, при вытеснении газа водой, д. ед.

После построения линейной зависимости по значениям y_i и x_i были получены $E_{gw} = -88{,}34$ и $P_{gw} = 4{,}228$ описанным выше способом.

Для вычисления E_{go} и P_{go} получали значения

$$y_i = \ln\left(-\ln\frac{k_{rgo(i)}}{k_{rgwi}}\right)$$

и

$$x_i = \ln\left(\frac{S_{o(i)}}{1-S_{wi}}\right),$$

где $k_{rgo(i)}$ — i-тое значение ОФП по газу при его вытеснении конденсатом, д. ед.; $S_{o(i)}$ — i-тое значение конденсатонасыщенности, при вытеснении газа конденсатом, д. ед.

После построения линейной зависимости по значениям x_i и y_i были получены $E_{go} = -17{,}06$ и $P_{go} = 4{,}135$.

Для получения ОФП по воде при вытеснении газа водой и конденсатом использовалась следующая модель:

$$k_{rw} = k_{rwm} e^{E_{wo}\left(\frac{S_o}{1-S_{wi}}\right)^{P_{wo}} + E_{wg}\left(\frac{S_g}{1-S_{wi}}\right)^{P_{wg}}}, \quad (7)$$

$$\ln\left(-\ln\frac{k_{rwo(i)}}{k_{rwm}}\right) = a\cdot\ln\left(\frac{S_{o(i)}}{1-S_{wi}}\right) + b, \quad (8)$$

$$\ln\left(-\ln\frac{k_{rwg(i)}}{k_{rwm}}\right) = a\cdot\ln\left(\frac{S_{g(i)}}{1-S_{wi}}\right) + b, \quad (9)$$

где $k_{rwo(i)}$ — i-тое значение ОФП по воде при вытеснении конденсата водой, д. ед.; $k_{rwg(i)}$ — i-тое значение ОФП по воде при вытеснении газа водой, д. ед.; $S_{o(i)}$ — i-тое значение конденсатонасыщенности, при вытеснении конденсата водой, д.ед; $S_{g(i)}$ — i-тое

Газ-конденсат				**Конденсат-вода**				**Газ-вода**			
S_o, д. ед.	S_g, д. ед.	k_{ro}, д. ед.	k_{rg}, д. ед.	S_w, д. ед.	S_o, д. ед.	k_{ro}, д. ед.	k_{rw}, д. ед.	S_w, д. ед.	S_g, д. ед.	k_{rg}, д. ед.	k_{rw}, д. ед.
0,000	0,870	0,000	1,000	0,130	0,870	1,000	0,000	0,130	0,870	1,000	0,000
0,350	0,520	0,000	0,672	0,268	0,732	0,708	0,000	0,474	0,526	0,181	0,001
0,612	0,258	0,059	0,020	0,311	0,689	0,439	0,004	0,532	0,468	0,037	0,003
0,640	0,230	0,129	0,008	0,377	0,623	0,188	0,008	0,556	0,444	0,012	0,011
0,681	0,189	0,247	0,002	0,440	0,560	0,070	0,013	0,566	0,434	0,006	0,012
0,721	0,149	0,388	0,000	0,506	0,494	0,026	0,020	0,581	0,419	0,003	0,017
0,762	0,108	0,552	0,000	0,558	0,442	0,011	0,028	0,602	0,398	0,002	0,033
0,802	0,068	0,738	0,000	0,609	0,391	0,003	0,036	0,618	0,382	0,001	0,037
0,843	0,027	0,947	0,000	0,683	0,317	0,000	0,052	0,761	0,239	0,000	0,311
0,870	0,000	1,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,741	1,000	0,000	0,000	0,741

Таб. 1 — Относительные фазовые проницаемости в системах газ-конденсат, конденсат-вода и газ вода

значение газонасыщенности, при вытеснении газа водой, д. ед.

По функции (8) определяли E_{ow} = -5,945 и P_{wo} = 0,836, а по функции (9) находили E_{wg} = -26,31 и P_{wg} = 2,662.

Окончательно функции ОФП для газа, воды и нефти приняли следующий вид:

$$k_{rg} = e^{-88,34\left(\frac{S_w-0,13}{1-0,13}\right)^{4,228} - 17,06\left(\frac{S_o}{1-0,13}\right)^{4,335}}, \quad (10)$$

$$k_{ro} = e^{-22,78\left(\frac{S_w-0,13}{1-0,13}\right)^{2,175} - 20,33\left(\frac{S_g}{1-0,13}\right)^{1,7}}, \quad (11)$$

$$k_{rw} = 0,741e^{-5,945\left(\frac{S_o}{1-0,13}\right)^{0,836} - 26,31\left(\frac{S_g}{1-0,13}\right)^{2,662}}. \quad (12)$$

Функции 10, 11 и 12 изображены графически на рис. 2.

Таким образом, при моделировании разработки месторождений для каждой из ячеек модели можно определить подвижность каждой из трех насыщающих ячейку фаз. Это позволит с большей точностью выполнять прогнозирование показателей разработки месторождений и определять техническую эффективность различных методов увеличения нефтеотдачи.

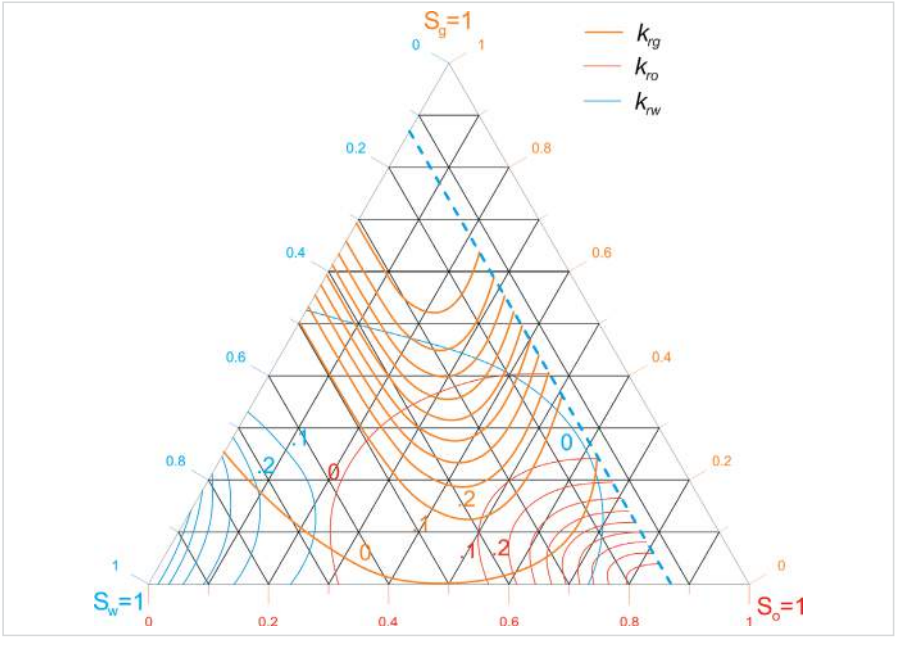


Рис. 2 — Линии равных значений проницаемости для конденсата, воды и газа, построенные для случая вытеснения газа водой и конденсатом

Итоги

С помощью предложенной модели стало возможным определить подвижность для каждой из трех насыщающих продуктивный пласт фаз. Данный результат применим при математическом моделировании разработки углеводородных месторождений.

Выводы

Модель позволит с большей точностью выполнять прогнозирование показателей разработки месторождений и определять техническую эффективность различных методов увеличения нефтеотдачи.

Список используемой литературы

1. Питкевич В.Т. Ложкин Г.В. Морева Е.В., Зубарев И.И., Морев А.В. Математическое моделирование относительных фазовых проницаемостей в области трехфазной насыщенности по результатам физического моделирования на образцах керна // Нефтяное хозяйство. 2010. №9. С. 70–72.
2. Sunil L Kokal, Bru E. Maini. An improved model for estimating three-phase oil-water-gas relative permeabilities from two-phase oil-water and oil-gas data// Journal of Canadian Petroleum Technology. 1990. № 2. С. 29–32.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

A relative permeability model of gas displacement by water and condensate and oil displacement by water and gas

UDC 622.691

Authors:
Mikhail G. Lozhkin — senior researcher[1]; LozhkinMG@tngg.ru

[1]LLC TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

Abstract

There are different relative permeability models to simulate an oil flow in porous medium at oil displacement by water and gas.

These models allow to having an oil phase behavior in the presence of water and gas (e.g. Stone model). However, there are no similar models for gas displacement by water and retrograde condensate (it drops out from gas when the reservoir pressure decreases). Also there are no models generating relative permeability for fluids displacing oil or gas. The model proposed in the article allows generating relative permeability for gas, water and condensate at gas displacement by water and condensate and also for oil, gas and water at oil displacement by gas and water.

Materials and methods

OST 39-235-89 Oil. The method of determining the relative permeabilities in joint stationary filtration in laboratory conditions.

Results

The proposed model allows determining the mobility of all three phases saturating a productive reservoir. It can be applied for mathematical simulation of the hydrocarbon field's development.

Conclusions

The proposed model allows performing high accuracy forecasting of the field development indicators and defining technical efficiency of various enhanced oil recovery methods.

Keywords

model, gas, water, condensate, oil, relative permeability, oil displacement, gas displacement

References

1. Pitkevich V.T. Lozhkin G.V. Moreva E.V., Zubarev I.I., Morev A.V. *Matematicheskoe modelirovanie otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey v oblasti trekhfaznoy nasyshchennosti po rezul'tatam fizicheskogo modelirovaniya na obraztsakh kerna* [Mathematical modeling of relative permeability in the sphere of three-phase saturation upon the results of physical simulation with the core samples]. *Oil industry*, 2010, issue 9, pp. 70–72.
2. Sunil L Kokal, Bru E. Maini. An improved model for estimating three-phase oil-water-gas relative permeabilities from two-phase oil-water and oil-gas data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1990, issue 2, pp. 29–32.

УДК 622.691

Центр газовой науки и практики

С.А. Скрылев
кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор[1]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

ООО «ТюменНИИгипрогаз» — 100-процентное дочернее Общество ОАО «Газпром», которое реализует комплексный подход к разработке и обустройству газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Научные разработки и проектные решения ООО «ТюменНИИгипрогаз» используются на многих предприятиях Западной и Восточной Сибири, а промышленное оборудование, изготовленное на Экспериментальном заводе Общества, применяется по всей стране.

Постановлением Правления ОАО «Газпром» с 2002 г. на ООО «ТюменНИИгипрогаз» возложены функции головной организации по научному обеспечению производственной деятельности предприятий газовой промышленности в Западно-Сибирском регионе.

Этот крупнейший на сегодняшний день научно-проектный институт был создан в 1966 г., первоначально как филиал ВНИИГАЗа. В то время только разворачивалось освоение нефтегазовых месторождений тюменского Севера. Первой опытной площадкой стало Пунгинское месторождение. Тогда и выяснилось, что методы, применявшиеся в европейской России, здесь не подходят.

Именно поэтому для Медвежьего месторождения были разработаны рекомендации по бурению и конструкции эксплуатационных скважин увеличенного диаметра лифтовых колонн, строящихся в условиях многолетнемерзлых пород.

Следующим стало Уренгойское месторождение, которое на пике своих возможностей давало более 60% от всей добычи газа в стране. Это стало возможно, в том числе, благодаря новаторским технологиям, которые специалисты ТюменНИИгипрогаза опробовали на Медвежьем.

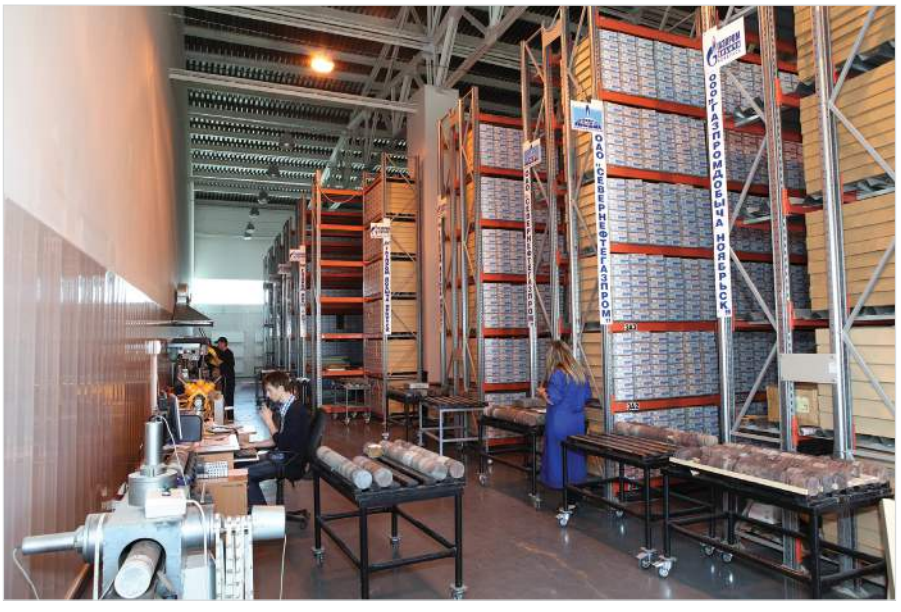
В проекте разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения, подготовленном совместно с ВНИИГАЗом, было предусмотрено наклонно-направленное бурение скважин. С тех пор это решение широко используется при освоении газовых месторождений.

Вынгапуровское (1978 г.), Комсомольское (1993 г.), Западно-Таркосалинское (1995 г.), Губкинское (1999 г.), Вынгаяхинское (2003 г.), Етыпуровское (2004 г.) — практически все месторождения «южной группы» запускались по проектам ТюменНИИгипрогаза.

На Комсомольском месторождении, состоящем из трех куполов, было построено две установки предварительной подготовки газа и центральная УКПГ. Это решение сэкономило значительные средства и было отмечено премией «Газпрома».

В проекте обустройства Вынгаяхинского и Етыпуровского месторождений, удаленных друг от друга на 40 км, проектировщикам удалось разместить все сооружения на

Главный корпус ООО «ТюменНИИгипрогаз»



В кернохранилище ООО «ТюменНИИгипрогаз», п. Антипино, г. Тюмень

Етыпуровской площадке, создав единый газодобывающий комплекс. Так ТюменНИИгипрогаз вновь стал лауреатом премии Газпрома.

Сегодня перед газовой отраслью региона стоят новые задачи: освоение Ямала и Гыдана, разработка ачимовских и освоение юрских отложений, внедрение «малолюдных» технологий, создание новых центров газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. ТюменНИИгипрогаз активно работает по всем направлениям, используя накопленный опыт и знания.

В 2008 г. на Уренгое началась промышленная эксплуатация ачимовских отложений. Единая технологическая схема разработки была подготовлена тюменским институтом. В 2013 г. были введены в эксплуатацию объекты пускового комплекса участка 1А ачимовских отложений.

В 2011 г. по проекту ТюменНИИгипрогаза был запущен автоматизированный газовый промысел сеноманской залежи Муравленковского месторождения, основанный на «малолюдных технологиях». В 2012 г. введено в эксплуатацию Бованенковское месторождение, все эксплуатационные скважины которого были построены по проектам института. В 2013 г. выполнены проект разработки Ямбургского (сеноманские отложения) и комплексный проект разработки Заполярного месторождений.

В структуре института имеются аттестованные лаборатории буровых растворов и специальных жидкостей, тампонажных растворов. Создан Центр изучения керна и пластовых флюидов, в состав которого входит кернохранилище вместимостью 70 тыс. погонных метров.

Экспериментальный завод Общества выпускает оборудование для газодобывающих и газотранспортных компаний, преимущественно на основе собственных разработок. Установки комплексной подготовки нефти и газа, факельные устройства, расходомеры, сепараторы, теплообменники — продукция ТюменНИИгипрогаза заслужила отличную репутацию у газовиков и нефтяников по всей России.

Разработана и успешно внедрена в производство уникальная технология подготовки воды «Водопад». Газовики по достоинству оценили эту технологию не только за высочайшее качество питьевой воды, но и за удобство в использовании. Станция работает в автоматическом режиме и не нуждается в постоянном присутствии обслуживающего персонала. По всей России работает более 110 станций.

В 2011 г. станция «Водопад» стала лауреатом конкурса «100 лучших товаров России», а в 2013 г. водонапорные подстанции были признаны дипломантами этого конкурса.

Стенд ООО «ТюменНИИгипрогаз»
на выставке «Нефть и газ – 2011», г. Тюмень, сентябрь 2011

Специалисты отдела крепления скважин ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Центр изучения керна и пластовых флюидов ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

625019, РФ, г. Тюмень,
ул. Воровского, 2
Тел.: +7 (3452) 28-64-81
Факс: +7 (3452) 27-40-45
E-mail: info@tngg.ru
www.tyumenniigiprogaz.gazprom.ru

УДК 620.1

Миллиомметр для безразборной проверки и диагностики состояния устройств РПН методом DRM

Вследствие увеличения срока эксплуатации ресурсов уже освоенных месторождений, существенно возрастает энергоёмкость производства, что является причиной износа турбин, электрогенераторов, трансформаторов и другого электрооборудования. Во избежание аварийных ситуаций необходимо своевременно проводить профилактические работы по его обслуживанию на соответствие технических параметров оборудования паспортным нормам. В качестве первичного средства диагностики электрооборудования рекомендуется использовать универсальный миллиомметр МИКО-8, отличающийся широкой областью применения, высокой точностью и встроенным методом DMR.

Безразборная проверка и диагностика состояния устройств РПН методом DRM позволяет значительно сократить время работы ремонтных бригад на объекте и, как следствие, финансовые затраты предприятия на обслуживание трансформаторов. Так как только в случае обнаружения неисправности потребуется вскрывать бак контактора или извлекать устройство из бака трансформатора для детального обследования с помощью специализированных приборов ПКР-1 и ПКР-2 и последующего ремонта. Безразборная проверка может быть выполнена как до измерения в режиме миллиомметра, так и после него.

Способ безразборной проверки основан на методе DRM и заключается в измерении силы тока через обмотку, в которую включено устройство РПН, в процессе его переключения с отвода на отвод. При этом на вводе указанной обмотки подано постоянное напряжение с выхода МИКО-8, а вторичные обмотки трансформатора закорочены, как показано на рис. 1 и 2.

Благодаря закоротке вторичной обмотки ток в цепи может измеряться быстро, реагируя на изменения сопротивления в цепи при переключении контактов. На рис. 3а показана осциллограмма тока, полученная при переключении устройства РПН по всем отводам вначале в прямом направлении, в сторону уменьшения сопротивления обмотки, а затем в обратном.

На рис. 4 приведена фотография дисплея МИКО-8, на котором, в увеличенном масштабе изображен типовой график изменения силы тока в моменты переключения контактора исправного устройства РПН. Характерные участки графика отмечены стрелками с комментариями. С помощью кнопок прибора в указанные точки можно установить два курсора и измерить времена переключения и силу тока в эти моменты, а также разность между временами и токами.

На рис. 5 приведена фотография графика тока неисправного устройства РПН, выведенная программой просмотра данных МИКО-8 на дисплей компьютера. На графике хорошо виден разрыв тока длительностью порядка 5 мс, который произошел в момент завершения переключения.

Так как в данном случае разрыв тока происходил только при переключении с нечетного на четный отвод (при переключении с четного на нечетный отводы разрыва тока не наблюдалось), то одной из возможных причин разрыва может быть отскок одного

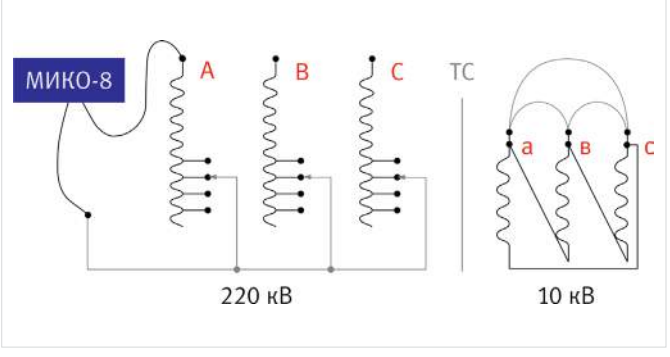


Рис. 1 — Схема подключения МИКО-8 к трансформатору при проверке РПН

Рис. 2 — Пример закорачивания выводов вторичной обмотки

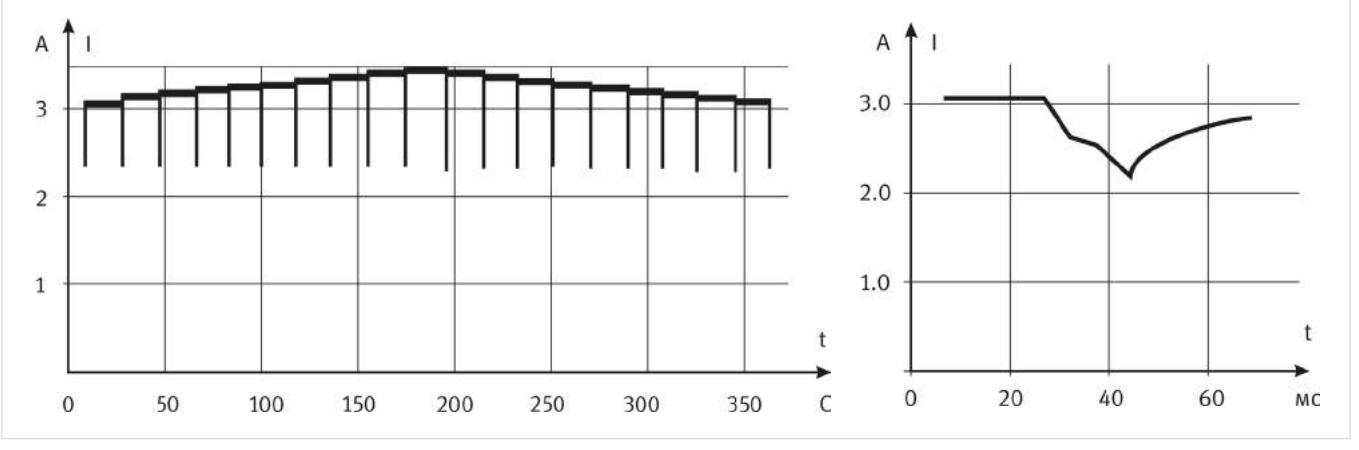


Рис. 3. — а) осциллограмма переключения устройства РПН на всех отводах (слева); б) осциллограмма переключения контактора (справа)

из подвижных контактов контактора.

Для устройств типа РНТА-35/320 следует анализировать не только осциллограмму переключения контактора на одном отводе (рис. 4 и 5), но и на всех отводах (рис. 3а). На второй осциллограмме можно увидеть дефекты в неподвижных контактах: сильно окисленные или закоксовавшиеся участки контактов с повышенным сопротивлением вплоть до полного разрыва. На графике эти участки будут располагаться на ступенях. Между моментами переключения подвижных контактов при переходе с отвода на отвод.

Анализ полученных графиков измерения сопротивления обмотки при переключении отводов позволяет не только отбраковывать по критерию исправен/неисправен, но зачастую и указывать характер дефекта, что, как минимум, дает возможность исключить ненужные вскрытия и проверки исправных устройств РПН. А по мере накопления банка графиков с известными дефектами конкретных устройств РПН, можно будет проводить их точную безразборную диагностику.

МИКО-8 обладает высокой степенью защищенности от превышения измерительного тока, переполюсовки концов кабеля аккумуляторной батареи, а также от э.д.с. самоиндукции при случайном отсоединении измерительного кабеля или кабеля питания (это защищает в свою очередь пользователей от поражения электрическим током, а прибор – от повреждения).

- Диапазон измерения электрического сопротивления постоянному току от 0,1 мкОм до 10 кОм, с погрешностью не более ± (0,1%+0,5 мкОм).
- Рабочий диапазон от -20°С до +40°С.
- Измерительный ток 10А
  сокращает время измерения сопротивления одной обмотки постоянному току.
- Функция безразборный контроль РПН позволяет проверить целостность токоограничивающих резисторов РПН и оценить время переключения контактора из одного положения в другое.
- Ориентирован на трансформаторы отечественного и зарубежного производителя (General Electric Oil & Gas, Parker Hannifin Corporation).

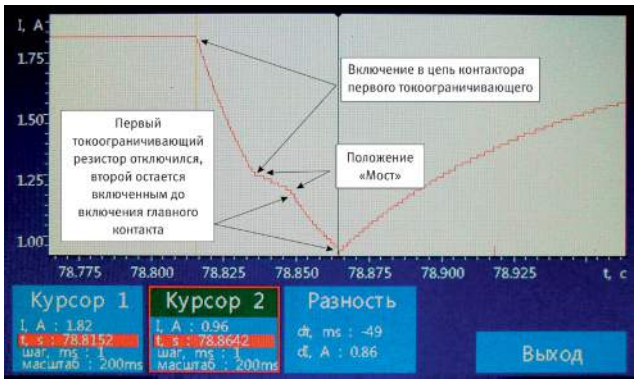


Рис. 4 — Фотография графика тока в моменты переключения исправного контактора устройства РПН, выведенного на дисплей МИКО-8

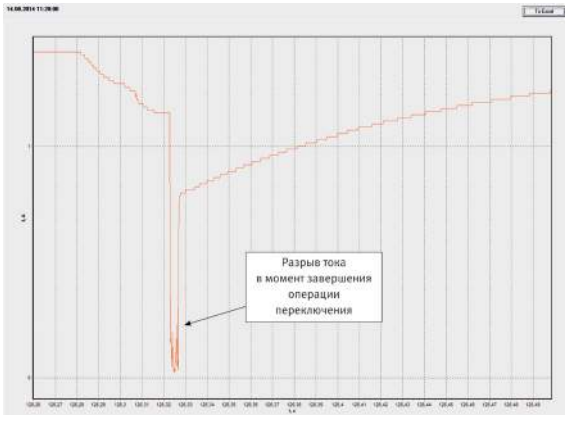


Рис. 5 — Фотография графика тока в моменты переключения неисправного контактора устройства РПН

СКБ ОГЭП®
ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ООО «СКБ электротехнического приборостроения»
664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130
Тел.: +7 (3952) 719-148, 755-607
www.skbpribor.ru www.milliommetr.ru

МИЛЛИОММЕТР МИКО-8

Мнение пользователей:

«С помощью микроомметра МИКО-8 были проведены измерения сопротивления обмоток трансформатора. Отмечено высокое качество исполнения приборов, их компактность и преимущества перед аналогичными приборами других фирм. В целом приборы получили достаточно высокую оценку специалистов.»

В.В. Пешков, проректор по научной работе. Научно-исследовательская лаборатория диагностики электрооборудования Иркутского Государственного Технического Университета

«Приобретя положительный опыт работы с приборами "МИКО", 2013 году было приобретено пять приборов "МИКО-8". Приборы "МИКО" идеально подходят для ремонтных, наладочных и испытательных служб и организаций, обладают высокой точностью, простотой в применении, компактны и имеют небольшую массу. При работе с "МИКО-2.3" и "МИКО-8" происходит быстрое насыщение обмотки трансформатора при изменении сопротивления постоянному току и, как следствие, малое время на измерение. Достоинством приборов также является совмещение потенциальных и токовых цепей в двух зажимах и учет собственного сопротивления проводов, входящих в комплекс.»

М.А. Давыдов, главный инженер ОГУЭП "ОБЛКОММУНЭНЕРГО"

ДОКУМЕНТАЦИЯ О ПРИБОРАХ
ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
УЧЕБНЫЕ ФИЛЬМЫ
ОБУЧЕНИЕ
СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР

Приборы KROHNE для нефтегазовой отрасли
Производство в России

Измерение расхода жидкостей – OPTISONIC 3400

Универсальный прибор для измерения расхода жидкостей независимо от их плотности и электропроводности

- Полнопроходное сечение первичного преобразователя
- Условный диаметр: 25...3 000 мм
- Относительная погрешность: ±0,3%
- Вязкость продукта, не более: 1 000 сСт
- Рабочее давление, не более: 50 МПа
- Рабочая температура: от –200°C до +250°C (в зависимости от исполнения)
- Усовершенствованный конвертер сигналов

Сокращенные сроки поставки – Стандартная версия до 8 недель
Производство ООО «КРОНЕ-Автоматика» (г. Самара)

Измерение расхода газа – OPTISONIC 7300

Универсальный прибор для технологического и коммерческого учета газа

- Полнопроходное сечение первичного преобразователя
- Условный диаметр: 50...600 мм
- Относительная погрешность: ±1,0%
- Скорость потока, не более: 30 м/с
- Рабочее давление, не более: 15 МПа
- Рабочая температура: –40...+180°C
- Измерение расхода газа в прямом и обратном направлении потока

Начало производства в России 2 полугодие 2015
ООО «КРОНЕ-Автоматика» (г. Самара)

Бесконтактное измерение уровня – OPTIWAVE 7300

Надежный прибор для непрерывного измерения уровня жидкостей

- Частота измерений: 24...26 ГГц
- Диапазон измерений, не более: 80 м
- Погрешность, до 10 м: ±3 мм
- Относительная погрешность, свыше 10 м: ±0,03%
- Рабочее давление, не более: 4 МПа
- Рабочая температура: –50...+200°C

Начало производства в России 2 полугодие 2015
ООО «КРОНЕ-Автоматика» (г. Самара)

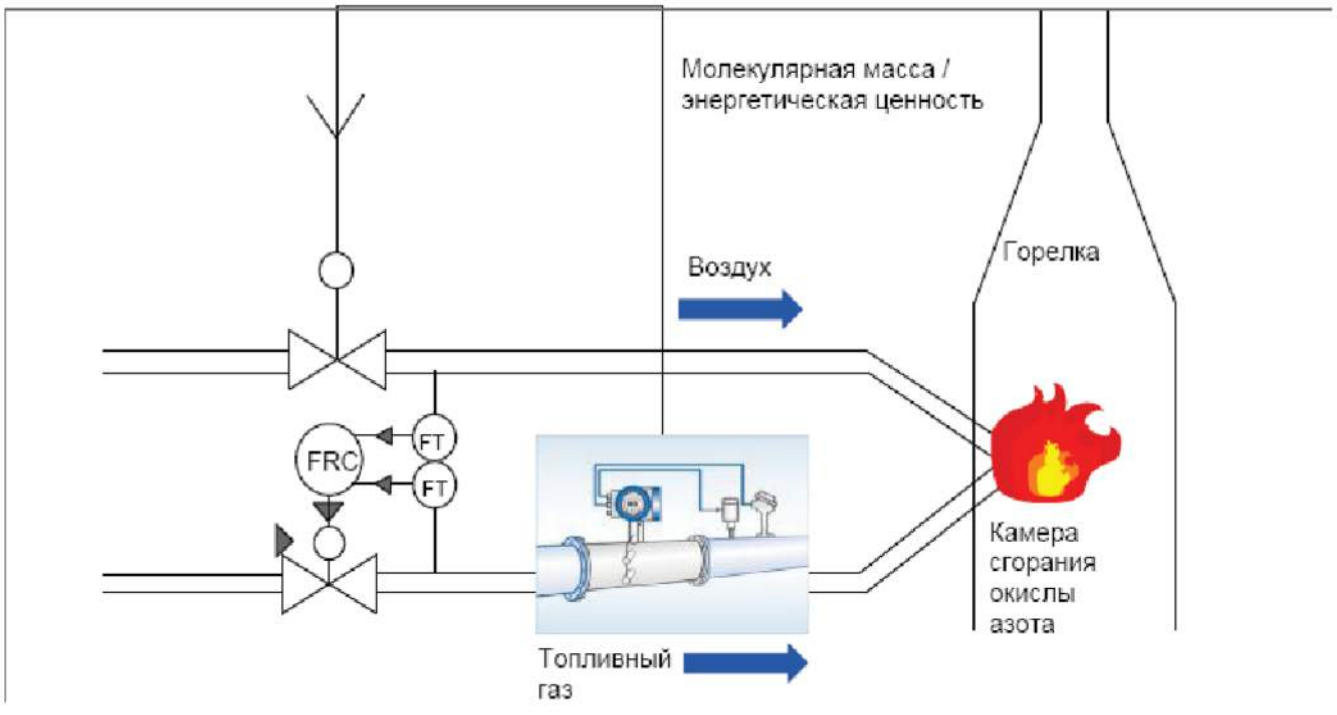
KROHNE

achieve more

Контроль попутного нефтяного газа с помощью ультразвукового расходомера OPTISONIC 7300

Все больше примеров применения OPTISONIC 7300 в системах регулирования процессов горения на нефте-газоперерабатывающих предприятиях. Данный прибор, помимо измерения расхода газов, позволяет измерить скорость ультразвукового сигнала в газе, с помощью чего можно косвенно судить об энергетической ценности газа и обеспечить оптимальное регулирование процессов горения.

- Повышенная эффективность процесса сжигания (снижение выбросов CO_2 и окислов азота)
- Снижение выбросов несгоревших углеводородов
- Снижение выбросов окислов азота
- Отсутствие дрейфа и необходимости регулярного технического обслуживания



Контактные данные в России:

Россия, Самарская обл.,
Волжский р-н, пос. Стромилово
Тел.: +7 (846) 230-04-70
Факс: +7 (846) 230-03-13
pr@krohne.su

Контактные данные в Казахстане:

050020, Казахстан, г. Алматы,
пр-т Достык, 290 а
Тел.: +7 727 356 277 0,
Факс: +7 727 356 277 1
almaty@krohne.su

www.krohne.ru

УДК 681.2

О парадоксах электромагнитных расходомеров

А.Ю. Ощепков
к. ф-м. н., директор-главный конструктор[1]
Aos57@mail.ru

К.С. Турунцев
аспирант[2]
const89@yandex.ua

[1]Особое конструкторское бюро «Маяк», Пермь, Россия
[2]Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

Электромагнитные расходомеры с поперечным магнитным полем и электродами, контактирующими со средой (ЭМР), просты по конструкции, надежны и относительно не дороги, они широко применяются в современном производстве, в том числе в нефтяной промышленности. Аналитическое решение уравнений магнитной гидродинамики и компьютерное моделирование позволяют глубже понять физические принципы действия ЭМР и оценить роль факторов, влияющих на точность измерений.

Материалы и методы
Исследования проведены с помощью аналитических решений уравнений магнитной гидродинамики и компьютерного моделирования.

Ключевые слова
магнитная гидродинамика, электрическая проводимость, электромагнитный расходомер, кондуктивный расходомер, точность измерений

Индукционный или кондукционный?

В современной промышленности применяются электромагнитные расходомеры различных типов: с проводящими и непроводящими стенками мерного участка трубы, с радиальным магнитным полем, формируемым продольным электродом, и с поперечным магнитным полем с радиально расположенными электродами, контактирующими и не контактирующими с измеряемой средой. Рассмотрим только один тип расходомера, проточная часть которого представляет собой трубу круглого сечения с внутренними стенками из электроизоляционного материала, в диаметрально противоположных точках трубы расположены два электрода, контактирующие со средой, снаружи трубы расположены катушки индуктора, формирующие магнитное поле в направлении, перпендикулярном оси расположения электродов и оси трубы. Такие расходомеры не имеют внутри выступающих частей (полнопроходные) и не дороги в производстве. В стоимость входит цена изготовления проточной части с магнитной системой и электронного блока, формирующего магнитное поле и осуществляющего измерение.

Если жидкость обладает небольшой электрической проводимостью, то при ее движении в магнитном поле вследствие магнитогидродинамических эффектов возникает электрическое поле (явление электромагнитной индукции). Потенциал этого поля имеет сложное распределение по сечению трубы, разность потенциалов между точками расположения электродов и является полезным сигналом, измеряемым ЭМР. Значение потенциала электрического поля Ф в точке с координатами $\vec{r} = \{x, y, z\}$ при постоянной электропроводности среды σ определяется из решения дифференциального уравнения в частных производных:

$$\Delta\Phi = div(\vec{V} \times \vec{B}) \quad (1)$$

где $\vec{V}$ и $\vec{B}$ — скорость потока и индукция магнитного поля в точке. Уравнение (1) приведено в монографии [1], учебном пособии [2], обзоре [3] и во множестве других публикаций.

Первый парадокс: почему уравнение, теоретически описывающее работу устройства, основанную на наличии электропроводности измеряемой среды, не содержит этой величины? Сигнал совсем не зависит от σ? Почему же производители ЭМР указывают нижнюю σ_{min} и верхнюю σ_{max} границу электропроводности, при которых прибор сохраняет работоспособность? Во всех вышеприведенных источниках нет ответа на поставленные вопросы. Попробуем разобраться и оценить границы применимости ЭМР рассматриваемого типа по значению электрической проводимости. Параметр определяется природой и не зависит от человеческого фактора.

Далее. В уравнение (1) входят локальные значения скорости и магнитной индукции в каждой точке поперечного сечения трубы в плоскости электродов. Распределение поля скоростей на месте установки расходомера может оказаться каким угодно. Характер течения при изменении расхода жидкости может измениться с ламинарного на турбулентный, с переходом через область перемежающейся турбулентности [4]. А электромагнитный расходомер работает! Причем диапазон ЭМР значительно превышает диапазоны ультразвуковых, тахометрических и других расходомеров. Парадокс. Как расходомеру удается сохранить стабильность в широком диапазоне расходов? Попробуем разобраться и рассмотреть требования к виду поля скоростей, которые обеспечивают необходимую точность измерений.

И, наконец, рассмотрим влияние неоднородности поля, создаваемого магнитной системой, на выходной сигнал расходомера. Этот фактор определяется конструкционными особенностями прибора, технологией изготовления и точностью сборки магнитной системы.

Прежде чем приступать к анализу поставленных вопросов, отметим терминологический курьез, связанный с электромагнитными расходомерами рассматриваемого типа. При переводе монографии Дж. Шерклифа [1] с английского на русский язык в 1965 году редактор перевода сделал сноску: «Употребляемый автором термин ***induction flowmeter*** переводится как «кондукционный расходомер» в соответствии с терминологией, принятой в отечественной литературе». Индукционными, строго говоря, называются расходомеры, использующие принцип бегущего магнитного поля. Кто из современных российских производителей ЭМР кондукционного типа называет их кондукционными? Никто. Все используют «антинаучный» термин «индуктивный» или «индукционный», коль скоро работа расходомера основана на принципе электромагнитной индукции. Парадокс. Рассмотрим же теорию этого парадоксального ин... простите, кондукционного расходомера.

О влиянии электрической проводимости

Стационарные течения несжимаемых проводящих вязких жидкостей в магнитном поле описываются уравнениями стандартной диссипативной магнитной гидродинамики [5]:

$$(\vec{V}\nabla)\vec{V} = -\nabla\frac{P}{\rho} + \nu\Delta\vec{V} + \frac{1}{c\rho}\vec{J}\times\vec{B}, \quad (2)$$

$$div\vec{V} = 0, \quad (3)$$

$$rot\vec{B} = \frac{4\pi}{c}\vec{J}, \quad (4)$$

$$div\vec{B} = 0, \quad (5)$$

$$\vec{J} = \sigma(-\nabla\Phi + \frac{1}{c}\vec{V}\times\vec{B}). \quad (6)$$

Здесь использованы стандартные обозначения для физических величин: скорости потока жидкости, индукции магнитного поля, плотности электрического тока, электрического потенциала, давления, плотности и электрической проводимости жидкости. Уравнение (2) является уравнением Навье-Стокса с учетом силы Лоренца и описывает баланс сил в жидкости. Уравнение (3)

задает условие несжимаемости жидкости. Уравнения (4) и (5) – это уравнения Максвелла для магнитного поля, уравнение (6) представляет закон Ома для движущейся среды.

Если взять дивергенцию от обеих частей уравнения (6), то благодаря тому, что дивергенция ротора равна нулю, при постоянном по пространству значении электрической проводимости σ, действительно, сразу получим уравнение (1). Но это уравнение просто заменяет уравнения (4) и (6), его нельзя решать отдельно от уравнений (2), (3) и (5). Очевидно, что с ростом σ возрастает индуцированный ток $\vec{j}$, что, в соответствии с уравнениями (2) и (4), видоизменяет магнитное поле $\vec{B}$ и распределение поля скоростей $\vec{V}$. Последний эффект приведет к искажениям показаний расходомера. Здесь и нужно искать ограничения на значение σ.

Для анализа удобно использовать безразмерные величины [6]:

$$\vec{V} = V_0\vec{v},\ \vec{B} = B_0(\vec{n}+\vec{b}),\ \vec{R} = D\vec{r},\ P = \rho V_0^2 p,$$
$$\Phi = \frac{V_0}{c}DB_0\varphi,\quad \vec{j} = \frac{4\pi}{B_0 c}\vec{J}. \qquad (7)$$

Здесь V_0, B_0 – характерные величины скорости жидкости и индукции магнитного поля; D – диаметр проточной части расходомера. Вектор $\vec{n}$ задает распределение магнитного поля, созданного магнитной системой, вектор $\vec{b}$ – поля, индуцированного движением жидкости.

В безразмерных переменных система (2)–(6) примет вид

$$(\vec{v}\nabla)\vec{v} = -\nabla p + \mathrm{Re}^{-1}\Delta\vec{v} + Al\cdot\vec{j}\times(\vec{n}+\vec{b}), \qquad (8)$$
$$div\vec{v} = 0, \qquad (9)$$
$$\vec{j} = rot\vec{b}, \qquad (10)$$
$$div(\vec{n}+\vec{b}) = 0, \qquad (11)$$
$$rot\vec{b} = \varepsilon(-\nabla\varphi + \vec{v}\times(\vec{n}+\vec{b})), \qquad (12)$$

где $\mathrm{Re} = DV_0/\nu$ — число Рейнольдса, $Al = B_0^2/4\pi\rho V_0^2$ — число Альфвена. Буквой ε обозначено магнитное число Рейнольдса Re_m, зависящее от проводимости жидкости:

$$\varepsilon \equiv \mathrm{Re}_m = \frac{4\pi\sigma D V_0}{c^2} \qquad (13)$$

Система (8)–(12) представляет собой полную систему уравнений движения проводящей жидкости в магнитном поле, с помощью которой можно исследовать сигнал в ЭМР. Этот сигнал является разностью потенциалов φ между точками (или конечными областями), в которых находятся электроды, контактирующие с жидкостью.

Полученные уравнения справедливы для любых жидкостей. Например, в [6] они используются для исследования движения жидких металлов, когда ε › 1. Для таких жидкостей сила Лоренца в (8) вызывает искажения потока, и данные измерений становятся недостоверными. Рассмотрим решение задачи при малых значениях параметра ε, когда систему (8)–(12) можно решать с помощью теории возмущений [7]. Разложим каждую из величин, входящих в систему, в ряд по ε:

$$A = \sum_{k=0} A^{(k)}\varepsilon^k = A^{(0)} + A^{(1)}\varepsilon + \ldots,$$

где в качестве A выступают величины $\vec{b}$, φ, $\vec{v}$, $\vec{j}$.

Подстановка этого ряда в систему (8)–(12) при ε = 0 дает:

$$rot\vec{b}^{(0)} = 0;$$
$$(\vec{v}^{(0)}\nabla)\vec{v}^{(0)} = -\nabla p + \mathrm{Re}^{-1}\Delta\vec{v}^{(0)}. \qquad (14)$$

Таким образом, при отсутствии электрической проводимости жидкости индуцированное магнитное поле отсутствует, а распределение поля скоростей определяется решением невозмущенного уравнения Навье-Стокса (14).

В первом порядке по ε из (12) получаем уравнение, определяющее индуцированное магнитное поле:

$$rot\vec{b}^{(1)} = -\nabla\varphi^{(0)} + \vec{v}^{(0)}\times\vec{n}. \qquad (15)$$

Взяв дивергенцию от обеих частей (15), с учетом того, что div (rot$\vec{b}$) ≡ 0, div∇ ≡ Δ, получим уравнение, описывающее распределение потенциала электрического поля в жидкости

$$\Delta\varphi^{(0)} = div(\vec{v}^{(0)}\times\vec{n}). \qquad (16)$$

Уравнение (16) внешне похоже на уравнение (1), но отличается от него принципиально: в правой части стоит постоянный вектор внешнего магнитного поля $\vec{n}$, созданного магнитной системой расходомера, и вектор скорости неискаженного магнитным полем потока жидкости, определяемого уравнением (14).

Таким образом, распределение электрического потенциала, а значит, и сигнал расходомера не зависит от проводимости жидкости в линейном по ε приближении. Однако в выражении для скорости $\vec{v} = \vec{v}^{(0)} + \varepsilon\vec{v}^{(1)}$ добавка $\vec{v}^{(1)}$ не равна нулю, а определяется из решения линейного уравнения

$$(\vec{v}^{(0)}\nabla)\vec{v}^{(1)} + (\vec{v}^{(1)}\nabla)\vec{v}^{(0)} =$$
$$= \mathrm{Re}^{-1}\Delta\vec{v}^{(1)} + Al\cdot\left[\vec{j}^{(1)}\times\vec{n}\right]. \qquad (17)$$

Вид функции $\vec{v}^{(1)}$ нас не интересует, важно, что добавка пропорциональна ε. Этот факт позволяет оценить верхнюю границу ε_{max} для работоспособности расходомера.

Очевидно, что изменения поля скоростей, вызванные магнитным полем, не должны превышать погрешности расходомера δ. Законы метрологии позволяют не учитывать влияющий фактор, если его вклад в погрешность составляет не более 1/3 основной погрешности. Ужесточим это требование и запишем его в виде:

$$\varepsilon \le \varepsilon_{max} \sim 0{,}1\delta. \qquad (18)$$

Если основная относительная погрешность расходомера составляет 1% (δ = 0,01), то ε_{max} = ~10^{-3}. Найдем из этой оценки величину σ_{max} для расходомера, предназначенного для использования измерений расхода при скоростях V_0 ≤ 1000 см/с, диаметрах трубопровода (1 ≤ D ≤ 15) см, магнитном поле B_0 ~ 1000 Гс. Для верхней границы, в соответствии с (13), (18), получаем оценку

$$\sigma_{max} \sim 40\,См/м. \qquad (19)$$

Производители расходомеров классов точности 0,5...2,0, использующие недорогие электронные и цифровые комплектующие, обычно осторожно указывают σ_{max} = 10См/м.

Осталось пояснить, откуда берется нижняя граница σ_{min}, которая также приводится в технических характеристиках расходомеров. Ее значение определяется конструктивными особенностями электронного измерительного блока (входное сопротивление, коэффициент усиления, разрядность АЦП и т.п.) и для рассматриваемых нами расходомеров составляет σ_{min}~10^{-5} См/м. При меньших значениях проводимости или при ее отсутствии (чистые органические жидкости) необходимо использовать электромагнитные расходомеры емкостного типа, работающие на токах смещения. Их стоимость близка к стоимости кориолисовых массомеров.

Уравнение (14) с учетом определений (7) показывает, что в диапазоне электрических проводимостей $\sigma_{min} \le \sigma \le \sigma_{max}$ (параметр изменяется в миллионы раз!) сигнал ЭМР не зависит от σ, точнее сказать, этой зависимостью можно пренебречь в пределах погрешности измерений. Первый парадокс разрешен.

Сигнал в однородном магнитном поле

Приведем еще одну цитату из книги [1]: «Немногие другие расходомеры дают ошибку более ±100% при наличии источников возмущений вверх по потоку!». Речь идет о том, что при общем направлении расхода «вниз по потоку» локальные движения жидкости вблизи одного из электродов «вверх по потоку», обусловленные особенностями трубопровода, могут привести к тому, что расходомер изменит знак выходного сигнала (погрешность 100%). Чтобы понять, почему это происходит и какие требования предъявляются к форме распределения поля скоростей, обеспечивающие достоверные показания расходомера, найдем аналитически решение уравнения (16) для осесимметричного потока в однородном магнитном поле.

Систему координат выбираем так, как указано на рис. 1. Постоянный вектор магнитной индукции имеет координаты $\vec{n}$ = (0,1,0); вектор скоростей — $\vec{v}$ = (0,0,v(r)). Уравнение (16) примет вид

$$\Delta\varphi = -\frac{dv}{dr}\cdot\cos\vartheta.$$

Проведя разделение переменных φ(r, ϑ) = ψ(r) cos ϑ, для радиальной части потенциала отсюда получим неоднородное уравнение Эйлера

$$\frac{d^2\psi}{dr^2} + \frac{1}{r}\frac{d\psi}{dr} - \frac{1}{r^2}\psi = -\frac{dv}{dr}. \qquad (20)$$

Решив уравнение (20) методом вариации постоянных при граничном условии

$$\left.\frac{d\psi}{dr}\right|_{r=1/2} = 0,$$

обусловленном электрической изолированностью стенок трубы и нулевой скоростью потока у стенок, для $\varphi(r;\vartheta)$ получим окончательно:

$$\varphi(r,\vartheta) = -\left(\frac{1}{r}\int_0^r v(\xi)\xi d\xi + 4r\frac{q}{2\pi}\right)\cdot\cos\vartheta. \qquad (21)$$

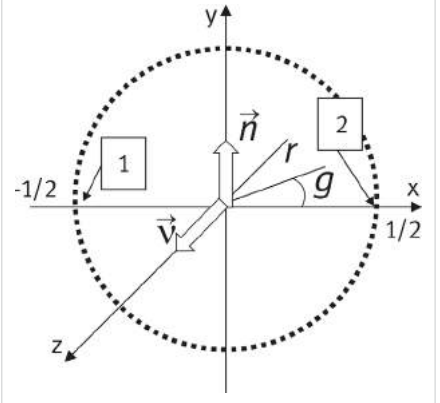


Рис. 1 — Выбор системы координат. Поток направлен по оси Z. Разность потенциалов измеряется между точками 1 и 2

Здесь $q \equiv \iint_s v ds = 2\pi \int_0^{1/2} v(r) r dr$

— мгновенный расход жидкости через сечение расходомера.

Поскольку сигнал e12 = φ(1) – φ(2) = φ (1/2, π) – φ(1/2, 0) , то из (9) получим

$$e_{12} = \frac{4}{\pi} q .$$

В размерных единицах (СГС) сигнал примет вид

$$E = \frac{4}{\pi c} \cdot \frac{B_0}{D} Q , \quad Q = \iint_S V dS. \qquad (22)$$

Отметим, что величина Q в (22) представляет собой расход жидкости, для измерения которого и предназначен расходомер. Таким образом, сигнал в ЭМР при однородном магнитном поле и осесимметричном течении в трубе круглого сечения пропорционален измеряемой величине независимо от вида радиального распределения вектора скорости потока как при турбулентном, так и при ламинарном потоке. В этом и состоит разрешение второго парадокса.

Отклонение симметрии потока от осевой, особенно движение с разными скоростями у диаметрально противоположных электродов, приводит к искажению сигнала. Следовательно, при монтаже прибора на месте установки необходимо соблюдать требования технической документации и проводить регулярное техническое обслуживание расходомера. Особенно следует избегать возникновения местных гидравлических сопротивлений в зоне измерений или непосредственно перед ней, поскольку они вызывают наибольшие нарушения симметрии потока.

Влияние формы магнитного поля

Для создания однородного магнитного поля в измерительном сечении индуктор должен иметь размеры, превосходящие диаметр трубы (катушка Гельмгольца). Однако обычно катушки индуктивности, формирующие поле, не превосходят по размерам диаметра трубопровода и имеют внутри ферромагнитный сердечник. Такая конструкция приводит к неоднородности магнитного поля. Введем вектор $\delta\vec{B}$, характеризующий эту неоднородность, по правилу:

$$\delta\vec{B} = \vec{B} - \vec{B}_0, \ \vec{B}_0 = \frac{1}{S}\iint_S \vec{B}(\vec{r})\, dS . \qquad (23)$$

Рассмотрим поле, создаваемое двумя плоскими катушками индуктивности, оси которых совпадают с осью Y, находящимися на одинаковом расстоянии от плоскости XZ, с магнитным сердечником внутри. На рис. 2 такая система изображена для расходомера Ду 50. Распределение магнитного поля в плоскости XY было получено с помощью математического моделирования в пакете ANSYS. Результат приведен на рис. 2. Для значения неоднородности получена оценка

$$\frac{\delta B}{B_0} = 0{,}36. \qquad (24)$$

Кроме того, было установлено, что поле обладает определенной симметрией, компонента вектора δB_y симметрична относительно плоскостей XZ и YZ, а δB_x — антисимметрична относительно этих плоскостей:

$$\begin{aligned} \delta B_y(-x,-y) &= \delta B_y(x,y), \\ \delta B_x(-x,-y) &= -\delta B_x(x,y). \end{aligned} \qquad (25)$$

Можно предположить, что на сигнал влияет не величина неоднородности, указанная в (24), а отклонение поля от симметрии (25). Для качественной проверки этого предположения проведены аналитические вычисления для случая, когда вектор $\vec{n} = \vec{B}/B_0 = \vec{n}_0 + \vec{m}$, где $\vec{n}_0 = \{0,1,0\}$, а вектор $\vec{m}$ имеет вид, удовлетворяющий симметрии (25):

$$\vec{m} = \{-m\sin 2\vartheta, -m\cos 2\vartheta, 0\}, \ m = \frac{\delta B}{B_0} . \qquad (26)$$

Уравнение (16) для осесимметричного потока примет вид

$$\Delta\varphi = \left(-v' + \frac{mv}{r}\right)\cos\vartheta + \left((mv)' + \frac{mv}{r}\right)\cos 3\vartheta, \qquad (27)$$

который справедлив и для случая m = m(r).

Решение уравнения (27) методом разделения переменных невозможно. Предположим, что распределения m(r) и v(r) таковы, что коэффициент перед $\cos 3\vartheta$ близок к нулю. В этом случае решение уравнения (27) для значения потенциала на стенках проточной части (R=1/2) дает выражение

$$\varphi(R,\vartheta) = -\frac{1}{R}\int_0^R (mv) r dr \cdot \cos\vartheta. \qquad (28)$$

Для сигнала получим выражение аналогичное (22):

$$E = \frac{4}{\pi c} \cdot \frac{B_0 + \delta B/2}{D} \cdot Q. \qquad (29)$$

Таким образом, в случае обеспечения симметрии распределения магнитного поля в соответствии с (26), сигнал остается пропорционален расходу, причем коэффициент пропорциональности определяется усредненным значением неоднородности поля. Однако не нужно забывать, что аппроксимация (26) является приближенной, поэтому в действительности сигнал зависит от значения измеряемого расхода нелинейно. Величина нелинейности, конечно, не пропорциональна неоднородности поля, оцененной в (24), тем не менее многие производители расходомеров вынуждены с ней считаться и для линеаризации НСХ прибора использовать кусочно-линейную аппроксимацию.

Детально рассмотреть форму сигнала расходомера в поле, создаваемом его магнитной системой, можно только путем численного решения уравнения (16). О результатах численных экспериментов и о возможных методах оптимизации работы ЭМР мы расскажем в следующей статье.

Итоги

Оценены предельные значения электрической проводимости жидкости, при которых расходомеры обеспечивают заданную точность измерений, определены требования к форме потока и к симметрии магнитного поля и приведены условия их выполнения.

Выводы

Приведенные в статье результаты исследований позволят специалистам нефтяной промышленности по-новому взглянуть на работу ЭМР и, возможно, расширить область их применения в своей отрасли.

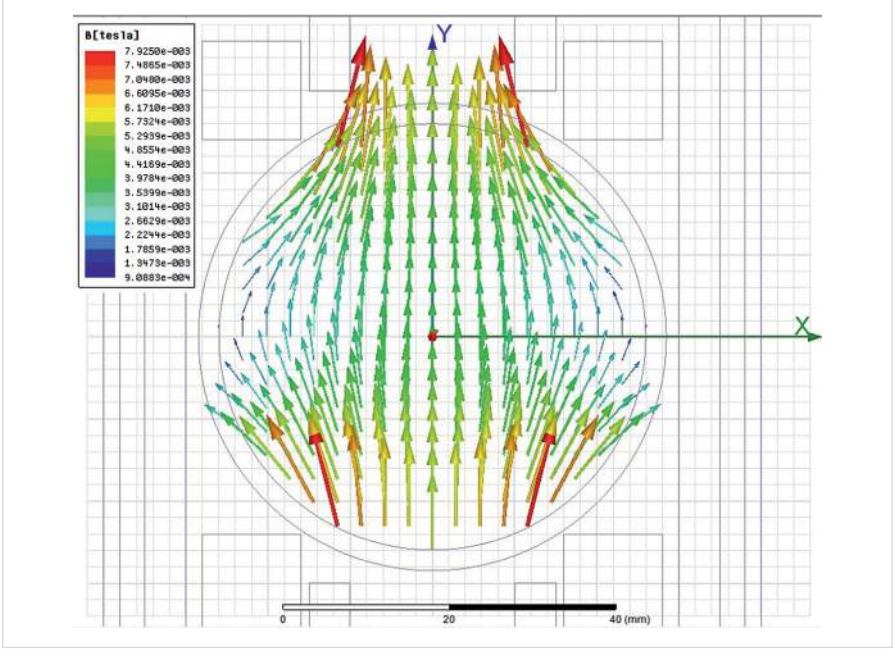


Рис. 2 — Распределение магнитного поля в плоскости поперечного сечения расходомера

Список используемой литературы

1. Шерклиф Дж. Теория электромагнитного измерения расхода. М.: Мир, 1965. 268 с.
2. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Электродинамика сплошных сред. М.: Наука, 1982. 620 с.
3. Коптев В.С., Прохоров А.В., Сычев Г.И. Обзор состояния и перспективы развития электромагнитных расходомеров и теплосчетчиков. Режим доступа: http://www.teplopunkt.ru/articles/dloads/0111_sgi_emr.pdf (дата обращения 26.01.2015)
4. Кавригин С.Б. Диапазон 1000... так все-таки он достижим? Режим доступа: http://www.vzljot.ru/files/publications/180194.pdf (дата обращения 26.01.2015).
5. Шерклиф Дж. Курс магнитной гидродинамики. М.: Мир, 1965. 268 с.
6. Хальзов И.В., Смоляков А.И. К расчету стационарных магнитогидродинамических течений жидких металлов в кольцевых каналах прямоугольного сечения // Журнал технической физики. 2006. Т.76. С.28–35.
7. Найфэ А. Введение в методы возмущений. М.: Мир, 1984. 535 с.

About paradoxes of electromagnetic flowmeters

UDC 681.2

Authors:
Alexandr Yu. Oshchepkov — Ph.D., director-chief designer[1]; Aos57@mail.ru
Konstantin S. Turuntsev — postgraduate[2]; const89@yandex.ua

[1]Special design bureau "Mayak", Perm, Russian Federation
[2]Perm State University, Perm, Russian Federation

Abstract
Electromagnetic flowmeters with a transverse magnetic field and into contact with the medium (EMF) are simple in design, reliable, and relatively no expensive, they are widely used in modern industry, including the oil industry. Analytical solution of the magnetohydrodynamic equations and computer simulation allow a deeper understanding of the physical principles of working EMF and to assess the role of factors influencing the accuracy of measurements.

Materials and methods
Studies were carried out using analytical solutions of MHD-equations and computer simulation.

Results
The maximum values of the electric conductivity of the liquid in which ensure a predetermined flow measurement accuracy are estimated, the requirements to the form stream and to symmetry of the magnetic field are determined and the conditions for their execution are given.

Conclusions
The results presented here allow experts to the oil industry to take a fresh look at the work of EMF and possibly expand the scope of their application in their industry.

Keywords
magnetic hydrodynamics, electrical conductivity, electromagnetic flowmeter, induction flowmeter, accuracy of measurements

References
1. Shercliff J. *Teoriya elektromagnitnogo izmereniya raskhoda* [Theory of electromagnetic flow-measurement]. Moscow: *Mir*, 1965, 268 p.
2. Landau L.D., Lifshitz E.M. *Electrodinamica sploshnykh sred* [Electrodynamics of continuous media]. Moscow: *Nauka*, 1982, 620 p.
3. Koptev V.S., Prokhorov A.V., Sychev G.I. *Obzor sostoyaniya i perspektivy razvitiya elektromagnitnykh raskhodomerov i teploschetchikov* [Review of the status and prospects of development of electromagnetic flowmeters and heat meters]. Available at: http://www.teplopunkt.ru/articles/dloads/0111_sgi_emr.pdf (accessed 26 January 2015).
4. Kavrigin S.B. *Diapazon 1000... tak vse-taki on dostizhim?* [The range of 1000 ... so still it is achievable?]. Available at: http://www.vzljot.ru/files/publications/180194.pdf (accessed 26 January 2015).
5. Shercliff J. *Kurs magnitnoy gidrodinamiki* [The course magnetohydrodynamics]. Moscow: *Mir*, 1965, 268 p.
6. Halzov I.V., Smolyakov A.I. *K raschetu statsionarnykh magnitogidrodinamicheskikh techeniy zhidkikh metallov v kol'tsevykh kanalakh pryamougol'nogo secheniya* [On the calculation of stationary magnetohydrodynamic flows of liquid metals in the ring rectangular channels]. *Zhurnal tekhnicheskoy fiziki*, 2006, Vol.76, pp. 28–35.
7. Nayfe A. *Vvedenie v metody vozmushcheniy* [Introduction to perturbation methods]. Moscow: *Mir*, 1984, 535 p.

ФГУП «ОКБ «Маяк»

Комплекс измерительный ИМ2300ГК
для учета природного и нефтяного попутного газа

Основа комплекса – теплоэнергоконтроллер ИМ2300 (ИМ2300Ex) в исполнении «Вычислитель объема газа в стандартных условиях»

Контроллер модификации Ex соответствует Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Относительная погрешность при определении объема газа, приведенного к стандартным условиям, определяется расчетным путем на основании паспортных данных составных частей комплекса.

Пределы допускаемой относительной погрешности комплекса при вычислении объема газа, приведенного к стандартным условиям, соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.740-2011 для уровней точности В, Г, Д.

г. Пермь, ул. Данщина, 19
www.okbmayak.perm.ru
officemayak@mail.ru
+7 (342) 237-17-70, -80, -90

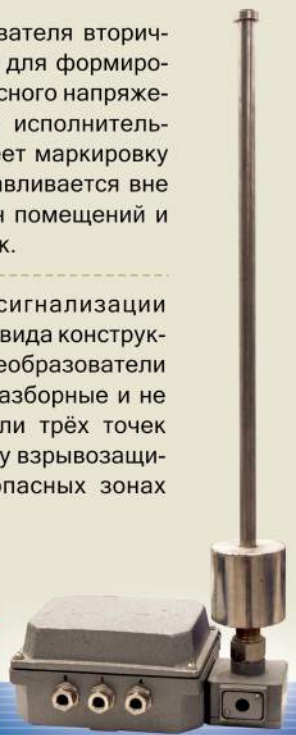
СИГНАЛИЗАТОРЫ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПОПЛАВКОВЫЕ «СУЖ-П-И» (исполнение взрывозащищенное)

Предназначен для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах. Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности. Область применения сигнализатора – нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств.

Принцип действия – срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавком) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя вторичного и преобразователей первичных.

Модуль преобразователя вторичного предназначен для формирования искробезопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia]IIB» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное. Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля. Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0ExiaIIBT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

390043, Россия, г. Рязань, проезд Шабулина, 2 а.
+7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ВНЕДРЕНИЕ НА ОБЪЕКТЫ ГАЗОВОЙ, НЕФТЯНОЙ И ДРУГИХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО И ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, СИСТЕМ АВТОМАТИКИ И ПРОЧИХ ПРИБОРОВ.

Общество с ограниченной ответственностью
Завод "Калининградгазавтоматика"
Основано в 1950 г. Дочернее предприятие ОАО «Газпром автоматизация»

ОСНОВНЫМ ВИДОМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗАВОДА ЯВЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО:

- ЯЧЕЕК КРУ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 6-10 КВ СЕРИИ MCSET И NEXIMA
- С ЭЛЕГАЗОВЫМИ И ВАКУУМНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ
- ШКАФОВ НКУ ДО1000 В СЕРИИ OKKEN И PRISMA PLUS
- КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ВНУТРЕННЕЙ
- УСТАНОВКИ (ЦЕХОВЫЕ)
- СИСТЕМ ГАРАНТИРОВАННОГО БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ
- ШКАФОВ УПРАВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЯМИ АВО ГАЗА
- УЗЛОВ УПРАВЛЕНИЯ КРАНАМИ (ЭПУУ)
- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ОБОЛОЧЕК (КОРОБОК)
- ЩИТОВ И ПУЛЬТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ
- ШКАФНОЙ ПРОДУКЦИИ
- ПРОЧИХ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий, использующих наше оборудование, можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.

ООО ЗАВОД «КАЛИНИНГРАДГАЗАВТОМАТИКА»
236022, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр-т, д. 15
Тел.: +7 (4012) 576-032, факс +7 (4012) 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125.
E-mail: zavod@kga.ru Web.: www.kga.ru

УДК 621.3

Модернизация релейной защиты и автоматики подстанций НГДП ОАО «Татнефть»

С.А. Гондуров
генеральный конструктор[1]
sergey.gondurov@mtrele.ru

А.Н. Евсеев
к.т.н., доцент, начальник управления энергетики — главный энергетик[2]
tnr@tatneft.ru

В.С. Генин
д.т.н., доцент,
заместитель генерального конструктора[1]
valeriy.genin@mtrele.ru

В.Н. Марков
заместитель начальника коммерческого управления[1]
vitaliy.markov@mtrele.ru

А.П. Нестеров
заместитель генерального конструктора[1]
aleksandr.nesterov@mtrele.ru

В.В. Кознов
к. ф-м. н., ведущий инженер-системотехник[1]
vyacheslav.koznov@mtrele.ru

[1]НТЦ «Механотроника», Санкт-Петербург, Россия
[2]ОАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Общая характеристика электротехнического комплекса НГДП

Электроэнергетический комплекс ОАО «Татнефть», созданный в 50–60-е гг, постоянно развивается и совершенствуется. В настоящее время комплекс представляет собой развитую сеть подстанций (ПС) и линий электропередачи напряжением 110–35 и 6 (10) кВ, в его составе Нижнекамская ТЭЦ и другие источники генерации.

Система электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий (НГДП) ОАО «Татнефть»:

- более 30 воздушных линий (ВЛ) общей протяжённостью более 400 км сетей 110 кВ;
- почти 300 ПС и около 1 500 км ВЛ сетей 35 кВ;
- более 2 200 ВЛ 6 (10) кВ общей протяжённостью более 14 000 км;
- почти 16 000 КТП 6 (10) кВ, питающих более 20 000 механизированных скважин и оборудование для первичной переработки нефти.

Средняя электрическая мощность, потребляемая ОАО «Татнефть», около 400 МВт, годовое потребление — 3,7 млрд. кВт·ч, из которых до 96% используется на решение задач, связанных напрямую с добычей нефтепродуктов и их первичной переработкой.

Поэтому главная задача электроэнергетического комплекса заключается в надёжном и бесперебойном электроснабжении несколько специфических потребителей [1]. Это, прежде всего, потребители, использующие до 96% вырабатываемой энергии на решение задач, связанных напрямую с добычей нефтепродуктов и их первичной переработкой. Здесь перерывы в электроснабжении оборачиваются для предприятий прямыми потерями и возможными выходами из строя добычного оборудования. Одной из составляющих решения этой задачи является релейная защита и автоматика.

Электромеханические устройства РЗА, долгое время эксплуатировавшиеся на энергообъектах НГДП, выработали свой ресурс, их эксплуатация трудоёмка, требуют специфической подготовки персонала, не позволяют эффективно включить систему РЗА в современную автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП). В связи с этим в объединении проведена масштабная модернизация оборудования релейной защиты и автоматики.

Решение проблемы модернизации РЗА

Для РЗА подстанций 110/35/6 (10) кВ на основе опытной эксплуатации и сравнения микропроцессорных терминалов (МТ) нескольких ведущих отечественных и зарубежных производителей выбраны терминалы типа БМРЗ [2]. Преимуществами МТ БМРЗ являются широкий диапазон рабочих температур окружающей среды, с нижним пределом от -40°С, и надёжность, подтверждённая длительной эксплуатацией в самых сложных условиях (северные нефтепромыслы Сургута).

По своим техническим и ценовым характеристикам они наиболее соответствуют требованиям, предъявляемым к релейной защите подстанций НГДП. Сегодня на объектах энергетики России и за её пределами эксплуатируются свыше 100 000 МТ производства НТЦ «Механотроника». Типовые решения по РЗА, применённые при оснащении подстанций объединения 110/35/6 (10) кВ на базе МТ БМРЗ-100 и новых МТ БМРЗ-150,

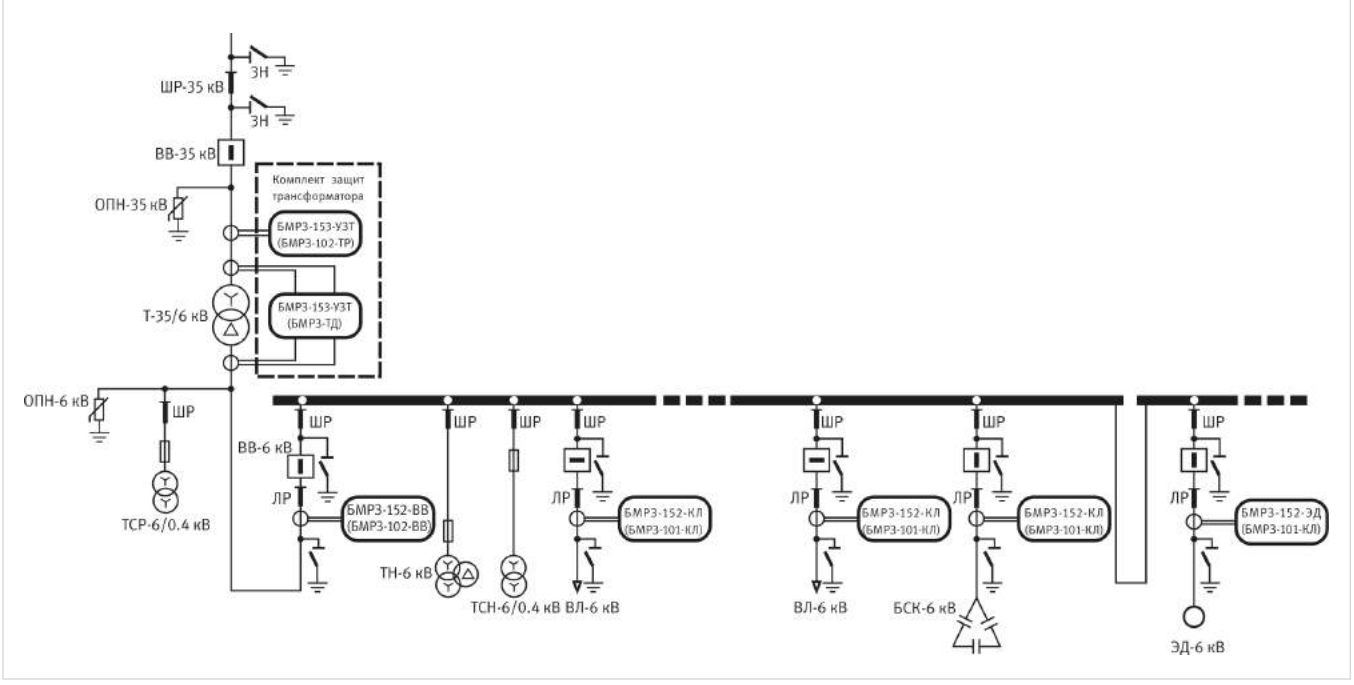


Рис. 1 — Решение по РЗА подстанции 35/6 (10) кВ

Изложен опыт, накопленный за последние годы в объединении «Татнефть» при проведении модернизации РЗА сетей 110/35/6 (10) кВ.
Интеграция терминалов РЗА в систему ДИСК-110, эксплуатирующуюся в ОАО «Татнефть», повысила наблюдаемость и управляемость системы электроснабжения.
С внедрением терминалов РЗА и программно-технического комплекса «Защита-3» появились возможности для реализации централизованной селективной защиты от ОЗЗ и организации диагностического мониторинга электрооборудования ПС 110/35/6 (10) кВ.

Материалы и методы
Опытная эксплуатация и обновление РЗА распределительных сетей нефтегазодобывающих предприятий.
Экспериментальные исследования дистанционного контроля и управления электроснабжением при интеграции РЗА в АСУ.
Исследования путей повышения селективности защиты от ОЗЗ и мониторинга силового оборудования.

Ключевые слова
электроснабжение, электрооборудование, подстанция, нефтегазодобывающее предприятие, релейная защита, микропроцессорный терминал.

представлены в таб. 1 и на рис. 1. Внешний вид панелей РЗА вводов и трансформатора типичной ПС 35/6 (10) кВ до и после переоснащения показан на рис. 2.

При использовании МТ БМРЗ-150 могут быть достигнуты более высокие количественные показатели РЗА. В сравнении с МТ БМРЗ-100 они имеют более широкий диапазон контролируемых значений входного тока ($0,05 \div 50 \cdot I_{ном}$), что позволяет сохранять высокую точность измерений как в области сверхтоков (в режимах КЗ), так и в режимах номинальных нагрузок. Это важно для таких защит, как дифференциальная и дистанционная. БМРЗ-150 также имеют высокую чувствительность по входу тока нулевой последовательности — от 0,004 А.

Дополнительно МТ БМРЗ-150 имеет расширенные возможности по организации автоматики за счёт большего числа дискретных входов и выходов, включения пользовательских алгоритмов, реализации протоколов MODBUS RTU, МЭК 60870-5-101, -103, -104, МЭК 61850, а также синхронизации времени PPS и TCIP, NMEA, SNTP, PTP с использованием RS-485 и Ethernet. Кроме этого в них реализован алгоритм мониторинга высоковольтного выключателя с расчётом его остаточного ресурса.

Третьим весомым преимуществом МТ БМРЗ-150 является унификация исполнений, что позволяет потребителю уменьшить запас приборов на складах.

По просьбе заказчика разработаны проектные решения по привязке терминалов БМРЗ к используемым схемам вторичной коммутации. Программное обеспечение терминалов дополнено функциями, необходимыми для защиты синхронного двигателя: защита от перегрузки, токовая отсечка, защита минимального напряжения, защита максимального напряжения, защита от асинхронного хода. Для обеспечения качества и безаварийности работ по переоснащению РЗА ПС разработаны технологические карты. Ими регламентируется выполнение следующих действий:

1. Подготовка панели отсека РЗА в условиях базы — монтаж на панель МТ, приборов, устройств коммутации и светосигнальной арматуры с последующей проверкой схемы, нанесение маркировки.
2. Демонтаж старых защит и лицевой панели отсека РЗА, подготовка вторичных цепей к монтажу МТ.
3. Установка подготовленной в условиях базы панели отсека РЗА с МТ, монтаж вторичных цепей в соответствии с принципиальной схемой.
4. Проверка монтажа путём «прозвонки», программирование МТ, контрольные испытания действия РЗА присоединения или ввода.

Новые возможности контроля и управления

В объединении используется информационная диспетчерская система ДИСК-110. С её помощью в части системы электроснабжения решается ряд задач, важнейшие из которых контроль функционирования распределительных подстанций и выравнивание графика потребления электроэнергии и смещение нагрузки в ночные часы и межпиковые зоны для уменьшения затрат на её оплату. С внедрением на подстанциях объединения микропроцессорных защит появились возможности мониторинга режимов работы сетей и оборудования подстанций. Для этого проведена работа по интеграции размещенных на подстанциях микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики типа БМРЗ, SEPAM в эксплуатирующуюся диспетчерскую систему контроля и управления ДИСК-110 [3]. Структурная схема включения терминалов РЗА в систему ДИСК-110 представлена на рис. 3. Для связи с терминалами РЗА на подстанциях используются функциональные контроллеры (ФК) программно-технического комплекса (ПТК) «Защита-3», с помощью которых осуществляется:

- синхронизация терминалов РЗА;
- чтение текущих состояний терминалов и обслуживаемых ими присоединений;

№	Оборудование ПС	На базе БМРЗ-100	На базе БМРЗ-150	Основные отличия
1	Силовой трансформатор Основная и резервная защиты двухобмоточного трансформатора	Основная защита: БМРЗ-ТД-08-20-12 (БМРЗ-ТД-03-20-11) Резервная защита: БМРЗ-102-1-С-ТР (БМРЗ-102-2-С-ТР)	Основная защита: БМРЗ-153-1-Д-УЗТ-01 (БМРЗ-153-2-Д-УЗТ-01) Резервная защита: БМРЗ-153-1-Д-УЗТ-01 (БМРЗ-153-2-Д-УЗТ-01)	• основная и резервная защиты в одном блоке; • расширенные возможности по организации автоматики за счет большего числа дискретных входов и выходов; • интерфейс USB; • коммуникации MODBUS, МЭК 60870-101, -103, -104, 61850 через RS-485 и Ethernet. Синхронизация времени PPS и TCIP, NMEA, SNTP, PTP через RS-485 и Ethernet.
2	Ввод РЗА выключателя ввода	БМРЗ-103-1-С-ВВ (БМРЗ-103-2-С-ВВ)	БМРЗ-152-1-Д-ВВ-01 (БМРЗ-152-2-Д-ВВ-01)	• расширенный диапазон измерений тока (0,25÷250 А); • расширенные возможности по организации автоматики за счет большего числа дискретных входов и выходов; • интерфейс USB; • коммуникации MODBUS, МЭК 60870-101, -103, -104, 61850 через RS-485 и Ethernet. Синхронизация времени PPS и TCIP, NMEA, SNTP, PTP через RS-485 и Ethernet.
3	Секционный выключатель РЗА секционного выключателя	БМРЗ-103-1-С-СВ (БМРЗ-103-2-С-СВ)	БМРЗ-152-1-Д-СВ-01 (БМРЗ-152-2-Д-СВ-01)	
4	Отходящая линия РЗА отходящей линии	БМРЗ-101-1-С-КЛ (БМРЗ-101-2-С-КЛ)	БМРЗ-152-1-Д-КЛ-01 (БМРЗ-152-2-Д-КЛ-01)	
5	Батарея статических конденсаторов РЗА БСК	БМРЗ-101-1-С-КЛ (БМРЗ-101-2-С-КЛ)	БМРЗ-152-1-Д-БСК-01 (БМРЗ-152-2-Д-БСК-01)	Специализированный блок для РЗА, управления и сигнализации батареи статических конденсаторов напряжением 6–10 кВ.
6	Двигатель РЗА двигателя	БМРЗ-101-1-С-КЛ (БМРЗ-101-2-С-КЛ)	БМРЗ-152-1-Д-ЭД-01 (БМРЗ-152-2-Д-ЭД-01)	Специализированный блок для РЗА, управления и сигнализации синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением 6 10 кВ.

Примечание. Дополнительно распредустройство может быть оборудовано дуговой защитой и центральной сигнализацией.

Таб. 1 — Перечень МТ РЗА для оснащения ПС 35/6 (10) кВ

- прием команд управления, квитирование событий и управление коммутационными устройствами;
- чтение журналов событий и осциллограмм;
- чтение/запись уставок;
- хранение временного архива данных.

Отличительной особенностью является то, что в состав программного обеспечения ФК включен графический редактор, позволяющий пользователю создать визуальный Web-интерфейс из предоставляемого ему набора примитивов. С его помощью можно «собрать» свою интерактивную однолинейную схему контролируемого объекта, для подстанции это главная схема ПС.

Для работы с устройствами РЗА вводятся стационарные и мобильные (для работы непосредственно на подстанции) автоматизированные рабочие места (АРМ) инженера-релейщика. В качестве АРМ может использоваться любой компьютер в сети системы ДИСК-110 без установки специализированного ПО, т. к. для отображения информации и управления устройствами РЗА используются обычные WEB-браузеры (MS IE, Google Chrome, Opera, Mozilla Firefox и др.). Доступ к оперативной информации по подстанции осуществляется по Web-интерфейсу с помощью схемы ПС, которая может быть представлена в виде упрощённой однолинейной, путём ввода соответствующего IP-адреса в адресную строку браузера. В главном окне ПС отображается сводная оперативная информация, состав которой определяется на этапе конфигурирования, может быть показано состояние коммутационной аппаратуры, представлены значения токов и напряжений, измеренных блоками БМРЗ.

Информация с терминалов РЗА архивируется как в сервере системы ДИСК-110, так и на SSD-диске ФК. Предоставляются средства отображения архивной информации по измеренным значениям и событиям в виде графиков или таблиц. Возможна выборка любого измеренного значения из архива и экспорт полученных данных в формате Excel. Осциллограммы из терминалов РЗА могут также записываться на сервер ДИСК-110 в форматах COMTRADE (*.CFG) и OSC2 (*.OSC). Приложение «FastView» предоставляет возможность их просмотра и анализа. Пример видеоформы «FastView» показан на рис. 4.

С интеграцией устройств РЗА в ПТК «Защита-3» и АСУ ТП объединения обеспечивается дистанционный мониторинг релейной защиты и автоматики ПС с осуществлением, например, таких функций:

- автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическое включение резерва (АВР);
- автоматическая ликвидация асинхронного режима (АЛАР) и автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и повторное включение (ЧАПВ);
- автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин (АРВ);
- осциллографирование аварийных событий;
- автоматика систем охлаждения и дистанционного регулирования напряжения трансформаторов.

Эффективность мероприятий

Благодаря интеграции микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики типа БМРЗ, SEPAM в диспетчерскую систему контроля и управления ДИСК 110 повышается глубина и оперативность мониторинга системы электроснабжения. Информация, получаемая с терминалов РЗА, позволяет оперативно определять причины большей части отключений и уменьшить время их устранения. Дистанционное изменение уставок и программных ключей защит может быть полезным, например, при выполнении буровых или ремонтных работ, когда существенно изменяется нагрузка на отходящей линии и ПС.

Эффективность мероприятий по совершенствованию системы энергоснабжения подтверждается статистикой. На рис. 5 для примера показаны тренды уменьшения времени простоя и недобора нефти за последние годы при наиболее частых в воздушных линиях однофазных замыканиях на землю.

Следует отметить, что селективное выявление ОЗЗ в воздушных сетях напряжением 6...35 кВ с изолированной нейтралью

а) б)

Рис. 2 — РЗА вводов и трансформатора а — было, б — стало

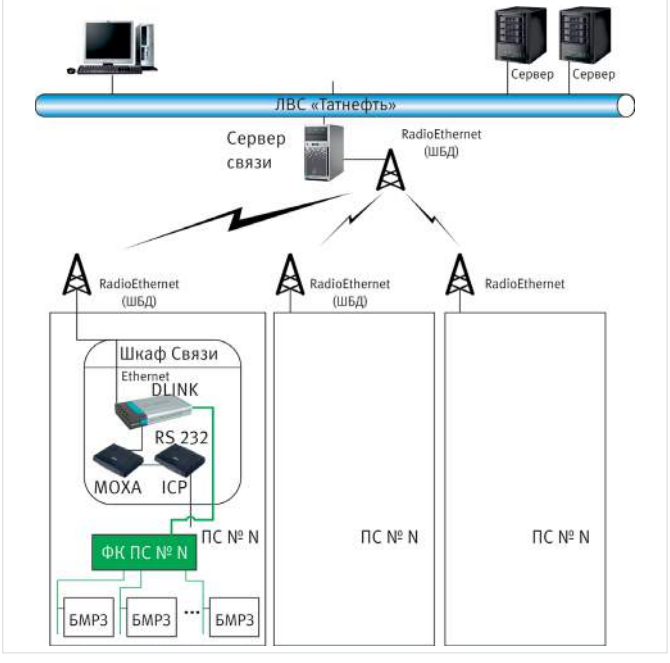


Рис. 3 — Структурная схема включения терминалов РЗА в систему ДИСК–110

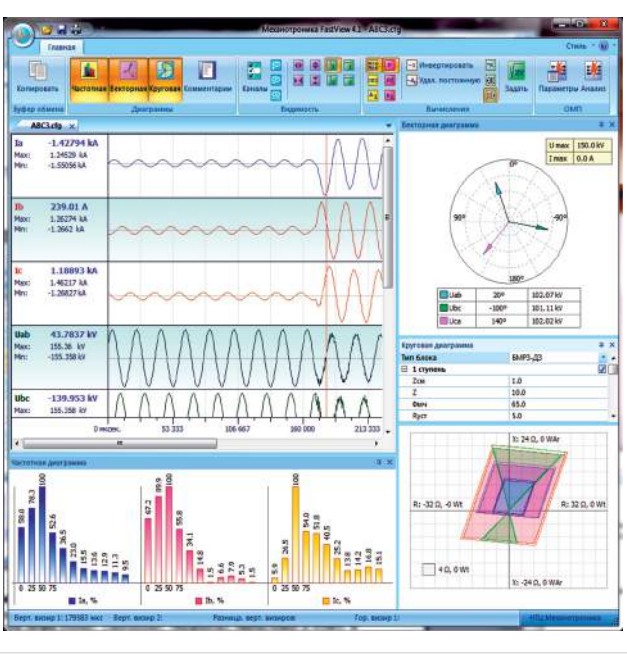


Рис. 4 — Видеоформа программы «FastView»

чрезвычайно сложная задача. Напряжения и токи нулевой последовательности зависят от характеристик сети и переходного сопротивления в месте ОЗЗ. Например, при обрыве провода ВЛ переходные сопротивления иногда составляют несколько кОм. Как правило, токи нулевой последовательности не превышают 1 А. Для обеспечения селективности в таких случаях необходимо, чтобы направленные токовые защиты от ОЗЗ были чувствительны к первичным токам порядка 0,1÷0,3 А. При такой чувствительности защиты от ОЗЗ могут срабатывать от разного рода небалансов в сети, которые воспринимаются как признак возникновения ОЗЗ. Значения небалансов ограничивают минимальные уставки защиты, и становится сложно осуществить направленную токовую защиту от ОЗЗ, которая всегда бы работала правильно. Дополнительные проблемы связаны с невысокими точностными характеристиками трансформаторов тока нулевой последовательности.

Перспективы развития

Внедрение современных микропроцессорных терминалов РЗА типа БМРЗ на распределительных подстанциях 110/35/6 (10) кВ и интеграция терминалов в систему диспетчерского контроля с помощью ФК ПТК «Защита-3» создали базу для решения проблемы селективности ОЗЗ путем создания централизованной защиты. Аварийная отходящая линия определяется на основании анализа осциллограмм и контроля значений и динамики токов нулевой последовательности во всех присоединениях ПС. Важным преимуществом такого решения является отсутствие необходимости в дополнительном оборудовании.

Проведены экспериментальные исследования и испытания действия централизованной защиты в различных условиях. Так, проверялось действие защиты от ОЗЗ при касании провода ВЛ ветками дерева (рис. 6). По истечении 30 с после включения ВЛ и развития ОЗЗ, сопровождающегося ростом напряжения и увеличением тока нулевой последовательности от 20 до 170 мА, произошло срабатывание централизованной защиты ОЗЗ с правильной сигнализацией поврежденной отходящей линии. Далее, через 2,5 мин. после, произошло возгорание касающихся ВЛ веток дерева, показанное на рис. 6.

Возможности ФК ПТК «Защита-3» позволяют организовать диагностический мониторинг оборудования распределительных подстанций по IEC 60076-7:2005 [4] и режима сетей с использованием данных, получаемых с терминалов РЗА.

Дело в том, что в настоящее время специализированные системы мониторинга относительно дороги и могут быть эффективно использованы лишь для мониторинга дорогостоящего оборудования, на ответственных объектах. Так, стоимость трансформатора напряжением 110 кВ VI-го габарита достигает 15÷20 млн. руб., а стоимость подсистемы контроля технического состояния такого оборудования — 1÷2 млн. руб. без учета затрат на привязку к оборудованию, монтаж и пуско-наладку, или около 5% цены трансформатора. Стоимость же силового трансформатора на напряжение 35 кВ мощностью 4÷10 МВ·А при этом составляет от 2 до 6 млн. руб., стоимость выключателя на отходящей линии 6 (10) кВ составляет ~100 тыс. руб. Высокая стоимость специализированных систем мониторинга такого оборудования не всегда позволяет оснастить ими ПС.

В связи с этим для подстанций распределительных сетей представляется более рациональной интегрированная в АСУ ТП система мониторинга с минимальным набором первичных датчиков. К примеру, температура верхних слоев масла (ВСМ) при косвенном контроле в соответствии с IEC [4] определяется из решения дифференциального уравнения тепломассопереноса при произвольном изменении во времени тока нагрузки и температуры окружающей среды:

$$\left[\frac{1+K^2\cdot R}{1+R}\right]^{x}\cdot\Delta\theta_{or}=k_{11}\cdot\tau_o\cdot\frac{d\theta_o}{dt}+\left[\theta_o-\theta_a\right],$$

где K — коэффициент нагрузки трансформатора; R — отношение нагрузочных потерь при номинальной нагрузке к потерям холостого хода; x — показатель степени; $\Delta\theta_{or}$ — превышение температуры ВСМ над температурой охлаждающего воздуха в номинальном режиме; k_{11} — константа; τ_o — постоянная времени температуры ВСМ; θ_o, θ_a — температура ВСМ и охлаждающего воздуха соответственно.

Основная погрешность измерения контролируемых и обрабатываемых системой мониторинга величин в соответствии со стандартом [5], утвержденном ФСК ЕЭС, должна быть до 1,0%. На распределительной ПС, где нет возможности получить данные с аттестованных измерительных приборов, можно использовать РЗА. В этом случае погрешность преобразования измеряемой величины трансформаторами тока по ГОСТ 7746-2001 [6] при номинальном первичном токе не должна превышать 3% для обмоток класса точности 10Р и 1% — для класса точности 5Р. Дополнительная погрешность, вносимая, к примеру, терминалом БМРЗ в соответствии с документацией менее 2,5%, однако результаты испытаний показывают, что среднее значение основной погрешности при номинальном напряжении и мощности не превышает 0,1÷0,2%. Анализ возрастания ошибок в оценках температуры ВСМ и наиболее нагретой точки (ННТ) обмотки трансформатора при использовании в качестве первичных датчиков трансформаторов тока и напряжения РЗА показывает приемлемость такого подхода. Ошибка расчёта, например, температуры ВСМ при использовании в качестве первичных датчиков трансформаторов тока и напряжения РЗА и номинальной нагрузке трансформатора менее 3%. Следует учесть, что расчётные модели более чувствительны к погрешностям первичных измерений при повышении коэффициента нагрузки, т.е. тогда, когда возникает угроза перегрева.

Результаты мониторинга температуры ВСМ и ННТ позволяют вести наблюдение относительной скорости износа изоляции и получать оценку остаточного ресурса трансформатора, что важно для эксплуатации.

Итоги

Интеграция терминалов РЗА в систему диспетчерского контроля распределительных подстанций повышает надёжность и бесперебойность электроснабжения потребителей, снижает эксплуатационные расходы за счёт уменьшения трудозатрат при ликвидации причин и последствий отключений. Также повысилась точность и стабильность значений уставок защит, что позволило уменьшить выдержки ступеней селективности до 0,3 с, а в некоторых случаях и до 0,25 с.

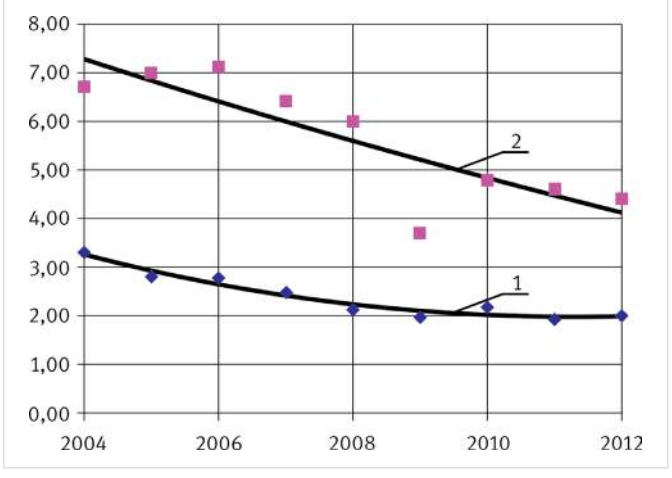


Рис. 5 — Тренды статистик ущерба от нарушений энергоснабжения по причинам ОЗЗ: 1 — время простоя на отключение (ч.), 2 — недобор нефти на отключение (т)

Рис. 6 — ОЗЗ на ВЛ с касанием веток дерева

Выводы

Внедрение терминалов типа БМРЗ совместно с программно-техническим комплексом «Защита-3», реализация централизованной селективной защиты от ОЗЗ на подстанциях 110/35/6 (10) кВ ОАО «Татнефть» позволили повысить надёжность и бесперебойность электроснабжения потребителей, снизить эксплуатационные затраты.

Список используемой литературы

1. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности. М.: Недра, 2000. 487 с.
2. Генин В.С., Гондуров С.А., Евсеев А.Н. Внедрение микропроцессорных терминалов БМРЗ на подстанциях НГДП ОАО «Татнефть» // Новое в российской электроэнергетике. 2011. № 3. С. 39–44.
3. Генин В.С., Гондуров С.А., Нестеров А.П., Евсеев А.Н. Интеграция терминалов РЗА в систему диспетчерского контроля распределительных подстанций 110/35/6 (10) кВ // Новое в российской электроэнергетике. 2012. № 3. С. 34–41.
4. IEC 60076-7:2005 Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power. 122 p.
5. СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования» (утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 140 с изменениями от 16.06.2010 приказ ОАО «ФСК ЕЭС» № 423). 21 с.
6. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 2002.

ENGLISH **ELECTRICAL ENGINEERING**

Modernization of power system protection at Tatneft JSC oil and gas production units

UDC 621.3

Authors:

Sergey A. Gondurov — chief designer[1]; sergey.gondurov@mtrele.ru
Alexandr N. Evseyev — Ph.D., associate professor, head of energy department – chief power engineer[2]; tnr@tatneft.ru
Valeriy S. Genin — Ph.D., associate professor, deputy chief designer[1]; valeriy.genin@mtrele.ru
Aleksandr P. Nesterov — deputy chief designer[1]; aleksandr.nesterov@mtrele.ru
Vitaliy N. Markov — deputy head of commercial department[1]; vitaliy.markov@mtrele.ru
Vyacheslav V. Koznov — Ph.D., leading system engineer[1]; vyacheslav.koznov@mtrele.ru

[1]STC Mechanotronica, St. Petersburg, Russian Federation
[2]Tatneft JSC, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

The experience presented in this article has been accumulated by Tatneft during the recent years while modernizing relay protection and automatic equipment of 110/35/6 (10) kV networks.

The observability and controllability of the power supply system have increased due to the integration of relay protection terminals into the DISC-110 system operated at Tatneft.

Possibilities to the implementation of centralized selective protection from line-to-ground short-circuit and to organization of diagnostic monitoring of the electric equipment of 110/35/6 (10) kV substation opened up after the integration of relay protection terminals and the Zashita-3 hardware-software complex.

Materials and methods

Experienced maintenance and update of relay protection and automatic equipment of distribution networks of oil and gas extraction enterprises.

Experimental studies of remote power supply control and management in the integration of relay protection and automatic equipment into the automated control system.

Study of ways to improve the selectivity of line-to-earth fault protection and power equipment monitoring.

Results

Integration of relay protection terminals into the dispatch control system of distribution substations increases the reliability and continuity of electric power supply to consumers, lowers the operating costs by decreasing labor costs during shutdown causes and consequences resolution. The accuracy and stability of protection-preset values have also increased, and this allowed decreasing the selective interval delays down to 0.3 s, and in some cases even down to 0.25 s.

Conclusions

The integration of BMRZ-type terminals along with the Zashita-3 hardware-software complex and centralized selective line-to-earth fault protection at 110/35/6 (10) kV Tatneft substations allowed us to increase the reliability and continuity of power supply to consumers and lower operating costs.

Keywords

power supply,
power equipment, substation,
oil and gas extraction enterprise,
relay protection,
microprocessor terminal

References

1. Men'shov B.G., Ershov M.S., Yarizov A.D. *Elektrotekhnicheskie ustanovki i kompleksy v neftegazovoy promyshlennosti* [Power units and complexes in oil and gas industry]. Moscow: *Nedra*, 2000, 487 p.
2. Genin V.S., Gondurov S.A., Evseev A.N. *Vnedrenie mikroprotsessornykh terminalov BMRZ na podstantsiyakh NGDP OAO "Tatneft"* [Integration of BMRZ microprocessor terminals at the substations of Tatneft oil and gas production units]. *Novoe v rossiyskoy elektroenergetike*, 2011, issue 3, pp. 39–44.
3. Genin V.S., Gondurov S.A., Nesterov A.P., Evseev A.N. *Integratsiya terminalov RZA v sistemu dispetcherskogo kontrolya raspredelitel'nykh podstantsiy 110/35/6 (10) kV* [Integration of PSP terminals into the dispatch control system of distribution substations 110/35/6 (10) kV]. *Novoe v rossiyskoy elektroenergetike*, 2012, issue 3, pp. 34–41.
4. IEC 60076-7:2005 Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power. 122 p.
5. Industry Standard 56947007-29.200.10.011-2008 *Sistemy monitoringa silovykh transformatorov i avtotransformatorov. Obshchie tekhnicheskie trebovaniya* [Monitoring systems of power transformers and autotransformers]. General specifications (as approved by the Federal Grid Company of Unified Energy System of 18.04.2008, order No. 140, with amendments of 16.06.2010 as per order No. 423 of Federal Grid Company of Unified Energy System). 21 p.
6. GOST 7746-2001 *Transformatory toka. Obshchiye tekhnicheskiye usloviya* [Current transformers. General specifications]. Moscow: *IPK Izdatelstvo Standartov*, 2002.

«Фирма «Союз-01» — надежный партнер нефтяников

ЗАО «Фирма «Союз-01» с 1989 г. разрабатывает и изготавливает энергетическую арматуру для нефтехимической, газовой промышленности, тепловых и атомных электростанций. Компания является одним из ведущих производителей уплотнений из терморасширенного графита.

Тандем традиций и инноваций

Компания производит широкую линейку энергетического оборудования и комплектующих к ним: запорную, регулирующую, предохранительную и обратную арматуру; охладительные установки (ОУ), редукционно-охладительные установки (РОУ), быстродействующие редукционно-охладительные установки (БРОУ), дроссельные устройства; уплотнительные элементы из терморасширенного графита.

Сочетание достижений современной науки и высоких технологий обеспечивает выпуск продукции, которая по качеству не только не уступает ведущим отечественным производителям, а в ряде случаев превосходит их. Предприятие оказывает сервисные услуги в области ремонта и модернизации всех видов трубопроводной арматуры. За историю существования компанией поставлены значительные объемы трубопроводной арматуры и запасных частей к ней, а также уплотнительных элементов для оборудования на ТЭС, АЭС и другие предприятия России, стран СНГ и дальнего зарубежья.

В структуре предприятия имеется собственное конструкторское бюро. Благодаря эффективному совмещению возможностей современных систем проектирования и квалификации конструкторов ЗАО «Фирма «Союз-01» оперативно и гибко реагирует на запросы клиентов, в том числе разрабатывает и реализует индивидуальные проекты по требованиям заказчика. Актуальность этого вопроса вызвана в настоящее время стремительной тенденцией к импортозамещению.

Специалисты КБ разрабатывают инновационные конструкции и исполнения арматуры. Ноу-хау касаются как использования новейших материалов (например, металлорезины), так и внедрения передовых производственных технологий (карбонитрирования, диффузионного хромирования, хромонитридизации, лазерной термообработки и сварки, наплавки неметаллов, диффузионной пайки разнородных материалов, прецизионной алмазной доводки до оптической плоскости, антикоррозионных покрытий). Конструкторские работы ведутся с использованием современных компьютерных программ ANSIS и Star-CD.

ЗАО «Фирма «Союз-01» имеет лицензию Ростехнадзора на конструирование и изготовление арматуры, запасных частей к ней и уплотнений для энергетического оборудования АЭС. С 2001 по 2010 гг. специалистами предприятия получено более 50 авторских свидетельств и патентов на изобретения, опубликовано свыше 200 научно-технических статей. Предприятие является действующим членом Научно-промышленной ассоциации арматуростроителей и членом Европейского комитета промышленной арматуры.

Гибкие производственные возможности

Производственные мощности предприятия размещены в Московской области (город Электросталь). Помня, что эффективность производства и конкурентоспособность выпускаемой продукции непосредственно зависят от качества, функциональности и технологического оснащения, руководство ЗАО «Фирма «Союз-01» уделяет серьезное внимание постоянной модернизации производства.

Технологические линии отличаются высокой мобильностью, благодаря чему предприятие имеет возможность гибко и в короткие сроки перестроить производство на выпуск малых серий специальной трубопроводной арматуры с учетом специфических требований заказчика. Высокий технологический уровень процессов металлообработки, сварки и наплавки, а также современная производственная база позволяют выпускать трубопроводную арматуру, соответствующую самым жестким российским и международным стандартам.

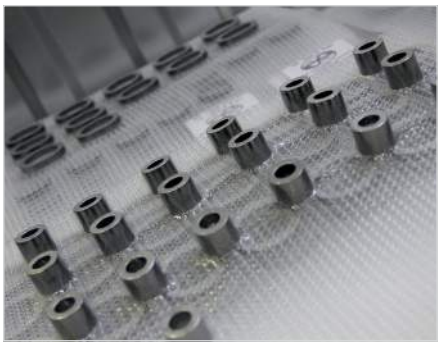
Цех металлообработки укомплектован высокопроизводительными обрабатывающими центрами ведущих российских и зарубежных компаний (TREVISAN, DECKEL MAHO, MAZAK, DOOSAN, SODICK). Сварочное производство аттестовано в ЦНИИТМАШ НАКС и оснащено прогрессивным оборудованием, позволяющим осуществлять сварку вручную и автоматически. Оборудование и специалисты сварочного производства аттестованы комиссиями Ростехнадзора.

Наплавка используется для придания уплотнительным поверхностям арматуры (седел и золотников) для ТЭС и АЭС таких специальных свойств, как стойкость против задирания и стойкость к эрозии. Применяются следующие виды автоматической наплавки: под флюсом порошковой проволокой, плазменно-порошковая, в инертных газах и смесях цельнотянутой и порошковой проволокой.

Для осуществления различных видов термической обработки (закалки, нормализации, отпуска) ЗАО «Фирма «Союз-01» располагает термическими печами. Для выполнения химико-термической обработки деталей (карбонитрации, азотации, цементации) на предприятии также имеется установка безокисной термообработки.

Слагаемые качества

ЗАО «Фирма «Союз-01» гарантирует высокое качество своей продукции. На предприятии разработана и внедрена система



менеджмента качества, соответствующая требованиям международного стандарта ISO 9001–2008. Продукция для объектов атомной промышленности сертифицирована в системе ОИТ.

Система контроля качества охватывает все стадии производства. Закупки сортового проката, комплектующих и заготовок осуществляется только у надежных производителей металлопроката и кузнечно-прессовых производств. Сырье проходит обязательный входной контроль, в рамках которого строго соблюдены порядок поступления комплектующих и материалов, проводится проверка соответствия их сопроводительным документам, идентификация, хранение и выдача.

Контроль качества продукции проводится специалистами ОТК. Вся выпускаемая предприятием арматура проходит гидро- и пневмоиспытания на прочность и плотность на аттестованных испытательных стендах с использованием контрольно-измерительных средств, обеспечивающих заданные условия испытаний и погрешности измерений параметров.

На всех этапах производственного цикла контроль качества обеспечивают лаборатория неразрушающего метода контроля (ЛНМК) и лаборатория разрушающих методов контроля (ЛРМК), укомплектованные современным диагностическим оборудованием. Специалисты ЛНМК используют широкий спектр методов неразрушающего контроля: ультразвуковой (ультразвуковая дефектоскопия и толщинометрия), радиационный (ретгенографический), проникающими веществами (капиллярная дефектоскопия и течеискание), магнитный (магнитопорошковый), визуальный и измерительный.

Успешно зарекомендовал себя механизм самоконтроля персоналом выполненных работ: каждое готовое изделие маркируется личным клеймом. С внедрением этой практики в производство повысилась технологическая и производственная дисциплина исполнителей, резко снизился показатель выпуска дефектных изделий.

Надежность и долговечность

С 1993 г. Фирма «Союз-01» первой в России начала выпускать и поставлять уплотнительные элементы из терморасширенного графита для арматуры и фланцевых соединений энергетического оборудования, а также производить замену никелевых и медных прокладок на графитовые.

Сегодня компанией освоен промышленный выпуск широкого спектра уплотнений из терморасширенного графита: спирально-навитые прокладки (СНП), кольца графитовые уплотнительные (КГУ), кольца армированные графитовые уплотнительные (КАГУ). Данная продукция используется в узлах уплотнения оборудования АЭС, ТЭЦ, нефтегазохимических производств, судостроительной промышленности и специальной технике. Ее применение позволяет добиться гораздо большей стабильности и долговечности работы энергоустановок, а значит, обеспечить высокий уровень безопасности функционирования на объектах атомной и тепловой энергетики. Прокладки и графитовые кольца полностью исключают протечки рабочей среды в течение всего срока эксплуатации оборудования и не требуют доработок посадочных мест под уплотнения в действующем оборудовании.

ЗАО «Фирма «Союз-01» сотрудничает с ведущими мировыми производителями современных и прогрессивных уплотнительных материалов, уплотнений и предлагает лучшие их конструкции для внедрения в узлах уплотнений различного оборудования.

В 2005–2008 гг. специалисты предприятия в рамках работы технических комитетов ТК 155 и ТК 259 принимали участие в подготовке национального стандарта ГОСТ Р 52376–2005 «Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры».

ЗАО «Фирма «Союз-01» — надежный партнёр и гарант высококачественной продукции и внимательного отношения к своим клиентам

ЗАО «Фирма «Союз-01»
144000, Московская обл.,
г. Электросталь, ул. Горького, д. 38
+7 (495) 739-26-87
+7 (495) 663-90-38
info.souz01@gmail.com
andreevpa_souz01@mail.ru
www.souz-01.ru

УДК 622.692.4

Исследование теплового воздействия от сварочной дуги на стенку трубопровода при ремонте дефекта типа «потеря металла»

В.А. Рыбин
ассистент[1]
Vtec11@mail.ru

[1]кафедра Транспорт углеводородных ресурсов, Тюменский Государственный Нефтегазовый университет (ТюмГНГУ), Тюмень, Россия

Ремонт коррозионных повреждений стенки нефтепровода ручной дуговой наплавкой трудоемок и низкопроизводителен. Замена ручной дуговой наплавки на механизированную порошковыми проволоками, позволяет существенно снизить затраты времени на проведение ремонтных работ. Однако в настоящее время отсутствуют данные по оценке теплового воздействия на металл стенки ремонтируемого нефтепровода при наплавке порошковыми проволоками.

Материалы и методы
Наплавка порошковыми проволоками.

Ключевые слова
дефекты стенки трубопровода, наплавка, порошковая проволока

В настоящее время наиболее прогрессивным методом восстановления несущей способности стенки трубопровода является заварка с применением электродуговой наплавки.

Установлено, что от величины теплового воздействия при наплавке поверхностных дефектов типа «потеря металла» зависит прочность и несущая способность металла ремонтируемого участка.

Количество тепла, выделяемое при наплавке, характеризуется эффективной тепловой мощностью (1). Также одной из главных характеристик теплового процесса при наплавке является погонная энергия, показывающая величину тепловой мощности, отнесенной к скорости наплавки (2).

$$q_u = n_u UI, \quad (1)$$

где I — сила сварочного тока, А; U — напряжение сварочной дуги, В; n_u – эффективный к.п.д., представляющий отношение количества тепла, введенного дугой в металл, к тепловому эквиваленту электрической мощности дуги.

$$q_u = (n_u UI,)/v_{св} \quad (2)$$

где $v_{св}$ — скорость наплавки, см/с.

Из уравнения 1 и 2 следует, что основными факторами, оказывающими влияние на тепловое воздействие, являются сила сварочного тока, напряжение на дуге и коэффициент полезного действия, которые также определяют скорость наплавки.

В настоящее время для заварки дефектов типа «потеря металла» нормативными документами регламентирована ручная дуговая наплавка (далее РД). Однако применение РД приводит к существенным тепловложениям в металл ремонтируемого трубопровода за счет увеличения погонной энергии, приводящей к разупрочнению стенки на этом участке, о чем свидетельствуют данные рис. 1.

Логично предположить, что снижение погонной энергии при наплавке приводит к уменьшению размеров зоны термического влияния.

Как следует из уравнения 2, количество погонной энергии можно регулировать путем изменения силы сварочного тока и напряжения, либо увеличением скорости наплавки. Однако, при снижении режимов сварки (силы тока и напряжения), также снижается скорость плавления электрода и производительность наплавки. Увеличение скорости наплавки приводит к уменьшению высоты наплавленного слоя, что приводит к производительности ремонтных работ.

Проведенный анализ показал, что уменьшения погонной энергии можно добиться путем применения наплавки порошковыми самозащитными проволоками (далее МПС), порошковый сердечник которой оказывает «захолаживающий» эффект на металл сварочной ванны. Эффект «захолаживающего» воздействия на сварочную ванну объясняется тем, что при плавлении порошковых проволок часть тепловой мощности отводится на расплавление порошкового сердечника, что снижает температурное воздействие на основной металл трубопровода.

Микрофотографии, представленные на рис. 2, показывают, что при РД форма

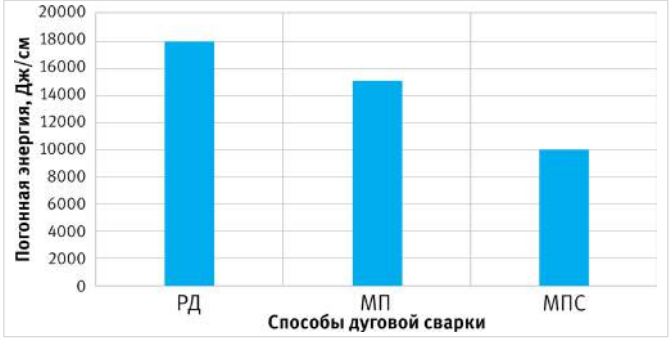


Рис. 1 — Производительность наплавки различными способами

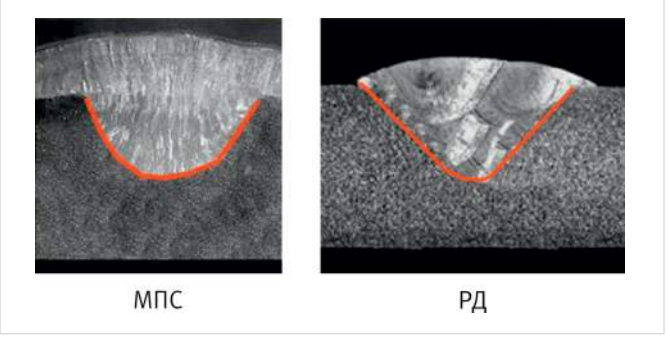


Рис. 2— Формы провара при наплавке различными способами

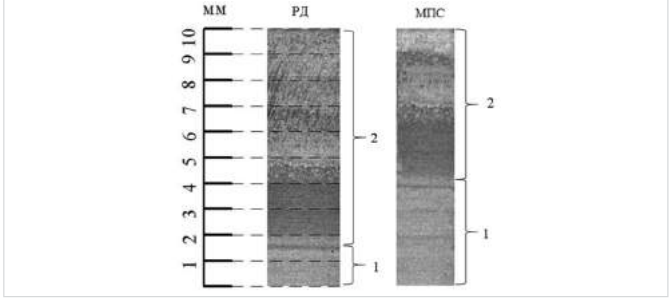


Рис. 3 — Микрофотографии наплавок выполненных РД и МПС

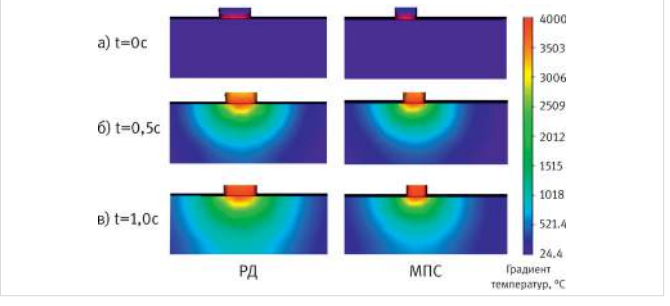


Рис. 4 — Результаты моделирования теплового процесса при наплавке в программно-вычислительном 3d комплексе (поперечный срез стенки трубопровода)

проплавления имеет более вытянутую форму (острую), чем при МПС, что приводит к увеличению проплавления металла ремонтной конструкции, а, следовательно, к увеличению глубины температурного разупрочнения, которое вызывает резкое снижение механических свойств на ремонтируемого участка трубопровода.

Дополнительно микрофотографии (рис. 2) подтверждаются металлографическими исследованиями (рис. 3).

Проведенные аналитические исследования, а также результаты телевизионного контроля и компьютерного моделирования показали, что тепловложения при РД наплавке до 30% больше, чем при МПС, что также подтверждается результатами телевизионного контроля и компьютерного моделирования (рис. 4).

Анализ экспериментальных данных позволил получить зависимость величины нагрева металла ремонтной конструкции от времени нагрева (рис. 5).

Графические зависимости на рис. 5 показывают, что применение порошковых проволок при заварке дефектов типа «потеря металла» наиболее целесообразно, т.к. позволяет снизить интенсивность распространения тепла вглубь ремонтируемого участка, что приводит к снижению тепловложений и уменьшению размеров зоны термического влияния. Поэтому было выдвинуто предположение, что внедрение МПС наплавки при заварке дефектов типа «потеря металла» позволит повысить давление при ремонте нефтепровода без остановки перекачки. Однако эта гипотеза требует более детальной проработки и дополнительных исследований.

Итоги

Проведенные исследования показали, что замена ручной дуговой наплавки на механизированную порошковыми проволоками при ремонте стенки нефтепровода позволяет существенно снизить тепловое воздействие на металл ремонтируемого участка.

Выводы

1. Установлено, что при наплавке порошковыми проволоками наблюдается:
- «захолаживающий» эффект, приводящий к уменьшению погонной энергии;
- снижение интенсивности тепловложений в металл ремонтируемого участка.
2. Выдвинута гипотеза о возможности повышения давления нефти при ремонте нефтепровода наплавкой порошковыми проволоками.

Список используемой литературы

1. Рыбин В.А., Иванов В.А. Проблемы повышения энерго- и ресурсоэффективности при сооружении и реконструкции магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 7(32). С. 60–62.
2. Рыбин В.А., Перспективные технологии восстановления работоспособности трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2014. № 6(38). С. 102–103.
3. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С. Восстановление работоспособности труб нефтепроводов. Уфа.: Башк. кн. изд-во, 1992. 240 с.

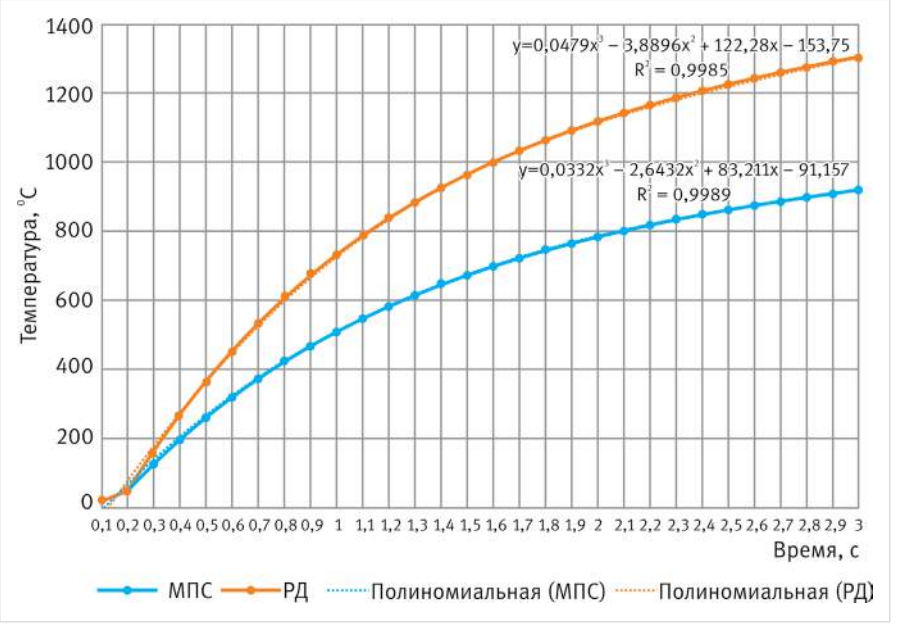


Рис. 5 — Зависимость температуры стенки ремонтной конструкции при РД и МПС заварке

ENGLISH **PIPELINE**

The study of thermal effect from the welding arc on the pipeline wall at repair the "metal loss" defect type

UDC 622.692.4

Authors:
Vasiliy A. Rybin — assistant professor[1]; Vtec11@mail.ru

[1]Transport of hydrocarbon resources department, Tyumen State Oil and gas University (TSOGU), Tyumen, Russian Federation

Abstract

Repair of corrosion damage in the pipeline wall by using manual arc welding is labor-intensive and low-productivity. Replacement of manual arc welding to mechanized flux-cored wires can significantly reduce the time spent on the renovations. However, at the current time the data on evaluation of thermal effects on the metal wall of the repaired pipeline by using welding flux-cored wires is not exist.

Materials and methods

Welding flux-cored wires.

Results

Studies have shown that the replacement of manual arc welding on mechanized flux-cored wires of the repaired the pipeline wall can significantly reduce the thermal effect on the metal in the repaired sector.

Conclusions

1. It is found that during welding flux-cored wires is observed:
- a "cool down" effect that leading to a decreasing of heat input;
- reducing the intensity of the heat input on the metal in the repaired sector.
2. It was made a hypothesis about the possibility of increasing the oil pressure during the pipeline repair by using welding flux-cored wires.

Keywords

defects in the pipeline wall,
welding,
flux cored wire

References

1. Rybin V.A., Ivanov V.A. *Problemy povysheniya energo- i resursoeffektivnosti pri sooruzhenii i rekonstruktsii magistral'nykh truboprovodov* [The problems of increasing energy and resource efficiency in construction and reconstruction of trunk pipelines]. *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 7(32), pp. 60–62.
2. Rybin V.A., *Perspektivnye tekhnologii vosstanovleniya rabotosposobnosti truboprovodov* [Perspective technology of pipeline disaster recovery]. *Exposition Oil Gas*, 2014, issue 6(38), pp 102–103.
3. Gumerov A.G., Zaynullin R.S. *Vosstanovlenie rabotosposobnosti trub nefteprovodov* [Oil pipeline's pipes recovery]. Ufa: *Bashkirskoe knizhnoe izdatel'stvo*, 1992, 240 p.

КОМИТЕКС
www.komitex.ru

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений и пр.
- нетканые полотна для строительства (обмотки трубопроводов; строительства бассейнов; при укладке тротуарной плитки; в инверсионной кровле и др.)

ОАО «Комитекс»
167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10
тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс 286-560
market@komitex.ru

КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

+7 (3412) 43-53-86, 511-102
info@konferenc-neft.ru

Производственный семинар
«Оптимизация затрат при добыче нефти. Сильный сервисный сектор для нефтедобычи в России — критерий инновационного развития».

28 мая 2015 г. Ижевск

ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН СЕМИНАРА

- Эксплуатация малодебитных скважин. Совершенствование и оптимизация эксплуатации УШГН, УШВН, УЭДН и УЭЦН малой производительности;
- Энергоэффективные технологии для скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН. Снижение потребления электроэнергии мех.фондом при добыче нефти, сборе, транспорте, подготовке нефти и закачке воды.
- Применение информационных технологий и АСУТП в добыче нефти. Автоматизация, телемеханизация технологических процессов и безопасность производства
- Обеспечение максимальной наработки оборудования на отказ. Совершенствование конструкций и материалов насосного оборудования для добычи нефти: перспективные технологии
- Технические предложения от сервисных организаций, возможности импортозамещения в данных вопросах.

Семинар будет проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.

LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW

2015

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ ITE

TUROGE
14-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
18 – 19 марта 2015
Анкара, Турция

GIOGIE
14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА ГРУЗИИ»
25 – 26 марта 2015
Тбилиси, Грузия

OGU
19-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
12 – 14 мая 2015
Ташкент, Узбекистан
ufi Approved Event

MYANMAR OIL & GAS
2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕДЕЛЯ НЕФТИ И ГАЗА
18 – 21 мая 2015
Янгон, Мьянма

TGC
6-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
19 – 21 мая 2015
Туркменбаши, Туркменистан

CASPIAN OIL & GAS
22-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
2 – 5 июня 2015
Баку, Азербайджан
ufi Approved Event

MIOGE
13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
23 – 26 июня 2015
Москва, Россия
ufi Approved Event

RPGC
12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2015
23 – 25 июня 2015
Москва, Россия

SOUTH RUSSIA OIL & GAS
7-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»
2 – 4 сентября 2015
Краснодар, Россия

EAST MEDITERRANEAN GAS
3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ГАЗ ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»
22 – 23 сентября 2015
Пафос, Кипр

KIOGE
23-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
6 – 9 октября 2015
Алматы, Казахстан
ufi Approved Event

GF Газовый Форум
5-й ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ (ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССНАЯ ПРОГРАММА)
6 – 9 октября 2015
Санкт-Петербург, Россия

MANGYSTAU OIL & GAS
10-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
10 – 12 ноября 2015
Актау, Казахстан

OGT
20-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
17 – 19 ноября 2015
Ашхабад, Туркменистан

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
T +7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru
W www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
T +44 (0) 207 596 5000
E og@ite-events.com
W www.oilgas-events.com

ВНИМАНИЕ:
возможно изменение дат

ufi Approved Event

20-23 МАЯ

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXIII международная выставка

УФА-2015

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

(347) 253 11 01, 253 24 03
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

www.gntexpo.ru

Место проведения: ВДНХ ЭКСПО ул. Менделеева, 158

25-26 МАРТА 2015 г.

Ямало-Ненецкий автономный округ

г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ "ЯМАЛ", ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках
Новоуренгойского газового форума

ВЫСТАВКА
2015
Газ. Нефть.
Новые Технологии -
Крайнему Северу

Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:
SIBExpoSERVICE
Выставочная компания "СибЭкспоСервис-Н",
г. Новосибирск
Тел.: (383) 335 63 50 – многоканальный,
e-mail: ses@avmail.ru, www.ses.net.ru

ОРГАНИЗАТОР RPI

НЕ ПРОПУСТИТЕ КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ!

XI МЕЖДУНАРОДНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ СИМПОЗИУМ

24 апреля 2015, Москва

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2015

ОСНОВНЫЕ ФОРМАТЫ СИМПОЗИУМА

- **ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ:** узнайте из уст органов власти, регулирующих развитие отрасли, о тенденциях и перспективах развития транспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса; системе тарифообразования на транспортировку нефти трубопроводным транспортом; требованиях к промышленной безопасности при эксплуатации трубопроводного транспорта; стандартизации и техническом регулировании в области трубопроводного транспорта и других важнейших аспектах развития отрасли
- **ИНТЕРАКТИВНЫЕ ДИСКУССИИ:** примите участие в обсуждении наиболее актуальных вопросов развития отрасли и получите четкие ответы на волнующие вопросы о проблемах, тенденциях, перспективах развития трубопроводной отрасли от ее ведущих игроков
- **CASE-STUDIES:** получите открытый доступ к инновационным решениям отрасли и уникальному опыту российских и зарубежных лидеров рынка
- **СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА:** заявите лидерам нефтегазовой отрасли о своих услугах, технологиях, оборудовании
- **МНОГОЧИСЛЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ НЕФОРМАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ:** установите деловые контакты с основными игроками отрасли во время кофе-брейков, ланчей, коктейль-приема в торжественной и вместе с тем непринужденной атмосфере

НЕМАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ В РОССИИ

В России в течение 2013-2020 годов ежегодно в среднем будут вводиться около 30 новых месторождений, из них примерно 14 – мелких. Темпы их ввода, а также сильно различающийся размер месторождений станет главным определяющим фактором для инвестиционного процесса в области немагистрального трубопроводного транспорта нефти и газа. Как следствие, годовой объем инвестиций в строительство немагистральных подводящих трубопроводов в течение этого периода времени будет значительно изменяться год от года. Максимальные значения годовых инвестиций (87-91 млрд рублей в год) можно ожидать в 2014-2015 годах, когда начнется интенсивное строительство подводящих трубопроводов в Юрубчено–Тохомской зоне, в Большехетской впадине и на российском каспийском шельфе.

+7 (495) 502 54 33
+7 (495) 778 93 32
Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru
www.rpi-conferences.com

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

Выставка
НЕФТЕГАЗ. ИННОВАЦИИ 2015

11-13 марта 2015
ЦВК «Экспоцентр» | Москва

www.oilandgasforum.ru

EAGE

EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS

Календарь мероприятий Регионального офиса EAGE в России и странах СНГ 2015 г.

Европейская ассоциация геоучёных и инженеров (EAGE) активно содействует развитию и применению наук о Земле и связанных с ними инженерных отраслей, развитию инноваций и технического прогресса, способствует общению и сотрудничеству между специалистами в этих областях. Мы будем рады видеть вас на наших мероприятиях в 2015 году.

Мероприятия в 2015 г.

23–27 марта 2015 г.	Тюмень 2015: Глубокие горизонты науки и недр 4-я международная научно-практическая конференция	г. Тюмень, Россия
6–10 апреля 2015 г.	Образовательные дни Санкт-Петербург 2015 Программа образовательных курсов по геонаукам	г. Санкт-Петербург, Россия
13–15 апреля 2015 г.	Совместный семинар EAGE/SPE 2015 Проблемы освоения ресурсов и запасов сланцевой нефти	г. Москва, Россия
20–24 апреля 2015 г.	Инженерная геофизика 2015 11-я научно-практическая конференция и выставка	г. Геленджик, Россия
11–14 мая 2015 г.	Геоинформатика 2015: Теоретические и прикладные аспекты 14-я международная конференция	г. Киев, Украина
25–27 мая 2015 г.	Баку 2015: Повышение знаний о коллекторе нефти и газа — достоверность прогноза их добычи Международная конференция	г. Баку, Азербайджан
7–10 сентября 2015 г.	Геомодель 2015: 17-я международная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа	г. Геленджик, Россия
20–22 октября 2015 г.	Научный семинар Горизонтальные скважины. Проблемы и перспективы	г. Москва, Россия
16–20 ноября 2015 г.	Образовательные дни Москва 2015 Программа образовательных курсов по геонаукам	г. Москва, Россия

С полным перечнем мероприятий EAGE можно ознакомиться на сайтах www.eage.ru и www.eage.org.

ufi Approved Event

13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

MIOGE

ПАРТНЕРЫ

ГАЗПРОМ

РОСНЕФТЬ

23–26 ИЮНЯ 2015
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

RPGC

23–25 ИЮНЯ 2015
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ ДЛЯ ГЛАВНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

www.mioge.ru
www.mioge.com

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE МОСКВА
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
og@ite-events.com

ОРГАНИЗАТОР

BUSINESS DYNAMICS

ПРЕДСТОЯЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ 2015

15-17 АПРЕЛЯ, ДУБАЙ

www.offshoresummit.org

Международный нефтегазовый Саммит

Континентальный и Арктический шельф

26-27 МАЯ, МОСКВА

www.trizsummit.ru

Российский Нефтегазовый Саммит

Трудноизвлекаемые и Нетрадиционные Запасы

28 МАЯ, МОСКВА

www.downstreamsummit.ru

Российский нефтегазовый саммит

Нефтепереработка и нефтехимия

Модернизация, Инновации

+7 499 346 6967
+7 812 389 2584
+7 951 481 8054
+44 2031638670
info@bamics.com
www.downstreamsummit.ru

БЕЛОРУССКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ

20–23 апреля 2015, Минск, Беларусь

КРУПНЕЙШЕЕ ИМИДЖЕВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

В рамках недели – презентации, аналитические обзоры, семинары и мастер-классы

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОТОК

- Передовые методы борьбы с коррозией в нефтепереработке и нефтехимической промышленности
- Технологическая и экономическая эффективность методов добычи труднодоступных запасов – направленное бурение и многоэтапный ГРП – американский опыт

КОММЕРЧЕСКИЙ ПОТОК

- Белорусская нефтепереработка и экспорт нефтепродуктов в контексте рынка ЕАЭС и Европы
- Нефтегазовые и энергетические рынки центральной Европы
- Рынок Украины – практическое руководство для экспортёра
- Мультимодальность во внутриконтинентальной транспортировке нефтепродуктов – железная дорога – река – порт
- Нефтехимическая отрасль РБ – технологическое развитие и коммерческие перспективы

СТРАТЕГИЯ, ИНВЕСТИЦИИ, КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

- Энергосбережение и оптимизация энергозатрат в нефтепереработке и нефтехимии – стратегия, методология, технологии
- Анализ перспектив переработки СНГ –различные сценарии
- Создание и совершенствование торговой команды
- Бюджетирование, контроль позиционных лимитов и управленческий учёт в торговле нефтью и нефтепродуктами

+44 20 8349 1999
contact@ccapital.co.uk
www.ccapital.co.uk

Confidence Capital

Календарь конференций конгрессов и выставок 2015

VOSTOCK CAPITAL

МОДЕРНИЗАЦИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВО НПЗ

Практические примеры. Стратегии, технологии, процессы и оборудование

12 – 13 марта 2015, Москва

СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ 2015

Вектор развития

31 марта – 2 апреля 2015, Москва

Обучающий семинар:

Буровые растворы – лучшие практики применения

22 – 23 апреля 2015.

Стамбул, Турция

Нефтебазы и нефтяные терминалы:

от современного проектирования до эффективной эксплуатации

20 – 21 мая 2015.

Астана, Казахстан

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ 2015

Нефтегазовые месторождения Ямала и прилегающих акваторий

20 – 21 мая 2015, Салехард

Нефтегаз Западная Сибирь 2015 –

Промышленное освоение трудноизвлекаемых запасов

29 – 30 октября 2015, Тюмень

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА В РОССИИ И СНГ 2015

11 – 12 ноября 2015, Москва

НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ

Переработка, транспортировка и реализация нефти, нефтепродуктов и СУГ

26 – 27 ноября 2015, Санкт-Петербург

VOSTOCK CAPITAL

11 лет на энергетическом рынке России, стран СНГ, Европы и Азии

120 мероприятий в 13 странах мира

Более 5000 благодарных участников из 30 государств

Профессиональная команда из 30 человек, говорящих на 10 языках мира

+7499 505 1 505 (Москва), **+44 207 3943090** (Лондон)
www.vostockcapital.com **event@vostockcapital.com**

ОРГАНИЗАТОР RPI

НЕ ПРОПУСТИТЕ КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ!

XII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ – 2015

22 мая 2015, Москва

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ

- Государственная политика недропользования на шельфе в России и за рубежом
- Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе
- Текущее развитие и планы реализации крупнейших российских шельфовых проектов
- Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения
- Инновационные технологии и оборудование для шельфовых нефтегазовых проектов
- Развитие промысловой и транспортной инфраструктуры шельфовых проектов

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ РОССИИ И СТРАН СНГ: ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ ДО 2020 ГОДА

- Текущее описание состояния проектов, а именно планов их реализации или сворачивания;
- Информация о намерениях отдельных игроков выйти или войти в проекты;
- Прогнозы на период 2012–2020 годов добычи по отдельным проектам (и секторам в акваториях) в разрезе возможных сценариев;
- Прогнозы на период 2012–2020 годов объемов разведочного и эксплуатационного бурения в разрезе секторов в акваториях, проектов, игроков и возможных сроков выполнения буровых работ;
- Прогнозы на период 2012–2020 годов относительно потребности в буровых установках и добычных платформах в разрезе морских акваторий и проектов

12 лет ведущему мероприятию отрасли, ежегодно проходящему при поддержке ОАО «Газпром»

180+ ведущих игроков отрасли

20+ авторитетных спикеров-экспертов

21 год успешной практики RPI в сфере организации и проведения отраслевых форумов и конференций

+7 (495) 502 54 33,
+7 (495) 778 93 32

Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru

www.rpi-conferences.com

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

69–Я МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ
НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ – 2015

14 – 16 АПРЕЛЯ 2015 г.

БОЛЕЕ ПОЛНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О КОНФЕРЕНЦИИ МОЖНО ПОЛУЧИТЬ
НА САЙТЕ: http://gubkin.ru/ ИЛИ ПО ТЕЛЕФОНУ (499) 507–81–95
Web: smno.gubkin.ru Email: sno@gubkin.ru

СНТ 2015

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

КАЛЕНДАРЬ КОНФЕРЕНЦИЙ 2015

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

www.oilgasconference.ru (861) 212-85-85 oilgasconference@mail.ru

Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация – 2015
23–28 марта 2015 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР:
ООО "НПФ "Нитпо"

Инновационные решения в области средств измерения и контроля теплотехнических параметров. Автоматизация объектов нефтегазовой отрасли и энергетики – 2015
6–11 апреля 2015 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ:
ООО "НПФ "Нитпо"
ООО НПО "ЮМАС"

Выставка (в рамках конференции)
Контрольно-измерительные приборы и автоматизация - 2015
7–9 апреля

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития
25–30 мая 2015 года / Геленджик

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: Газовая промышленность
ТЕХНИЧЕСКИЙ СПОНСОР: ZiRAX
ОРГАНИЗАТОР: ООО "НПФ "Нитпо"
ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР: Югсон-Сервис

Строительство и ремонт скважин – 2015
21–26 сентября 2015 года / Анапа

ОРГАНИЗАТОРЫ:
ООО "Нефтегазовая вертикаль"
ООО "НПФ "Нитпо"

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы – 2015
19–24 октября 2015 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ:
ООО "Редакция журнала Нефть. Газ. Новации"
ООО "НПФ "Нитпо"

По вопросам участия в конференциях, пожалуйста, обращайтесь в Оргкомитет:
тел.: (861) 212-85-85, 248-94-51; факс: (861) 216-83-63; e-mail: oilgasconference@mail.ru

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ | ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ | ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ | ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство промышленности и энергетики Краснодарского края

N-G-K ru

Нам 10 лет!

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya

17 марта 2015 **НЕФТЕГАЗСНАБ**

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально - технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка

---

26 мая 2015 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с инофирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ — основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"

---

10 сентября 2015 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами

---

14 октября 2015 **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

---

8 декабря 2015 **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**

Подряды на нефтегазовом шельфе

Освоение нефтегазового шельфа — сложная в финансовом и техническом отношении проблема, решать которую необходимо совместно с металлургами, судостроителями, вертолетостроителями, поставщиками строительной техники и другими смежными отраслями. Традиционно в конференции «Нефтегазшельф» участвуют иностранные компании.

Новые встречи—новые возможности! **n-g-k.ru**

Ялта
РЕСПУБЛИКА КРЫМ

25-29 мая 2015

СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ГРП, ГНКТ, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ И СУПЕРВАЙЗИНГ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Для участия в семинаре-конференции приглашаем инженеров по ТКРС, инженеров по бурению, инженеров по добыче, геологов и др.

В ходе семинара-конференции эксперты поделятся своими знаниями, опытом и результатами внедрения

Обсуждаемые вопросы:

- телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах;
- ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС;
- физико-химические обработки ГС;
- освоение ГС;
- геологические исследования ГС;
- супервайзинг ТКРС;
- ГИС горизонтальных скважин во время ремонта;
- ПВР в горизонтальных скважинах во время ТКРС;
- ремонтно-изоляционные работы в горизонтальных скважинах;
- глушение горизонтальных скважин;
- техника для проведения ТКРС в горизонтальных скважинах;
- оборудование для проведения ТКРС в горизонтальных скважинах;
- опыт проведения сложных ремонтов в горизонтальных скважинах;
- разбуривание портов ГРП;
- сервисные работы по ТКРС в горизонтальных скважинах.

НОЧУ ДПО ИнТех
Инновационные Технологии

ТЮМЕНСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
WWW.TOGC.INFO
+7 (3452) 534-009

16–17 сентября
«ИННОВАЦИИ В КРС, ЗБС, ПНП И БУРЕНИИ СКВАЖИН»

18–19 ноября
«СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ЗБС: ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ, ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ»

14-я Северо-Каспийская региональная выставка “Атырау нефть и газ”

ATYRAU
OIL & GAS

14-16 апреля 2015

Спорткомплекс Атырау
Атырау • Казахстан

www.oil-gas.kz
www.atyrauoilgas.com
www.oiltech-atyrau.com

Региональное событие глобальной индустрии

ORGANISED BY
ITE
THE ITE GROUP

ITE (Лондон)	Тел.: +44 (0) 20 7596 5000	Факс:+ 44 (0)20 7596 5106	E. oilgas@ite-exhibitions.com
ITECA (Алматы)	Тел.: +7 (727) 258 34 34	Факс: +7 (727) 258 34 44	E. oil-gas@iteca.kz
ITECA (Атырау)	Тел.: +7 (7122) 58 60 88	Факс: +7 (7122) 58 61 51	E. natalia.makisheva@iteca.kz
GIMA (Гамбург)	Тел.: +49 (0) 40 235 24 201	Факс: +49 (0) 40 235 24 410	E. freckmann@gima.de

1-3 апреля

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

КАЗАНЬ-2015

16-я международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

ОРГАНИЗАТОРЫ
Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан
Центр энергосберегающих технологий
Республики Татарстан при Кабинете Министров Республики Татарстан
Мэрия г. Казани
ОАО «Казанская ярмарка»
при поддержке
Президента и Правительства Республики Татарстан

В ПРОГРАММЕ:
Заседание Правительства РТ
о реализации целевой программы
«Энергосбережение и повышение
энергетической эффективности
в Республике Татарстан на 2010–2015 годы
и на перспективу до 2020 года».

XIV международный симпозиум
«Энергоресурсоэффективность
и энергосбережение».

Конкурс энергоэффективного
оборудования и технологий

420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
тел.: (843) 570-51-06, 570-51-11 (круглосуточно),
факс: 570-51-23
e-mail: 5705106@expokazan.ru, kazanexpo@telebit.ru

Генеральный интернет-партнер

Delec.ru

Генеральный информационный партнер

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ЭНЕРГО iNFO

12+

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

Президент
Республики Татарстан

Правительство
Республики Татарстан

КАМАЗ

23–25 СЕНТЯБРЯ

МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

КАМСКИЕ ЗАВОДЫ

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ

Выставочная Компания
«НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

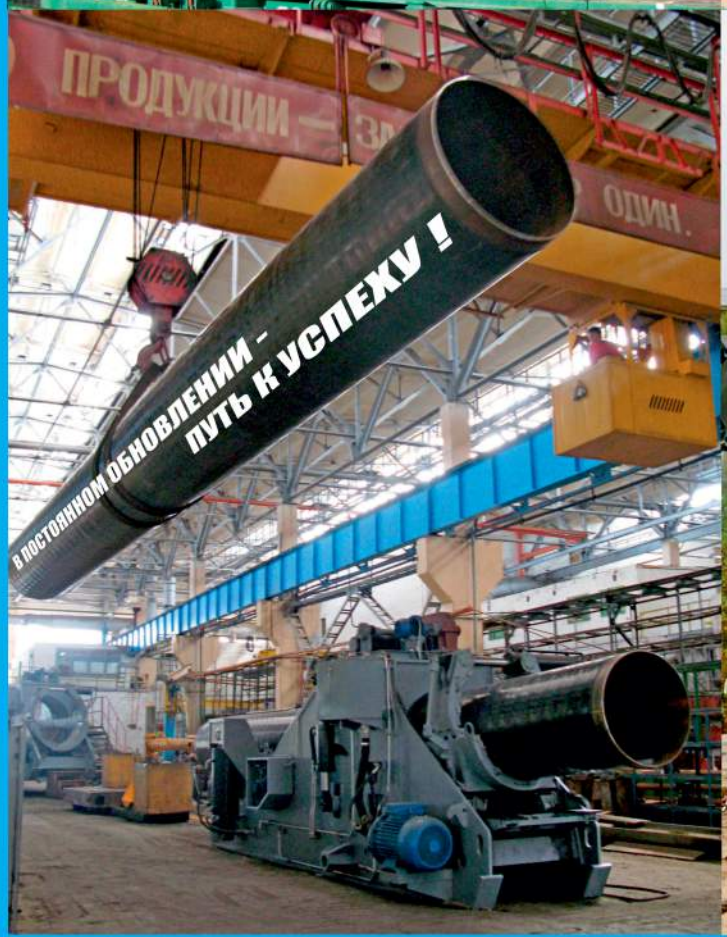
WWW.KAMZAVOD.COM

423800, г. Набережные Челны, проспект Мира, 58. Тел. +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов



Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки). Другое специальное оборудование.

WWW.KREMZ.RU ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

ПРАВИТЕЛЬСТВО Республики Татарстан

МИНИСТЕРСТВО Промышленности и Торговли РТ

МИНИСТЕРСТВО Экологии и природных ресурсов РТ

ТПП РФ

ТПП РТ

АКАДЕМИЯ НАУК Республики Татарстан

АДМИНИСТРАЦИЯ Альметьевского района и города Альметьевск

20-22 ОКТЯБРЯ 2015

XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

АЛЬМЕТЬЕВСК

TATNEFT

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

WWW.NT-EXPO.RU

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58. +7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47, +7 (499) 681-04-25. new-m@mail.ru