ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

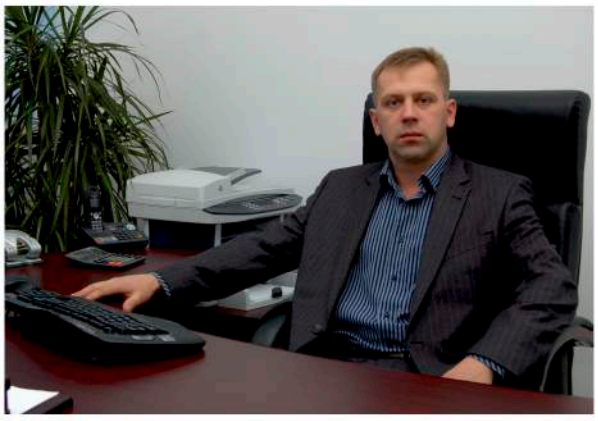
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №7 (39) НОЯБРЬ 2014

НКМЗ
ТОРГОВЫЙ ДОМ НЕФТЕКАМСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

Пакерно-якорное оборудование и многопакерные компоновки для ОРЗ и ОРД

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



Директор ООО НПП «Петролайн-А»
Абражеев П.Г.

Уважаемые коллеги, друзья!

Новый год - это лучший праздник. Он всегда связан с самыми приятными воспоминаниями. В это время мы подводим итоги, мечтаем о будущем, строим планы.

Пусть Новый год подарит Вам благополучие, исполнение заветной мечты и укрепит веру в будущее, откроет новые возможности, придаст силы и уверенности!

Пусть успех сопутствует всем Вашим начинаниям всегда и во всем.

Коллектив ООО НПП «Петролайн-А» желает Вам в новом 2015 году мира, согласия, терпения, добра, и, конечно, счастья!

С Новым 2015 годом!

ООО НПП «Петролайн-А»
Адрес: 423801, РФ, Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
Элеваторная гора, улица Лермонтова, 53А
Почтовый адрес: 423819, РФ, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, а/я 90
Тел./Факс: +7 (8552) 535-535
e-mail: main@pla.ru
www.pla.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: 7 (39) ноябрь 2014

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:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.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 11-14/14-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 24.11.2014
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.

РАЗВЕДКА И ПРОИЗВОДСТВО

Бурение 6

Л.Р. Усманова. Новое оборудование для добычи сверхвязкой нефти 6

Т.М. Муртазина, Л.М. Миронова, Е.Е. Андреева, Ю.М. Арефьев, А.Г. Баранова, С.Е. Валеева. Опыт применения горизонтальной технологии строительства скважин на терригенные коллекторы месторождений Татарстана 8

Добыча 12

А.В. Плотников. Насосные установки завода «Синергия» на шасси МАЗ мощностью свыше 400 л.с. 18

Ю.В. Ваньков, В.В. Кунеевский, В.Б. Оснос
Физическое моделирование технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти 20

Газовая промышленность 28

Р.И. Шарипов, С.Ю. Свентский, В.А. Варламов
Комплексное моделирование совместной разработки сеноманских газовых залежей 30

О.П. Васильев, Ю.М. Свердлик, А.В. Устюжанин
О возможности применения сварных тройников на объектах ОАО «Газпром» 33

Р.В. Корытников, Д.А. Яхонтов, В.Б. Мельников, Ю.Г. Пименов, Н.П. Макарова
Пилотные испытания волновой технологии при подготовке газового конденсата к транспорту 36

В.А. Плесняев, К.Н. Жучков, Д.А. Богданов, Р.А. Мыскин, М.А. Соловьев
Создание комплексов интегрированной логистической поддержки в морских объектах газо и нефтедобычи 39

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Лабораторное оборудование 44

А.В. Герасимов, И.В. Тябина. Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности 44

Переработка 46

Ю.И. Токарев, Р.В. Андреев. Малотоннажное производство нефтепродуктов для отдаленных нефтегазовых регионов РФ 46

ТРАНСПОРТИРОВКА

Арматура 48

Хранение 50

Коррозия 51

Д.С.Мирошкин. Система защитного покрытия «Унипол» для нанесения в зимних условиях 54

БЕЗОПАСНОСТЬ

Промышленная безопасность 56

М.С. Ковалев. Установка ограждения на трубе в районах Крайнего Севера 58

Экология 60

Кулинич О.А. Препарат биодеструктор нефтяного загрязнения Микрозим Петро Трит®: экологические аспекты влияния биодеструктора на загрязненную нефтепродуктами почву 60

КИПиА

Диагностика 63

Р.А. Романов. Концепция «Технологии надежности» — комплексный подход для обеспечения надежности промышленного оборудования 64

Д.В. Важенин, Д.М. Коваль, Е.Ю. Ярусов, В.Г. Савин, Д.С. Соловьев, С.Л. Лимарь, В.В. Пушкаревский, М.М. Романов
Неразрушающий контроль стыковых соединений труб газопроводов 67

Измерительные приборы 70

В.В. Кортиашвили. Проблемы и аспекты импортозамещения 70

Автоматизация 73

Энергетика 74

А.Н. Катуков, О.Б. Урбан. Сила в качестве 74

Мероприятия 83

EXPOSITION
OIL & GAS

ISSUE:
7 (39) november 2014

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:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.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 typografy Kazan
+7 (843) 231-05-46

ISSUE DATE:
24.11.2014

CIRCULATION:
10 000 copies

Drilling **6**

Taslia M. Murtazina, Ljubov M. Mironova, Evgeniya E. Andreeva,
Yuriy M. Arefiev, Anna G. Baranova, Svetlana E. Valeeva
The experience of application of horizontal well construction technology
on the terrigenous deposits of the collectors of Republic of Tatarstan 8

Oil production **12**

Yuri V. Vankov, Vladimir V. Kuneevskiy, Vladimir B. Osnos
Physical modeling technology of hard-to-recover oil reserves production 20

Gas industry **28**

Roman I. Sharipov, Sergey Yu. Sventsky, Vitaly A. Varlamov
Complex modeling of joint development of Cenomanian gas fields 30

Oleg P. Vasil'ev, Yuriy M. Sverdlik, Aleksey V. Ustyuzhanin
Possibility of using welded tees at OJSC "Gazprom" 33

Roman V. Korytnikov, Dmitriy A. Yakhontov,
Vyacheslav B. Melnikov, Yuriy G. Pimenov, Natalya P. Makarova
Pilot trials of wave technology during gas condensate preparation to transport 36

Vladimir A. Plesnyaev, Konstantin N. Zhuchkov,
Dmitriy A. Bogdanov, Roman A. Myskin, Mikhail A. Solov'ev
Development of logistical integrated support complexes
in offshore oil gas production facilities 39

Laboratory equipment **44**

Andrey V. Gerasimov, Irina V. Tyabina
Laboratory equipment for the oil and gas industry 44

Oil refining **46**

Yuriy I. Tokarev, Ruslan V. Andreev
Small-tonnage oil refinery for outer region of Russia 46

Corrosion **51**

Maxim V. Kalachev, Igor A. Savin, Ilnar E. Valeev, Anastasiya I. Savina
Development of technology of drawing sheetings on steel pipes 51

Diagnostics **63**

Roman A. Romanov. "Reliability technologies" concept —
an integrated approach to ensure the industrial equipment reliability 64

Dmitriy V. Vazhenin, Dmitriy M. Koval, Evgeniy Y. Yarusov, Vladimir G. Savin,
Denis S. Soloviev, Sergey L. Limar, Victor V. Pushkarevskiy, Mikhail M. Romanov
Non-destructive testing of butt joints of pipes gas pipelines 67

Measuring equipment **114**

Valerij V. Kortiashvili. Concerns and aspects of import substitution 70

Electrical engineering **74**

Ivan E. Buyanov. Competent approach to the organization of maintenance.
Comparison of maintenance on demand routine maintenance of electrical systems 76

Dmitriy O. Mochalov, Janez V. Zakonjsek, Mikhail A. Shamis
The use of real-time simulators in oil and gas companies 79

Activities **83**

17–19 ноября 2014 г. в Москве проходил «IX Российский Лин-форум» под лозунгом «Время для прорывного развития экономики». Мероприятия, проходившие в его рамках, имели четко выраженную практическую направленность, учитывающую особенности сегодняшних реалий. Важной составляющей стало выявление победителей среди предприятий, отличившихся своей передовой ролью в отрасли развития и бережливости производства.

«Российский Лин-форум» по праву считается главным мероприятием России по бережливому производству. Девиз форума многие годы звучит так: «Вместе сделаем Россию эффективной!». Основными вопросами, рассмотренными в ходе форума, стали: построение операционной деятельности в период экономической турбулентности; рассмотрение характера изменений с целью повышения эффективности в период санкционного давления; построение бережливого импортозамещения. Дискуссия привлекла внимание почти трех сотен делегатов, посетивших мастер-классы специалистов по бережливому производству и развитию производственных систем, конференцию, выездные мероприятия с изучением практики работы передовых предприятий.

В работе форума приняли участие делегаты от Республики Татарстан. С выступлением к собравшимся обратились министр промышленности и торговли республики Алмаз Хусаинов и заведующий кафедрой экономики и управления на предприятии Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева профессор Газиз Мингалеев.

Кульминацией форума стало оглашение итогов первого национального конкурса лидеров производительности на Кубок им. А.К. Гастева. Этот трофей, несмотря на относительно юный возраст (вручается с 2011 г.), уже успел приобрести известность и уважение в отрасли. Неслучайно Агентство стратегических инициатив при Правительстве РФ (АСИ) поддержало именно его как образец объективного соревновательного рейтинга федерального масштаба. В конкурсе состязалось 16 предприятий-участников. В связи с ужесточением в этом году критериев оценки, задача подсчета усложнилась, но уровень объективности, как и уровень прозрачности, существенно вырос.

Тем значительнее и ценнее победа! В 2014 г. Кубок им. А.К. Гастева был вручен менеджерам ООО УК «Татнефть-Энергосервис» во главе с директором компании Радиком Афлетоновым. Триумф компании был дополнительно подкреплен победой в номинации «Лидер устойчивого развития». Стоит отметить, что столь почетная награда не впервые достается представителям нашей республики. Дважды кубком была удостоена компания «ТМС групп», и сейчас, перейдя в «Татнефть-Энергосервис», кубок не меняет географической прописки. Награда вновь отправилась в славный город Альметьевск, который впору называть столицей российской производительности.

Уважаемый Радик Абузарович!

От лица редакции журнала «Экспозиция Нефть Газ»
и от себя лично поздравляю Вас и ваш коллектив с заслуженной победой!
Сегодня ваша компания играет ключевую роль в предоставлении услуг высокого качества
с обеспечением максимальной продуктивности производственных процессов.
Опыт работы и высокая квалификация сотрудников вкупе с грамотной системой управления
помогают с каждым годом повышать эффективность направлений вашей деятельности.
Мы гордимся долгосрочным и плодотворным сотрудничеством с вами
и желаем новых еще более громких побед!

Директор ООО «Экспозиция Нефть Газ»
Ильдар Шарафутдинов

Новое оборудование для добычи сверхвязкой нефти

Люция Ринатовна Усманова
генеральный директор[1]

[1]Группа Компаний FORWARD, Казань, Россия

Группа Компаний FORWARD проектирует, производит, продает и обслуживает буровое оборудование: установки для горизонтального направленного бурения (ГНБ), установки для бурения наклонных скважин, установки для геологоразведки, установки для бурения скважин на воду, мультифункциональные буровые установки, оборудование для капитального ремонта скважин (КРС).

Компания FORWARD была создана в 2005 году для производства работ методом горизонтального направленного бурения (ГНБ). Этот опыт лег в основу всего того, чем мы сегодня занимаемся. В 2010 году мы создали собственное производство бурового оборудования под маркой FORWARD, потому как, только производя своими руками, можно влиять на качество техники, вносить необходимые доработки и дополнительные опции.

2013 год ознаменовался внедрением в производство новых видов оборудования. Огромный опыт работы в горизонтальном направленном бурении мы применили и в других отраслях. В 2013 году увидела свет буровая установка для геологоразведки методом колонкового бурения FORWARD C5, которая тут же нашла своего покупателя и прямо с конвейера ушла на объект. Появился и был реализован проект мультифункциональной установки FORWARD TDR 50, которая позволяет бурить скважины различного назначения глубиной до 1500 м пятью разными методами: роторным, шнековым, ударным, колонковым и бурением с погружным пневмоударником. Еще одна новинка — установка для бурения скважин на воду FORWARD C4.

Весь процесс создания нового оборудования шел параллельно с ведением строительных объектов — сложных и интересных, и наша команда, и наша техника никогда не подводили. После завершения каждого из этих объектов проводился полномасштабный анализ процессов, нестандартных ситуаций, технических и технологических сложностей. Одним их таких объектов было бурение скважин для добычи сверхвязкой (битумной) нефти в г. Ноглики на острове Сахалин.

Специфика залегания такой нефти (небольшие глубины, недостаточно высокие температуры, низкое пластовое давление) делает невозможным ее извлечение традиционными вертикальными буровыми установками. Здесь на помощь приходит направленное бурение.

Наши специалисты пришли к пониманию, что нужно принципиально новое оборудование, установки ГНБ в чистом виде здесь не подходят, нужна их модернизация. Были собраны воедино все преимущества существующего оборудования и учтены его недостатки, проанализировано множество реальных проектов.

В результате была спроектирована новая буровая установка для строительства скважин под углом от 12 до 60 градусов — FORWARD RX 250x900V с тяговым усилием 250 тонн. Данное оборудование специально разработано для бурения протяженных горизонтальных скважин на малой глубине для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. Принципиальное ее отличие от традиционных установок в том, что она имеет наклонную мачту. Угол наклона можно изменять от 12 до 60 градусов относительно горизонтальной плоскости. Наличие этой возможности позволяет решить проблемы интенсивности искривления ствола скважины.

Многофункциональная установка для бурения наклонных скважин состоит из основной машины на гусеничном ходу, которая может свободно передвигаться по строительной площадке, силовой станции и кабины с пультом управления. Для осуществления операции закручивания/раскручивания труб под наклоном имеется трубный манипулятор с захватным механизмом для подачи бурильной и обсадочной труб, установленный на анкерной плите. Грузоподъемность манипулятора при максимальной длине стрелы (8,2 м) в горизонтальном положении — 540 кг, при минимальной длине стрелы (2,2 м) этот показатель составляет 4690 кг. Механизм закручивания/раскручивания труб с трехкулачковым зажимом позволяет работать с трубами диаметрами от 102 до 400 мм. Для работы в холодное время года на установке предусмотрен предпусковой подогрев двигателя внутреннего сгорания и подогрев мачты. Силовая станция снабжена функциями предпускового подогрева ДВС и гидравлической системы.

Все управление буровой установкой осуществляется из кабины, которая представляет собой 20-ти футовый контейнер с теплоизоляцией, системами отопления и кондиционирования. На пульте управления размещены все измерительные приборы основной машины (давление всех гидронасосов, показатели подачи-тяги, показатели вращающего момента, показатели скорости вращения шпинделя), ДВС (скорость вращения, температура воды, давление масла), НВД (включение-выключение, увеличение оборотов НВД, давление бурового раствора). Все показания приборов отображаются на экране монитора и дублируются на механических приборах. Кабина оснащена системой видеонаблюдения (8 видеокамер и 2 цветных монитора) и системой громкой внешней связи. Энергоснабжение от внешнего источника питания 10 кВт.

Область применения такой установки обширна и включает: бурение наклонных скважин под углом от 12 до 60° для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти; капитальный ремонт скважин (КРС), строительство горизонтальных скважин для прокладывания трубопроводов под реками при значительной разнице высотных отметок; извлечение метана (дегазация) угольных пластов; строительство дренажных систем по защите объектов и застроенных территорий; добычу углеводородного сырья в прибрежной зоне шельфа с берега.

Сегодня компания FORWARD определила для себя несколько приоритетных направлений развития. И одно из них — производство высокоэффективного оборудования для добычи сверхвязких нефтей (природных битумов). Это стратегически важный для нас проект. И мы с уверенностью можем сказать, что оборудование действительно уникальное, но мы готовы работать в тандеме с нефтедобывающими компаниями и совершенствовать его, изменять технические характеристики под конкретные требования и проекты.

FORWARD

ООО «Форвард ГНБ»
420081, Республика Татарстан,
г. Казань, пр-т Альберта Камалеева, д. 26/12
+7 (843) 590-25-25
forwardhdd@gmail.com
www.forward-hdd.ru

Техническое описание установки для бурения наклонных скважин FORWARD RX 250x900V			
Установка	Тип привода		Шестеренчато-реечный
Буровая каретка	Макс.усилие подачи-тяги		2 550 кН
	Скорость движения каретки		0–27 м/мин
	Моторы подачи-тяги с тормозным механизмом		6 шт
Привод вращения	Скорость вращения шпинделя		0–120 об./мин
	Вращающий момент		90 000 Нм
	Диаметр внутренней полости бентонитового вертлюга		76.2 мм
Механизм закручивания/ раскручивания труб	Диапазон диаметров труб		102–400 мм
	Макс.вращающий момент ослабления тисков		196 000 Нм
	Макс.вращающий момент зажима тисков		98 000 Нм
Технические характеристики основной машины			
Дизельный двигатель (ДВС)	Модель		WEICHAI-DEUTZ
	Мощность		129 кВт
	Скорость вращения		2 200об./мин
	Расход топлива		14–21 Л/ч
Вращение шпинделя	Количество передач		2
	Низкая передача	Скорость вращения	0–60 об/мин
		Макс. вращающий момент	90 000 Нм
	Высокая передача	Скорость вращения	0–120 об/мин
		Макс. вращающий момент	45 000 Нм
Подача-тяга	Количество передач		2
	Низкая передача	Усилие подачи-тяги	2 550 кН
		Скорость	0–8 м/мин
	Высокая передача	Усилие подачи-тяги	840 кН
		Скорость	0–27 м/мин
Габариты и вес основной машины			
Вес		35 000 кг (в рабочем положении) 26 000 кг (в транспортном положении)	
Габариты (Д×Ш×В)		18.50×2.50×3.20 м (в транспортном положении)	

УДК 622.24

Опыт применения горизонтальной технологии строительства скважин на терригенные коллекторы месторождений Татарстана

Т.М. Муртазина
к.т.н., генеральный директор[1]
Murtazina_taslia@mail.ru

Л.М. Миронова
с.н.с.[2]

Е.Е. Андреева
с.н.с.[3]

Ю.М. Арефьев
с.н.с.[3]
aee8277@rambler.ru

А.Г. Баранова
н.с.[3]

С.Е. Валеева
н.с.[3]

[1]ООО «Геодрилпроект», Казань, Россия
[2]ООО «Наука», Бугульма, Россия
[3]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Целью бурения скважин с горизонтальным окончанием в продуктивном пласте является сокращение числа скважин проектного фонда без изменения плотности сетки; экономия на инфраструктуре; выработка трудноизвлекаемых запасов нефти, в т.ч. под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами, природоохранными зонами парков, курортов, водоемов и лесных массивов; интенсификация, сохранение и увеличение добычи, рост нефтеизвлечения.

Ключевые слова
горизонтальные технологии, горизонтальные скважины, бобриковский горизонт, трудноизвлекаемые запасы

Массовое бурение добычных горизонтальных скважин (ГС) на нефтяных месторождениях Республики Татарстан на терригенные коллекторы началось на четыре года позже (1995 г.), чем на карбонатные (1991 г.). В настоящее время доля пробуренных на терригенные отложения и находящихся в эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием в продуктивном пласте с одним и двумя забоями составляет 16,5% всего фонда ГС (рис. 1). В то же время на них приходится 37,7% общей добычи по ГС. Средний начальный дебит нефти по ГС в терригенных коллекторах в 1,8 раза, а текущий в 5,5 раза выше, чем в карбонатных (рис. 2). При этом большая часть ГС (81%), эксплуатирующих терригенные коллекторы, пробурена на отложения бобриковского горизонта.

Залежи нефти в отложениях бобриковского горизонта контролируются небольшими по размерам структурами положительного знака сложной конфигурации. Отмечается высокая неоднородность развития коллекторов как по площади, так и по разрезу (коэффициент песчанистости изменяется от 0,6 до 1,0 расчлененности — от 1 до 3). Эффективные нефтенасыщенные толщины пластов-коллекторов невелики, в основном от единиц до 10 м, максимальное значение составляет 30 м. В разрезе терригенных отложений бобриковского горизонта нижнего карбона нефтеносность приурочена к пластам-коллекторам (индексируются снизу вверх как С1 бр 1, С1 бр 2, С1 бр 3, С1 бр 4), имеющим в своем разрезе прослои неколлекторов. На участках несогласного залегания отложений бобриковского горизонта на карбонатных породах турнейского яруса в зонах развития эрозионных врезов появляются осадки радаевского возраста, нефтеносность которых связана с пластом-коллектором С1 бр0, редко имеющим гидродинамическую связь с вышележащими пластами. Пласты-коллекторы сложены песчано-алевролитовыми породами и по своим характеристикам относятся к поровым коллекторам класса средне- и высокоемких, средне- и высокопроницаемых. Нефть рассматриваемых отложений — тяжелая (плотность 875–898 кг/м^3), вязкая (μ от 20,9 до 100 мПа с и более), сернистая (2,4–3,11%), парафинистая (1,7–3,15%), смолистая (19,2–60% и более).

Целью бурения ГС является сокращение числа скважин проектного фонда без изменения плотности сетки; экономия на инфраструктуре; выработка трудноизвлекаемых запасов нефти, в т.ч. под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами, природоохранными зонами парков, курортов, водоемов и лесных массивов; интенсификация, сохранение и увеличение добычи, рост нефтеизвлечения.

Первые ГС на отложения бобриковского горизонта были пробурены в 1995 г. на Сабанчинском месторождении — две скважины. Дебиты и обводненность по ним составили соответственно 23,8 т/сут и 71,8%; 5,9 т/сут и 94,0%. Данные эксплуатации свидетельствует о хорошей гидродинамической связи по площади распространения коллекторов, их высоких характеристиках и высоком коэффициенте нефтеизвлечения.

В 2006 г. доля скважин, пробуренных на нефтяных месторождениях РТ на терригенные отложения, составила 23,5% фонда ГС текущего года, причем 10% из них были двухзабойными, построенными по технологии разветвления стволов в продуктивном пласте от точки входа в субгоризонтальной плоскости и вверх, в сторону от основного ствола. Начало массового бурения таких скважин было осуществлено в 2001 г., когда в чистонефтяной зоне (ЧНЗ) была пробурена первая двухзабойная скважина с длиной стволов 100 и 130 м и

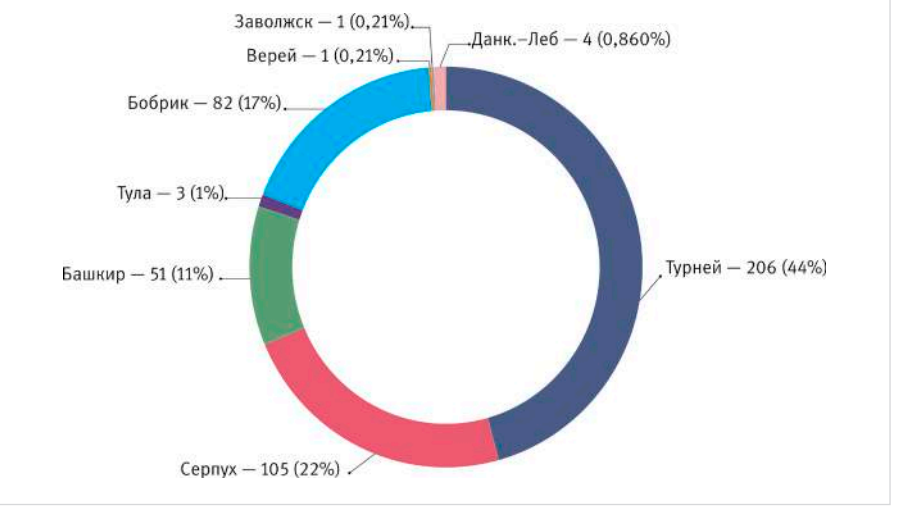


Рис. 1 — Распределение ГС и МЗГС по объектам разработки на 01.07.2009.
Терригенный комплекс: верей, тула, бобрик.
Карбонатный комплекс: башкир, серпух, турней, заволжск, данкова-лебед

начальным дебитом 60 т/сут при обводненности 5%. Нефтевмещающие породы на участке бурения представлены песчаниками со средней эффективной нефтенасыщенной толщиной 6,8 м. Доля коллектора в общей длине стволов — 100%. Дебит скважины составил 10,9 т/сут при обводненности 88,6%.

Интересен опыт строительства и эксплуатации двухзабойной скважины на Ново-Суксинском месторождении. Скважина пробурена по новой технологии с ответвлениями вверх и в сторону от основного ствола (рис. 3). При подборе участков для испытания технологии одним из основных параметров была эффективная нефтенасыщенная толщина. Эффективные нефтенасыщенные толщины в отложениях бобриковского горизонта залежи на Ново-Суксинском месторождении изменяются от единиц до 36 м. Длины пробуренных ответвлений составили 148 и 172 м. Интенсивность набора угла развода забоев ответвлений от основного направления — 3–40. Начальный дебит скважины составил 23,5 т/сут при обводненности 5,0%.

Опыт показывает, что при проектировании ГС с двумя и более забоями необходимо точки забоев разводить по азимуту как можно дальше, чтобы минимизировать влияние интерференции работы стволов в призабойной зоне скважин и увеличить охват дренированием запасов нефти.

Как уже указывалось выше, бурение ГС — один из наиболее эффективных способов вывода из консервации и ввода в активную разработку запасов нефти, связанных с залежами, расположенными под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами. Так, целью бурения скважины на залежи № 31 является выработка запасов из песчаной линзы, выделенной в разрезе участка в пластах С1 бр 3, С1 бр 2 и С1 бр 1 и расположенной под населенным пунктом д. Кутемели и ее санитарно-защитными зонами (рис. 4). Скважина заложена в купольной части поднятия, контролирующего залежь. Смещение на точку входа в продуктивный пласт составляет 777,8 м, а УГЧС — 82 м.

Фактическая траектория условно горизонтальной части ствола (УГЧС) — нисходящая. Высокая коллекторская характеристика вскрытых пород обеспечила высокий дебит безводной нефти. Начальный дебит нефти по скважине — 18,7 т/сут, при обводненности 12,6%.

С целью восстановления добычи нефти из остановленного малодебитного и аварийного фонда на нефтяных месторождениях РТ проводится бурение боковых и боковых горизонтальных стволов. В частности, на Ромашкинском месторождении в 2006 г был пробурен боковой горизонтальный ствол из обводнившейся скважины. Целью проведения бокового ствола также является выработка запасов нефти из-под лесного массива.

В ходе бурения гипсометрическая отметка кровли пласта была вскрыта раньше по смещению от устья на 63 м и на 10 м выше проектной гипсометрической отметки точки входа в продуктивный пласт. Проектная траектория УГЧС была скорректирована по полученным фактическим результатам, и ствол построен до проектного забоя. В связи с этим проектная длина ствола несколько увеличилась. Начальный дебит скважины составил 8,1 т/сут, при обводненности 12%.

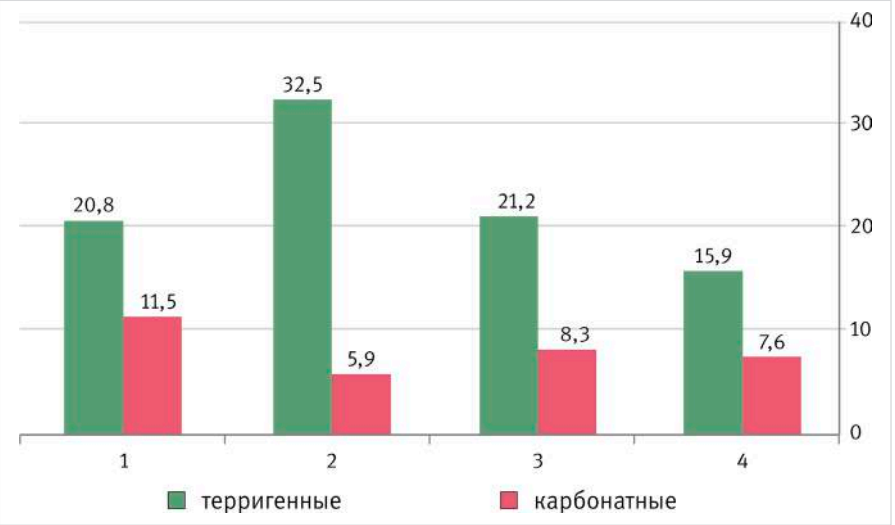


Рис. 2 — Соотношение дебитов нефти ГС и МЗГС терригенных и карбонатных отложений. По вертикали — дебит нефти, в т/сут; по горизонтали — месторождения

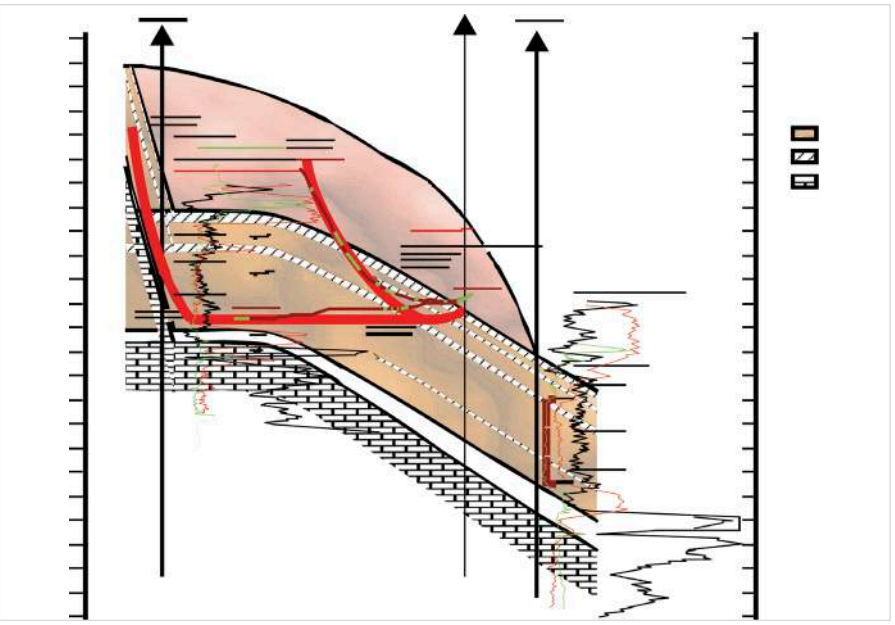


Рис. 3 — Ново-Суксинское месторождение Сопоставление проектной и фактической траекторий многозабойной скважины. Красным — проектная траектория, коричневым — фактическая

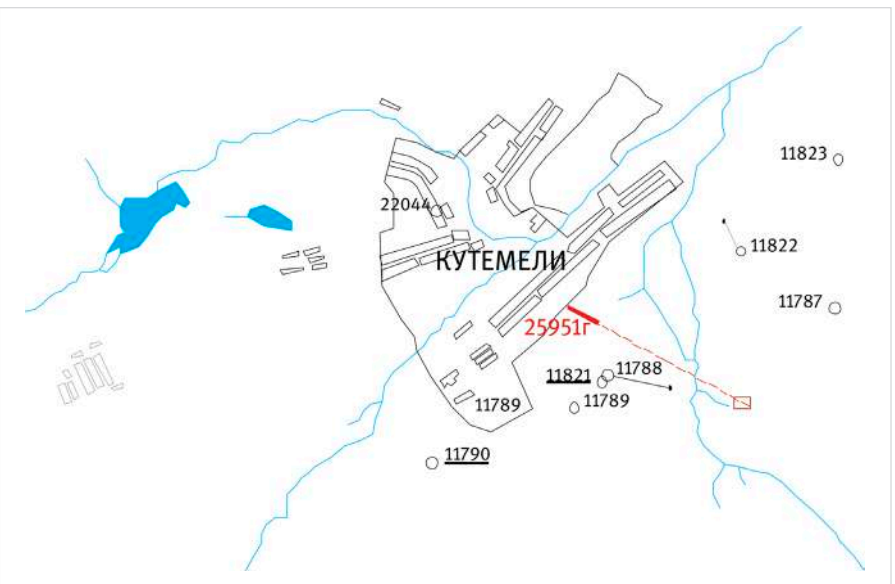


Рис. 4 — Выкопировка с карты рельефа дневной поверхности (ГС в районе д. Кутемели). Красным — проектная траектория ГС

Последний пример, как и ряд других, указывает на необходимость постоянной корректировки траектории ГС в процессе их проведения в продуктивном объекте, с использованием привязки результатов газового каротажа, замеров скорости бурения и анализа шлама к прогнозной модели продуктивного пласта и проектной траектории. Предложена схема взаимодействия всех заинтересованных в успешном строительстве скважины служб (рис. 5).

Опыт применения аппаратурно-программных средств геолого-технологических исследований (ГТИ), накопленный на российских предприятиях при проведении горизонтальных стволов в продуктивной части разреза, свидетельствует об их высокой эффективности как для решения геологических задач (особенно при комплексировании их с геофизическими и гидродинамическими исследованиями), так и для качественной безаварийной проводки скважин с минимальными материальными и финансовыми затратами.

Применение на рассмотренных участках ГС позволило сократить капитальные затраты за счет уменьшения числа бурящихся скважин, увеличить дебит нефти и уменьшить обводненность продукции по сравнению со скважинами вертикального фонда, ввести из консервации запасы нефти под санитарно-защитными зонами населенных пунктов и лесных массивов. Приведенные примеры свидетельствуют о том, что при выработке запасов нефтяных залежей, приуроченных к отложениям бобриковского горизонта, одним из приоритетных направлений является использование горизонтальной технологии строительства скважин.

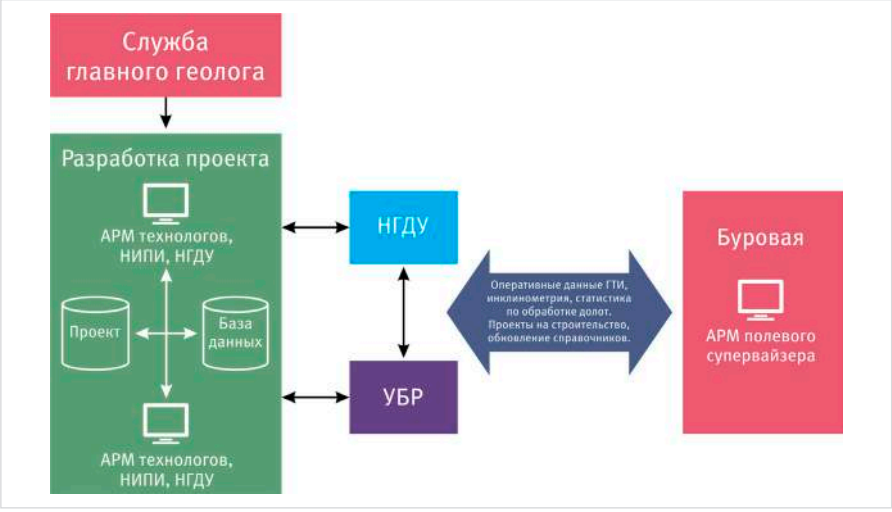


Рис. 5. Схема обмена данными заказчика и подрядчиков (исполнители проекта и строительства скважины)

Итоги

На конкретных примерах показана высокая эффективность применения горизонтальной технологии строительства скважин на терригенные отложения нижнего карбона (бобриковский горизонт) на нефтяных месторождениях Республики Татарстан. Подчеркнута важность использования аппаратурно-программных средств геолого-технологических исследований при проведении горизонтальных стволов в продуктивной части разреза как при решении геологических задач, так и для качественного безаварийного проведения скважин с минимальными материальными и финансовыми затратами.

Выводы

При выработке запасов нефтяных залежей, приуроченных к отложениям бобриковского горизонта, одним из приоритетных направлений является использование горизонтальной технологии строительства скважин.

Список используемой литературы

1. Мониторинг бурения ГС. Отчет ТатНИПИнефть. Бугульма. 2003.
2. Мониторинг бурения ГС. Отчет ТатНИПИнефт. Бугульма. 2006.
3. Патент на изобретение «Способ разработки» RU №2282022 от 19.08.2004.

ENGLISH **DRILLING**

The experience of application of horizontal well construction technology on the terrigenous deposits of the collectors of Republic of Tatarstan

UDC 622.24

Authors:
Taslia M. Murtazina — ph.d., general director[1]; Murtazina_taslia@mail.ru
Ljubov M. Mironova — senior researcher[2];
Evgeniya E. Andreeva — senior researcher[3]; aee8277@rambler.ru
Yuriy M. Arefiev — senior researcher[3];
Anna G. Baranova — researcher[3];
Svetlana E. Valeeva — researcher[3];

[1]Geodrilproekt LLC, Kazan, Russian Federation
[2]Nauka LLC, Bugulma, Russian Federation
[3]IPEM TAS, Kazan, Russian Federation

Abstract

The purpose of drilling of wells with the horizontal termination in productive layer is reduction of number of wells of design fund without change of density of a grid, economy on infrastructure, development of hardly removable reserves of oil, including under settlements and their sanitary protection zones, nature protection zones of parks, resorts, reservoirs and forests; intensification, preservation and increase in production, petroextraction growth.

Materials and methods

Technical research, design and engineering development.

Results

On concrete examples high efficiency of application of horizontal technology of construction of wells on terrigenous deposits of the lower carbon fabrics (the bobrikovsky horizon) on oil fields of the Republic of Tatarstan is shown. Importance of use of hardware software of geological and technological researches when carrying out horizontal trunks in productive part of a section is emphasized, both at the solution of geological tasks, and for high-quality accident-free carrying out wells with the minimum material and financial inputs.

Conclusions

The stocks of oil deposits, the deposits of bobrikovskiy horizon, one of the priorities is to use horizontal well construction technology.

Keywords

horizontal technology, horizontal wells, bobrikovskij horizon, hard-to-recover reserves

References

1. *Monitoring bureniya GS* [Monitoring drilling HT]. Report TatNIPIneft, Bugulma, 2003.
2. *Monitoring bureniya GS* [Monitoring drilling HT]. Report TatNIPIneft, Bugulma, 2006
3. Patent “Method development” RU №2282022, issued 19.08.2004.

ПРОЕКТНАЯ КОМПАНИЯ

«ГЕОДРИЛПРОЕКТ»

- проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений
- проекты строительства скважин любой категории (в т.ч. горизонтальные и многозабойные)
- другие различные проекты (в т.ч. по подсчету запасов, ГРР), необходимые при разработке и эксплуатации месторождений, как Республики Татарстан, так и других регионов.

ООО «Геодрилпроект» основано 22 апреля 2008 года, и за этот сравнительно небольшой срок деятельности выполнены уникальные для республики работы. В том числе, разработан проект строительства скважин малого диаметра, принятый как типовой для месторождений Татарстана и проект по восстановлению скважин старого фонда зарезкой бокового ствола.

В силу большой загруженности, у крупных проектных организаций могут возникнуть сложности с оперативным выполнением работ. Известно, что время также требуется на прохождение экспертизы, что в свою очередь затягивает сроки строительства и ввода в эксплуатацию скважин, которые в свою очередь ведут к потере добычи нефти. Главное преимущество и главная задача нашей компании — быстрое реагирование и качественное решение возникающих проблем у малых нефтяных предприятий.

Специалисты ООО «Геодрилпроект» непрерывно повышают уровень своей компетентности. Большое внимание уделяется научной деятельности: участию в международных конференциях и обмену опытом со специалистами отрасли. Идеи, возникшие в ходе решения сложных задач, воплощаются в патентах. Поэтому строительство горизонтальных и многозабойных скважин является одним из приоритетных направлений. Такие проекты требуют нетривиальных решений и не позволяют останавливаться на достигнутом.

Саморегулируемая организация, основанная на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации

Саморегулируемая организация Некоммерческое партнерство «Межрегиональная Ассоциация по Проектированию и Негосударственной Экспертизе»
109316, г.Москва, ул. Нижегородская, дом 3,
info@sro-napeg.ru, www.sro-napeg.ru,
регистрационный номер в государственном реестре саморегулируемых организаций СРО-П-175-03102012

г. Москва 29 мая 2014 года

СВИДЕТЕЛЬСТВО
о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

№ П-175-1660113620-01

Выдано члену Саморегулируемой организации Некоммерческого партнерства «Межрегиональная Ассоциация по Проектированию и Негосударственной Экспертизе»:

Общество с ограниченной ответственностью «Геодрилпроект»

ОГРН 1081690026492, ИНН 1660113620
420045, РТ, г. Казань, ул. Н.Ершова, д. 35а

Основание выдачи Свидетельства:
Протокол Правления № 29/6/5 от 29 мая 2014 года

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

Начало действия с 29 мая 2014 года.
Свидетельство без приложения недействительно.
Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.
Свидетельство выдано взамен ранее выданного Нет.

Председатель Правления СРО НП «МАП Эксперт» В. А. Капитонов

ООО «Геодрилпроект»
Россия, Республика Татарстан, Казань, ул. Н.Ершова, 35а
т/ф +7 (843) 273-59-93 geodrilproek@mail.ru

КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

Т./ф.: +7 (3412) 43-53-86
+7-912-751-47-92
info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

«МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СКВАЖИННЫМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ»

коррозия, механические примеси, АСПО, эмульсии, гидраты, соли, СБВ и др.

5-6 марта 2015 г. г. Ижевск

Цель конференции – обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей. Участие в этой конференции позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области внедрения этих технологий.

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.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Поздравляю Вас с наступающим Новым 2015 годом.

Новый год – всеми любимый и ожидаемый праздник волшебства. Он всегда несет в себе надежды на лучшее и хорошие перемены. Несомненно, уходящий год принес много радостных событий, но так же были и огорчения. Поэтому не стоит забывать о том, что Новый Год – хороший повод и возможность начать сначала. Пусть в Новом Году Вас сопровождает удача и радость.

Я искренне, и от всей души поздравляю всех с наступающим Новым 2015 Годом. Пусть светлый Новый Год станет для Вас всех добрее, лучше. Пусть Ваши сердца наполнятся ожиданием чуда и света, в Ваших семьях царят мир и радость, а в домах – благополучие и достаток.

Желаю в Новом году удачи в делах, достойных партнёров, денежных сделок, легкости в решении любых вопросов, уважения со стороны коллег, понимания близких, добра и крепкого здоровья.

Пусть все, что происходит в жизни, приносит радость и вдохновляет Вас на новые подвиги.

С уважением, директор ООО «Центр ИТ»

Вдовин Э.Ю.

«Татнефть» — молодцы, так держать!

В конце сентября в казахстанском городе Атырау состоялся XI Форум межрегионального сотрудничества России и Казахстана. В работе форума личное участие приняли президент России Владимир Путин и президент Казахстана Нурсултан Назарбаев. Заявленной темой стали «Инновации в углеводородной сфере». Среди участников — руководители ключевых министерств и ведомств, главы ряда субъектов Российской Федерации и областей Казахстана, а также представители крупного бизнеса.

Выставка достижений нефтяного хозяйства

В преддверии форума главы России и Казахстана посетили выставку, посвящённую инновационным технологиям добычи углеводородного сырья, призванную наглядно продемонстрировать потенциал компаний двух стран. В ходе своего маршрута президенты посетили лишь некоторые наиболее заметные стенды компаний-участниц.

Экспозиция «Татнефти» стала одним из 12 VIP-стендов, включенных в маршрут следования глав государств — президентов Российской Федерации и Республики Казахстан. Представленная компанией технология одновременно-раздельной добычи позволяет одновременно эксплуатировать объекты с разными коллекторскими характеристиками и свойствами. Оптимизация работы объектов увеличивает производительность скважины и позволяет сократить объемы эксплуатационного бурения.

Был предложен целый ряд перспективных инновационных проектов. Среди них проекты повышения нефтеотдачи пластов и разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, технологии комплексной защиты трубопроводов, разработки в сфере мониторинга и анализа месторождений энергоресурсов, а также российские инновации для переработки углеводородного сырья. Многие из представленных на выставке наработок уже внедряются в топливно-энергетической сфере в России и за рубежом.

По итогам выставки ОАО «Татнефть» была отдельно отмечена устроителями и удостоена диплома Министерства энергетики Российской Федерации за проект «Технология одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной». Также «Татнефть» награждена дипломом Министерства энергетики Республики Казахстан.

Гости и участники выставки выразили уверенность в важности сотрудничества между странами для развития России и Казахстана. В сфере науки, технологий и инноваций в ТЭК это особенно актуально. Выставка достижений нефтяного хозяйства стала площадкой для новых продуктивных контактов, которые в перспективе должны стать взаимовыгодными проектами.

Россия – Казахстан: сила в едином развитии

Вторым и основным пунктом программы форума стало его пленарное заседание, в ходе которого президент Республики Казахстан Нурсултан Назарбаев отметил, что данная диалоговая площадка уже доказала свою эффективность. Она стала важным элементом сотрудничества правительств, регионов обеих стран, государственных компаний и частного сектора.

На протяжении всего диалога подчеркивалась высокая актуальность выбранной для форума темы — «Инновации в углеводородной сфере». Не секрет, что Казахстан занимает 12-е место в мире по запасам нефти и входит в первую двадцатку по запасам газа. Важно и то, что наблюдается существенное изменение географии поставок — смещение в сторону Азии. Например, в Китае за 30 лет потребление нефти выросло в 6 раз. Несомненно, растущий спрос подталкивает к развитию новых технологий. По мнению Назарбаева, даже традиционная углеводородная сфера требует внедрения инноваций во всех смежных отраслях: это космические технологии, достижения металлургии, машиностроения, робототехники, интегрированные вычислительные мощности. У Казахстана и России имеется огромный потенциал для совместной работы.

В ответном слове президент России Владимир Путин напомнил о тесном сотрудничестве между Россией и Казахстаном: за прошедшие 11 лет двусторонний товарооборот вырос более чем в 6 раз — до 26,5 миллиарда долларов, а объём прямых российских инвестиций в экономику Казахстана увеличился в 10 раз.

Важным глава государства считает межрегиональное сотрудничество, особенно с приграничными областями: «Во многих приграничных регионах, таких как Атырауская область Казахстана, сосредоточены стратегически важные для обеих стран углеводородные ресурсы, работают крупные предприятия топливно-энергетического комплекса». По словам Владимира Путина, внедрение передовых технологий переработки сырья даст возможность укрепить эффективные производственные цепочки, позволит регионам создать новые рабочие места, будет способствовать подготовке квалифицированных кадров, производству сложного оборудования.

Президент РФ призвал бизнес активней пользоваться открывающимися возможностями совместной работы. И пообещал на правительственном и президентском уровне этому всячески способствовать.

Налаживанию этой работы будет способствовать скорый старт Евразийского экономического союза, который должен состояться 1 января 2015 года. Он создаст более благоприятные условия для совместной работы в сфере ТЭК. Кардинальное сокращение барьеров при перемещении капиталов, товаров, услуг и рабочей силы будет способствовать существенному расширению числа совместных проектов, повысит привлекательность экономик двух стран для инвесторов, что будет ускорять обмен инновационными технологиями.

По итогам форума подписан ряд документов о торгово-экономическом, научно-техническом, культурном сотрудничестве и развитии стратегического партнёрства. В частности, соглашения о торгово-экономическом, научно-техническом, социально-культурном сотрудничестве заключил Татарстан с Кызылординской и Атырауской областями Казахстана. Подписи под документами

поставил присутствовавший в составе делегации президент Республики Татарстан Рустам Минниханов. Со стороны Кызылординской области соглашение о сотрудничестве с Татарстаном подписал аким области Крымбек Кушербаев. В свою очередь в подписании соглашения Татарстана и Атырауской области принял участие аким Бактыкожа Измухамбетов. Это подписание состоялось в присутствии президента Российской Федерации Владимира Путина и президента Казахстана Нурсултана Назарбаева.

Аким Атырауской области Бактыкожа Измухамбетов отметил: «Сегодня Атырауская область — это один из самых развитых индустриальных регионов Казахстана. Здесь работают около 600 крупных и средних предприятий, доля которых в объёме промышленного производства республики составляет более 25 процентов. По объёму валового регионального продукта и средней заработной плате Атырауская область занимает одно из лидирующих мест в республике. Потенциал области обуславливается наличием широкого спектра природных ресурсов. В недрах области сконцентрированы большие запасы минерального сырья, нефти, природного газа, что делает регион идеальным местом для создания национального нефтегазового кластера, предусматривающего развитие нефтехимии, нефтегазового машиностроения, производства продукции с глубокой переработкой и высокой добавленной стоимостью».

В рамках форума Рустам Минниханов встретился в Атырау и с акимом Актюбинской области Архимедом Мухамбетовым. Во встрече принял участие генеральный директор «Татнефти» Наиль Маганов. Стороны обсудили вопросы экономического, торгового, культурного и образовательного сотрудничества двух регионов.

«Татнефть» — локомотив высоких технологий нефтедобычи

В кулуарах форума особую роль ОАО «Татнефть» в работе делегации Татарстана отметил министр промышленности и торговли РТ Равиль Зарипов.

— Недавно «Татнефть» построила завод на 7 миллионов тонн нефтепереработки, используя самые современные лицензионные соглашения, — сказал Зарипов. — Мы открыты и готовы приглашать наших коллег из Казахстана для более подробного ознакомления с этим проектом. Для этого нужна заинтересованность казахстанской стороны, — добавил он.

По словам вице-премьера Татарстана, в настоящее время республика в основном обеспечивает себя собственным бензином, Татарстан ставит задачу максимально перерабатывать объемы производимой нефти — до 21 миллиона тонн из добываемых 32 миллионов тонн — и довести показатель глубины переработки нефти до 97%. Кроме того, Татарстан видит еще одно перспективное направление сотрудничества с Казахстаном — использование газомоторного топлива. По словам Зарипова, такое топливо можно использовать в жилищно-коммунальном хозяйстве для обслуживания городов, малого и среднего бизнеса. Также Казань планирует увеличить объемы поставок полимеров в Казахстан.

Подробнее о роли компании «Татнефть» в деле сотрудничества России и Казахстана нам любезно согласился рассказать главный инженер по научно-производственному обеспечению ТТД «Татнефть» Иван Калачев.

— На сегодняшний день мы внедряем десять технологий совместно с нашим партнером в Казахстане компанией «КазМунайГаз». Приведу в пример лишь некоторые. Одна из самых главных внедряемых технологий — это применение цепного привода для штангового насоса. Вторая технология — это одновременно-раздельная эксплуатация, которая представляла особый интерес именно в Атырау. Важным технологическим решением является применение оборудования для капитального ремонта скважин. Это целый комплекс оборудования, в состав которого входят специальные домкраты, запатентованный скребок «Кыргыч», предназначенный для очистки внутренней поверхности обсадной колонны от глинистой, цементной корок, парафиновых отложений, коррозийной окалины и др. В комплекс входит оборудование для ликвидации заколонных перетоков и пакерное устройство. Таким образом, это целый комплекс устройств для обслуживания скважины.

Иван Федорович, речь идет только о продаже оборудования?

— Нет, хочется особо отметить, что наше сотрудничество с казахстанской стороной не ограничивается продажей оборудования. «Татнефть» ставит своей задачей полное внедрение технологии на мощностях наших партнеров. С этой целью мы проводим обучение кадров компании-партнёра. На сегодняшний день нас посетили уже четыре группы по двадцать человек. Каждый из прошедших обучение специалистов способен самостоятельно обслуживать те технологии, которые мы им предоставили. Сейчас начата подготовка второго этапа нашего сотрудничества. Им станет открытие сервисного центра в Казахстане, результатом чего станет расширение внедрения большего количества цепных приводов. В настоящий момент уже внедрены 20, полным ходом идет внедрение еще 35 приводов. Именно в этом направлении продолжится сотрудничество между «Татнефтью» и «КазМунайГазом» до конца текущего года и в следующем году.

Деятельность компании ограничится сотрудничеством только с «КазМунайГазом»?

— Разумеется, мы открыты к сотрудничеству и с другими партнерами. Так, в ходе форума у меня состоялся разговор с министром энергетики Республики Казахстан Владимиром Сергеевичем Школьником. Он интересовался, какими еще технологиями обладает наша компания. Я рассказал ему о системе поддержания пластового давления, о специальных методах воздействия на пласт. Интерес вызвала информация о том, что мы при помощи третичных способов добычи делаем почти половину общей нефтедобычи на территории Республики Татарстан.

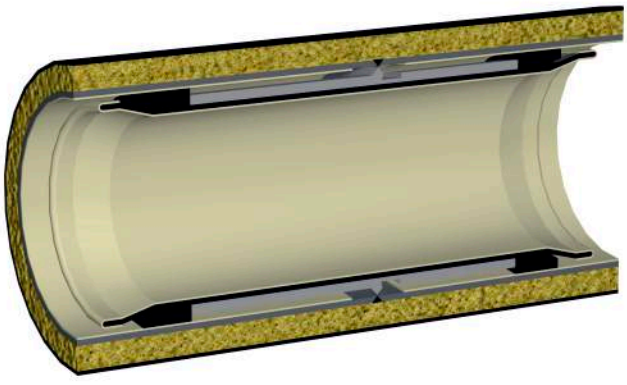
Высокую оценку сотрудничеству компаний «Татнефть» и «КазМунайГаз» дал президент России Владимир Путин, посетивший павильон компании на проходившей в рамках форума выставке. «"Татнефть" — молодцы, так держать!» — напутствовал президент РФ.

Втулки внутренней защиты зоны сварного соединения труб с внутренним полимерным покрытием “TMC - VIRTUS”™

Компания ТМС групп предлагает новые технологии

НАЗНАЧЕНИЕ

Антикоррозионная защита внутренней зоны сварного соединения трубопроводов от воздействия транспортируемой агрессивно-активной среды.



ТМС ГРУПП

ТУ 1390-024-67740692-2014

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Втулки защитные антикоррозионные могут применяться при монтаже трубопроводов транспортирующих:

- ✔ нефтегазовые смеси;
- ✔ сточные промысловые воды с содержанием сероводорода;
- ✔ другие агрессивные среды;
- ✔ техническую воду;
- ✔ питьевую воду.

423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «д»
телефон: 8-800-250-79-39, e-mail: tmcg@tmcg.ru, сайт: тмс-групп.рф
Специалист: Шилинский Александр, тел: +7 (8553) 31-19-96, +7 (919) 622-69-34

Мы рады предложить Вам выгодные условия поставки в кратчайшие сроки

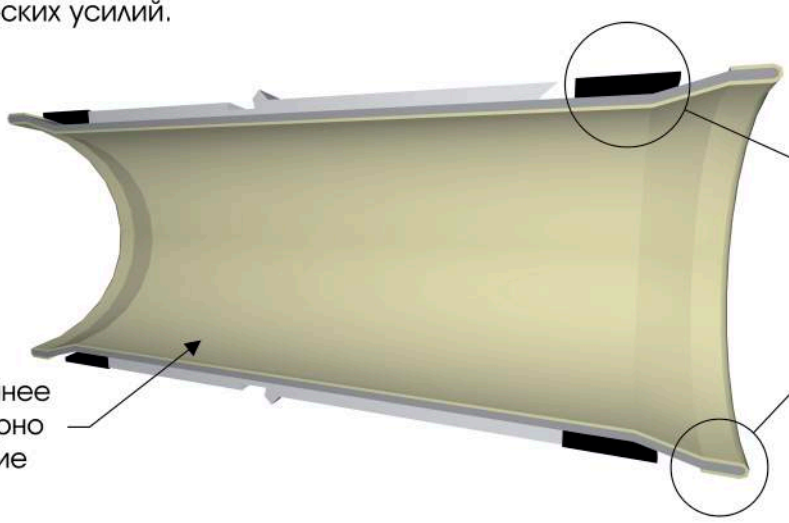
Втулки внутренней защиты зоны сварного соединения труб с внутренним полимерным покрытием "TMC - VIRTUS"™

Компания ТМС групп приглашает к сотрудничеству

КОНСТРУКЦИЯ И СОСТАВЛЯЮЩИЕ

Втулки, диаметрами от 89 до 530 мм, состоят из телескопических наружных упоров и внутреннего патрубка, который изготовлен с конически-кольцевыми выступами на концах. Так же втулка снабжена на наружной поверхности герметизирующими элементами, которые установлены на расстоянии, превышающем зону термического воздействия процесса сварки труб. Поверхности втулки, имеющие непосредственный контакт с коррозионным агентом, имеют антикоррозионное полимерное покрытие.

Выгодным отличием от традиционно применяемых втулок для внутренней изоляции сварного стыка трубопроводов является силовое перемещение наружных упоров к кольцевым выступам втулки с последующей их фиксацией относительно внутреннего патрубка. Силовое воздействие на упоры осуществляется посредством устройства разжима, технически простого в применении и не требующего значительных физических усилий.



ПРЕИМУЩЕСТВА:

✔ надежная герметизация сварного соединения;

✔ простота и технологичность при монтаже в условиях отрицательных температур окружающей среды;

✔ эксплуатация при температурах до **+80 °C**;

✔ отсутствует необходимость в центровке втулки относительно оси свариваемых труб;

✔ нет необходимости в приготовлении и нанесении специальных герметиков или мастик;

✔ отсутствует необходимость в предварительной калибровке концевых участков свариваемых труб;

✔ максимально снижен человеческий фактор при монтажных работах;

✔ полная совместимость со всеми стандартными заводскими полимерными покрытиями трубопроводов.

✔ срок службы более 20 лет.

ТМС групп

423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «д»
телефон: 8-800-250-79-39, e-mail: tmcg@tmcg.ru, сайт: тмс-групп.рф
Специалист: Шилинский Александр, тел: +7 (8553) 31-19-96, +7 (919) 622-69-34

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»
Россия, 614056, 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 году 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 годов, 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 году разработан и изготовлен насос следующего поколения — СИН64. Новый серийный трехплунжерный насос взял самое лучшее, но имеет и кардинальные отличия от своих предшественников. 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).

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

Но такому насосу нужна и более 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 тонн. И самое немаловажное — низкая стоимость автомобиля!

Начиная с 2013 года 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 неприрывном 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.

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.

Летом 2014 года совместно с «Урал-Дизайн-ПНП» нами спроектирована и изготовлена **многофункциональная установка СИН35.53**. Установка предназначена 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 Беларуссии, 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 тонн, а также к разработке установок на базе этого насоса.

Рис. 2 — Установка для цементирования скважин СИН35.64

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

Рис. 4 — Установка многофункциональная СИН35.53

УДК 622.276.652

Физическое моделирование технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

Ю.В. Ваньков
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и системы теплоснабжения»[1]
yvankov@mail.ru

В.В. Кунеевский
к.т.н., начальник отдела инженерных систем и оборудования[2]
kuneevskiyv@mail.ru

В.Б. Оснос
ведущий инженер отдела научно-технического обеспечения[2]
vladimir-b@mail.ru

[1]ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», Казань, Россия
[2]Институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Проблема вовлечения залежей трудноизвлекаемых запасов нефти (высоковязкая нефть — ВН, сверхвысоковязкая нефть — СВН, битум — Б) в активную разработку по мере выработки запасов легкой нефти становится всё более актуальной. Методы теплового воздействия на пласт перспективны как методы увеличения нефтеотдачи пластов и как едва ли не единственный способ добычи высоковязких нефтей и битумов. На сегодняшний день известны и широко применяются в Республике Татарстан две технологии термического воздействия на пласт для добычи высоковязкой и битуминозной нефти (битум): технология «Внутрипластового подвижного очага горения» (ВПГ) и технология «Парогравитационного воздействия на пласт» (ПГВ) — закачка в пласт горячих теплоносителей (вода и пар) [1–3]. Однако данные технологии являются очень энергозатратными. Для снижения материальных и энергетических затрат была разработана новая технология добычи трудноизвлекаемых запасов [4–8] (рис. 1), заключающаяся в следующем.

В скважину спускают теплообменник, выполненный в виде «труба в трубе», по которому прокачивается в замкнутом цикле теплоноситель, предварительно нагретый на поверхности. В качестве теплоносителя может использоваться любой высокотемпературный теплоноситель (ВТТ), например, синтетическое масло «Therminol» фирмы «Solutia Inc», предназначенное для работы в диапазоне температур от -115 до +450°С в жидкой среде, или аналогичные масла других производителей: «BP», «Shell».

При этой технологии высокотемпературный теплоноситель, проходя через теплообменник, прогревает вплоть до кипения продукцию пласта, находящуюся в горизонтальном стволе скважины. Вода и низкокипящие фракции нефти испаряются, разогревают пространство вокруг горизонтальной скважины, увеличивая текучесть нефти. Прогретая за счет естественной конвекции продукция пласта стекает вниз, откуда отбирается на поверхность [4, 7].

С целью физического моделирования и изучения конвекционных процессов, происходящих в нефтеносном пласте при его прогреве по предлагаемой технологии, разработан лабораторный стенд (рис. 2).

Стенд представляет собой параллелепипед длиной 440 мм, шириной 250 мм и высотой 680 мм, вдоль длинной стороны которого в нижней части проходит перфорированный патрубок. В патрубке установлен нагревательный электрический элемент (секция электромаслонагревателя трубчатого, серии СЭМ ТУ 3443-001-16801570-2000, ООО НПП «Теплотехника», г. Октябрьский, РБ) мощностью 1,9 кВт, патрубок и крышка стенда оснащены манометрами ГОСТ 2405-88.

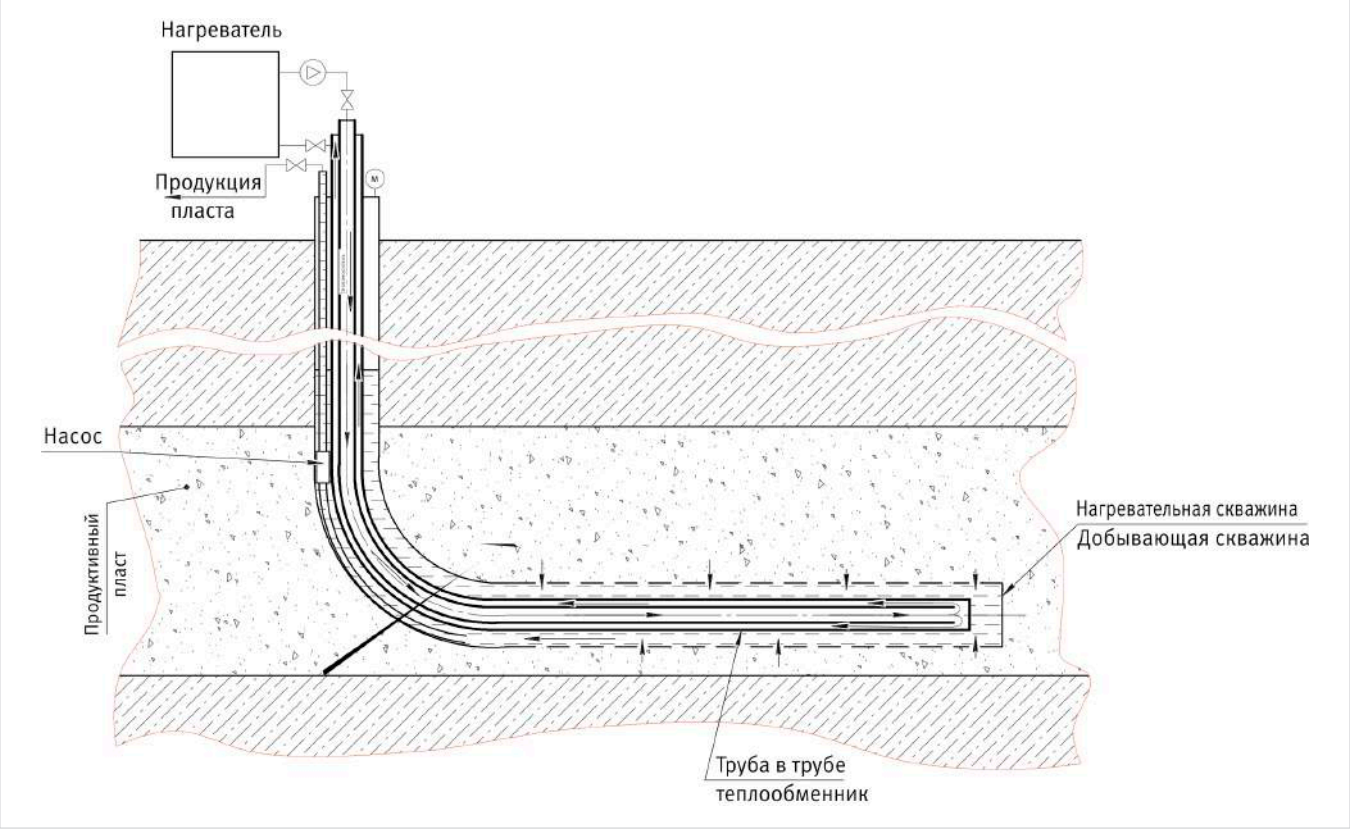


Рис. 1 — Схема реализации технологии нагрева пласта с использованием высокотемпературного теплоносителя

Верхний манометр ДМ 1001-400 кПа-1,5 ТУ (фирма «Росма», г. Санкт-Петербург) снабжен регулируемым пружинным аварийным клапаном, установленным на срабатывание при превышении начального давления на 0,1 МПа. Нижний манометр ДМ 1001-600 кПа-1,5 ТУ (фирма «Росма») жестко соединен с патрубком. Передняя стенка стенда выполнена из бронированного стекла для изучения процессов прогрева пласта с помощью тепловизора. На задней стенке установлены термодатчики на различных уровнях.

В первой серии исследований стенд заполнили смесью кварцевого песка и пластовой жидкости. Для заполнения стенда потребовалось примерно 22,5 л (22,5 дм^3) жидкости и 128 кг (53,4 дм^3) кварцевого песка ГОСТ 22551-77 [9] (30% жидкости в пористой среде). Стенд заполнялся последовательно партиями по 3 л жидкости и 17 кг (7,12 дм^3) песка с уплотнением песка без ударов до появления жидкости на поверхности. После достижения смесью уровня верхней кромки стекла верхнюю часть стенда заполнили густой глиной. Стенд сверху закрыли крышкой с прокладкой и герметично прижали к корпусу болтами, при этом излишки глины выдавились через горловину крышки. Излишки удалили, а горловину герметично закрыли пробкой. Выдержали перед испытаниями сутки для схватывания глины, играющей роль кровли пласта.

Показания с приборов снимали с периодичностью в 30 мин.

В ходе тепловизионных исследований установлено следующее. В процессе прогрева выше патрубка в нагреваемой среде образуется зона повышенной температуры (рис. 3), фронт которой со временем начинает распространяться вверх и в ширину (рис. 4, 5).

Методы теплового воздействия на пласт перспективны для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть и битум. Учитывая эти перспективы, специалистами «Казанского государственного энергетического университета» и института «ТатНИПИнефть» была разработана новая технология прогрева продукции пласта, а также изготовлен лабораторный стенд, с помощью которого проведено физическое моделирование технологии добычи нефти с использованием естественной конвекции.

Материалы и методы

Разработан стенд, представляющий собой параллелепипед, в нижней части которого, поперек длинной стороны, проходит перфорированный патрубок с нагревательным элементом мощностью 1,9 кВт. Патрубок и крышка стенда оснащены манометрами ГОСТ 2405-88. Передняя стенка стенда выполнена из бронированного стекла для изучения процессов естественной конвекции при прогреве пласта с помощью тепловизора.

Ключевые слова

высокотемпературный теплоноситель, экономия энергетических ресурсов, добыча высоковязкой нефти и битума, стендовые испытания

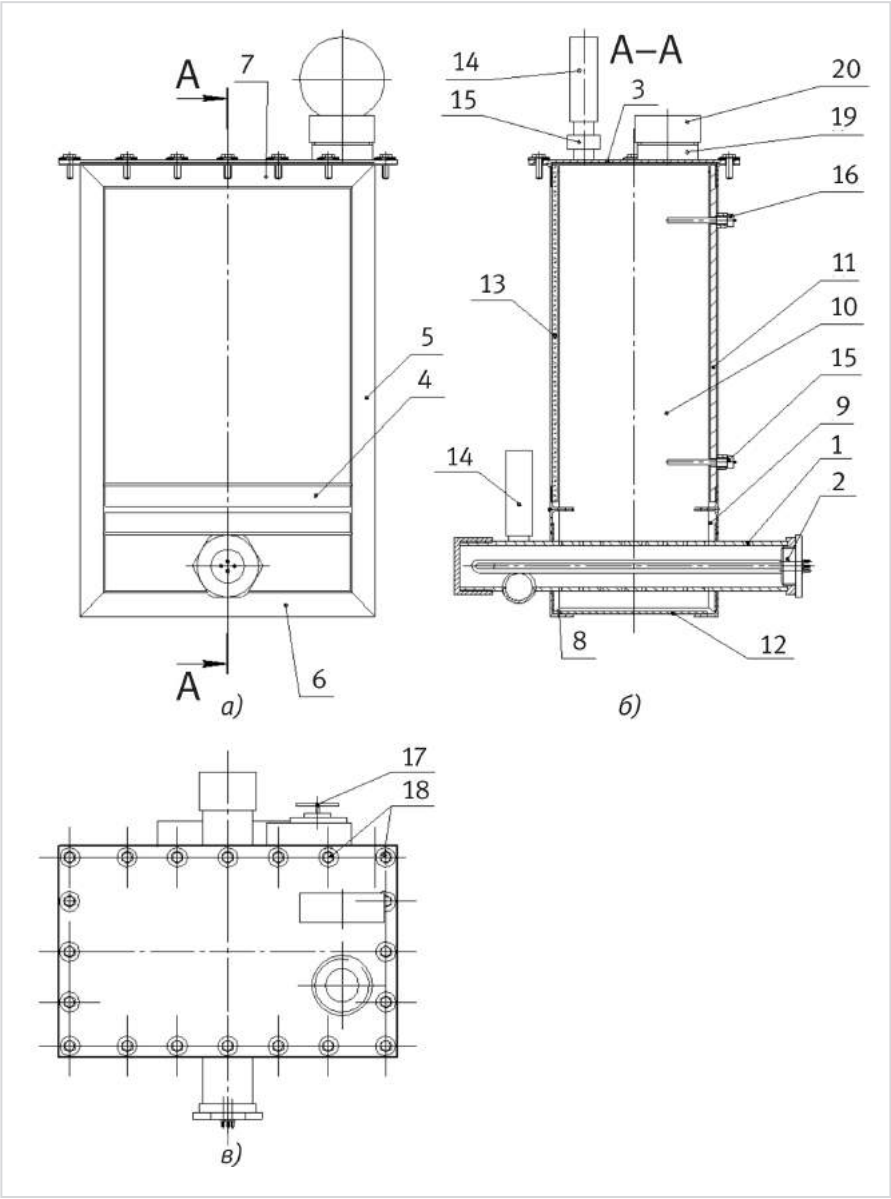


Рис. 2 — Вид стенда со стороны подключения нагревательного элемента (а), разрез А-А (б), вид сверху (в): 1 — перфарированный патрубок; 2 — нагревательный элемент; 3 — крышка; 4 — перемычки; 5 — боковые уголки; 6 — передний и задний нижние уголки; 7 — передний и задний верхние уголки; 8 — верхние и нижние задние уголки; 9 — передняя и задняя нижние стенки с отверстиями; 10 — боковые стенки; 11 — задняя верхняя стенка; 12 — дно; 13 — термостойкое стекло; 14 — манометры; 15 — аварийный клапан; 16 — термодатчики; 17 — сливной кран; 18 — болты; 19 — горловина; 20 — пробка

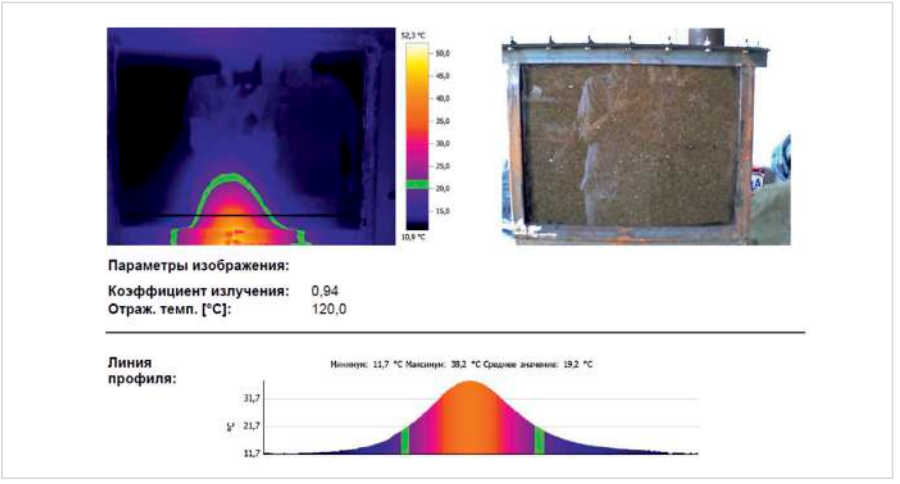


Рис. 3 — Начало нагрева

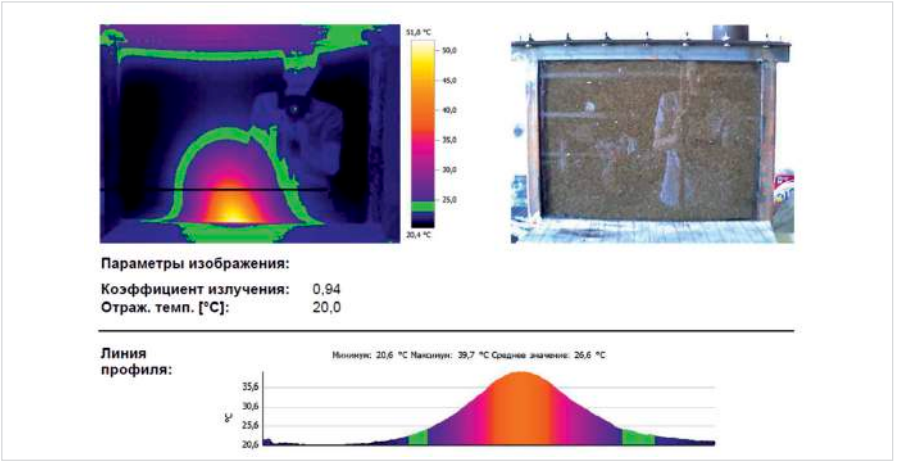


Рис. 4 — Через 0,5 часа после начала нагрева

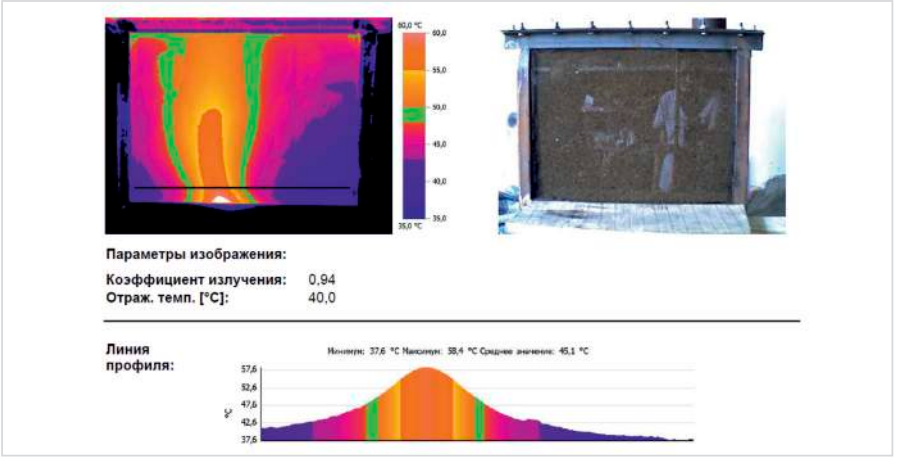


Рис. 5 — Через 3 часа после начала нагрева

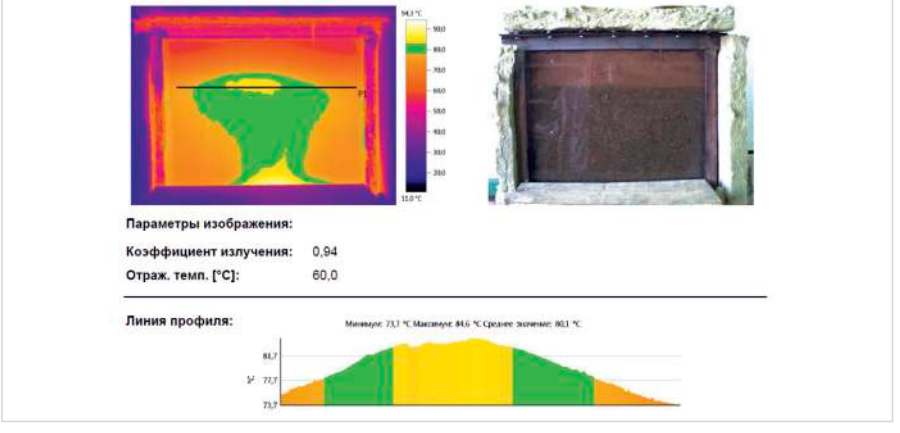


Рис. 6 — Образование паровой камеры через 11 часов после начала нагрева

При нагреве патрубка до температуры кипения воды при данном давлении в верхней части тепловой зоны образуется паровая камера с температурой на 10–20°С ниже температуры патрубка, но выше примерно на 1–5°С тепловой зоны вокруг камеры.

После этого паровая камера начинает расширяться и перемещаться вверх вместе с тепловой зоной до достижения глинистой корки (рис. 6). При достижении глинистой корки паровая камера и тепловая зона вокруг нее начинают только расширяться. Тепловая зона, расположенная между патрубком и паровой камерой, также расширяется, но не так интенсивно, как паровая камера и тепловая зона вокруг нее. При этом давление в стенде начинает расти (при испытаниях давление в стенде возрастало на 0,06 МПа от первоначального) одновременно с температурой патрубка (достигает 106–113°С).

Изучение конвекционных процессов в пористых средах с различной проницаемостью

В ходе данной серии стендовых испытаний в качестве пористой среды применялся кварцевый песок различных фракций и, как следствие, различной проницаемости.

Использовалось три вида песка [9]:

- марки Т или ПС-250 песок с большим количеством крупных фракций с проницаемостью более 500 мД;
- марки С-070-2 или С-070-1 с меньшим количеством крупных фракций с проницаемостью от 100 мД до 500мД;
- марки ВС-050-2 или ВС-050-1 с мелкозернистыми фракциями с проницаемостью от 0 до 100 мД.

При нагреве среды с низкой проницаемостью паровая камера начала образовываться уже через 5 часов после начала нагрева (рис. 7), располагаясь в нижней части стенда.

Со временем паровая камера начала увеличиваться в размерах, перемещаясь вверх, но особенно интенсивно увеличиваясь в стороны (рис. 8).

При дальнейшем нагреве проведение опыта стало невозможным, так как паровая камера распределилась по всему периметру стенда и отслеживать ее рост не представлялось возможным.

Эксперимент с песком средней проницаемости показал, что в данном случае скорость прогрева медленнее, чем в более плотной среде, однако процессы более наглядные. Паровая камера стала образовываться через 9,5 часа после начала нагрева (рис. 9).

После чего она быстро достигла глинистой корки и стала расширяться (рис. 10), при этом давление в стенде стало расти. Разность показаний нижнего и верхнего манометров не превышала 0,01 МПа, то есть примерно равнялась давлению, создаваемому столбом жидкости в стенде (≈ 70 см). Через 11 часов нагрева, когда начальное давление возросло на 0,06 МПа, через патрубок стали сбрасывать давление. В результате вода между паровой камерой и патрубком вскипела (рис. 11).

При нагреве среды с большой проницаемостью сначала образовалась тепловая зона и потребовалось наибольшее время для создания паровой камеры — 12 часов (рис. 12).

Однако паровая камера увеличивалась с наибольшей скоростью после образования (рис. 13), давление при этом также росло более интенсивно.

В этом испытании был наименьший перепад температур, зафиксированный тепловизором, после образования паровой камеры. Причем паровая камера была наиболее подвижна и часто меняла свою форму, если рассматривать относительно первых двух опытов.

Через 12 часов нагрева, когда начальное давление возросло на 0,06 МПа, через патрубок стали сбрасывать давление. В результате вода между паровой камерой и патрубком вскипела и практически выровнялась температура (рис. 14).

Изменения температуры околотрубного пространства в средах с различной проницаемостью и давлением сведены в соответствующие графики (рис. 15, 16).

Анализ графиков показал, что прогрев среды состоит из четырех этапов:

- на первом этапе температура растет практически линейно, а давление практически не повышается;
- на втором этапе после достижения температуры кипения воды в зоне патрубка образуется паровая камера, температура растет незначительно или не растет вообще, давление не растет или растет в конце этапа незначительно;
- на третьем этапе паровая камера растет, температура и давление начинают расти;
- на четвертом этапе после разгерметизации стенда кипение становится очень интенсивным, давление резко снижается, а температура опускается.

Наибольший перепад температур в стенде после образования паровой камеры, зафиксированный тепловизором, наблюдался при нагреве среды с низкой проницаемостью.

Изучение процесса прогрева пласта, содержащего двухкомпонентную жидкость

Для изучения прогрева двухкомпонентной жидкости в пористой среде с нагревом и отбором из одного патрубка (модель технологии с применением высокотемпературного теплоносителя) в качестве пористой среды выбрали кварцевый песок марки ПБ-150^{-2}, имеющий среднюю проницаемость. Для заполнения стенда потребовалось примерно 125 кг кварцевого песка, 11 л воды и 10 л нефти, имеющей при 85^{0}С вязкость 81 мПа•с, что примерно равно вязкости продукции СВН Ашальчинского месторождения при той же температуре, составляющей 85 мПа•с. Сверху смесь закрыли глинистой коркой, играющей роль кровли пласта. Начальная водонасыщенность пласта при данных параметрах смеси составила примерно 0,5. Такая начальная водонасыщенность, при расположении нагревательного элемента ниже уровня ВНК, считается наименее благоприятной для добычи продукции пласта.

После начала испытаний прогрев среды внутри стенда шел аналогично предыдущим испытаниям, пока фронт тепловой зоны не достиг уровня ВНК, ниже которого стала образовываться паровая камера, увеличивающаяся со временем в размерах вместе с тепловой зоной под уровнем ВНК. После

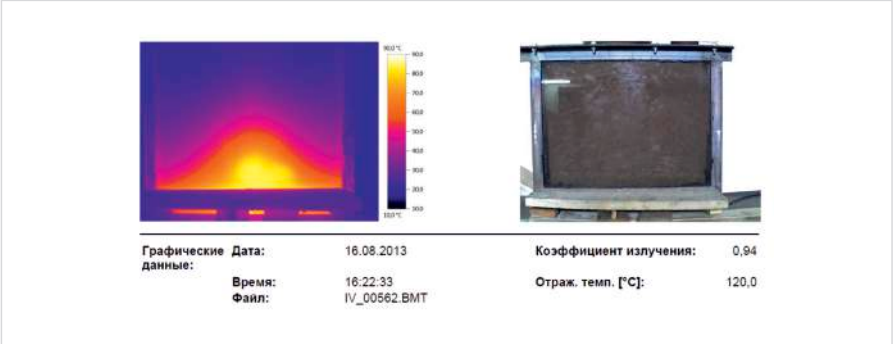


Рис. 7 — Начало образования паровой камеры

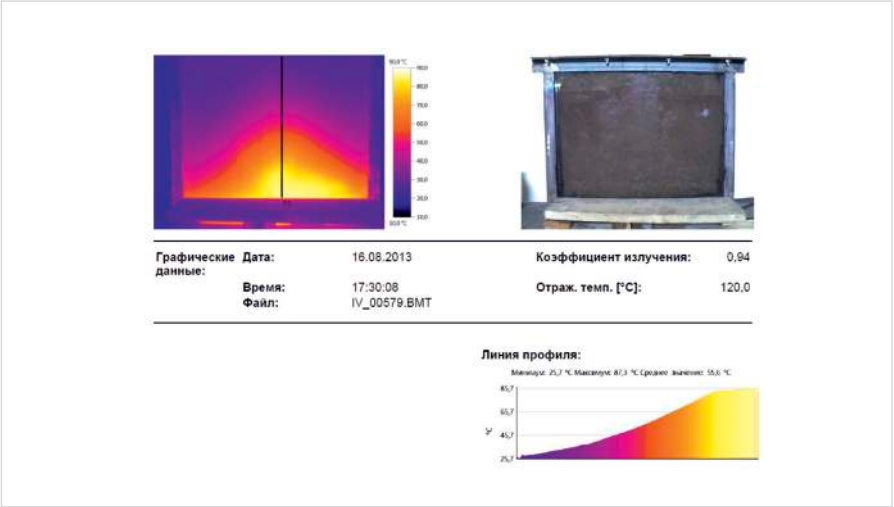


Рис. 8 — Паровая камера через 6,5 часа после начала нагрева

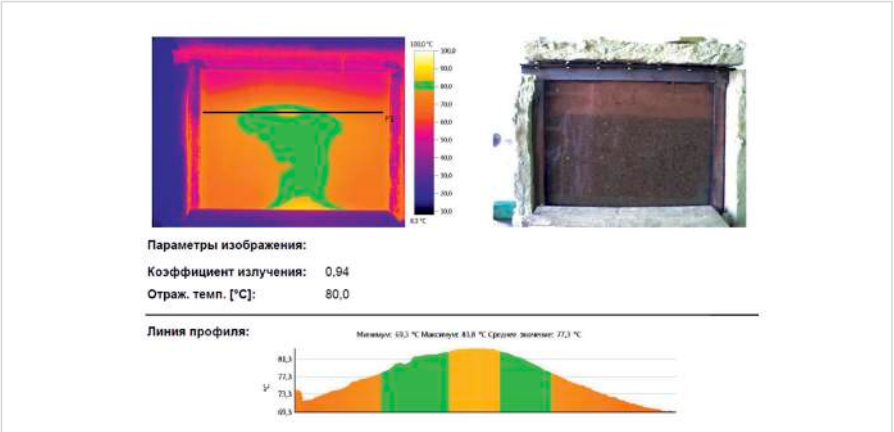


Рис. 9 — Начало образования паровой камеры через 9,5 часа нагрева

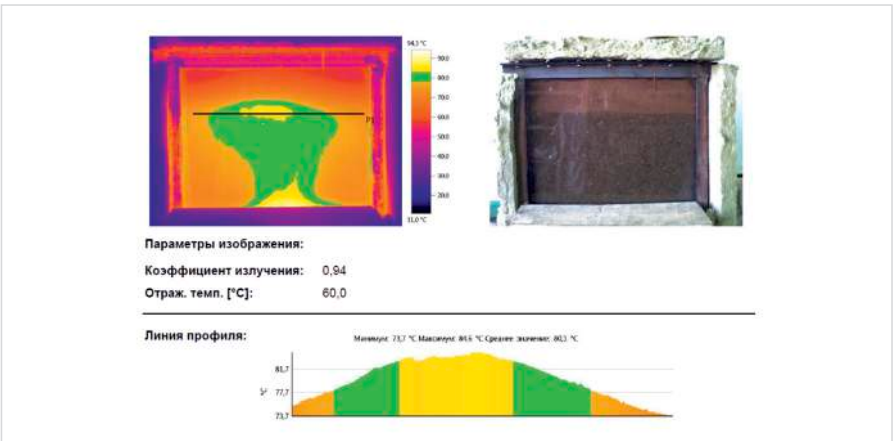


Рис. 10 — Увеличение паровой камеры через 10 часов нагрева

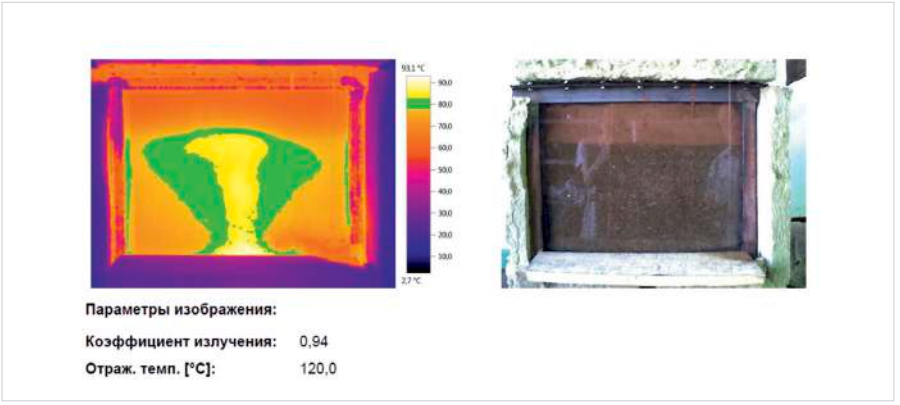


Рис. 11 — Паровая камера через 11 часов нагрева, вскипание жидкости при стравливании давления через патрубок

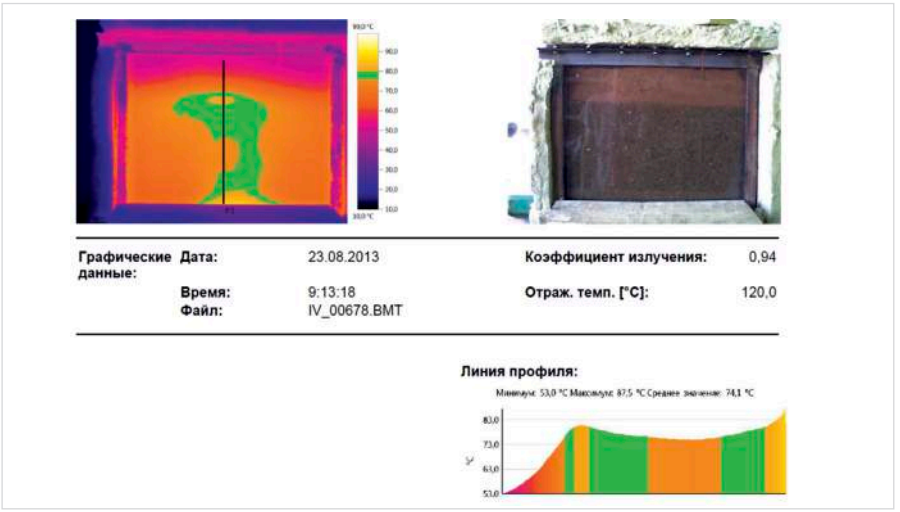


Рис. 12 — Начало образования паровой камеры через 13 часов нагрева

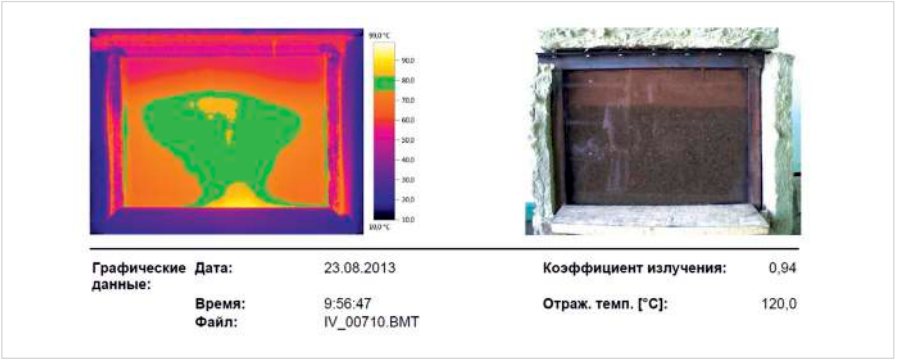


Рис. 13 — Паровая камера почти через 14 часов после начала прогрева

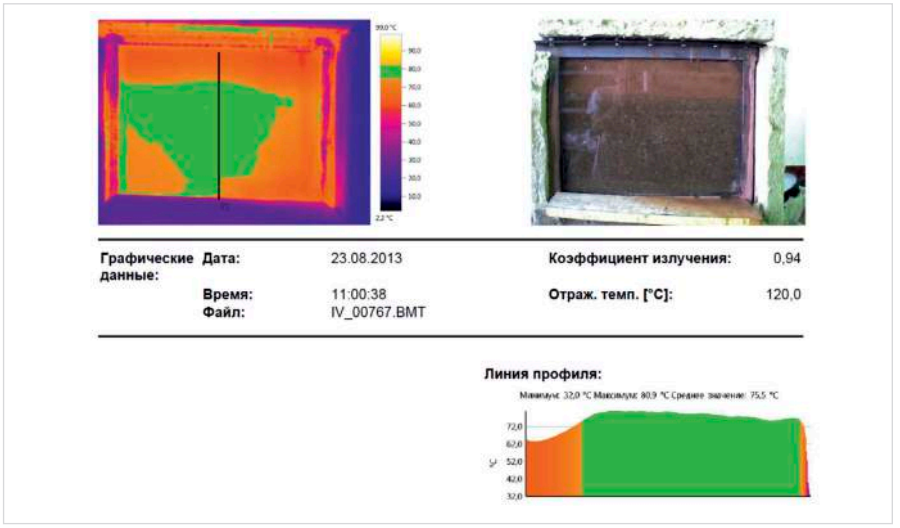


Рис. 14 — Вскипание воды в стенде после сброса давления через 15 часов нагрева

преодоления уровня ВНК тепловая зона и паровая камера быстро (в течение 10 мин) достигли глинистой корки (рис. 17).

По мере увеличения паровой камеры и прогрева среды внутри стенда уровень ВНК медленно снижается, так как пар, поднимаясь из-под уровня ВНК в паровую камеру, вытесняет нефть, а в месте прорыва пара через этот уровень он превращается постепенно в суспензию нефти в воде за счет интенсивного перемешивания восходящими пузырьками пара. Причем температура в зоне образующейся суспензии оказалась ниже, чем при испытаниях с водой (рис. 18).

Это связано с тем, что температура кипения воды с легкими углеводородными фракциями, нерастворимыми или с ограниченной растворимостью в воде и входящими в состав нефти и масел на ее основе, ниже температуры кипения воды до 20°С [10].

При дальнейшем прогреве и увеличении паровой камеры уровень ВНК, который стал белесым и размытым, все быстрее перемещался вниз в сторону патрубка (рис. 19). Во время роста паровой камеры давление возросло на 0,06 МПа, температура в патрубке достигла 113°С.

После достижения в патрубке температуры 114°С (через 16 часов прогрева) было решено открыть сливной кран, так как посчитали, что это связано с заполнением патрубка нефтью. В результате слилось около 0,5 л горячей нефти до паропроявления, связанного с вскипанием воды в стенде. Выдержав около 0,5 ч, сливной кран патрубка открыли, слилось около 1 л горячей нефти до паропроявления. Через час слили еще 2 л нефти. Слив еще около 2 л нефти через 0,5 часа, было решено прекратить испытания, так как в стенде наблюдалось интенсивное кипение воды.

В итоге получили 5,3 л нефти, что соответствует 53% коэффициенту извлечения нефти из двухфазной среды в самых неблагоприятных условиях работы.

При этом температура в патрубке снизилась до 107°С, а жидкость стала интесивно кипеть.

Итоги

Проведено физическое моделирование технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти с использованием естественной конвекции.

Выводы

Физическое моделирование технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти показало:

1. чем ниже проницаемость пористой среды, тем быстрее происходит прогрев среды около нагреваемой трубы;
2. прогрев пористой среды во всех случаях происходит в три этапа: сначала температура растет практически линейно, а давление не повышается; потом при достижении температуры кипения воды в зоне патрубка образуется паровая камера, температура растет незначительно или не растет вообще, давление не растет или растет в конце этапа незначительно; на последнем этапе паровая камера растет, температура и давление растут;

3. коэффициент извлечения нефти при технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти с использованием только естественной конвекции составляет 53%;
4. малая водонасыщенность получаемой продукции дает дополнительный энергосберегающий эффект при использовании данной технологии по сравнению с известными методами добычи.

Список используемой литературы

1. Амирханов М.И. Исследование условий эффективного применения горизонтальных скважин на объектах разработки с трудноизвлекаемыми запасами нефти: Автореферат диссертации к.т.н.: 25.00.17. «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть». Защищена в «ТатНИПИнефть». Бугульма, 2008. 25 с.
2. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья: Монография. М.: КУбКа, 1997. 352 с.
3. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2011. 304 с.
4. Ибатуллин Р.Р., Кунеевский В.В., Оснос В.Б., Зарипов А.Т., Абсалямов Р.Ш. Исследование эффективности применения высокотемпературных теплоносителей для добычи высоковязкой и битуминозной нефти // Нефтяное хозяйство. 2013. № 1. С. 62–64.
5. Кунеевский В.В., Ваньков Ю.В., Оснос В.Б., Зарипов А.Т., Абсалямов Р.Ш. Энергосберегающая технология добычи высоковязких нефтей и битумов // Проблемы энергетики. 2012. № 5–6. С. 84–89.
6. Кунеевский В.В., Ваньков Ю.В., Оснос В.Б., Зарипов А.Т., Абсалямов Р.Ш. Циркуляция высокотемпературного теплоносителя позволит удешевить добычу высоковязких нефтей и битумов // Нефтесервис. 2012. № 4 (20). С. 54–56.
7. Оснос В.Б., Кунеевский В.В. Энергосберегающие технологии для добычи высоковязких нефтей и битумов. Труды XIII Международного симпозиума «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан». Казань, 2012. С. 87–91.
8. Патент № 2471064. Способ теплового воздействия на пласт. Российская Федерация, МПК E21 B 43/24, 36/00.
9. ГОСТ 22551-77.
10. Патент №2387818. Способ разработки залежей тяжелых и сверхвысоковязких нефтей. Российская Федерация, МПК E21 B 43/24.

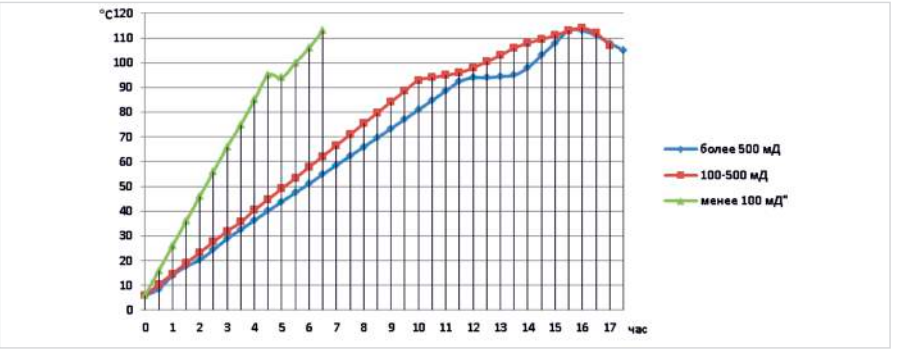


Рис. 15 — Изменение температуры в средах с различной проницаемостью

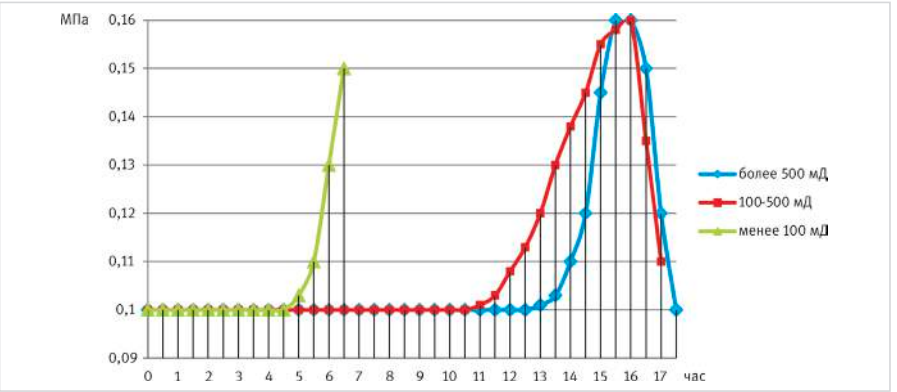


Рис. 16 — Изменение давления в средах с различной проницаемостью

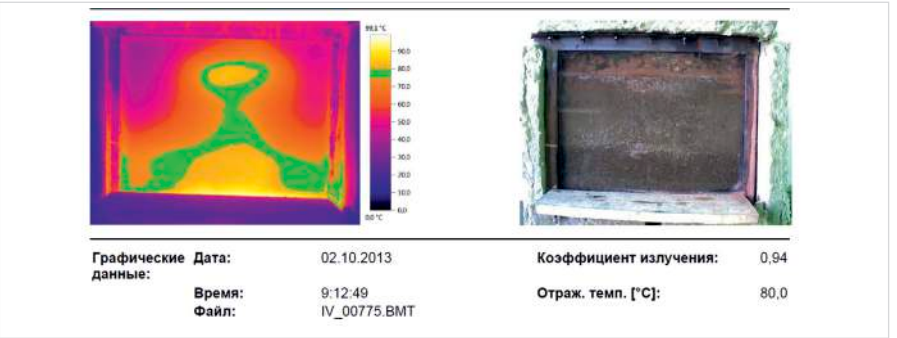


Рис. 17 — Паровая камера у глинистой корки через 11 часов нагрева

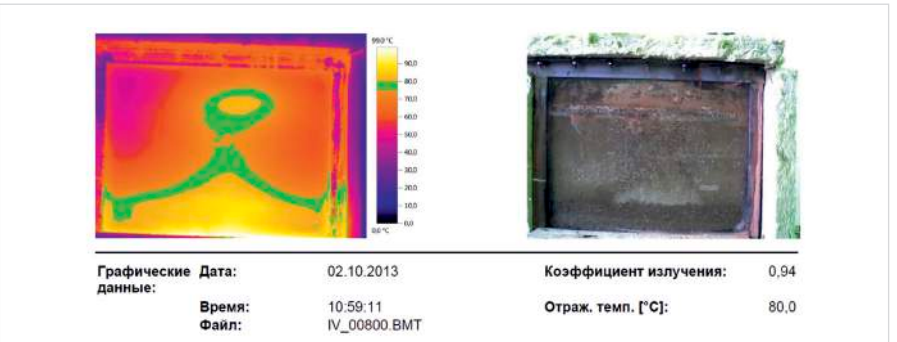


Рис. 18 — Паровая камера и тепловая зона через 14 часов нагрева

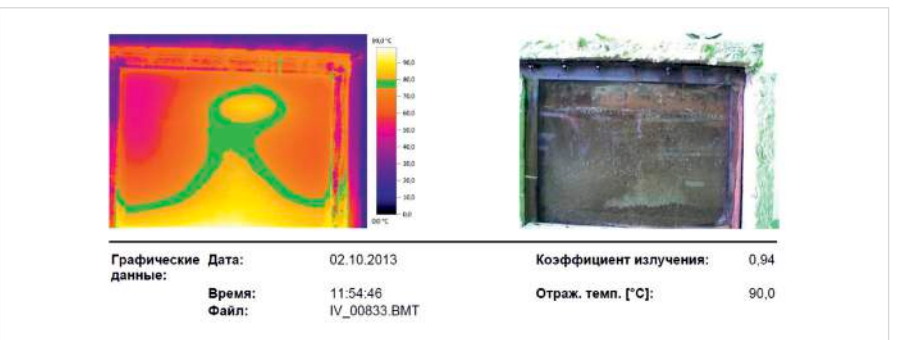


Рис. 19 — Паровая камера и тепловая зона через 15 часов нагрева

Physical modeling technology of hard-to-recover oil reserves production

UDC 622.276.652

Authors:
Yuri V. Vankov — ph.d., professor, head of the "Industrial power and heat supply systems" department[1]; yvankov@mail.ru
Vladimir V. Kuneevskiy — ph.d., head of the department of engineering systems and equipment[2]; kuneevskiyv@mail.ru
Vladimir B. Osnos — leading engineer of the scientific technical support[2]; vladimir-b@mail.ru

[1]Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation
[2]Institute "TatNIPIneft" of JSC "Tatneft". V.D. Shashin, Bugulma, Russian Federation

Abstract
Methods of thermal action are effective to increase a production rate of high-viscosity oil and bitumen oil formations. Specialists of TatNIPIneft and Kazan State Power Engineering University developed a new technology of oil formation heating. Also was made a laboratory bench to test a physical modeling technology of oil production with using natural convection.

Materials and methods
It was designed a stand shaped of 3D cube. Transverse to the long side of one (its lower part) extends the perforated joint with a heating spiral (1,9 kW capacity). Tube and cover are equipped with pressure gauges (GOST 2405-88). The front wall of the stand is made of armored glass to study a process natural convection during oil formation's heating by thermal imager.

Results
The physical modeling of technology of oil production was run by using natural convection.

Conclusions
Physical modeling technology of hard-to-recover oil production method showed:
1. The lower a permeability of the porous medium, the faster a heating of a medium around a heated pipe.
2. There is a three stage of porous medium heating in all cases. At first, the temperature rises almost linearly and pressure doesn't rises. Second, steam pocket is formed after a boiling point is reached in joint section. The temperature rise insignificantly or doesn't rise at all. The pressure doesn't rise or rise insignificantly at final of this stage. The steam pocket, temperature and pressure rise at the last stage.
3. Coefficient of hard-to-recover oil production's technology using only natural convection method is 53%.
4. The low water saturation provides effect of extra energy saving, which gives to this method more benefits before other ones.

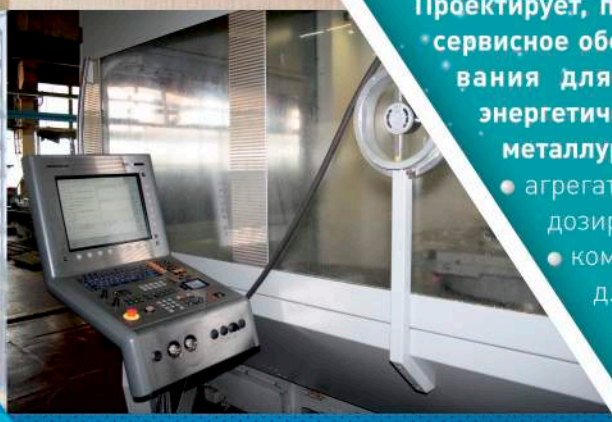
Keywords
high-temperature heat-transfer carrier, saving of energy resources, efficiency the production of heavy oil and natural bitumen, bench testing

References

1. Amirkhanov M.I. *Issledovanie usloviy effek-tivnogo primeneniya gorizontal'nykh skvazhin na ob"ektakh razrabotki s trudnoizvlekaemymi zapa-sami nefti* [A study of conditions of effective application of horizontal wells to develop sites with difficult oil reserves]. The dissertation author's Ph.D: 25.00.17. "TatNIPIneft" JSC "Tatneft". Defended in "TatNIPIneft." Bugul'ma, 2008, 25 p.
2. Galeev R.G. *Povyshenie vyrabotki trudno-izvlekaemykh zapasov uglevodorodnogo syr'ya. Monografiya* [Increased production of hard-hydrocarbon reserves]. Monograph. Moscow: KUbKa, 1997, 352 p.
3. Ibatullin R.R. *Tekhnologicheskie protsessy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Technological processes of oil field development]. Moscow: VNIIOENG, 2011, 304 p.
4. Ibatullin R.R., Kuneevskiy V.V., Osnos V.B., Zaripov A.T., Absalyamov R.Sh. *Issledovanie effektivnosti primeneniya vysokotemperaturnykh teplonositeley dlya dobychi vysokovyazkoy i bituminoznoy nefti* [Study the efficacy of high-temperature heat transfer fluids for the production of high and bituminous oil]. Oil Industry, 2013, issue 1, pp. 62–64.
5. Kuneevskiy V.V., Van'kov Yu.V., Osnos V.B., Zaripov A.T., Absalyamov R.Sh. *Energosberegayushchaya tekhnologiya dobychi vysokovyazkikh neftey i bitumov* [Energy-saving technology for production of high oil and bitumen]. Energy problem, 2012, issue 5–6, pp. 84–89.
6. Kuneevskiy V.V., Van'kov Yu.V., Osnos V.B., Zaripov A.T., Absalyamov R.Sh. *Tsirkulyatsiya vysokotempe-raturnogo teplonositelya pozvolit udeshevit' dobychu vysokovyazkikh neftey i bitumov* [High-temperature coolant circulation will reduce the cost for high oil and bitumen production]. OFS, 2012, issue 4 (20), pp. 54–56.
7. Osnos V.B., Kuneevskiy V.V. *Energosberegayushchie tekhnologii dlya dobychi vysokovyazkikh neftey i bitumov*. [Energy-saving technologies for the production of high oil and bitumen]. Proceedings of the XIII International Symposium "Efficiency of energy resources and energy conservation in the Republic of Tatarstan", Kazan, 2012, pp. 87–91.
8. Patent № 2471064. *Sposob teplovogo vozdeystviya na plast* [Thermal influence method on the formation]. Russian Federation, the IPC E21 B 43/24, 36/00.
9. GOST 22551-77.
10. Patent №2387818. *Sposob razrabotki zalezhey tyazhelykh i sverkhvysokovyazkikhneftey* [The development method of heavy crude and extra-viscous oil fields]. Russian Federation, the IPC E21 B 43/24.

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 электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

ОАО «НЕФТЕМАШ»-САПКОН

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82
Факс: (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 так же 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.

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 года на ООО «ТюменНИИгипрогаз» возложены функции головной организации по научному обеспечению производственной деятельности предприятий газовой промышленности в Западно-Сибирском регионе.

Этот в настоящее время крупнейший научно-проектный институт был создан в 1966 году, 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.

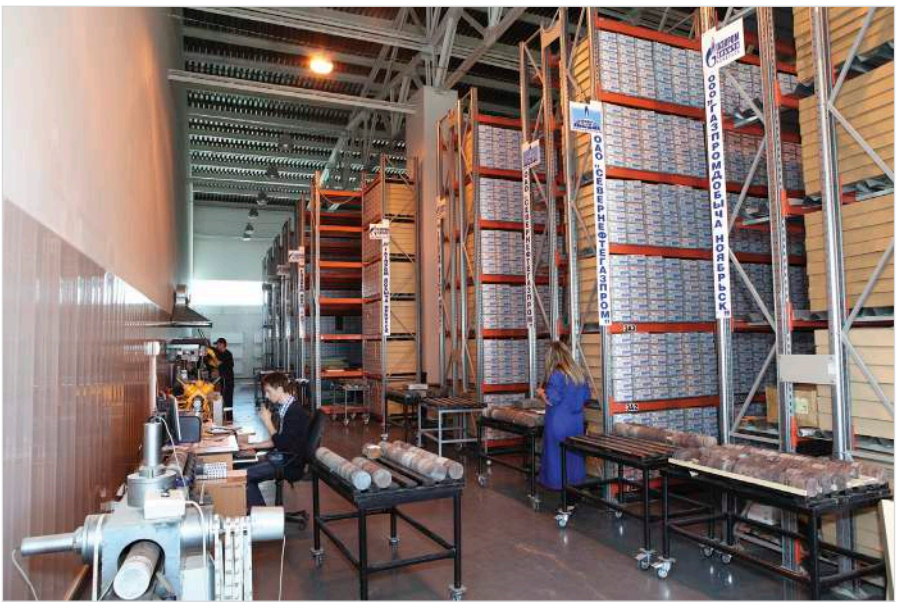
В проекте разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения, подготовленном совместно с ВНИИГАЗом, было предусмотрено наклонно-направленное бурение скважин. С тех пор это решение широко используется при освоении газовых месторождений.

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

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

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

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

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.

УДК 622.279.23/.4.001.57

Комплексное моделирование совместной разработки сеноманских газовых залежей

Р.И. Шарипов
аспирант, младший научный сотрудник[1]
SharipovRI@tngg.ru

С.Ю. Свентский
заведующий отделом комплексного моделирования разработки газовых месторождений[1]

В.А. Варламов
заведующий сектором[1]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Предложено решение по комплексному моделированию совместной разработки двух сеноманских залежей, приуроченных к различным месторождениям, но разрабатываемых в рамках единой системы сбора и компримирования. Две различные гидродинамические модели предлагается объединить рядом связующих ячеек, таким образом создав единый гидродинамический каркас залежей. Моделирование системы сбора проведено с учетом дожимного комплекса.

Материалы и методы
Математическое моделирование гидродинамического процесса

Ключевые слова
комплексная модель, гидродинамический каркас, адаптация модели, совместная разработка, газовая залежь

Комплексные постоянно-действующие газодинамические модели позволяют решать вопросы по проектированию и активному контролю за разработкой газовых залежей. С целью повышения эффективности разработки и достижения проектной величины конечного коэффициента газоотдачи некоторые газовые залежи целесообразно разрабатывать совместно. Совместная разработка является одним из эффективных способов для снижения экономических затрат на первых стадиях при запуске таких проектов. Основной особенностью такой стратегии при разработке двух газовых залежей является единая газосборная сеть (ГСС) и концентрирование мощностей по подготовке и перекачке газа на одном из промыслов.

Применение такого подхода к разработке оправданно для газовых залежей, находящихся на сравнительно небольших расстояниях друг от друга, около 50–100 км, т. к. при больших расстояниях потери давления газа на трение и скоростной режим работы межпромыслового газопровода (МПГ), соединяющего две залежи, не дадут возможности для синхронной разработки и достижении высоких величин газоотдачи.

Исходя из норм проектирования месторождений углеводородного сырья (УВС), проектные документы должны сопровождаться цифровыми фильтрационными моделями [1]. Таким образом, при проектировании совместной разработки газовых залежей складывается ситуация при которой необходимо построение двух различных геологических моделей, так как залежи не относятся к одному месторождению, а являются самостоятельными гидродинамическими системами двух разных месторождений. Две геологические модели — это две разные геологические сетки, поэтому при переходе от геологического к гидродинамическому моделированию в процессе ремасштабирования, мы имеем два гидродинамических каркаса и соответственно две разные фильтрационные модели.

Современное состояние стандартных функциональных возможностей гидродинамических симуляторов в области моделирования газовых залежей позволяет вести расчет комплексной модели, т. е. модели с несколькими уровнями «пласт — скважина — ГСС — УКПГ — МГ» с одним гидродинамическим каркасом (пример — гидродинамический симулятор — Eclipse, опция расширенной модели наземной сети — «Network») [2, 3], при этом отсутствуют опции для расчета двух моделей с двумя различными каркасами, объединенных на уровне ГСС. Поэтому с учетом вышесказанного и наличия двух разных фильтрационных моделей при проектировании совместной разработки, приводят к невозможности их комплексного моделирования с использованием стандартных возможностей симуляторов.

Таким образом, можно выделить следующие проблемы при комплексном моделировании совместной разработки залежей. Использование раздельных гидродинамических моделей:

1) не позволяет применить комплексный подход к разработке залежей как единому газодобывающему комплексу;
2) ведет к некорректным результатам расчета прогнозной стратегии разработки;
3) не позволяет дать оценку влияния на разработку при изменении компонент системы;
4) наряду со средствами интегрированного моделирования, приводят к существенному увеличению времени расчетов.

Модель	Количество ячеек в направлении I	Количество ячеек в направлении J	Количество ячеек в направлении K	Общее количество активных ячеек
Залежь «А»	136	273	55	1380085
Залежь «Б»	216	586	62	1138270
Единая	353	586	62	2518355

Табл. 1 — Размерность моделей в направлениях I, J, K

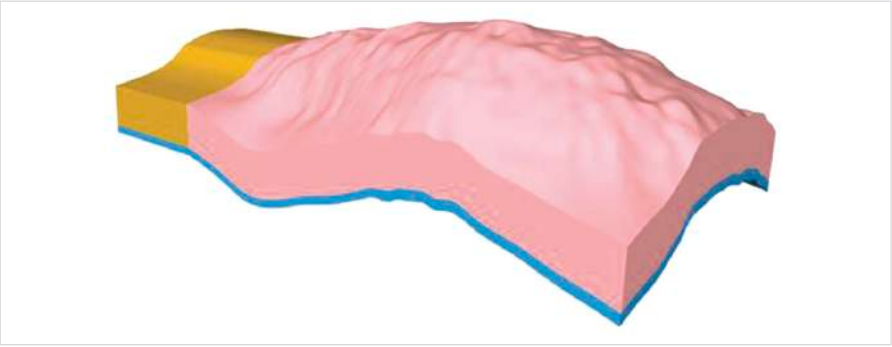


Рис. 1 — Каркас ГДМ модели залежи «А» (136×586×62)

С другой стороны если объединить два гидродинамических каркаса в единый, далее в его рамках разделить гидродинамические модели залежей неактивными ячейками, то для симулятора это будет единая модель, с единым каркасом и появляется возможность их совместного расчета в рамках комплексной модели.

Объектом разработки стал способ объединения двух различных гидродинамических моделей. В рамках проекта разработки специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» удалось разработать и реализовать метод, позволяющий соединить две разные гидродинамические сетки в единый каркас для последующего комплексного моделирования совместной разработки сеноманских газовых залежей Вынгаяхинского газонефтяного (ГНМ) и Еты-Пуровского нефтегазоконденсатного месторождений (НГКМ).

Далее для удобства, по тексту заменим все, что касается сеноманской залежи Вынгаяхинского ГНМ — залежь «А», что касается сеноманской залежи Еты-Пуровского НГКМ — залежь «Б».

Согласно расположения трёхмерных каркасов моделей залежей, определено результирующее пространственной положение моделей в единой сетке. Так как модель залежи «А» находится ближе к центру декартовой системы координат, именно к ней будет подсоединена модель залежи «Б». Основные параметры гидродинамических каркасов моделей залежей представлены в таб. 1.

Ввиду того, что файлы гидродинамических каркасов содержат информацию о всех узлах и сеточных блоках модели, они имеют большие размеры. Работа с этими файлами реализована программным путем, т. е. по известному алгоритму велось чтение и запись этих файлов.

Таким образом, был получен каркас модели залежи «А» (рис. 1) с размерностью равной модели залежи «Б» в направлениях J и K, что позволяет объединить их в единый каркас. Используя реализованное программное приложение файлы каркасов, были обработаны и записаны в единый гидродинамический каркас, посредством создания связующего ряда ячеек, границами которых стали координаты ячеек отдельных залежей по смежной стороне. Так как залежи являются отдельными гидродинамическими системами, и отсутствует всякое влияние между ними, то ячейки связующего ряда неактивны в процессе расчета.

В результате процедуры программного объединения был получен единый гидродинамический каркас моделей залежей «А» и «Б» с размерностью 353×586×62 ячеек, представленный на рис. 2.

Перенос свойств ячеек осуществлялся последовательно для обоих моделей в следующей последовательности:

1) выбор исходной, настроенной на историю разработки модели залежи «А» и залежи «Б»;
2) выбор свойства для переноса;
3) выбор интервалов переноса в направлениях I, J, K;
4) перенос свойств в единую гидродинамическую сетку.

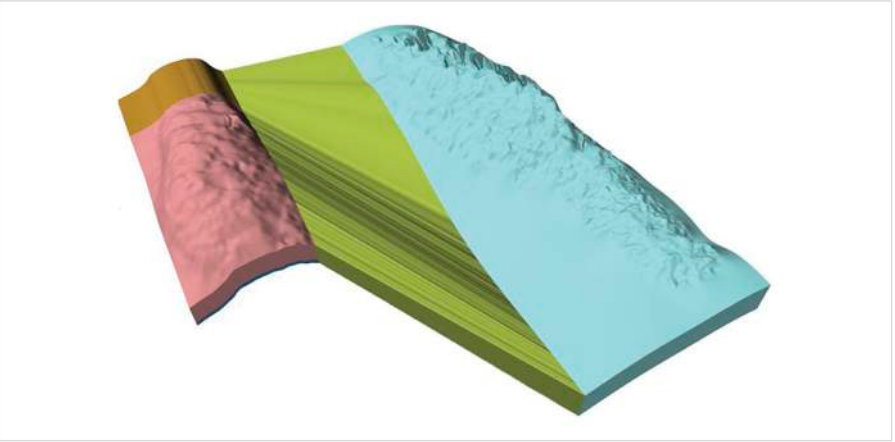


Рис. 2 — Единый ГДМ каркас моделей залежей «А» и «Б»

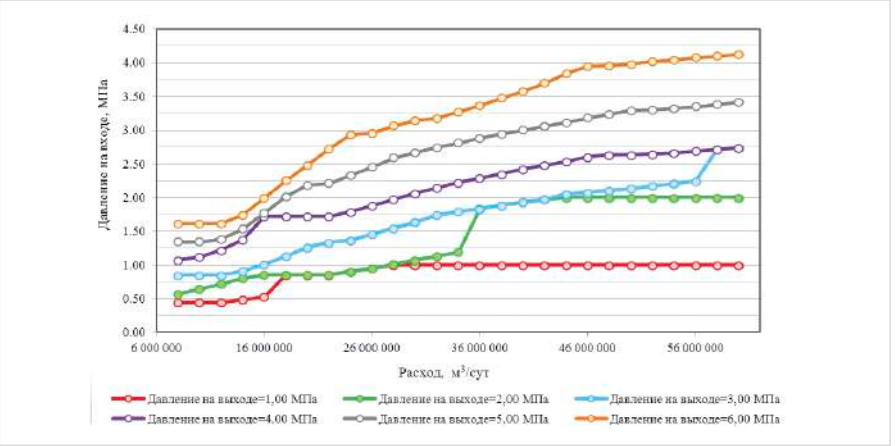


Рис. 3 — Кривые режимов компримирования модели ДКС Вынгаяхинского газового промысла

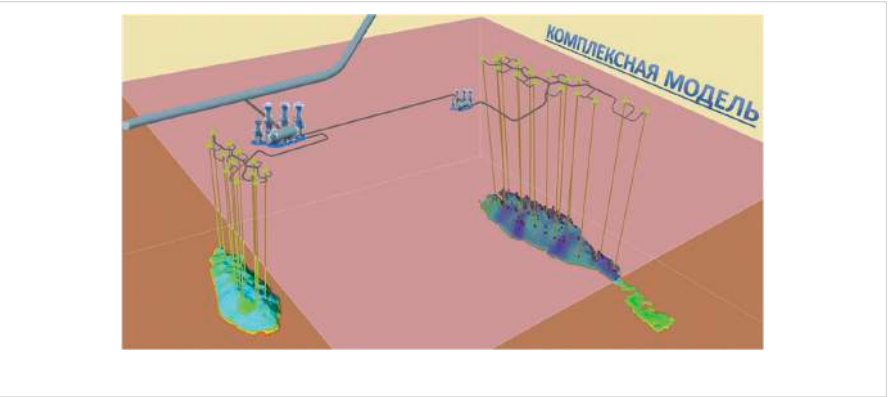


Рис. 4 — Схематичное представление комплексной модели сеноманских залежей Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений

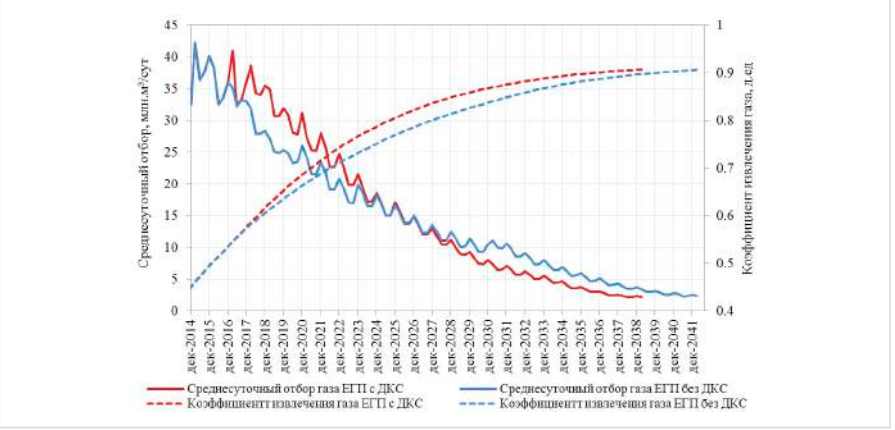


Рис. 5 — Прогнозная динамика среднесуточного отбора газа и коэффициента извлечения газа по сеноманской залежи Еты-Пуровского НГКМ

Последним этапом объединения стал перенос скважин [4] отдельных моделей на модель с единым гидродинамическим каркасом. Стоит отметить, что свойства моделей залежей были перенесены после построения и адаптации на историю разработки отдельных гидродинамических моделей рассматриваемых залежей, а полученные модификаторы полей фильтрационно-емкостных свойств использовались для корректировки соответствующих параметров в единой гидродинамической сетке, для установления горно-геологических и термобарических соответствий.

Моделирование наземных сетей произведено с помощью опции Network программного продукта Eclipse. В модели была описана структура ГСС, учитывающая порядок подключения шлейфов, наличие дроссельных задвижек, дожимной комплекс. Для каждого участка сети рассчитаны индивидуальные единицы потерь давления.

Для проверки соответствия показателей комплексной модели фактическим данным, расчет исторического периода был проведен по прогнозной схеме, результаты которого показали достаточную степень точности комплексной модели и надежности ее использования при расчете прогнозной стратегии разработки.

Комплексная модель также включает в себя модель ДКС, установленной на промысле сеноманской залежи Вынгаяхинского месторождения. При ее построении были использованы газодинамические характеристики установленных на газоперекачивающих агрегатах (ГПА) сменных проточных частей (СПЧ), а также рассчитаны режимы работы ДКС после перехода на двух и трех ступенчатое компримирование. Режимы компримирования модели ДКС ВяГП представлены на рис. 3.

Учитывая, что комплексная модель содержит в себе две пластовые системы, объединенные единой системой ГСС, расчет прогнозной стратегии разработки учитывает взаимовлияние моделей на поверхностном уровне. Схематично комплексная модель рассматриваемых залежей представлена на рис. 4.

Стоит отметить, что разновременность ввода залежей в промышленную разработку, а также неточности в оценке начальных запасов газа стали причиной дисбаланса пластовых и как следствие входных давлений в ДКС Вынгаяхинского промысла, что является одной из наиболее значимых проблем совместной разработки залежей [5].

Итоги

Просчитаны прогнозные стратегии совместной разработки залежей. Построенная комплексная модель позволяет учитывать влияние изменения пластовых параметров и технологических компонентов на совместную разработку, учитывать продуктивные характеристики скважин обеих залежей при распределении отборов газа, повысить точность прогнозных технологических показателей.

Выводы

Специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» предложены варианты разработки, направленные на повышение эффективности разработки, как на ближайшую перспективу, так и на доизвлечение запасов газа на завершающей стадии разработки. В частности предложено оснащение Еты-Пуровского газового промысла ДКС (динамика изменения технологических показателей представлена на рис. 5), бурение горизонтальных скважин на Вынгаяхинском газовом промысле, реализация технологии распределенного компримирования.

Список используемой литературы

1. Батурин А. Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ, 2008. 113 с.
2. Eclipse user's guide 2012.2. Schlumberger, 2012, 2770 p.
3. Eclipse technical description 2006. Schlumberger, 2006, 1068 p.
4. Holmes J. A. Enhancements to the Strongly Coupled, Fully Implicit Well Model: Wellbore Crossflow Modeling and Collective Well Control. SPE, issue 12259. 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Francisco, 1983.
5. Ермилов О. М. и др. Применение математического моделирования при разработке крупных газовых месторождений Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, 2003, 78 с.

Complex modeling of joint development of Cenomanian gas fields

UDC 622.279.23/.4.001.57

Authors:
Roman I. Sharipov — graduate student, junior scientist[1]; SharipovRI@tngg.ru
Sergey Yu. Sventsky — head of complex modeling of gas fields production sector[1];
Vitaly A. Varlamov — head of sector[1];

[1]TyumenNIIgipropaz LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The solution of complex modeling to development a two different gas fields as collection and compression united system is suggested. Two hydrodynamic models are combining by connecting elements to create a united gas field. Collection system modeling was designed with account for compression facility complex.

Materials and methods

Math modeling of hydrodynamic process.

Results

The prognosis of joint fields development strategy was calculated. Developed complex model is for counting changes influence of reservoir factors and technological components to joint fields production. Also it hepls for counting productive wells of both fields.

Conclusions

TyumenNIIgiprogaz experts suggested options to increase production efficiency as for near future as for final stage of gas production. Particularly suggested equipping Ety-Purovsk gas field by compression facility complex (dynamic changing process parameters is shown in Fig. 5), horizontal well drilling at Vyngajahinsk gas field and technology of uniform pressure realization.

Keywords

complex model,
hydrodynamic grid,
joint development,
gas field, model
adaptation

References

1. Baturin A. J. *Geologo-tehnologicheskoe modelirovanie neftjanyh i gazovyj mestorozhdenij* [Oil and gas fields geotechnical modeling]. Moscow: *VNIIOENG*, 2008, 113 p.
2. Eclipse user's guide 2012.2. Schlumberger, 2012, 2770 p.
3. Eclipse technical description 2006. Schlumberger, 2006, 1068 p.
4. Holmes J.A. Enhancements to the Strongly Coupled, Fully Implicit Well Model: Wellbore Crossflow Modeling and Collective Well Control. SPE, issue 12259. 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Francisco, 1983.
5. Ermilov O.M. and others. *Primenenie matematicheskogo modelirovanija pri razrabotke krupnyh gazovyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri* [Math modeling method in action during large West Siberian gas fields development]. Novosibirsk: SB RAS, 2003, 78 p.

УДК 622.691

О возможности применения сварных тройников на объектах ОАО «Газпром»

О.П. Васильев
заместитель генерального директора по развитию[1]
o.vasilyev@inpipe.info

Ю.М. Свердлик
начальник отдела прочности и надежности объектов МГ, заместитель начальника центра прочности, надежности и диагностики, эксперт промышленной безопасности в области нефтяной и газовой промышленности[2]
sverdlik@ggc.nnov.ru

А.В. Устюжанин
главный специалист отдела прочности и надежности[2]
ustav@ggc.nnov.ru

[1]ООО «ИТРиС», Москва, Россия
[2]ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия

Рассматривается обоснование возможности применения сварных тройников при строительстве объектов ОАО «Газпром». Критерием возможности применения является удовлетворение критериям статической и циклической прочности предлагаемых тройников.

Материалы и методы
Программный комплекс TRIFLEX, реализующий конечно-элементный расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) пространственных трубопроводных систем.
Программный комплекс ANSYS, реализующий конечно-элементный расчет НДС производных конструкций.

Ключевые слова
статическая прочность, циклическая прочность, сварной тройник, штампосварной тройник, ANSYS

В настоящее время в проектных институтах ОАО «Газпром» распространена практика применения штампосварных тройников при проектировании компрессорных станций. Преимущества такого выбора понятны и связаны, в первую очередь, с обеспечением прочности тройника в составе обвязки компрессорного цеха: штампосварной тройник не имеет явных концентраторов в месте действия наибольшего изгибающего момента.

В соответствии с планом мероприятий по недопущению проектными институтами необоснованного увеличения стоимости реализуемых проектов, разработанного в соответствии с п. 3,1 протокола оперативного совещания под руководством Заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» В.А. Маркелова от 03.12.2013 № 03-143 на проектные институты возложена ответственность за необоснованное удорожание строительства объектов. В связи с этим необходимо провести мероприятия по снижению стоимости оборудования, используемого при строительстве компрессорных цехов.

С этой целью представляется целесообразным использование сварных тройников вместо штампосварных тройников. Сварные тройники имеют ряд преимуществ перед штампосварными тройниками:

- в процессе изготовления исходные материалы (трубы или цилиндрические заготовки) не подвергаются температурным воздействиям выше точек превращения. Это имеет место при осуществлении операции термоулучшения при изготовлении штампосварных равнопроходных тройников, а в силу того, что данная операция индивидуальна для каждого типоразмера штампованного тройника, его марки стали (плавки) и имеет низкую повторяемость в серии, то она имеет множество «узких» мест, взаимовлияющих на качество конечной продукции;
- технологичность, т.к. при изготовлении сварных тройников не требуется специальная оснастка и нет того большого количества спецпроцессов (технологических переделов) с присутствием человеческого фактора (что имеется при изготовлении штампосварных тройников);
- все выше перечисленные факторы прямым и непосредственным образом влияют на сроки и стоимость изготовления ТС и, как следствие, сроки и себестоимость значительно ниже, чем у штампосварных.

Недостатками, связанными с применением сварных тройников, могут являться:

- сварной стык магистрали с ответвлением;
- наличие геометрического концентратора.

Негативное влияние сварного шва можно минимизировать при существующем уровне технического оснащения — производить вырезку отверстий с микронной точностью с применением станков с ЧПУ, осуществление сварки механизированным либо автоматизированным способом передовыми сварочными материалами с контролем качества сварного соединения ультразвуковым и рентгенографическим методами на современном оборудовании. Всё это позволяет свести вероятность наличия потенциального дефекта сварного шва к нулю.

Окончательный вывод о возможности применения сварных тройников на объектах ОАО «Газпром» можно сделать на основании оценки несущей способности предлагаемых тройников. Приведем обоснование возможности применения сварных тройников ТС 1020(22К60)х720(18К60)-9,8-0,6-ХЛ и ТС 1420(32К60)х1020(22К60)-9,8-0,6-ХЛ на компрессорных станциях ОАО «Газпром» с рабочим давлением до 9,8 МПа. В таб. 1 приведены сравнительные характеристики сварных и штампосварных тройников указанных выше типоразмеров и выполненных из стали класса прочности К60.

Возможность применения предлагаемых тройников будет подтверждена в случае, если:

- трубопроводная обвязка компрессорного цеха, включая предлагаемые тройники, будет удовлетворять условиям статической прочности в соответствии с [1];
- трубопроводная обвязка компрессорного цеха, включая предлагаемые тройники, будет удовлетворять условиям циклической прочности.

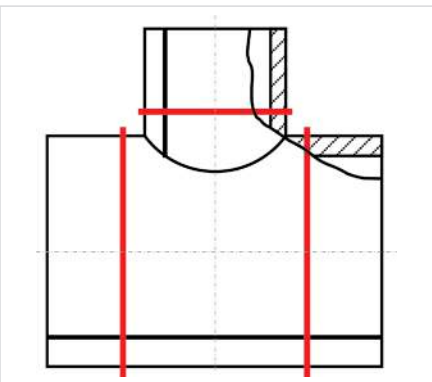


Рис. 1 — Опасные сечения тройника

Обозначение тройника[1]	Толщина магистрали, мм	Толщина ответвления, мм
ТС 1020(22К60)х720(18К60)-9,8-0,6-ХЛ	40	30
ТШС 1020(22К60)х720(18К60)-9,8-0,6-УХЛ	30	22
ТС 1420(32К60)х1020(22К60)-9,8-0,6-ХЛ	62	40
ТШС 1420(32К60)х1020(22К60)-9,8-0,6-УХЛ	45	30
ТС 1420(32К60)х1020(22К60)-9,8-0,6-ХЛ	62	40
ТШС 1420(32К60)х1020(22К60)-9,8-0,6-УХЛ	45	30

Таб. 1 — Характеристики тройников

[1]Рассматривались сварные тройники производства ЗАО «Завод Сибгазстройдеталь» по ТУ 1468-018-00153821-2006, штампосварные тройники производства ОАО «Трубодеталь» по ГазТУ 102/488/1-05.
[2]Программный комплекс TRIFLEX реализует конечно-элементный расчет НДС пространственных трубопроводных систем.

Анализ будет произведен на примере отдельного компрессорного цеха. Рассматривается цех с блочно-модульной компоновкой, имеющий в своем составе 5 технологических модулей. Давление газа после компримирования не выше 9,8 МПа. Проведение статического расчета трубопроводной системы КЦ на нагрузки, возникающие при эксплуатации и гидроиспытаниях с определением действующих нагрузок на тройники ТС 1020(22К60)х720(18К60)-9,8-0,6-ХЛ и ТС 1420(32К60)х1020(22К60)-9,8-0,6-ХЛ. Расчет трубопроводной системы компрессорной станции, построенной в программном комплексе Triflex[2], проводится в балочной постановке.

Проведение расчета НДС тройников по полученным на первом этапе нагрузкам производится в программном комплексе ANSYS[3]. Тройник моделируется объемными конечными элементами. По результатам расчета НДС тройника проводится оценка циклической прочности тройника согласно методикам [2] и [3].

В качестве критерия прочности тройников принималось непревышение максимального среднего по сечению тройника эквивалентного напряжения (магистрали или ответвления) значения предела текучести материала тройника. Определение средних по сечению максимальных эквивалентных напряжений в тройниках производилось по результатам численного моделирования для трёх наиболее опасных сечений (рис. 1).

Методика оценки циклической прочности тройников основана на положениях [2], [3].

При отсутствии подробных сведений о режимах изменения давления на компрессорной станции используют типизированный режим нагружения, отражающий среднестатистические данные по переменному нагружению трубопроводов компрессорной станции. Типизированный режим нагружения для трубопроводов компрессорной станции состоит из 32 отнулевых циклов. Эквивалентные напряжения в стенке трубы, возникающие после 32 отнулевых циклов типизированного режима нагружения, приводят к поврежденности, равной поврежденности при эксплуатационном режиме нагружения за год эксплуатации.

Эквивалентное напряжение отнулевого цикла вычисляется по формуле:

$$\sigma^0_{экв} = \frac{\left(1{,}2\cdot 10^8 + 1{,}24\cdot 10^5 \frac{N_o^{\frac{1}{m_y}}\cdot \sigma_{экв}}{\sqrt{1-\mu+\mu^2}}\right)^{\frac{1}{m_y}}}{0{,}94 + 0{,}019\left(\frac{D_н}{\delta}\right)^{\frac{1}{m_y}}}$$

где:

$D_н$ — наружный диаметр трубопровода компрессорной станции, мм;

δ — толщина стенки трубы, мм;

μ — коэффициент (μ = 0,3 для подземных тройников и μ = 0,5 для надземных тройников);

m_y — усталостная характеристика трубных сталей (m_y = 3);

N_0 — количество отнулевых циклов в типизированном режиме переменного нагружения трубопровода, равное 32;

$\sigma_{экв}$ — максимальное значение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса по результатам расчета НДС тройника.

Поскольку локальные эквивалентные упругие напряжения в ряде случаев могут превышать предел пропорциональности материала, необходимо выполнить пересчет данных напряжений в локальные эквивалентные условно упругие (с учетом пластического деформирования) напряжения:

$$(\sigma_F) = (\sigma_{пц})^{\frac{\nu-1}{\nu+1}}\left(\frac{1+\nu}{2}(\sigma^0_{экв})^2 + \frac{1-\nu}{2}(\sigma_{пц})^2\right)^{\frac{1}{1+\nu}}$$

где:

$$\nu = \frac{0.73\lg\left[\left(1+1.4\cdot 10^{-2}\psi\right)\frac{\sigma_B}{\sigma_{0,2}}\right]}{\lg\left[\frac{2.3\lg\frac{100}{100-\psi}}{2\cdot 10^{-3}+\frac{\sigma_{0,2}}{E}}\right]}$$

— показатель упрочнения;

$$\sigma_{пц} = \left[\frac{\sigma_{0,2}}{(2\cdot 10^{-3}E + \sigma_{0,2})^{\nu}}\right]^{\frac{1}{1-\nu}}$$

— предел пропорциональности.

Скорректированное относительное сужение ψ рассчитывается по формуле:

$$\psi = 15 + 0{,}5\psi_f$$

где:

ψ_f — относительное сужение материала (принимается равным 40%).

Амплитудное значение циклической нагрузки для рассматриваемого вида циклического нагружения составляет:

$$(\sigma_{aF}) = \frac{(\sigma_F)}{2}$$

Допускаемое значение числа циклов при заданной амплитуде циклической нагрузки равно минимальному значению из 2-х, определяемых по уравнениям:

$$(\sigma_{aF}) = \left(\frac{E\cdot\ln\frac{100}{100-\psi}}{n_\sigma\left((4[N])^m + \frac{1+r^*}{1-r^*}\right)} + \frac{\sigma_{-1}}{n_\sigma\left(1+\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_в}\frac{1+r}{1-r}\right)}\right)\varphi_s$$

$$(\sigma_{aF}) = \left(\frac{E\cdot\ln\frac{100}{100-\psi}}{n_\sigma\left((4n_N[N])^m + \frac{1+r^*}{1-r^*}\right)} + \frac{\sigma_{-1}}{\left(1+\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_в}\frac{1+r}{1-r}\right)}\right)\varphi_s$$

где:

E — модуль упругости, МПа;

σ_{-1} — предел выносливости на базе 106, МПа;

$\sigma_в$ — предел прочности, МПа;

r* — коэффициент асимметрии цикла условно упругих напряжений,

r — коэффициент асимметрии цикла напряжений,

m — характеристика материала,

n_σ — коэффициент запаса по напряжениям,

n_N — коэффициент запаса по долговечности.

Здесь φ_s = 0,8 — коэффициент снижения циклической прочности сварного шва, выполненного ручной электродуговой сваркой без термообработки, принимаемый в соответствии с [3].

При отсутствии экспериментальных данных по усталостным параметрам допускается пересчет по статическим характеристикам трубных сталей по формулам:

$$m = 0{,}5$$

$$\sigma_{-1} = k_{-1}\,\sigma_в$$

где k_{-1} = 0,4.

Если $(\sigma_F) > \sigma_{0,2}$ и $(\sigma_{aF}) < \sigma_{0,2}$ то r* определяется по формуле

$$r^* = \frac{\sigma_{0,2} - 2(\sigma_{aF})}{\sigma_{0,2}}$$

Если $(\sigma_{aF}) > \sigma_{0,2}$, то r* принимают равным

$$r^* = -1.$$

Коэффициент асимметрии цикла напряжений

$$r = 0.$$

Значения коэффициентов запаса по напряжениям и долговечности, на основании [2], [3] следующие n_σ = 2, n_N = 10.

Срок службы тройника $T_{тр}$ связан с допускаемым числом циклов следующей зависимостью:

$$T_{тр} = ([N])/N_0$$

где N_0 — количество отнулевых циклов в типизированном режиме переменного нагружения трубопровода, равное 32.

Для каждого тройника на основании значений максимальных эквивалентных напряжений по критерию Мизеса, полученных

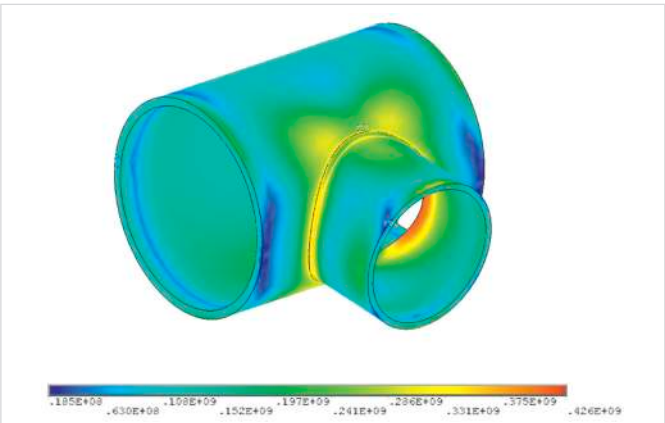


Рис. 2 — Эквивалентные напряжения в тройнике ТС 1020(22К60)х720(18К60)-9,8-0,6-ХЛ при эксплуатации

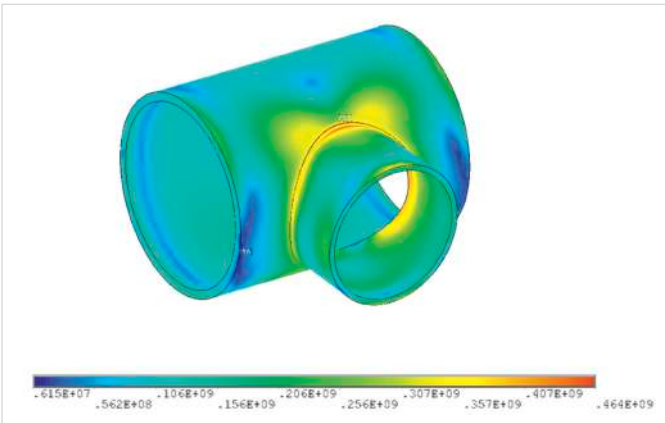


Рис. 3 — Эквивалентные напряжения в тройнике ТС 1420(32К60)х1020(22К60)-9,8-0,6-ХЛ при эксплуатации

[3]Программный комплекс ANSYS реализует конечно-элементный расчет НДС производных конструкций.

при расчете НДС тройников, определяется максимально допустимое количество циклов и срок службы тройников.

Ниже приведены распределения полей эквивалентных напряжений при эксплуатации КС в наиболее нагруженном тройнике ТС 1020 (22К60) х 720 (18К60)-9,8-0,6-ХЛ (рис. 2) и в наиболее нагруженном тройнике ТС 1420(32К60)х1020(22К60)-9,8-0,6-ХЛ (рис. 3).

Итоги

Локальные эквивалентные напряжения в тройниках ТС 1020 (22К60)х720 (18К60)-9,8-0,6-ХЛ не превышают 426 МПа, при этом средние эквивалентные напряжения в опасных сечениях не превышают 237 МПа, что составляет 53,7% от напряжений, допускаемых по [1]. Для указанного тройника допускаемые число эквивалентных циклов нагружения составляет 2896, что соответствуют сроку службы тройника — 90 лет.

Локальные эквивалентные напряжения в тройниках ТС 1420 (32К60)х1020 (22К60)-9,8-0,6-ХЛ не превышают 465 МПа, при этом средние эквивалентные напряжения в опасных сечениях не превышают 245 МПа, что составляет 55,6% от напряжений, допускаемых по [1]. Для указанного тройника допускаемые число эквивалентных циклов нагружения составляет 2850, что соответствуют сроку службы тройника — 89 лет.

Таким образом основные технологические трубопроводы, а также тройники ТС 1020 (22К60)х720 (18К60)-9,8-0,6-ХЛ и ТС 1420 (32К60)х1020 (22К60)-9,8-0,6-ХЛ в составе обвязки рассматриваемой КС условиям статической прочности удовлетворяют. Уровень эквивалентных напряжений в сварных тройниках при эксплуатационном режиме и в режиме гидроиспытаний не превышает 62% максимально допустимых по [1]. Срок службы сварных тройников составляет не менее 82 лет. Данный срок превышает расчетный срок безопасной эксплуатации технологических трубопроводов типовых компрессорных станций — 40 лет.

Выводы

Таким образом, тройники ТС 1020 (22К60) х720 (18К60)–9,8–0,6–ХЛ, ТС 1420 (32К60) х1020 (22К60)–9,8–0,6–ХЛ могут быть применены вместо тройников ТШС 1020 (22К60)х720 (18К60)-9,8-0,6-УХЛ, 1420 (32К60)х1020 (22К60)-9,8-0,6-УХЛ в составе трубопроводной обвязки рассматриваемой компрессорной станции, а также на других компрессорных станциях ОАО «Газпром» при обосновании достаточной прочности.

Список используемой литературы

1. Строительные нормы и правила Российской Федерации. СНИП 2.05.06-85*. Магистральные газопроводы.
2. Стандарт организации. СТО Газпром 2-2.3-453-2010. Методика оценки ресурса тройников. Введ. 15.09.2010. М.: ОАО «Газпром», 2010. 114 с.
3. Правила и нормы в атомной энергетике Госатомэнергонадзора СССР. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.

Possibility of using welded tees at OJSC "Gazprom"

UDC 622.691

Authors:

Oleg P. Vasil'ev — deputy general director for development[1]; o.vasilyev@inpipe.info

Yuriy M. Sverdlik — head of the strength and reliability of trunk pipelines objects, deputy head of the center of strength, reliability and diagnostics, Industrial safety expert in the oil and gas industry[2]; sverdlik@ggc.nnov.ru

Aleksey V. Ustyuzhanin — chief specialist of the strength and reliability[2]; ustav@ggc.nnov.ru

[1]ITRiS LLC, Moscow, Russian Federation

[2]Giprogaztsentr OJSC, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Abstract

The explanation of the possibility of using welded tees during construction of JSC "Gazprom". The possibility of applying the criterion is to satisfy the criteria of static and cyclic strength of the proposed tees.

Materials and methods

Software package TRIFLEX implements finite element calculation of the stress-strain state (SSS) spatial piping systems. ANSYS software system implements a finite element calculation of VAT derivatives structures.

Results

Local equivalent stresses in tees TC 1020 (22K60) x720 (18K60)-9,8-0,6-CL does not exceed 426 MPa, while the average equivalent stress in the dangerous sections do not exceed 237 MPa, which is 53.7% of the strains permitted by [1]. Tee for the specified allowable number of load cycles is equivalent to 2896, which correspond to the lifetime of the tee — 90 years. Local equivalent stresses in tees TC 1420 (32K60) x1020 (22K60)-9,8-0,6-CL does not exceed 465MPa, while the average equivalent stress in the dangerous sections do not exceed 245MPa, which is 55.6% of the strains allowed in [1]. Tee for the specified allowable number of load cycles is equivalent to 2850, which correspond to the lifetime of the tee — 89 years. Thus the basic technological pipelines, as well as tees TC 1020 (22K60) x720 (18K60)-9,8-0,6-CL and TC 1420 (32K60) x1020 (22K60)-9,8-0,6-CL as part of COP considered binding conditions satisfy the static strength. Level equivalent stresses in welded tees at operational mode and hydraulic testing does not exceed 62% of the maximum allowable in [1]. The service life of welded T-joints is not less than 82 years. This period exceeds the expected life safe operation of process piping typical compressor stations — 40 years.

Conclusions

Thus, T-TC 1020 (22K60) x720 (18K60) -9,8-0,6-CL, TC 1420 (32K60) x1020 (22K60) -9,8-0,6-CL can be used instead of tees TSHS 1020 (22K60) h720 (18K60) -9,8-0,6-UHL, 1420 (32K60) h1020 (22K60) -9,8-0,6-UHL as part of the piping under consideration compressor station, as well as other compressor stations OJSC "Gazprom" in the justification of sufficient strength.

Keywords

static strength, fatigue strength, welded tee, stamped tee, ANSYS

References

1. *Stroitel'nye normy i pravila Rossiyskoy Federatsii* [Building regulations of the Russian Federation]. SNIP 2.05.06-85*. Trunk gas pipelines.
2. *Standart organizatsii. Metodika otsenki resursa troynikov* [Standard organization]. STO Gazprom 2-2.3-453-2010. Methods of assessing the resource tees. Permission. 15.09.2010. Moscow: OJSC "Gazprom", 2010, 114 p.
3. *Pravila i normy v atomnoy energetike Gosatomenergonadzora SSSR* [Rules and regulations in nuclear power Gosatomenergonadzor USSR]. PNAE G 7-002-86. Norms based on the strength of the equipment and pipelines of nuclear power plants.

УДК 622.691

Пилотные испытания волновой технологии при подготовке газового конденсата к транспорту

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

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

В.Б. Мельников
профессор[3]

Ю.Г. Пименов
старший научный сотрудник[3]

Н.П. Макарова
доцент[3]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
[2]ООО «Газпром добыча Ямбург», Новый Уренгой, Россия
[3]РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

При разработке и эксплуатации газоконденсатных месторождений, когда углеводородный газовый конденсат является одним из целевых продуктов, требуется применение новых, более эффективных процессов извлечения углеводородов газового конденсата из природного газа, чтобы сократить теплоэнергетические расходы и материалоемкость аппаратов и повысить четкость отделения газовой фазы от жидкой углеводородной фазы. Одним из таких процессов может стать разделение газожидкостной углеводородной системы на газовую и жидкую фазы при воздействии волнового ультразвукового поля на стадии стабилизации углеводородного газового конденсата [1–4].

Материалы и методы
Исследование модели волновой технологии дегазации газового конденсата на испытательном стенде при рабочих условиях блока НТС на базе УПМТ-15С УКПГ-1С ЗНГКМ.

Ключевые слова
волновая технология, стабилизация газового конденсата

К 2015–2020 гг. около 30% природного газа России будет добываться из газоконденсатных залежей Западной Сибири. В условиях постепенного сокращения добычи нефти особое значение начинает приобретать добыча газового конденсата.

В настоящее время волновые технологии различной интенсивности и природы используются во многих отраслях — от космической, авиационной и тяжелой металлургической до медицинской и пищевой.

В 2009–2012 годах ООО «Газпром добыча Ямбург» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина провели совместные комплексные исследования в области разработки и использования волновой техники и технологии дегазации (стабилизации) газового конденсата.

На основе проведенных РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина фундаментальных и поисковых исследовательских работ были проработаны различные варианты принципиальной конструкции модели дегазации (стабилизации) газового конденсата с использованием волновой технологии.

Разработанная модель волновой технологии дегазации газового конденсата была испытана при действующих технологических параметрах работы блока стабилизации газового конденсата на УПМТ-15С Заполярного НГКМ.

При проведении исследований модели и процесса волновой технологии дегазации газового конденсата через определенные промежутки времени фиксировались значения давления и температур газовой и жидкой фаз в сосуде модели и отбирались пробы газовой и жидкой фаз. Изменение значений давления в сосуде модели использовались для оценки протекания процесса дегазации газового конденсата, а максимальное достижение данной величины принималось за завершение процесса дегазации при данных термобарических условиях.

Исследования модели и процесса волновой технологии дегазации газового конденсата проводились при воздействии ультразвукового волнового поля мощностью от 250 до 1200 Вт.

Отдельные результаты проведенных экспериментальных работ по испытанию модели волновой технологии дегазации газового конденсата представлены на рис. 1.

Из экспериментальных данных, представленных на рис. 1, который характеризуют влияние мощности ультразвукового излучения на процесс дегазации газового конденсата от 250 до 1200 Вт, можно отметить, что увеличение мощности ультразвукового излучения в процессе дегазации газового конденсата позволяет сократить продолжительность воздействия волнового поля для достижения максимального давления в сосуде модели с 18 сек. до 1 минуты.

Проведенные экспериментальные работы по исследованию процесса волновой ультразвуковой технологии дегазации

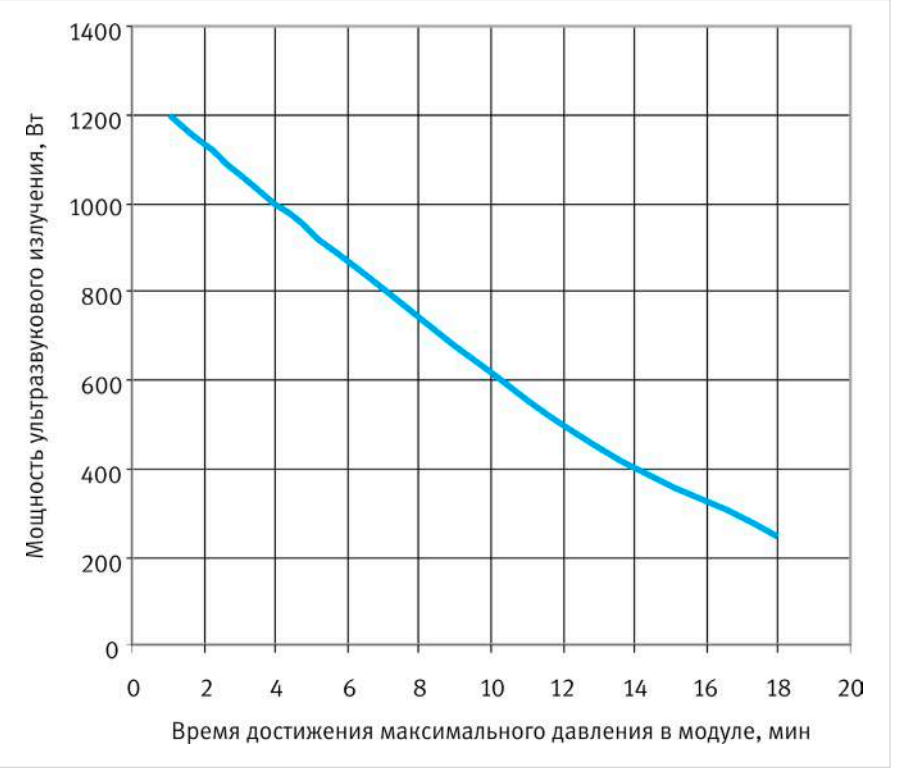


Рис. 1 — Влияние мощности ультразвукового излучения на время достижения максимального давления в модуле

(стабилизации) газового конденсата, обобщение и анализ полученных данных показали следующее:

- воздействие волнового поля на нестабильный газовый конденсат без дополнительного нагревания приводит к дегазации газового конденсата, увеличению содержания углеводородов C_{5+} в газовом конденсате и позволяет повысить эффективность процесса стабилизации (дегазации) газового конденсата;
- установлено, что с увеличением мощности ультразвукового излучения процесс дегазации газового конденсата осуществляется с более высокой скоростью десорбции газов (в 10 раз и более) из газового конденсата за счет внутреннего волнового поля в жидкой фазе, а не путем повышения температуры (нагрева) газового конденсата;
- результаты проведенных экспериментальных работ по исследованию волновой технологии дегазации газового конденсата, термодинамических и теплоэнергетических расчетов в сравнении с существующими тепловыми способами указывают на высокую эффективность ее применения в процессах дегазации газового конденсата в процессах НТС и НТСР на УКПГ-В. По сравнению с фактическими тепловыми затратами на УПМТ-15 при стабилизации газового конденсата применение волновой технологии позволяет снизить их расходы в 43,77 раза в расчете на физическое соотношение тепловых и электрических единиц;
- разработанная технология позволяет транспортировать газовый конденсат до потребителя с требуемым компонентным составом и давлением насыщенных паров.

Итоги

Впервые в мировой практике на уровне созданной опытно-экспериментальной модели волновой технологии дегазации (стабилизации) газового конденсата осуществлены экспериментальные работы на УПМТ-15 УКПГ-1С ЗНГКМ ООО «Газпром добыча Ямбург».

Выводы

Проведенные экспериментальные работы по исследованию процесса волновой ультразвуковой технологии дегазации (стабилизации) газового конденсата позволяют отметить, что применение волновой технологии дегазации газового конденсата позволит существенно сократить теплоэнергетические расходы и количество газов выветривания на действующих УКПГ, а на проектируемых УКПГ также снизить металлоемкость ректификационных колонн и трехфазных разделителей путем увеличения скорости процесса дегазации повышением единичной мощности ультразвуковых излучателей, упростить технологическую схему, повысить надежность и безопасность производства, в том числе экологическую безопасность.

Список используемой литературы

1. Мельников В.Б. Перспективы применения волновых технологий в нефтегазовой отрасли // Нефть и газ. 2007. №52. 23 с.
2. Патент РФ № 102535. Установка стабилизации газового конденсата приоритет от 13.11.2010 г.
3. Патент РФ № 102538. Установка дебутанизации газового конденсата приоритет от 13.11.2010 г.
4. Патент РФ № 102536. Установка деэтанизации газового конденсата приоритет от 13.11.2010 г.

Pilot trials of wave technology during gas condensate preparation to transport

UDC 622.691

Authors:
Roman V. Korytnikov — experimental plant manager[1]; RVKoritnykov@mail.ru
Dmitriy A. Yakhontov — lead engineer of technical department[2]; DAYahontov@mail.ru
Vyacheslav B. Melnikov — professor[3];
Yuriy G. Pimenov — senior researcher[3];
Natalya P. Makarova — associate professor[3];

[1]TyumenNIIgiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation
[2]Gazprom dobycha Yamburg LLC, Novy Urengoy, Russian Federation
[3]Gubkin RSU of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation

Abstract

Gas condensate is the most valuable product during development and exploration a gas condensate fields. There is necessity of new more effective methods of gas condensate production to reduce consumption of materials and energy spending, and to increase precision of separation gas phase from the hydrocarbonaceous liquid one. One of those processes could be splitting hydrocarbons into a gas and liquid phases by effecting wave ultrasonic field during stabilization stage [1–4].

Materials and methods

Model analysis of wave technology of condensate degassing at test-bench in gas processing plant operation environment by UPMT-15 UKPG-1S ZNGKM.

Results

Gazprom dobycha Yamburg have performed the trials on UMTP-15S UKPG-1S ZNGKM by wave technology prototype of condensate degassing for the first time in the world's practice.

Conclusions

The trials shown that using of gas condensate wave technology enable to reduce an energetic resources costs and gas loss at actual plants. Using this technology at designed projects enable to cut a metal consumption of fractional column and three phase separator. Also it fits to upgrade technical details and increase ecological and process safety of production.

Keywords

wave technology, gas condensate stabilization

References

1. Melnikov V.B. *Perspektivy primeneniya volnovykh tekhnologiy v neftegazovoy otrasli* [Prospects for the use of wave technology in the oil and gas industry]. *Oil and gas*, 2007, issue 52, 23 p.
2. Patent RF № 102535. *Ustanovka stabilizatsii gazovogo kondensata* Installation of gas condensate stabilization]. Priority from 13.11.2010.
3. Patent RF № 102538. *Ustanovka debutanizatsii gazovogo kondensata* [Installation of gas condensate debutanization]. Priority from 13.11.2010.
4. Patent RF № 102536. *Ustanovka dejetanizacii gazovogo kondensata* [Installation of gas condensate deethanization]. Priority from 13.11.2010.

MULTIFUEL SYSTEM
ПРОПАН
ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Работайте без перебоев

Газовые электрогенераторные установки

FAS·OZP

- Автоматический запуск
- Природный / сжиженный газ
- Тихие и компактные
- Простая установка

Основные параметры

Модель	FAS-11-OZP1/V	FAS-11-OZP3/V	FAS-15-OZP1/V	FAS-15-OZP3/V	FAS-18-OZP1/VD	FAS-18-OZP3/V	FAS-21-OZP1/VD	FAS-21-OZP3/V	FAS-24-OZP3/V	FAS3-26-OZP3/VD	FAS-29-OZP3/VD	FAS-32-OZP3/VD
Количество фаз	1	3	1	3	1	3	1	3	3	3	3	3
Номинальное напряжение, В	220	380	220	380	220	380	220	380	380	380	380	380
Номинальная сила тока, А	50	17	68	23	82	27	91	32	36	39	44	48
Номинальная частота, Гц	50											
Макс. мощность (природный газ), кВт	10	10	14	14	17	17	20	20	23	25	28	28
Макс. мощность (СУГ), кВт	11	11	15	15	18	18	21	21	24	26	29	29
Потребление природного газа, м³/час	4,0	4,0	5,6	5,6	6,8	6,8	8,0	8,0	9,2	10,1	11,2	12,4
Потребление СУГ, кг/час	3,8	3,8	5,2	5,2	6,3	6,3	7,3	7,3	8,4	9,1	10,2	11,2
Тип двигателя	ВАЗ, 4-цилиндровый											
Охлаждение	Жидкостное											
Габаритные размеры, мм	1300×820×990	1300×820×990	1300×820×990	1300×820×990	1300×820×990	1300×820×990	1720×820×950	1300×820×990	1300×820×990	1720×820×950	1720×820×950	1720×820×950
Масса нетто, кг	540	540	540	540	540	540	560	540	540	560	560	560
Цена, €	7200	7200	7300	7300	9200	7400	9300	7500	7600	8830	9500	9600

Приведены цены по состоянию на 1 ноября 2014 года.

Дополнительное оборудование

- Сервисный набор
- Система дифференциальной защиты
- Аккумуляторная батарея

Функции контроля

- Узел АВР (автоматического ввода резервного электропитания)
- Цифровой таймер с дисплеем
- Цифровой дисплей параметров тока
- Дисплей сервисных сообщений
- Упрощенное конфигурирование
- Основной переключатель (включение/выключение, рестарт, авто)
- Регулировка выходного напряжения

FAS Энергомаш

(812) 318-7575

WWW.FASENERGO.RU

УДК 622.691

Создание комплексов интегрированной логистической поддержки в морских объектах газо и нефтедобычи

В.А. Плесняев
директор аналитического центра[1]
plesnyaev@oeg.gazprom.ru

К.Н. Жучков
к.ф.-м.н., доцент, заместитель директора аналитического центра[1]
k.zhuchkov@oeg.gazprom.ru

Д.А. Богданов
генеральный директор[2]
bogdanov@seaproject.ru

Р.А. Мыскин
к.т.н., руководитель отдела продаж и маркетинга[2]
myskin@seaproject.ru

М.А. Соловьев
к.ф.н., технический директор[2]
soloviev@seaproject.ru

[1]ОАО «Оргэнергогаз», Москва, Россия
[2]ЗАО «Си Проект», Санкт-Петербург, Россия

В статье рассматривается совместный опыт ОАО «Оргэнергогаз» и ЗАО «Си Проект» по разработке системы управления жизненным циклом (СУЖЦ) морского добычного комплекса Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГКМ). Приведена характеристика морских добычных комплексов как сложных инженерных объектов, требующих применения интегрированной логистической поддержки на всех этапах жизненного цикла и, особенно, на стадии эксплуатации.
В работе рассмотрены принципы создания, основные требования, задачи и оценка эффективности использования систем информационной поддержки эксплуатации объектов газодобычи.

Газовая отрасль сегодня является одной из наиболее высокотехнологичных отраслей промышленности, по сути, площадкой, на которой происходит внедрение инновационных наукоемких технологий, их адаптация и вывод нового знания на следующий уровень в смежных прикладных областях. Добыча, транспортировка и переработка природного газа сопряжены с использованием сложного и дорогостоящего оборудования, нуждающегося в грамотном обслуживании и ремонте. Доля затрат на приобретение и обслуживание техники в структуре расходов предприятий газовой отрасли велика, а значит, уровень их конкурентоспособности в существенной степени зависит от того, насколько эффективно будет использоваться оборудование.

При этом, как правило, объекты газовой отрасли можно характеризовать как дорогостоящие капитальные объекты, с длительным жизненным циклом, их эксплуатация осуществляется в сложных климатических условиях и связана с соблюдением повышенных норм безопасности, а также экологическими рисками.

Мировая практика показывает, что эффективное использование подобных промышленных объектов невозможно без широкого применения технологий управления жизненным циклом, таких как CALS технологий и интегрированной логистической поддержки (ИЛП).

Внедрение современных технологий управления жизненным циклом, в общем случае, способно обеспечить решение следующих задач:

- оценку и обоснование стоимости владения (в том числе эксплуатационных расходов);
- создание эффективной системы технического обслуживания и материально-технического обеспечения;
- повышение надежности объекта и снижение количества возникающих отказов, увеличение доли плановых и предупредительных ремонтов и технического обслуживания техники;
- увеличение скорости и качества подготовки персонала, за счет использования интерактивных руководств, пособий и тренажеров;

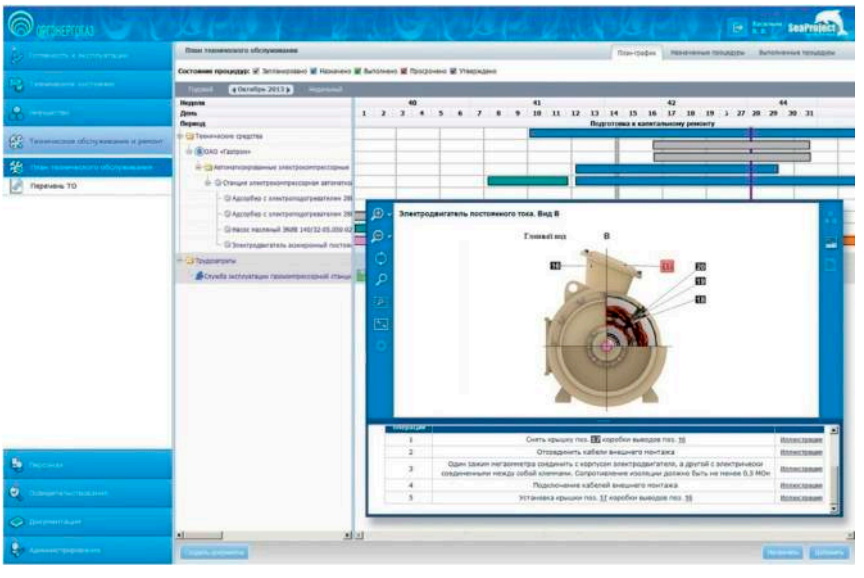


Рис. 1 — Пример экранной формы системы информационной поддержки эксплуатации. Планирование технического обслуживания

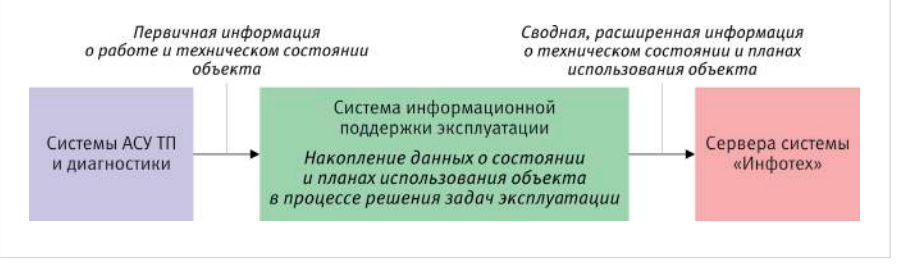


Рис. 2 — Схема взаимодействия СИПЭ с другими информационными системами

Проведен анализ стандартов, руководящих и нормативных документов, применяемых при разработке систем управления жизненным циклом, позволяющий интегрировать вновь разрабатываемые системы информационной поддержки с существующими автоматизированными системами нефтегазовой отрасли.
Выполнена оценка перспектив применения систем информационной поддержки эксплуатации для повышения эффективности использования объектов нефтегазовой отрасли.

Материалы и методы
Применение технологий управления жизненным циклом, таких как CALS технологий и интегрированной логистической поддержки (ИЛП).

Ключевые слова
интегрированная логистическая поддержка, жизненный цикл, интерактивное электронное техническое руководство, МТО, морской добычной комплекс, система информационной поддержки эксплуатации

- выбор оптимальной системы технического обеспечения объекта и минимизация стоимости эксплуатации техники;
- масштабируемость и трансферабельность предлагаемых технических и информационных решений.

1. Характеристика морских добычных комплексов как объектов эксплуатации

В современных условиях сложные инженерные системы, такие как плавучие атомные электростанции и буровые платформы, а также различные морские транспортные объекты, проходят жизненный цикл, занимающий десятки лет — от начальных этапов проектирования до утилизации. За это время система проходит множество различных состояний: замысел, формирование исходных технических требований, проектирование архитектуры и разработка рабочей конструкторской документации, изготовление, эксплуатация, модернизация и наконец вывод из строя. Решения, направленные на обеспечение связанности всех этих состояний в единую систему называют управлением жизненным циклом, а инструмент, в котором реализован комплекс таких решений — системой управления жизненным циклом.

В настоящее время, для освоения ШГКМ разрабатываются морские добычные комплексы (МДК), которые будут осуществлять эксплуатацию месторождений в перспективе в течение ближайших 50 лет. Одной из ключевых составляющих МДК является подводный нефтегазодобывающий комплекс судового типа.

Для обеспечения жизненного цикла МДК необходимо решение широкого круга задач, таких как:

- создания эффективной системы технического обслуживания (ТО) и материально-технического обеспечения;
- оценки и обоснования стоимости эксплуатационных расходов МДК ШГКМ;
- снижения количества возникающих отказов и увеличение доли плановых ремонтов и ТО МДК;
- увеличения скорости и качества подготовки технического и обслуживающего персонала, за счёт использования интерактивных электронных технических руководств (ИЭТР) и тренажёров;
- проведения анализа логистической поддержки (АЛП) объектов газодобычи, являющегося инструментом повышения качества и сокращения затрат на эксплуатацию и обслуживание МДК.

Мировая практика позволяет оценить эффективность использования технологий управления жизненным циклом в цифрах. Согласно данным имеющихся статистических исследований, использование систем управления жизненным циклом (СУЖЦ), обеспечивает:

- более выгодные цены на закупки запасных частей и материалов — 18%;
- сокращение срочных закупок запасных частей — 29%;
- сокращение времени ожидания запасных частей — 29%;
- сокращение сверхурочных работ — 22%;
- сокращение аварийных работ —31%;

СУЖЦ					**Взаимодействие с внешними системами** (ИСТС «Инфотех»; АСУ ТОиР; АСУТП; ИУС МТР)
Информационное обеспечение	Анализ логистической поддержки	Управление ТОиР	Управление МТО	ИЭТР	ГОСТ Р ИСО 10303 Системы автоматизации производства и их интеграция.**Представление данных об изделии и обмен этими данными.**
ГОСТ Р ИСО 10303	ГОСТ Р 53392-2009	ГОСТ 15.601-98 Требования к ТОиР	ГОСТ Р 53393-2009	ASD S1000	ГОСТ Р.50.1.027 Правила обмена данными
Представление и обмен данными об изделии	ГОСТ Р 53392-2009	ГОСТ 15.601-98	DEF STAN 00-60	ГОСТ Р 50.1.029	ГОСТ Р.50.1.027 Правила обмена данными
Требования к ТОиР	ГОСТ Р 53393-2009	ГОСТ 20831-75 Оценка качества ТОиР	ASD S2000M	ГОСТ Р 50.1.30 MIL-PRF-87268 MIL-DTL-87269	ISO 15926 Интеграция данных жизненного цикла для перерабатывающих предприятий, включая нефтяные и газовые производственные предприятия
PPDM Модель данных для нефтегазового оборудования	MIL-STD-1390D	ГОСТ 28.001-83 Основные положения ТОиР			
Р Газпром 2-2.1-160 Модель данных для трубопроводов		ГОСТ 28470-90 Распределение работ по ТОиР			
PODS Модель данных для трубопроводов		ГОСТ 21623—76 Оценка ремонтопригодности ISO 15663 Стоимость срока службы DEF STAN 00-60			
ISO 14224 Сбор данных о надежности					

Таб. 1 — Отечественные и зарубежные нормативные стандарты, применяемые при создании СУЖЦ

- увеличение доли плановых ремонтов — 78%;
- уменьшение случаев нехватки запасов — 29%;
- сокращение складских запасов — 21%;
- повышение коэффициента готовности техники — 17%;
- повышение производительности работ по техническому обслуживанию и ремонту — 19%.

С целью достижения приведенных показателей в 2013 году ЗАО «Си Проект» выполнены работы по проектированию системы интегрированной логистической поддержки (ИЛП) комплекса объектов обустройства морского добычного комплекса Штокмановского ГКМ. Проект выполнялся в сотрудничестве с ОАО «Оргэнергогаз», имеющим многолетний опыт в области технической диагностики и организации пуско-наладочных работ на объектах газовой отрасли. В рамках выполненных работ по определению общего облика и требований к системе ИЛП, кроме проектов различных нормативных документов создан ряд ключевых компонентов информационной системы ИЛП. Один из таких элементов — система информационной поддержки эксплуатации (СИПЭ) объектов газовой отрасли на базе программного комплекса Seascape-MT (ЗАО «Си Проект») (рис. 1).

Данная система предназначена для использования обслуживающим персоналом, службами эксплуатации и ремонтными бригадами непосредственно на объекте: компрессорной станции, газодобывающей платформе и т.п.

При разработке указанной СИПЭ были учтены мировой опыт создания подобных систем, а также основные особенности нормативных документов, предназначенных для организации интегрированной логистической поддержки в нефтегазовой отрасли.

2. Отечественные и зарубежные нормативные документы, применяемые при создании СУЖЦ

Основополагающие принципы и решения, использованные при разработке СУЖЦ приведены в таких международных, государственных и ведомственных стандартах, как: ISO 15926 «Интеграция данных жизненного цикла для перерабатывающих предприятий, включая нефтяные и газовые производственные предприятия«, ГОСТ 53394-2009 «Интегрированная логистическая поддержка», DEF STAN 00-60 «Integrated Logistic Support», СТО Газпром 044-2008 «Правила использования CALS-стандартов при моделировании бизнес-процессов в газодобывающей деятельности предприятий» и других нормативно-правовых актах. Описание основных

Стандарт	Назначение	Применимость
ГОСТ Р ИСО 15926 «Промышленные автоматизированные системы и интеграция. Интеграция данных жизненного цикла для перерабатывающих предприятий, включая нефтяные и газовые производственные предприятия»	Стандарт обмена информацией, в первую очередь, между различными организациями, т.е. между различными информационными инфраструктурами (система автоматизированного проектирования, PLM, ERP, EAM).	Возможность моделирования жизненного цикла систем, а не просто текущего состояния той или иной системы.
DEF STAN 00-60 «Интегрированная логистическая поддержка»	Стандарт Министерства обороны Великобритании, принятый в качестве основного по вопросам ИЛП в блоке НАТО.	Учет основных требований стандарта
ASD S1000D «International specification for the procurement and production of technical publications»/»Международная спецификация на выпуск технических публикаций с использованием базы данных общего доступа (ИЭТР)»	Международная спецификация, которая регулирует процессы создания, управления и эксплуатации технической документации. Регламентирует форматы PDF и ИЭТР.	Учет основных требований стандарта
Р Газпром 2-2.1-160-2007 «Открытая стандартная модель данных по трубопроводным системам»	Даны рекомендации по сбору, хранению и обработке информации о конструкции и техническом состоянии газопроводов.	Учет основных требований стандарта
ГОСТ Р 53393-2009 «Интегрированная логистическая поддержка. Основные положения»	Устанавливает основные положения и общие требования к интегрированной логистической поддержке промышленных изделий в рамках информационной поддержки их жизненного цикла.	Полное руководство стандартом
ГОСТ 24166-80 «Система технического обслуживания и ремонта судов. Ремонт судов. Термины и определения»	Устанавливает применяемые в науке и технике термины и определения основных понятий в области ремонта судов, кораблей и других плавсредств.	Учет при определении бизнес-процессов, подлежащих автоматизации
ГОСТ Р ИСО 10303 «Системы автоматизации производства и их интеграция. Представление данных об изделии и обмен этими данными»	Позволяет описать весь жизненный цикл изделия, включая технологию изготовления и контроль качества продукции.	Использование основных подходов стандарта
ISO 14224:2006 «Промышленность нефтяная, нефтехимическая и газовая. Сбор и обмен данными по надежности и обслуживанию оборудования»	Стандарт устанавливает комплекс-ные требования к сбору данных, определяющих характеристики надежности и состояния ТО оборудования, применяемого на любых объектах и при проведении любых работ в нефтяной, газовой и нефтехимической промышленности на протяжении всего жизненного цикла оборудования.	Использование основных подходов стандарта

Таб. 2 — Перечень стандартов примененных для разработки СУ ЖЦ

стандартов, использованных при создании СУЖЦ, приведено в таб. 1 и таб. 2.

3. Состав и основные задачи, решаемые СИПЭ

Система обеспечивает выдачу конкретных, пошаговых рекомендаций обслуживающего технического персонала, по использованию, обслуживанию и ремонту техники, а также автоматизированное решение всех задач, возникающих в процессе эксплуатации:

- определение наиболее подходящей стратегии проведения технического обслуживания и ремонта с учетом режима использования объекта;
- определение номенклатуры и необходимого количества запасных частей, контроль состояния запасов и учет движения материальных средств;
- осуществление плановых закупок (заказов) запасных частей с длительным сроком поставки;
- контроль допусков уровня подготовки персонала;
- планирование технического обслуживания и ремонта техники и связанных с этим простоев;
- планирование, проведение и контроль проведения мероприятий по проведению обязательных проверок, испытаний, освидетельствований;
- оценка стоимости обслуживания на различные периоды (месяц, квартал, год);
- обеспечение безусловного выполнения персоналом регламентированных требований к эксплуатации техники, снижение количества отказов, связанных с неправильной эксплуатацией и обслуживанием;
- формирование документов, сопровождающих эксплуатацию (справок, отчетов, планов);
- получение аналитической информации, позволяющей оценить эффективность использования техники.

Одной из особенностей разработанной системы информационной поддержки эксплуатации, является возможность тесной интеграции с другими, уже имеющимися информационными системами (рис. 2):

- системами АСУ ТП и системами диагностики (датчики, системы наблюдения), обеспечивающими получение и накопление объективной первичной информации о техническом состоянии объекта;
- «большими» корпоративными системами мониторинга технического состояния — системой «Инфотех» (ОАО «Оргэнергогаз»).

Система позволяет использовать мобильные терминалы, реализованные на базе ноутбуков специального исполнения, для сбора, обработки и передачи сведений по фактическому состоянию оборудования для передачи информации в высокоуровневые системы (Инфотех, АСУ ТОиР, МТО) для обеспечения большего уровня оперативности и достоверности работы этих систем.

Выводы

Таким образом, система информационной поддержки эксплуатации становится необходимым связующим звеном, обеспечивающим не только рост эффективности использования объектов газовой отрасли, но и «сквозной», очищенный от «человеческого фактора», мониторинг технического состояния газотранспортной, газодобывающей и газоперерабатывающей инфраструктуры. Причем результаты такого мониторинга (а значит и имеющихся на данный момент и на ближайшую перспективу инфраструктурных возможностей), доступны практически в режиме «on-line».

Наличие практического опыта работы в газовой сфере позволяет системе работать в полной гармонии с существующими и перспективными информационными системами Газпром (ИСТС «Инфотех», «АСУ ТОиР», «МТО»), органично их дополняет и строго следует стандартам ОАО «Газпром». Например, синхронизация справочников объектов ремонта между системами «Инфотех» и «АСУ ТОиР» совместно с сопряжением по объектам СИПЭ позволит существенно сократить трудозатраты по планированию ремонтов оборудования, а также отслеживать фактически в режиме реального времени разницу между состояниями «как построено» и «как есть».

Разработанная ЗАО «Си Проект», СИПЭ универсальна в применении и может обеспечить поддержку эксплуатации различных стационарных и мобильных объектов газовой сферы, таких как наземные и морские добычные комплексы, газопроводы и газовые хранилища, а также газокомпрессорные станции.

UDC 622.691

Development of logistical integrated support complexes in offshore oil gas production facilities

Authors:
Vladimir A. Plesnyaev — director of analytical center[1]; plesnyaev@oeg.gazprom.ru
Konstantin N. Zhuchkov — ph.d., associate professor, deputy director of the analytical center[1]; k.zhuchkov@oeg.gazprom.ru
Dmitriy A. Bogdanov — CEO ; bogdanov@seaproject.ru
Roman A. Myskin — ph.d., CMO; myskin@seaproject.ru
Mikhail A. Solov'ev — ph.d, CTO[2]; soloviev@seaproject.ru

[1]Orgenergogaz, OJSC, Moscow, Russian Federation
[2]Sea Project, JSC, St. Petersburg, Russian Federation

Abstract

The article concerns the combined experience of OJSC "Orgenergogaz» and JSC "Sea Project" in development of product lifecycle management system (PLM) offshore facilities of the Shtokman gas condensate field.

The Specification is provided for offshore production systems as complex engineering facilities. These facilities require using integrated logistic support at all stages of the life cycle and in particular during the operational phase.

The paper discussed development principles of information support systems during operation of gas production facilities. Also basic requirements, tasks and performance evaluation of these information support systems.

There are analyzed standards, guidelines and requirements that are applicable to develop of product lifecycle management systems and for the integrating developed system to existing automated systems oil and gas industry.

Materials and methods

Application of lifecycle management technologies, such as CALS technologies and integrated logistics support (ILS).

Conclusions

Thus, information support system of operation is becoming the necessary link providing not only the efficiency increase of using gas industry's facilities, and also "human factor free" monitoring of the technical condition at all gas production stages.

And results of such monitoring are available almost in «on-line».

Practical experience in the gas industry allows the system to work with all information systems OJSC "Gazprom", to complete that system perfectly and strictly follow the standards of OJSC "Gazprom".

The information support system of operation (developed by JSC "Sea Project") is universal in the application and can provide support of operation of various stationary and mobile objects gas industry, such as onshore and offshore facilities, pipelines and gas storage facilities, and compressor stations.

Keywords

integrated logistic support, life cycle, interactive electronic technical manuals, logistics, offshore facility, the product lifecycle management system, maintenance and repair, maintenance documentation

5th Annual Conference

EASTERN SIBERIA + RUSSIAN FAR EAST OIL & GAS

V МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

18-19 МАРТА 2015 | МОСКВА

WWW.EASTERNSIBERIA.RU

+7 (495) 646 13 95
INFO@SMARTA-C.RU

УДК 681.2

Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов
магистр физики, начальник отдела продаж[1]
Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина
генеральный директор[1]
Tyabina@rvs-ltd.ru

[1]ООО «РВС», Санкт-Петербург, Россия

Компания ООО «РВС» основана в 1996 году и на сегодняшний момент является высокоэффективной, динамично развивающейся, перспективной компанией, которая зарекомендовала себя в качестве надёжного поставщика продукции высокого качества и широкого спектра назначения, от единичного сита до высокотехнологичных мебельных систем, от сушильного шкафа до лазерного анализатора размеров частиц.

Материалы и методы
Оборудование для нефтегазовой промышленности. Анализатор серы.

Ключевые слова
анализаторы серы,
анализаторы грансостава

ООО «РВС» является официальным авторизированным дилером целого ряда ведущих Европейских компаний — производителей лабораторного оборудования. С нами сотрудничают такие предприятия как ОАО «Уралкалий», ОАО «Беларуськалий», ОАО «ГМК «Норильский никель», ОАО «Северсталь», ОАО «НМЛК», ЗАО ТД «Оргхим», ОАО «Гипроспецгаз» и многие другие.

Компания ООО «РВС» может предложить оборудование для нефтегазовой промышленности от Японской компании HORIBA, которое необходимо как на начальном этапе разведки недр, так и на конечном при анализе полученного сырья.

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-950V2A успешно применяется для гранулометрических исследований при разведывании недр. Благодаря двум лазерным источникам света прибор может анализировать как миллиметровые пески/супеси от 3 мм, так и глины субмикронного диапазона до 0,01 мкм. Конструкция прибора состоит из измерительной ячейки, лазеров и приёмных детекторов. Частицы породы циркулируют в жидкости по закрытому контуру через измерительную ячейку. Лазерные лучи направлены на ячейку, за которой расположены регистрирующие детекторы, свет, рассеянный пропорционально размеру частиц, фокусируется на них. По распределению рассеянного света, при помощи теории Ми, рассчитываются распределение частиц по размерам.

Данный прибор успешно эксплуатируется в таких компаниях как ТрестГРИИ, ОАО «Гипроспецгаз», ОАО «Энергопроект», Тюменский нефтяной научный центр, компаниях специализирующихся на инженерных изысканиях!

Для анализа серы в нефти и нефтепродуктах компания HORIBA разработала линейку анализаторов серы SLFA включающую в себя: SLFA-20, SLFA-2100/2800, SLFA-UV21ANS.

SLFA-20 разработан специально для удовлетворения современных требований измерения низких концентраций серы в топливе, нефти и нефтепродуктах. Благодаря использованию технологии рентгеновской флюоресценции стало возможным проводить точные и быстрые измерения в соответствии со стандартом ASTM D4294 (USA) как в лаборатории, так в полевых условиях.

Этот компактный анализатор имеет диапазон от 0 до 5% общей серы, с наименьшим пределом детектирования в 20 ppm и повторяемости в 15 ppm. Точность обеспечивается запоминанием до 5 калибровочных кривых, буквенно-цифровая клавиатура позволяет идентифицировать образцы.

SLFA-2100/2800 конструировался специально под сегодняшние нужды измерения низких концентраций серы в бензине, дизеле и реактивном топливе.

Используя рентгеновскую флуоресцентную технику анализа, могут быть получены быстрые и точные результаты в соответствии со стандартным методом определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах с помощью энергодисперсионной рентгеновской люминесцентной спектрометрии ASTM D4294-10.

Предел определения в 5 ppm серы приводят Вас в новую область чувствительности измерения. Высокочувствительные анализаторы HORIBA делают быстрые и точные анализы образцов топлива от самых низких концентрациях серы до высоких, а также образцов любых производных, начиная с бензина и заканчивая нефтью. Большой, для лёгкого чтения, LCD дисплей, простые кнопки управления, буквенно-цифровая клавиатура и другие отличительные характеристики делают серию анализаторов серы SLFA-2100/2800 простыми в использовании.

SLFA-2800 имеет автоматическую поворотную площадку для измерения до восьми образцов в автоматическом режиме, SLFA-2100 имеет возможность измерять только один образец.

Анализатор серы HORIBA SLFA-UV21A является последней модификацией, которая удовлетворяет потребностям измерения сверхмалых концентраций серы в различных видах топлива, дизеля и кровельных материалах.

Комбинация многолетних исследований компании HORIBA в анализе серы и проверенная технология атмосферного детектора серы создали революционную технологию анализа с высокой точностью и чувствительностью. SLFA-UV21A отвечает стандарту

Рис. 1 — SLFA 20

Рис. 2 — SLFA-UV21 ANS с PC

ASTM D5453 (USA) — стандартному методу определения содержания общей серы в легких гидрокарбонатах, топливе двигателя искрового зажигания, дизельного топлива и моторного масла с помощью ультрафиолетовой флуоресценции.

Используя метод ультрафиолетовой флюоресценции удалось достигнуть низкого уровня детектирования около 30 ppb и большого диапазона измерений от 30 ppm до 1 wt%.

Предел детектирования серы в 30 ppb открывает новые реалии в чувствительности измерений. Высокочувствительный анализатор HORIBA делает быстрый и точный анализ лёгкого топлива, начиная от бензина и до лёгкой нефти. Программное обеспечение, работающее в среде Windows позволяет легко производить измерения и варьировать различные функции.

Итоги

Анализ низкого уровня азота теперь возможен благодаря признанной технологии хемилюминесцентного детектора азота HORIBA.

Выводы

Таким образом, большой выбор анализаторов серы и анализаторов размеров частиц в нефтепродуктах японской компании HORIBA позволяет быстро и качественно осуществлять контроль качества различных нефтепродуктов.

ООО «РВС». г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, здание ГосНИИхиманалит (ст. м. Нарвская)
тел.: +7 (812) 320-67-07 (многоканальный),
факс: +7 (812) 252-01-36
post@rvs-ltd.ru
www.rvs-ltd.ru

Рис. 3 — LA950 V2 with DryUnit

ENGLISH **LABORATORY EQUIPMENT**

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:
Andrey V. Gerasimov — vaster of physics, head of sales[1]; Gerasimov@rvs-ltd.ru
Irina V. Tyabina — general manager[1]; Tyabina@rvs-ltd.ru

[1]RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

RVS company was founded in 1996 and today it is a highly efficient, dynamic, forward-looking company that has established itself as a reliable supplier of high quality products and a wide range of purposes, from a single screen to high-tech furniture systems, from the oven to the laser particle size analyzer.

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry. Sulfur Analyzer.

Results

Analysis of low levels of nitrogen is now possible due to an appreciation of the chemiluminescent nitrogen detector HORIBA.

Conclusions

Thus, a wide range of sulfur analyzers and particle size analyzer for petroleum products HORIBA Japanese company to quickly and accurately monitor the quality of various petroleum products.

Keywords

sulfur analyzers, analyzers granule composition

УДК 665.62

Малотоннажное производство нефтепродуктов для отдаленных нефтегазовых регионов РФ

Ю.И. Токарев
кандидат технических наук,
генеральный директор[1]
rusnh@mail.ru

Р.В. Андреев
директор по маркетингу[1]
andruslan@mail.ru

[1]ООО «Русские нефтехимические технологии», Москва, Россия

В работе рассматриваются технологические аспекты получения нефтепродуктов при малотоннажном производстве и утилизация нефтешламов.

Материалы и методы
Технологические исследования, проектно-конструкторские разработки.

Ключевые слова
малотоннажное производство, первичная перегонка нефти, цеоформинг, гидрокрекинг мазута, нефтешламы

Опыт эксплуатации малотоннажных производств нефтепродуктов (мини-НПЗ) в труднодоступных для снабжения регионах показал их экономическую эффективность [1]. Окупаемость находится в пределах 1–1,5 лет.

Получаемые нефтепродукты (бензин, дизельное топливо) используются как моторные топлива, а излишек бензиновой фракции может найти применение в качестве растворителя для промывки устья нефтяных скважин от парафиновых углеводородов и сырья для нефтехимии (пиролиз, производство лаков, красок и пр.). Остаточная фракция (мазут) сбрасывается в нефтяную трубу, не нарушая качества транспортируемой нефти ввиду небольшого количества последнего.

При дальнейшем развитии производства мазут может быть подвергнут гидрогенизационной переработке с получением дополнительного количества светлых нефтепродуктов — бензина и дизельного топлива самого высокого качества [2].

Предлагается технология переработки углеводородного сырья, включая первичную перегонку (АТ), облагораживание бензиновой фракции с получением высококачественного бензина марок АИ-92, АИ-95 при использовании процесса цеоформинга и гидрогеннизацинную переработку (гидрокрекинг) тяжелых фракций (мазута) с образованием бензина и дизельного топлива, отвечающего качеству евро-4, евро-5, а также малосернистого котельного топлива. Кроме того, учитывая огромные количества нефтешламов при добыче и переработке нефти, намечен эффективный путь их ликвидации и рекультивации замазученных грунтов с улучшением экологии окружающей местности [3].

Первичная перегонка углеводородного сырья (АТ)

Нами выполнены проектно-конструкторские разработки блочно-модульных установок перегонки углеводородного сырья (нефть, газовый конденсат) типа УПУС мощностью от 20 до 50 тыс. тонн/год по сырью, а также установок атмосферной трубчатки (АТ) мощностью 100 и 250 тыс. тонн/год по сырью с последующим внедрением в промышленность. Установки типа УПУС предназначены для разделения малосернистых нефтей и газовых конденсатов и получения бензиновой, дизельной и мазутной фракций методом ректификации в аппаратах колонного типа с тарелками и насадкой.

В установки заложено типовое и нестандартное оборудование российского производства. Метод производства — непрерывный. Используется три типа нагрева — огневой, рекуперативный и паровой с максимальной температурой нагрева сырья до 360°С. Нагреватель представляет собой горизонтальную трубчатую печь, работающую на жидком или газообразном топливе. Предлагаемые решения выполнены с учетом многолетнего опыта проектирования подобных нефтяных объектов разных типов в различных регионах России и по российским нормам.

Для получения товарных топлив из бензиновой и дизельной фракций применяются сертифицированные присадки.

Цеоформинг бензиновых фракций

Процесс цеоформинга бензиновых фракций направлен на получение высокооктанового бензина марок АИ-92 и АИ-95 с выходом целевого продукта порядка 80%. При этом не требуется наличие водорода, а применяемые катализаторы не содержат платины и других дорогостоящих материалов и являются устойчивыми к содержанию серы в сырье. Оптимальная мощность по сырью (бензиновая фракция) 5–20 тыс. тонн/год.

Наша организация обладает технологией рассматриваемого процесса и готова к его технической реализации.

Гидрокрекинг мазута

Проведенные одним из авторов исследования гидрокрекинга мазута западно-сибирской нефти [2] показали практическую возможность получения дополнительного количества высокооктанового бензина (до 10% масс.) и дизельного топлива (45–55% масс.), отвечающего всем требованиям евро-5. В остатке — малосернистое котельное топливо.

Процесс проводился в проточной пилотной установке в стационарном слое катализатора при парциальном давлении водорода 15 МПа и температуре 400...420°С.

По полученным данным может быть рекомендовано создание установки мощностью до 50 тыс. тонн/год по сырью.

Переработка нефтешламов

Настоящее предложение имеет своей целью полную очистку прудов отстойников и, в зависимости от задачи которую поставит Заказчик, полную переработку шламов с возвратом в оборот очищенной воды и грунтов [3].

Предлагаемая установка имеет две технологические цепочки: первая предусматривает переработку жидких шламов в смеси с солевым раствором, вторая — очистку замазученных грунтов с выделением углеводородов и адсорбированной воды.

Продуктами установки (производства) являются, в зависимости от поставленных задач: смесь углеводородов идентичных нефти или углеводородные фракции; возможно получение углеводородных продуктов являющихся сырьём для нефтехимии и маловязкого низкозамерзающего котельного топлива, также продукцией обозначенного выше производства является очищенная вода, которую можно сбрасывать на ландшафт предварительно использовав её в бытовых целях и твёрдый остаток, не являющийся токсичным и не принадлежащий ни к одной группе загрязнителей.

Также, в зависимости от потребности, возможно применение нескольких стадий переделов получаемых на первой стадии продуктов, как: пиролиз, гидрогенизация, изомеризация, алкилирование; что позволит более полно использовать исходное сырьё и, соответственно, увеличить прибыль при переработке.

Технологическая установка по переработке амбарных нефтей (нефтешламов) мощностью 50 тыс. тонн/год включает блок предварительного нагрева исходного сырья, устройство для нагрева исходного сырья до требуемой температуры, выносной реактор и блок разделения продуктов крекинга. Окупаемость установки 13 месяцев.

Аналогов предлагаемой установки по переработке амбарных нефтей (нефтешламов) нет. В случае необходимости данная установка может заменить такие установки как атмосферная трубчатка (АТ) и висбрекинг.

Итоги

Результаты обсуждения показывают целесообразность предлагаемых технологических решений.

Выводы

Данные, приведенные авторами, позволяют оптимизировать процесс выбора эффективных технологий переработки нефтяного сырья.

Список используемой литературы

1. Токарев Ю. И. и др. Экономическая эффективность работы мини-НПЗ в нефтедобывающих районах России // Нефть и капитал. 1998. № 10. С. 60.
2. Патент РФ № 2298578. Способ гидрогенизационной переработки тяжелого нефтяного сырья, приоритет от 26.01.2006, кл. C10G65/12.
3. Патент РФ № 76339. Процесс переработки нефтешламов как промыслового, так и нефтезаводского производства (патент на полезную модель), 2008.

ENGLISH **OIL REFINING**

Small-tonnage oil refinery for outer region of Russia

UDC 665.62

Author:
Yuriy I. Tokarev — ph.d, general director[1]; rusnh@mail.ru
Ruslan V. Andreev — marketing director[1]; andruslan@mail.ru

[1]Rusneftechim LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

Article has information about technical aspects of small-tonnage oil refinery and oil slime recycling.

Materials and methods

Technical research, design and engineering development.

Results

Research shows practicability of offered technological solutions.

Conclusions

The giving data let optimize selection of effective oil refinery technology.

Keywords

small-tonnage oil refinery,
crude oil distillation,
zeoforming,
residue hydrocracking,
oil slime

References

1. Tokarev Yu. I. and others. *Ekonomicheskaya effektivnost' raboty mini-NPZ v neftedobyvayushchikh rayonakh Rossii* [Economic efficiency of mini oil refinery plant in the oil producing areas of Russia]. *Neft i kapital*, 1998, issue 10, 60 p.
2. Patent RF № 2298578. *Sposob gidrogeniziotsionnoy pererabotki tyazhelogo neftyanogo syr'ya* [Method of hydrogenation processing heavy oil feedstock]. Priority of 26.01.2006, cl. C10G65 /12.
3. Patent RF № 76339. *Protsess pererabotki nefteshlamov kak promyslovogo, tak i neftezavodskogo proizvodstva* [Process sludge processing both commercial and refinery production]. Patent for useful model. 2008.

СИБСТРОНГ

Всегда к услугам заказчика консультации технических специалистов Сервисного центра!

Более подробная информация на нашем сайте www.sibstrong.com

- **ГОРЕЛКИ ILKA-N** на различных видах топлива, мощностью от 50 до 5000 кВт (производство Новосибирск)
- **МОДУЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ** на твердом, жидком (мазут, нефть, печное топливо) виде топлива, производительностью от 0,1 до 3,0 МВт
- **Вспомогательное оборудование для системы топливоподачи** (топливные емкости, станции подготовки топлива)
- **Центр сервисного обслуживания горелочных устройств**

Адрес: 630039, Россия, г. Новосибирск, ул. Автогенная, д. 144, оф. 3, 4
Телефон: +7 (383) 344-98-76, 267-35-59, 291-14-56
E-mail: info@sibstrong.com
www.sibstrong.com

Утепляющие пожаробезопасные влагозащитные чехлы (УПВЧ)

производства ООО НПО «Неотехнология» для приборов КИПиА, насосов, задвижек и прочего оборудования, решают проблемы, вызываемые различными неблагоприятными факторами воздействия внешней среды.
Чехлы обладают хорошей шумо- и теплоизоляцией, кратковременно выдерживают температуру открытого пламени свыше 1000 °С,
в специальном исполнении защищают от наводок и помех.
Сертификат сооответствия УПВЧ в области пожарной безопасности:
НСОПБ.RU.ПР.059.Н.00146 015832
Термочехлы для обогрева трубопроводов и импульсных линий производства ООО НПО «Неотехнология» позволяют оперативно организовать теплозащиту трубопроводов и импульсных линий без демонтажа и отсоединений. Могут использоваться совместно с греющим кабелем.

Обогреватели шкафов автоматики ОША-Р и ОУ-Р

производства ООО НПО «Неотехнология» предназначены для обогрева шкафов автоматики, управления, измерения и сигнализации, датчиков,а также другихподобных электроустановок и средств измерений, эксплуатируемых в условиях пониженной температуры окружающего воздуха в различных отраслях промышленности, в том числе для применения во взрывоопасных производствах нефтяной и газовой промышленности.
Сертификат соответствия обогревателей ОША-Р и ОУ-Р в области пожарной безопасности: НСОПБ.RU.ПР.059.Н.00146 015833

Задвижки клиновые с выдвижным шпинделем

30лс41нж, 30лс64нж, 30лс15нж,
30с41нж, 30с64нж, 30с15нж,
30лс641нж, 30лс664нж, 30лс615нж,
30лс941нж, 30лс964нж, 30лс915нж,
30с641нж, 30с664нж, 30с615нж,
30с941нж, 30с964нж, 30с915нж.

Герметичность затвора
класс «А» (легированная сталь),
класс «В» (углеродистая сталь)
по ГОСТ 9544

Преимущества задвижек:

1. Малое гидравлическое сопротивление позволяет уменьшить усилие, необходимое для перемещения затвора, а также позволяет среде перемещаться с большой скоростью, к примеру, в магистральных трубопроводах;
2. Простота конструкции и малая строительная длина;
3. Возможность транспортировки среды в любом направлении;
4. Прямолинейность транспортировки рабочей среды, что позволяет использовать задвижки в средах с большой вязкостью.

Насосы и системы компании SULZER Pumps

Компания ООО НПО «Неотехнология» является официальным дистрибьютором продукции Sulzer Pumps. Мы предлагаем нашим заказчикам полный ряд насосов и систем Sulzer Pumps - бренда, который известен в настоящее время во всем мире благодаря высоким показателям качества и надежности выпускаемой продукции.
Важным фактором успеха компании Sulzer Pumps является специализация в различных сегментах рынка. Для каждой отрасли промышленности проектируется и изготавливается оборудование с учетом индивидуальных требований заказчика. Благодаря такой специализации выработано глубокое понимание технологических процессов, в которых используются насосы, и это позволяет производить эффективное и надежное оборудование.

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

Вся продукция поставляется с сохранением гарантии изготовителя! Специалисты нашей компании готовы ответить на ваши вопросы
по телефону: 8-800-555-4912
по электронной почте: info:neotehnology.ru

НЕ ЗАКАПЫВАЙТЕ ДЕНЬГИ В ШЛАМ!

В процессе хранения нефти более тяжелые компоненты нефти - асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) - осаждаются на днище и стенках резервуаров, образуя донные отложения, которые, вне зависимости от своих физико-механических свойств, по составу практически полностью состоят из углеводородов.

Значительные накопления нефтешламов чреваты для владельцев и операторов нефтехранилищ потерей полезного объема, техническими проблемами при наливе и сливе, а также ростом затрат на обслуживание и ремонт.

Традиционный метод зачистки резервуаров «вручную» с вывозом на полигон всего объема донных отложений отнимает массу денег и времени при высочайшем уровне риска для персонала и окружающей среды.

Мы решим эти проблемы и сэкономим для вас миллионы, зачистив резервуары нашим инновационным комплексом SRS с применением автоматизированной технологии, не требующей присутствия человека в резервуаре, минимизирующей риски, сокращающей время зачистки и обеспечивающей возврат товарного продукта для дальнейшего коммерческого использования.

ЗАЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ

БЕЗОПАСНО ЭФФЕКТИВНО БЫСТРО

минимальный риск несчастного случая
минимальное влияние на окружающую среду
возврат свыше 95% полезного продукта клиенту
сокращение расходов на утилизацию
максимально сжатые сроки зачистки

ЛОТИС

Швейцария: +41 41 7294282
Россия: +7 8617 618100
Казахстан: +7 7122 354778
эл.почта: info@lotis.net
http://www.lotis.net

УДК 621.643

Разработка технологии нанесения защитных покрытий на стальные трубы

М.В. Калачев
магистрант[1]
bosch116@mail.ru

И.А. Савин
к.т.н., доцент[2]

И.Э. Валеев
студент[2]
demanolog009@gmail.com

А.И. Савина
студент[3]

[1]кафедра «ПЛА», КНИТУ им. А.Н. Туполева-КАИ, Казань, Россия
[2]кафедра «КТМП», НЧФ КНИТУ им. А.Н. Туполева-КАИ, Набережные Челны, Россия
[3]ФГБОУ «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», Нижний Новгород, Россия

С развитием промышленных отраслей РФ повышаются требования к качеству выпускаемой продукции, следовательно, повышаются требования к качеству выполняемых технологических операций, связанных с созданием данной продукции. В данной статье рассматривается метод нанесения защитных покрытий на стальные трубы, позволяющий повысить качество нанесения защитных покрытий на стальные трубы, эффективность использования защитного материала и увеличение работоспособности трубы с защитным покрытием.

Материалы и методы
Металлы и сплавы,
данные промышленных исследований.

Ключевые слова
стальная труба, нагрев,
полимеризация покрытия

Основным направлением повышения надежности и долговечности антикоррозионной защиты подземных газонефтепроводов является применение труб с наружным изоляционным покрытием заводского нанесения и с последующей защитой зоны сварных стыков н уступающей по качеству изоляцией.

В практике отечественного строительства магистральных газонефтепроводов защиту от коррозии в основном осуществляли изоляцией труб мастиками и липкими полимерными лентами в трассовых условиях. Узкий температурный диапазон использования, недостаточно высокая механическая и ударная прочность, низкая эффективность и долговечность этих покрытий ограничивают возможность их применения, как в качестве наружных антикоррозионных покрытий труб, так и внутренних. Продолжительность службы такой защиты в 2–4 раза меньше срока эксплуатации трубопровода. Согласно стандартам ГОСТ Р 51164-98 применение битумно-мастичных и полимерных ленточных покрытий трассового нанесения ограничивается трубопроводами диаметром до 820 мм.

Технические требования к защитным покрытиям, нормируемые ГОСТ Р 51164-98, значительно превышают требования зарубежных стандартов (DIN 30670, NFA 49-710 и др.), в связи с жесткими условиями строительства и эксплуатации газонефтепроводов, прокладываемых из труб большого диаметра в условиях вечной мерзлоты и заболоченной местности.

Введение в действие этого стандарта стало основным стимулом к широкому внедрению технологий заводской изоляции труб на российских заводах.

Эксплуатация трубопроводов с полимерными покрытиями заводского нанесения позволяет значительно повысить эффективность их защиты от коррозии за счет высокого технического уровня и стабильности технологии, применение более качественных материалов и возможность проведения строгого контроля качества. Срок службы полимерной изоляции, нанесенной на трубы в заводских условиях, примерно в 3 раза превышает срок службы битумно-мастичных и полимерных ленточных покрытий. В наибольшей степени современным техническим требованиям отвечают заводские покрытия труб на основе эпоксидных смол, полипропилена и полиэтилена.

В настоящее время покрытия наносят как непосредственно на трубных заводах, так и на специализированных предприятиях, располагающихся обычно в районах, где потребляется большое количество труб. Нанесение покрытий непосредственно в районах использования труб позволяет снизить повреждаемость покрытий во время транспортировки и погрузочно-разгрузочных операций и сократить транспортные расходы в целом.

Однако существующие методы нанесения защитных покрытий имеют ряд недостатков, снижающих качество, а вместе с ним и срок службы трубопроводов. К этим недостаткам можно отнести:

- повышенную технологическую сложность и трудоемкость существующих методов нанесения защитных покрытий;
- большие затраты на нанесение дополнительных защитных слоев и не эффективное использование защитного материала;
- получение на выходе неравномерного, некачественного защитного покрытия, срок службы которого сокращается в разы, в связи с тем, что перед нанесением покрытия не предусматривалась очистка поверхностей трубы от масляных включений, что способствует разрушению защитного покрытия, образуя пленку между поверхностью трубы и защитным покрытием, и очистка от солевых отложений и других коррозионно-активных сред, что способствует интенсивной коррозии поверхности трубы (трубопроводов) при взаимодействии с водой, образуя кислотную среду, приводящей к аварийным разрушениям стальных трубопроводов, к снижению надежности и долговечности труб.

Можно сделать вывод, что для надежной, долговечной и эффективной эксплуатации стального трубопровода с защитными покрытиями, требуется повышение качества очистки поверхностей труб и нанесения покрытия на поверхности труб.

Поставленную задачу мы решили, разработав новый технологический процесс нанесения защитных покрытий на стальные трубы.

Предварительно, обе кромки трубы калибруют под различные виды соединений труб.

Затем устанавливают на обе кромки труб специальные оснастки, позволяющие производить вращение трубы, с возможностью сохранения наружной поверхности от внешних контактов, затем производят гидродинамическую очистку внутренней и наружной поверхности трубы для удаления солевых отложений, рыхлой ржавчины и других коррозионно-активных сред, и производят термическую очистку в печи при температуре (390–420^{0}C), позволяющей удалить все виды жировых загрязнений, при этом, не изменяя структуры металла трубы.

Далее, оставаясь в нагретом состоянии, трубу подвергают механической очистке абразивом за пределами печи, что позволяет удалить ржавчину, прочно-сцепленные окислы и другие вещества, уменьшающие адгезионную прочность, с поверхностей трубы, с возможностью создания заданной шероховатости поверхностей трубы (40–90 мкм).

После чего, на очищенную и шероховатую поверхности трубы наносят слой праймера, с последующей его сушкой при комнатной температуре, при этом трубы вращают, с помощью специальных оснасток, что предает равномерность нанесения слоя праймера.

Затем трубу нагревают в печи до заданной температуры нанесения защитного покрытия и наносят одновременно на наружную и внутреннюю поверхности трубы слой защитного покрытия, при этом трубу вращают, с помощью специальных оснасток, что предает равномерность нанесения защитного покрытия, с последующим охлаждением водовоздушной смесью и контролем качества нанесенного защитного покрытия.

Итоги

Предлагаемая технология нанесения защитных покрытий по сравнению с аналогами:

1. Повышает надежность и долговечность нанесенного защитного покрытия на наружную и внутреннюю поверхности трубы, за счет контроля этапов очистки и нанесения защитного покрытий на поверхности труб, путем повышения коррозионной стойкости наружной и внутренней поверхности трубы, за счет:
   1.1. Удаления с наружной и внутренней поверхностей трубы всех жировых видов загрязнений, ржавчины, прочно-сцепленных окислов, уменьшающих адгезионную прочность между поверхностью трубы и защитным покрытием, солевых отложений и других коррозионно-активных сред, увеличивающих коррозионную активность на поверхностях трубы;
   1.2. Нанесения на шероховатую поверхность трубы слоя праймера, при этом увеличивая адгезионную прочность между поверхностью трубы и защитным покрытием, за счет увеличения площади поверхности трубы;
2. Повышает эффективность защитного материала за счет того, что защитный материал на наружную и внутреннюю поверхности трубы наносится электростатическим способом, и при распылении трубам предают вращательное движение, то есть используемый объем защитного материла равномерно-распределен по всей площади покрываемой поверхности, что способствует экономии защитного материала;
3. Исключает применение дорогостоящих материалов в качестве дополнительных слоев защитного покрытия;
4. Снижает технологическую сложность и трудоемкость, так как исключает процессы нанесения на поверхности дополнительных слоев защитного покрытия (например, металлического покрытия);
5. Наносит защитные покрытия на разные виды труб, кромки которых откалиброваны под известные виды соединения, что делает способ более технологичным.

Выводы

Внедрение данной технологии позволит повысить качество изготавливаемой продукции, производительность и срок службы трубопровода.

Список используемой литературы

1. Заявка на патент РФ №2013154610, патентообладатель: КНИТУ-КАИ

ENGLISH **CORROSION**

Development of technology of drawing sheetings on steel pipes

UDC 621.643

Authors:
Maxim V. Kalachev — master student[1]; bosch116@mail.ru
Igor A. Savin — ph.d., associate professor[2];
Ilnar E. Valeev — student[2]; demanolog009@gmail.com
Anastasiya I. Savina — student[3];

[1]Aircraft manufacturing department, Kazan State Technical University, Kazan, Russian Federation
[2]Design and technological support engineering industries department, Kazan State Technical University, N.Chelny, Russian Federation
[3]Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Abstract

With development of industrial branches of the Russian Federation requirements to quality of products raise, therefore, requirements to quality of the carried-out technological operations connected with creation of this production raise. In this article the method of drawing sheetings on the steel pipes, allowing to increase quality of drawing sheetings on steel pipes, efficiency of use of a protective material and increase in operability of a pipe with a sheeting is considered.

Materials and methods

Metals and alloys,
data of industrial researches.

Results

Offered technology of drawing sheetings in comparison with analogs:

1. Increases reliability and durability of the put sheeting on external and internal surfaces of a pipe, due to control of stages of cleaning and drawing protective coverings on a surface of pipes, by increase of corrosion resistance of an external and internal surface of a pipe, for the account:
   1.1. Removals from external and internal surfaces of a pipe of all fatty types of pollution, a rust, strong the linked oxides reducing adhesive durability between a surface of a pipe and a sheeting, salt deposits and other corrosion and active environments increasing corrosion activity on surfaces of a pipe;
   1.2. Drawings on a rough surface of a pipe of a layer of a primer, thus increasing adhesive durability between a surface of a pipe and a sheeting, at the expense of increase in surface area of a pipe;
2. Increases efficiency of a protective material because the protective material is put on external and internal surfaces of a pipe in the electrostatic way, and at dispersion to pipes betray a rotary motion, that is the used volume of the protective swore at the uniform is distributed on all area of a covered surface that promotes economy of a protective material;
3. Excludes application of expensive materials as additional layers of a sheeting;
4. Reduces technological complexity and labor input as excludes drawing processes on a surface of additional layers of a sheeting (for example, a metal covering);
5. Puts sheetings on different types of the pipes which edges are calibrated under known types of connection that does a way to more technological.

Conclusions

Introduction of this technology will allow to increase quality of made production, productivity and pipeline service life.

Keywords

steel pipe, heating, covering polymerization

References

1. Patent application of the Russian Federation No. 2013154610, patent holder: *KNITU-KAI*

АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ООО «Индустриальные покрытия»
195027, г. Санкт-Петербург,
ул. Магнитогорская, д. 51, лит. З
тел/факс: (812) 677-55-09, 677-55-10
info@incoat.ru
www.incoat.ru

Система защитного покрытия «УНИПОЛ» для нанесения в зимних условиях

Мирошкин Дмитрий Сергеевич
заместитель генерального директора-главный технолог,
ЗАО «НПК «КоррЗащита»

Научно-производственная корпорация «КоррЗащита» — отечественное предприятие, которое более 10 лет выпускает лакокрасочные материалы собственной разработки под брендом «УНИПОЛ»®. Особенностью производимых материалов является возможность их нанесения в условиях отрицательных температур окружающего воздуха, быстрое время высыхания и долговечность получаемых покрытий.

Для противокоррозионной защиты металлоконструкций, оборудования, эксплуатирующихся в промышленной атмосфере умеренного и холодного климата, рекомендуется система двухслойного защитного покрытия на основе грунт-эмали СБЭ-111 «УНИПОЛ» марки АМ. Однокомпонентная грунт-эмаль естественной сушки, проста в нанесении, допускает хранение согласно ГОСТ 9980.5 при температуре от -40 до +40°С, позволяет нанести за один слой до 200 мкм мокрой пленки, время высыхания которой составляет не более 1 часа.

Для определения возможности нанесения и отверждения покрытия на основе грунт-эмали «УНИПОЛ» марки АМ при отрицательных температурах в лаборатории НПО «Нефтехим» была проведена работа по определению минимальной температуры пленкообразования (МТП) грунт-эмали, а также комплекс сравнительных испытаний физико-механических свойств покрытий, полученных при отрицательных и положительных температурах воздуха. Для определения МТП использовалась термоградиентная установка «Термоспектр» с исследуемым интервалом температур от 0°С до -20°С. Основу метода, согласно ISO 2115, составляет визуальное определение МТП по появлению микротрещин на пленке покрытия при ее формировании в переменном температурном поле по границе между непрерывной и дискретной зоной покрытия.

Формирование однородной пленки грунт-эмали происходило постепенно по всей длине измерительной шкалы термоградиентной панели, значение МТП находилось в конце измерительной шкалы и составило -20°С. МТП на конце измерительной шкалы было подтверждено как при толщине мокрой пленки 150 мкм, так и 200 мкм. Было отмечено, что процесс пленкообразования при отрицательных температурах происходит равномерно, с формированием однородной пленки. Сравнительные физико-механические свойства покрытия приведены в таб. 1:

Температура формирования пленки, °С	Толщина мокрого слоя, мкм	Адгезия методом нормального отрыва, МПа (ISO4624)	Адгезия методом решетчатых надрезов, балл (ГОСТ 15140)	Прочность при ударе, см (ГОСТ 4765)
+20±2°С	150	4,9	1	50
-10±0,5°С	150	4,4	1	50
-20±0,5°С	150	4,4	1	50

Сравнительная оценка физико-механических характеристик покрытия, отвержденных при разных температурах, показывает, что прочность при ударе, адгезия, определенная методом решетчатого надреза у покрытий, нанесенных при отрицательных температурах, не изменяется. Существенного снижения адгезии методом отрыва не происходит.

Для прогнозирования срока службы покрытия, нанесенного при отрицательной температуре, были проведены ускоренные климатические испытания по методу 6 ГОСТ 9.401 для покрытия, нанесенного без подогрева на холодный металл при температуре -20°С. Испытания проводились в лаборатории ЗАО «ЦНИИПСК им. Мельникова» и ОАО «НПО «Лакокраспокрытие». По результатам испытаний установлено, что двухслойное покрытие (2 слоя по 80 мкм, межслойная сушка — 2 часа при -20°С) толщиной 160 мкм на основе грунт-эмали «УНИПОЛ» марки АМ сохраняет защитные свойства без изменения в течение 165 циклов, что соответствует сроку службы в открытой промышленной атмосфере умеренного и холодного климата не менее 18 лет.

Срок службы двухслойного покрытия на основе грунт-эмали СБЭ-111 «УНИПОЛ» марки АМ общей толщиной 160 мкм, оцениваемый как «высокий» — более 15 лет, был также подтвержден испытаниями в соответствии с международным стандартом ISO 12944-6 для категории атмосферной

коррозионной активности С3 — городские и промышленные атмосферы, умеренное загрязнение сернистым ангидридом и прибрежные территории с низким уровнем солености (ISO 12944-2). Испытания проводились в камере соляного тумана в течение 480 часов с оценкой величины распространения коррозии от надреза согласно ISO 9227, а также в водяной бане с электрообогревом в течение 240 часов согласно ISO 6270. В обоих случаях оценивалась адгезия покрытия после испытаний, а также защитные свойства согласно ISO 4628. Результаты испытаний приведены в таб. 2:

Метод испытания	Норма по ISO 12944-6	Фактический результат при испытаниях в камере соляного тумана	Фактический результат при испытаниях в водяной бане
Адгезия по ISO 2409	0-1	0-1	0-1
Пузыри по ISO 4628-2	0(S0)	0(S0)	0(S0)
Коррозия по ISO 4628-3	Ri0	Ri0	Ri0
Растрескивание по ISO 4628-4	0(S0)	0(S0)	0(S0)
Отслаивание по ISO 4628-5	0(S0)	0(S0)	0(S0)
Распространение коррозии от надреза, мм	Не более 1,0	0,7	–

Ускоренные климатические испытания также были проведены для определения прогнозируемого срока службы системы покрытия в условиях морского умеренно-холодного и тропического климата. На основании испытаний по методу 10 ГОСТ 9.401 (определение стойкости покрытия на надводном борту и надстройках судов неограниченного района плавания) система покрытия сохраняет свои защитные свойства не менее 9 лет.

Система защитного двухслойного покрытия обладает существенным преимуществом перед многими защитными покрытиями за счет быстрого высыхания как до состояния нанесения следующего слоя (15 минут), так и до состояния высыхания до твердой пленки (2 часа), что позволяет существенно повысить производительность противокоррозионных работ. Многие заводы-изготовители металлоконструкций отмечают повышение производительности работ в 3 и более раз за счет отсутствия простоя окрасочных бригад и возможности быстрой отгрузки окрашенных металлоконструкций. Подрядные организации на месте монтажа отмечают возможность нанесения системы покрытия практически круглогодично даже в условиях Крайнего Севера страны, при этом абсолютно без снижения производительности работ.

Дополнительными немаловажными свойствами системы покрытия являются ее пожарные характеристики: образуемое покрытие относится к слабогорючим, трудновоспламеняемым, с умеренной дымообразующей способностью и малой токсичностью продуктов горения. За счет использования современного силикон-акрилового пленкообразующего образуемое покрытие стойко к повышенным температурам до 100°С, что подтверждено испытаниями по ГОСТ Р 53651-2009 «Метод определения теплового воздействия» с выдержкой покрытия в течение 1000 часов при указанной температуре. Физико-механические показатели системы покрытия до и после испытаний не изменились и составили: прочность при ударе — 50 см по ГОСТ 4765, адгезия методом решетчатого надреза — 1 балл по ГОСТ 15140.

УНИПОЛ®

117218, г. Москва,
ул. Большая Черемушкинская, д. 21
+7(495) 780-66-09
info@korrzashita.ru
www.korrzashita.ru

Ограждение топливно-энергетических комплексов

FENSYS®

СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ ОГРАЖДЕНИЙ

Компания «Системы ограждений» представляет на российском рынке современные системы ограждений FENSYS с 2005 года.

С запуском новейшей автоматизированной линии немецкой фирмы IDEAL по производству современных систем ограждений на собственном заводе в г. Боровичи Новгородской области, производство выпускаемой продукции достигло до 840000 м.п. в год, что позволяет закрыть основные потребности россиян в сварных сетчатых ограждениях.

Технологическая линия завода FENSYS специально разработана и предназначена исключительно для единого цикла производства систем ограждений. Компоненты FENSYS включают в себя: решетчатые панели металлических ограждений, распашные и откатные ворота, калитки, столбы, насадки для крепления колючей проволоки, АКЛ СББ, АКЛ ПББ, крепежные элементы и аксессуары.

Ограждения FENSYS включены в Программу повышения антитеррористической защищенности объектов энергетики Российской Федерации. Уже на старте Программы системы FENSYS были установлены на ряде объектов, том числе и на энергетических объектах.

Компания «Системы ограждений» плодотворно сотрудничает с такими государственными корпорациями как Росатом, Транснефть, Газпром, РЖД, и др. В НИИ этих корпораций системы ограждений FENSYS прошли полный цикл сертификации.

FENSYS КАЧЕСТВО

20 лет ГАРАНТИЯ

Системы ограждений FENSYS неоднократно были отмечены Дипломами Международных специализированных выставок за высокое качество и современный дизайн продукции.

20 лет — **НАДЕЖНОСТЬ**
20 лет гарантии на системы ограждений FENSYS

Nano Ceramic — **ДОЛГОВЕЧНОСТЬ**
Нанокерамическая обработка металла по технологии Henkel

Zn цинк — **СТОЙКОСТЬ К КОРРОЗИИ**
Компоненты FENSYS защищены горячим цинкованием

RAL polymer — **РАЗЛИЧНЫЕ ЦВЕТА**
Полимерное покрытие по каталогу RAL

www.fensys.ru

Установка ограждения на трубе в районах Крайнего Севера

М.С. Ковалев
kovalev@fensys.ru

Технический директор
ООО «Системы ограждений»

ООО «Системы ограждений» получило сертификат соответствия требованиям ГАЗПРОМ.

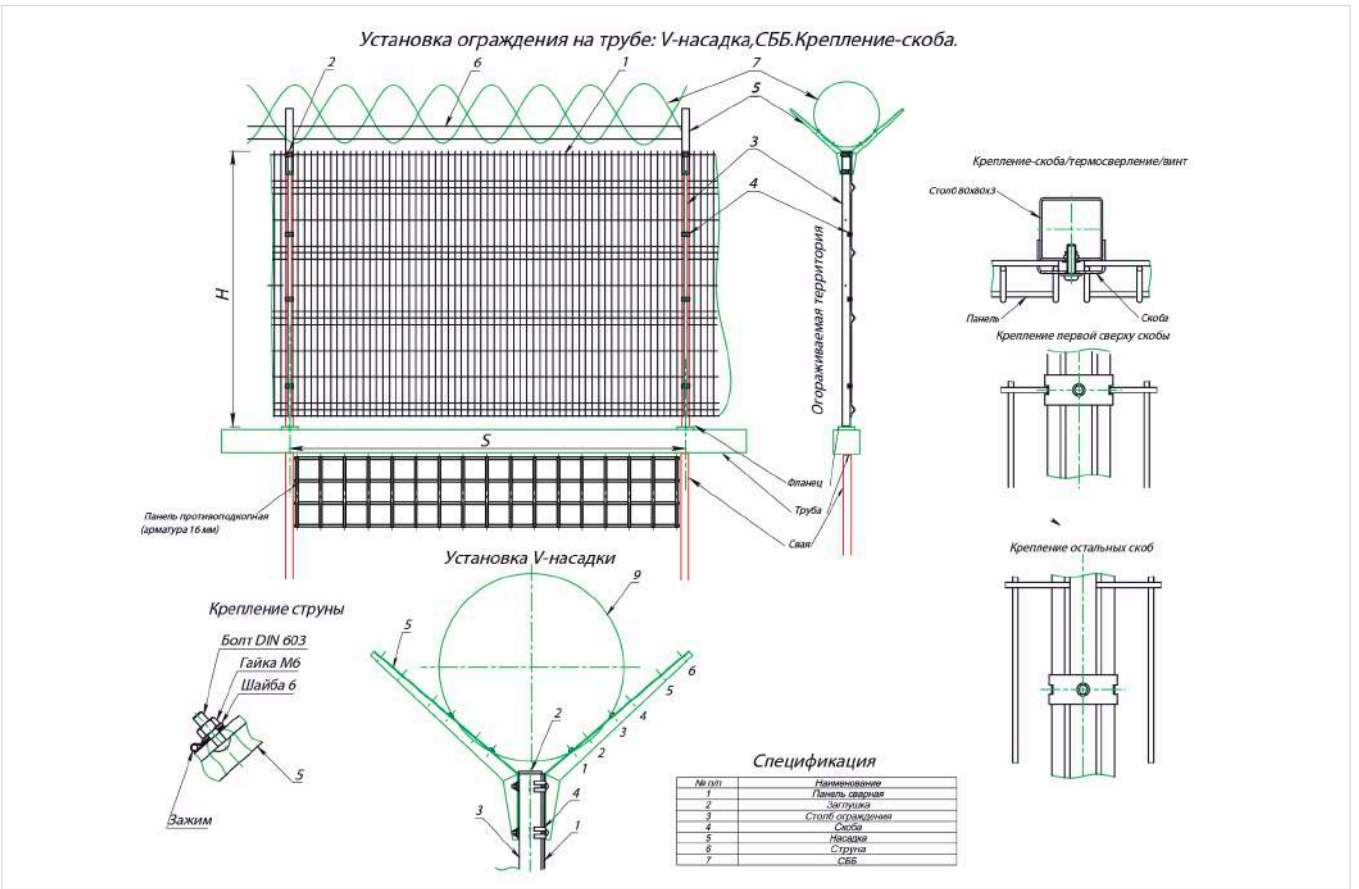
Ключевые слова
ограждение периметра, насадка на столб с боковым креплением, комплексная безопасность, сварная панель ограждения, откатные ворота, защита периметра

Назначение: решение по установке ограждения в районах Крайнего Севера.

Технические характеристики: решение подразумевает предварительную установку вертикальных свай на глубину 7–10 метров. На сваи горизонтально приварена труба (профиль), на которую привариваются столбы ограждения. Данное решение позволяет надежно установить ограждение при невозможности стандартной установки методом бетонирования.

Оптимально в болотистой местности, а так же в районах Крайнего Севера в условиях вечной мерзлоты.

Производитель (поставщик):
ООО «Системы ограждений»
Телефон: +7 (495) 937-3319
www.fensys.ru



Профессиональные справочные системы «Техэксперт»: Промышленная безопасность на объектах нефтегазового комплекса. К вопросу о нормативном регулировании

Чуть более года назад Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) от 12 марта 2013 года № 101 были утверждены Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». В этом документе был учтен 10-летний опыт правоприменения предыдущих норм.

Указанные Правила установили требования по промышленной безопасности для следующих опасных производственных объектов нефтегазодобывающих производств:

- бурения и добычи: опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, нагнетательных, контрольных (пьезометрических, наблюдательных), специальных (поглощающих, водозаборных), йодобромных, бальнеологических и других скважин, которые закладываются с целью поисков, разведки, эксплуатации месторождений нефти, газа и газового конденсата, газа метаноугольных пластов, теплоэнергетических, промышленных и минеральных вод, геологических структур для создания подземных хранилищ нефти и газа, захоронения промышленных стоков, вредных отходов производства, а также скважин, пробуренных для ликвидации газовых и нефтяных фонтанов и грифонов;
- обустройства месторождений для сбора, подготовки, хранения нефти, газа и газового конденсата.

Содержание Федеральных норм и правил приведено в соответствие с действующим законодательством в области промышленной безопасности, в частности, с изменениями, внесенными в Федеральный закон от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», а также с нормативно-правовой базой в области технического регулирования, градостроительства, охраны труда, лицензирования и других.

В тот же период прошлого года наряду с указанными правилами был принят еще один важный отраслевой документ: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 11 марта 2013 года № 96.

Нормативно-правовая база, регулирующая промышленную безопасность на опасном производственном объекте нефтегазового комплекса, включает в себя и другой значительный объем документов.

Кроме упомянутых правил и Федерального закона в нее входят и некоторые технические регламенты, в том числе на наднациональном уровне: Технический регламент Таможенного союза от 2 июля 2013 года № 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» и Технический регламент Таможенного союза от 18 октября 2011 года № 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах». В России на национальном уровне действует Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденный Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 года № 870. Также в состав базы нормативно-правового регулирования вопросов промышленной безопасности на объекте нефтегазового комплекса входят и другие постановления Правительства РФ, приказы ответственных министерств и ведомств: Минэнерго, Минприроды, Ростехнадзора, МЧС и иные документы.

Правовое регулирование промышленной безопасности, как и любого другого аспекта функционирования нефтегазового объекта, регулярно подвергается модернизации и трансформации. Развитие технологий и усовершенствование процессов влекут за собой внесение изменений в нормативно-правовые акты, регулирующие деятельность предприятий нефтегазового комплекса.

Оперативно отслеживать все изменения в такой базе специалисту позволяют профессиональные справочные системы — электронный продукт, содержащий весь объем нормативно-правовой, нормативно-технической документации и дополнительной, в том числе справочной информации, необходимой сотруднику соответствующего подразделения. Эксперты в области нефтяной, нефтегазовой и нефтехимической промышленности в качестве такого продукта единогласно рекомендуют системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс», «Техэксперт: Промышленная безопасность» и др.

Справка
Профессиональные справочные системы «Техэксперт» содержат нормативно-правовую, нормативно-техническую документацию, аналитическую и справочную информацию, а также уникальные сервисы и услуги для профессионалов всех отраслей, в том числе нефтегазовой.

ТЕХЭКСПЕРТ

Единая справочная служба:
8-800-555-90-25
кодекс.рф техэксперт.рф

Препарат биодеструктор нефтяного загрязнения Микрозим Петро Трит®: экологические аспекты влияния биодеструктора на загрязненную нефтепродуктами почву

Кулинич О.А.
генеральный директор[1]

[1]ООО «РСЭ-трейдинг», Москва, Россия

Применение выделенных из природы научными методами и искусственно культивированных природных микроорганизмов для разрушения нефтяных углеводородов в работах по рекультивации земель показало себя одним из наиболее эффективных, экономически целесообразных, и экологически безопасных способов. Микроорганизмы способны разрушать и метаболизировать нефтяные углеводороды (НУВ). Разрушение и метаболизация микроорганизмами нефтяных углеводородов приводит к постепенному снижению и нивелированию токсического в том числе и фитотоксического влияния нефтяного загрязнителя на почву.

Микробиологический препарат биодеструктор нефтяного загрязнения Микрозим Петро Трит® создан с использованием синергического сообщества (6–12) видов углеводородокисляющих микроорганизмов метаболизирующих нефтяные углеводороды до безвредных для окружающей среды продуктов метаболизма: воды, углекислого газа, гумуса. Используемые в биопрепарате естественные природные микроорганизмы выделены научными методами из очистных сооружений, техногенных биотопов, нефтепромысловых территорий, не являются генетически модифицированными, не токсичны, не патогенны. Биодеструктор Микрозим® производится промышленными партиями в виде готового к применению сухого порошка, наносимого на нефтяное загрязнение в соответствии с инструкцией. Биодеструктор содержит микроорганизмы способные эффективно разрушать нефтяной загрязнитель, как в аэробных, так и в характерных для почвы уже на глубине до 10 см анаэробных условиях, что значительно упрощает процесс рекультивации и очистки почвы.

Использование биодеструктора Петро Трит® в условиях высокой концентрации нефтяного загрязнителя в почве (от 1% до 30% по массе) показало достаточно высокую эффективность метаболизации нефтяного загрязнителя бактериальным комплексом препарата: при очистке нефтезагрязненных почв на территории Республики Казахстан с концентрацией загрязнения почвы сырой нефтью от 7% до 15% (70 000–150 000 мг./кг.), эффективность очистки солончаковой почвы составила 51% через 7 суток, 82% через 30 суток, песчаной почвы Акмолинской области — 71% через 7 суток, 88% через 60 суток, темно-каштановой почвы — 70% через 15 суток; при очистке территорий полярной станции «Найгурская» (Земля Франца-Иосифа) от смеси различных нефтепродуктов (мазут, бензин, дизельное топливо, совол, автол) с интенсивностью загрязнения мазутом, дизтопливом, маслами от 7 до 15 % (70 000–150 000 мг./кг.), эффективность очистки составила 70% за теплый вегетативный сезон.

В 2010 году Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Полярно-альпийском ботаническом саде-институте им. Н.А. Аврорина Кольского научного центра Российской академии наук исследовалась возможность создания растительного покрова методом настила трав на почвенный покров состоящий из смеси нефтешлама и песка с содержанием нефтепродуктов 16% и комковатой структурой. Было изучено влияние биопрепарата-деструктора нефтяного загрязнения Микрозим Петро Трит на качество формируемого данным способом растительного покрова. На 6-й день эксперимента был сформирован плотный зеленый растительный покров из проростков высотой

Рис. 1 — Обработка нефтезагрязненного участка биодеструктором Микрозим®

5–7 см. Анализ полученных результатов показал, что использованный в эксперименте биодеструктор Микрозим® способствует существенному улучшению качества сформированного в эксперименте растительного покрова (таб. 1).

Биодеструктор Петро Трит работает и с низкими концентрациями нефтепродуктов. При изучении способов очистки почв от загрязнения нефтяными углеводородами на территории города Москвы (детские игровые площадки, газоны, парковки, территории вблизи производственных объектов) была исследована способность биодеструктора Микрозим® метаболизировать нефтяные углеводороды, присутствующие в почве в концентрации от 100 до 300 мг./кг., результаты представлены на рис. 2 по данным исследования проведенного в лаборатории гигиены почвы, лаборатории физико-химических исследований, лаборатории генетического мониторинга и санитарной микробиологии и паразитологии федерального государственного бюджетного учреждения «Научно-исследовательский институт экологии человека и гигиены окружающей среды им. А.Н. Сысина» Министерства здравоохранения Российской Федерации в 2006–2012 гг.

Оценка сравнительной токсичности почв, загрязненных нефтяными углеводородами, в присутствии биодеструктора и без него проводилась по фитотоксичности, биотестированию, генотоксичности, вегетационном опыте и оценке почвенного микробоценоза. При проведении оценки безопасности применения биодеструктора Микрозим® на культуре клеток млекопитающих и гидробионтах, было установлено, что логичных закономерных изменений индекса токсичности, связанных с величиной воздействующей концентрации НУВ в диапазоне 100–10000 мг/кг установлено не было. В вегетационном опыте визуальные наблюдения показали, что газонная трава под действием биодеструктора Микрозим® растет значительно выше, чем без него как в 1-ом вегетационном периоде, так и во 2-ом (рис. 3). Полученные ростки более крепкие, цвет зеленый насыщенный, листья увлажнены.

Также было исследовано влияние биодеструктора Микрозим Петро Трит на сокращение жизненного цикла микробиологического загрязнения почвы патогенными и инфекционно опасными микроорганизмами.

Почвы детских игровых площадок были отнесены по бактериологическому показателю к опасным и чрезвычайно опасным, в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.7.1287-03 «Почва, очистка населенных мест, бытовые и промышленные отходы, санитарная охрана почвы. Работы по рекультивации или замене зараженных почв на исследованных участках не снижают их степень опасности, что, в свою очередь, повышает риск возникновения эпидемически опасных заболеваний. Присутствие биодеструктора в контрольной почве значительно сокращало жизненный цикл E.coli. Уже на 14-е сутки эксперимента колонии образующие единицы (КОЕ) E.coli в почве отсутствовали. Подобная динамика повторялась под действием биодеструктора в образцах с концентрациями НУВ 100–300 мг/кг, в которых отмирание E.coli наблюдалось на 14-е, 7-е и 7-е сутки эксперимента, соответственно. Во всех образцах,

Вариант	Высота травостоя, см	Длина корней, см	Плотность травостоя, шт/дм²	Биомасса, г/м²	Проективное покрытие, %
Контроль	22.3±1.6	19.7±3.2	686. 4±31.2	610.0±31.0	70±6.2
Опытный	34.6±2.4	22.0±1.5	1019.7±70.9	883.4±35.4	80±3.5
НСР05				13,4	

Таб. 1 — Влияние биодеструктора Микрозим на качественные показатели фитоценоза, сформированного инновационным способом прямого посева на участках, загрязненных мазутом

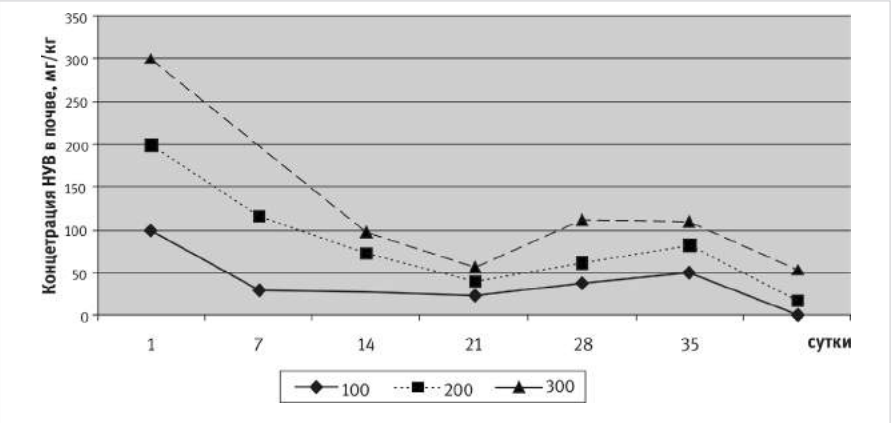


Рис. 2 — Динамика содержания НУВ в почвах в присутствии биодеструктора Микрозим® в концентрациях 100–300 мг/кг

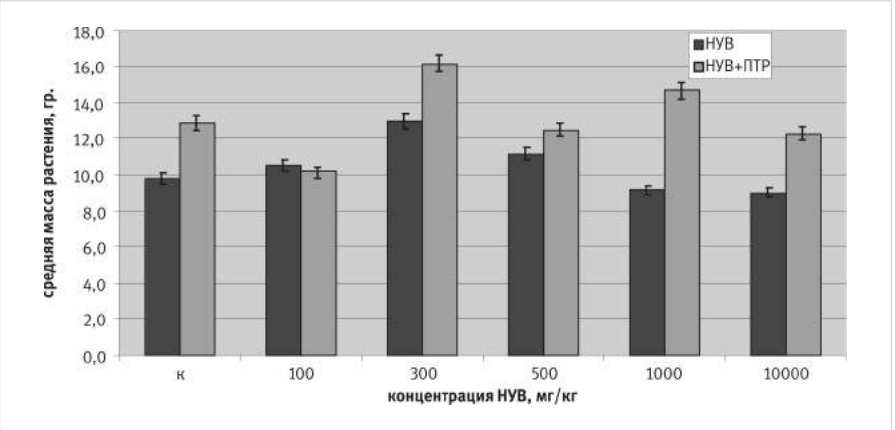


Рис. 3 — Сравнительная характеристика влияния различных концентраций нефтяных углеводородов (НУВ) на массу газонной травы 1-ого вегетационного периода (05.03.12 г.) в присутствии препарата биодеструктора Микрозим® (ПТР) и без него

Рис. 4

Места отбора проб	Показатели, КОЕ/г				НВЧ/50г
	ГКБ	ОКБ	E. coli	Фекальные энтерококки	Сальмонеллы
ул. Погодинская 9	2300	230	230	940	0
ул. Кооперативная, д. 2, к.2	23800	230	230	2300	0
ул. 3-я Фрунзенская, д. 12	23800	2300	2300	2300	0
Несвижский пр. между д.4 и 6	2300	230	0	2300	0
Новодевичий проезд, д, 4 (сквер)	238000	230	0	238000	0
ул. Остоженка, д. 38	238000	230	0	2300	0

Таб. 2 — Санитарно-эпидемиологическая характеристика почв г. Москвы в 2011 г.

Рис. 5 — Самозарастание контрольного загрязненного мазутом участка в естественных условиях без применения биопрепарата Микрозим®

Рис. 6 — Самозарастание экспериментального загрязненного мазутом участка в естественных условиях после обработки биодеструктором Микрозим

Рис. 7 — Слева направо: самозарастание загрязненных дизельным топливом контрольного и экспериментального (обработанного биодеструктором Микрозим) участков

Рис. 8

также как и в серии эксперимента без внесения биодеструктора, наблюдались антагонистические взаимодействия. Значительная активизация аборигенной микрофлоры происходила также к 21-м суткам эксперимента. Таким образом, внесение биодеструктора в контрольную почву и почвы, загрязненные НУВ в концентрациях 100–300 мг/кг, позволило сократить жизненный цикл E.coli на 7–14 суток. Под действием биодеструктора в изученных концентрациях НУВ не оказали влияния на количественный состав почвенных грибов и не выявили достоверных эффектов угнетения на Azotobacter chrococcum.

В 2012 году ФГБУН Институтом проблем промышленной экологии Севера КНЦ РАН также исследовал нефтеокисляющую способность биодеструктора Микрозим Петро Трит в условиях отсутствия искуственного полива очищаемого участка в течение всего летнего сезона. Искуственный посев трав на очищаемый участок не производился, исследовалось естественное самозарастание участка.

Полученный результат оценивался визуально (рис. 5–7).

Список используемой литературы:

1. Исследование эффективности препарата биодеструктора нефтяного загрязнения Микрозим™ Петро Трит в природно-климатических условиях Кольского полуострова. ФГБУН ИППЭС КНЦ РАН, Апатиты, 2012.
2. Парамонова И.Е., Кравченко Н.Л., Суюнова А.Б., Талжанов Н.А., Балпанов Д.С. Изучение процесса деструкции нефти и нефтепродуктов биопрепаратами в зависимости от степени загрязнения, состава загрязнителя и типа почвы в модельных экспериментах. ТОО «Научно-аналитический центр «Биомедпрепарат», г. Степногорск, Республика Казахстан, 2011.
3. Жаркова, М.Г. Оценка экотоксичности тяжелых металлов и нефти по биологическим показателям чернозема. Южный Федеральный Университет, г.Ростов-на-Дону, 2009.
4. Вельков В.В. Биоремедиация: принципы, проблемы, подходы // Биотехнология. 1995. № 3–4. С. 20–27.
5. Водянова М.А. Эколого-гигиеническая оценка способов биоремедиации нефтезагрязнённых почв селитебных территорий. Диссертация. Москва: «Научно-исследовательский институт экологии человека и гигиены окружающей среды им. А.Н. Сысина» Министерства здравоохранения РФ, 2013.

МИКРОЗИМ

ООО «РСЭ-трейдинг»
МИКРОЗИМ®
Россия, г. Москва
+7 (495) 514-38-42, 225-45-38
info@5143842.ru
www.микрозим.рф

"НОВЫЕ МИНИЛАБОРАТОРИИ
ДЛЯ ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИКИ МАСЕЛ И СМАЗОК"

ТЕХНОЛОГИИ НАДЕЖНОСТИ

ПОСТАВКА ОБУЧЕНИЕ СЕРВИС ПО АНАЛИЗУ МАСЕЛ

МИНИЛАБОРАТОРИИ СЕРИИ BALTECH OA-5000, BALTECH OA-5100, BALTECH OA-5400, BALTECH OA-5800

BALTECH

RELIABILITY TECHNOLOGIES

ул. Чугунная, 40 Т/ф: (812) 335-00-85
e-mail: info@baltech.ru www.baltech.ru

УДК 620.1

Концепция «Технологии надежности» — комплексный подход для обеспечения надежности промышленного оборудования

Р.А. Романов
к.т.н., директор по маркетингу и сбыту[1]

[1]ООО «Балтех», Санкт-Петербург, Россия

Надежность и безопасность являются ключевыми факторами любого промышленного предприятия. Компания «Балтех» разработала новую стратегию комплексного подхода при эксплуатации, ремонте и диагностики разных типов промышленного оборудования. Концепция «Технологии надежности» это результат нашей пятнадцатилетней деятельности, и очередной этап в развитии нашей компании.
Данная концепция поможет обратить внимание специалистов всех уровней любого предприятия на основные проблемы и задачи, которые ежедневно являются камнем преткновения для нормальной и безаварийной работы технических подразделений всех индустриальных компаний.

Ключевые слова
надежность, безопасность, оптимизация, технический аудит, надежное оборудование

В свете последних событий и неустойчивости экономических показателей на рынке, для каждого предприятия остро стоит вопрос оптимизации всех своих промышленных активов, оптимизации и повышению уровней рентабельности. Руководители высшего звена постоянно думают о повышении рентабельности своего производства с минимальными финансовыми издержками. Оптимизация промышленного предприятия возможно по двум направлениям:

1) Повышение производительности труда всех подразделений. Проще говоря, тот же коллектив сотрудников должен выпустить больше продукции и оказать больше услуг (проведение ремонтов) за стандартный отчетный период;
2) Снижение затрат на обслуживание основных фондов и поддержку ресурсов (оборудование, заработная плата, ремонты). Этот путь предполагает, что при выпуске постоянного количества продукции мы снижаем и оптимизируем издержки на эксплуатацию и ремонт технологического оборудования, тем самым увеличивая рентабельность за отчетный период.

Компания «Балтех» имея пятнадцатилетний опыт в проведении технических аудитов механических и энергетических служб промышленных предприятий разработала вторую концепцию, помогающую снизить затраты на ремонт и эксплуатацию широкого спектра оборудования не снижая коэффициент надежности и не ухудшая требования промышленной безопасности. Новую комплексную стратегию мы назвали «Технологии надежности» — Reliability technologies. Многие предприятия знакомы с первой версией нашего стандарта, который назывался «Надежное оборудование» или «НО:2010» и развивался с нами до 2013 г.

Новая концепция основана на больших статистических данных по видам дефектов роторного (динамического) энергомеханического промышленного оборудования (рис. 1). В нашей клиентской базе находится более 1500 предприятий России, Казахстана, Белоруссии и Украины сегмента B2B. Статистика накапливалась нашими специалистами во время обучения и поставок диагностической аппаратуры в отделы главного механика и главного энергетика, а также виброналадочных работ с оборудованием нашим отделом технического сервиса. Основные задачи ставились нам предприятиями химического и нефтехимического комплекса, энергетики, металлургии, машиностроения, бумажной отрасли, трубопроводного транспорта и многих других отраслей нашей экономики.

Во всех отраслях, независимо от специфики эксплуатируемого вращающегося (динамического) оборудования, его «болезни» и виды дефектов механизмов очень похожи.

Из нашей статистики мы определили только ключевые и весомые в процентном соотношении виды дефектов на различных типах машин и механизмов: насосы, компрессоры, вентиляторы, электродвигатели, турбины и редукторы.

На рис. 1, представлена статистика наиболее часто возникающих дефектов:

- Дефекты в подшипниковых узлах (качения и скольжения) — 31%;
- Расцентровка (несоосность) — 26%;
- Дисбаланс (неуравновешенность роторов) — 17%;
- Старение и износ смазочных материалов — 14%;
- Неточность сборки узлов и деталей (несоответствие геометрии) — 7%;
- Ослабления, вызванные износом, выработкой ресурса или человеческим фактором — 5%;
- Прочие виды дефектов, связанные со спецификой технологической машины — 3%.

Данные для анализа по статистическим параметрам мы использовали на базе 20 отделов надежности из разных отраслей и 20 предприятий, периодически обслуживаемых отделом технического сервиса компании «Балтех».

Базы статистических данных формировались с помощью портативных измерительных средств технической диагностики при ежемесячных обследованиях механического и энергетического оборудования:

1) Вибродиагностика выполнялась с помощью виброанализаторов CSI 2130 и CSI 2140;
2) Термография (контроль температуры) производилась с помощью многофункциональных тепловизионных камер BALTECH TR-01500 и новой камеры с матрицей 640x480 пикселей модели BALTECH TR-01800;
3) Трибодиагностика (анализ состояния масел и смазок) осуществлялась по параметрам вязкости и химическому составу с помощью портативной минилаборатории BALTECH OA-5100.

Анализ статистических данных за несколько лет показал, что дефекты подшипников качения на сегодняшний день все еще остаются одними из самых часто повторяющихся проблем. При детальном анализе и проведенном техническом аудите узлов были выявлены следующие причины появления дефектов в подшипниковых узлах: приобретение некачественных новых подшипников 50% случаев, не соответствующие условия хранения, не правильный монтаж подшипников при ремонтах, повышенные нагрузки при эксплуатации.

В качестве рекомендаций для локализации в будущем данных проблем и повышения

надежности подшипниковых узлов роторного оборудования были следующие: на этапе закупки подшипников отобрать надежных поставщиков, которые поставляют подшипниковую продукцию согласно требованиям ГОСТ 520-2011 или организовать участок входного контроля на базе комплекса «ПРОТОН СПП-УВХ». Чтобы избежать перекосов внутренних и наружных колец подшипников, а также обеспечить правильные допуски и посадки в узел, применять индукционные нагреватели и специализированный монтажный инструмент.

Второй сегмент дефектов (расцентровка и дисбаланс) чаще всего связан либо с изначальным применением не точных методов для наладки и ремонта оборудования, либо с развитием данных дефектов при эксплуатации (например, налипание частиц или износ рабочего колеса) механизма. В качестве рекомендаций и решений будет применение лазерных систем центровки с калиброванными пластинами и портативные приборы для балансировки в собственных опорах, а также балансировочные станки. В требованиях ГОСТ ИСО 1940-1-2007 требования по остаточному дисбалансу написаны для разных механизмов по классам точности G0.4, G1, G2.5, G6.3,..., G4000. Для балансировки жестких роторов рекомендуется применять горизонтальные балансировочные станки серии BALTECH HBM (рис. 2).

Третий сегмент, обеспечивающий надежность и долговечность работы промышленного оборудования, это качество смазочных материалов. Только применением качественных масел и смазок можно увеличить работоспособность и безаварийность энергомеханического и гидравлического оборудования. Анализ причин показал, что проблема лежит в области неправильного смазывания, неверной периодичности смазывания или применения не тех типов масел и смазок. В качестве рекомендации был сформирован новый график проведения диагностических измерений портативными мини лабораториями, перейти на другой тип мазок, заменить типы уплотнений и установить стационарную систему автоматической смазки, которая позволяет в 3–4 раза сократить годовой объем используемых смазочных материалов за счет точного дозирования.

Контроль уровня температур и периодическое наблюдение за развитием температурных пятен с помощью тепловизоров выявил тенденции перегрева электродвигателей. Развитие дефектов в электромагнитных системах электрических машинах, появлялись как следствие первичных, и были классифицированы вторичным дефектом. Первичными дефектами являлись механические проблемы, а также дефекты смазок и масел. Температурный параметр всегда более инертный, и проявляется позже других параметров (например, вибрационного или трибологического). Термография применяется для диагностики электрооборудования, теплотехнического оборудования, а также для энергоаудита, как основной метод технической диагностики. Для механического оборудования методы обследования с помощью тепловизионных камер являются дополнительными, с помощью которых подтверждается тот или иной дефект, выявленный другой аппаратурой.

Рис. 1 — Виды дефектов динамического оборудования

Рис. 2 — Горизонтальный балансировочный станок BALTECH HBM

Рис. 3 — Комплекс мероприятий обеспечения надежности согласно концепции Технологии надежности

К последнему сегменту группы дефектов мы отнесли проблемы износа и выработки узлов, ослабление механических связей на выработавшем свой ресурс оборудовании, дефекты опор и фундаментов, а также трубные обвязки.

Причина появления этих дефектов лежала в области несовершенства технологии ремонта и периодической метрологической аттестации станочного оборудования. Например, с помощью лазерных систем выверки геометрии была проверена плоскостность фундаментов. По требованиям СНиП отклонение от горизонта должно быть не более 0,4 мм/м. Не везде данная величина была в допуске, в связи с тем, что фундаменты были залиты долее 20 лет назад и их никто не проверял.

Контроль геометрии (прямолинейность, плоскостность, перпендикулярность, параллельность) очень важная метрологическая задача для станочного оборудования и машин и механизмов, которые выработали свой ресурс (обычно это срок эксплуатации более 15 лет). Требования стандартов ГОСТ 27843-2006 (ISO 230-2-1997) и ГОСТ Р 53442-2009 (ISO 1101-2004) регламентируют точности сопряженных деталей.

На рис. 3 представлены рекомендуемые направления, которые помогают обеспечить надежность работы динамического оборудования. Применяя комплексный подход по стратегии «Технологии надежности» — Reliability technologies любое промышленное предприятие может значительно снизить финансовые затраты на обслуживание, сократить время ремонтов, снизить объем необходимого склада запасных частей, а также обеспечить безопасную и безаварийную работу энергомеханического оборудования.

Компания «Балтех» рекомендует всем техническим подразделениям заказать у нашей компании услугу по проведению технического аудита или провести данную процедуру собственными силами, привлекая к анализу статистических данных по видам дефектов и типам машин, собственных опытных аналитиков. Обычно несколько специалистов с определенным складом ума есть на каждом предприятии. Необходимо из них создать временную группу для повышения надежности и определения самых «слабых» звеньев, ведь не секрет, что надежность любого сложного технического объекта равна надежности самого «слабого» узла. Очень важным моментом повышения эффективности работы специалистов является система мотивации и стимулирования. Она должна быть выстроена на основе внедрения итоговых экономически выгодных результатов, выполненных этапов технического аудита.

Последней рекомендацией нашего предприятия является пересмотр экономических и производственных показателей и точный расчет всех ресурсов (людских, инструментальных, коэффициенты изношенности оборудования, паспортизация оборудования, унифицированность применяемого оборудования). Необходимо заранее рассчитать эффективность от внедрения средств технической диагностики и новых технологий ремонта, в противном случае переходить на аутсорсинговые схемы. Если выгоднее привлекать сервисные компании для обслуживания, то надо по этапам произвести реорганизацию предприятия.

Итоги

Аттестация специалистов и периодическое повышение квалификации персонала должна проводиться в наукоемких и зарекомендовавших себя компаниях, которые должны проводить обучение по всем необходимым теоретическим вопросам с практическими занятиями. Наша компания приглашает всех заинтересованных технических специалистов на наши специализированные курсы.
Расписание занятий вы можете увидеть на нашем сайте www.baltech-center.ru

Выводы

Концепция «Технологии надежности» является комплексной стратегией для обеспечения надежности промышленного оборудования, но мы не претендуем на совершенство. Если у Вашего предприятия есть большой объем статистических данных по своим типам технологического оборудования, а также имеется положительный опыт применения прочих средств технической диагностики (например, дефектоскопия, акусто-эмиссионные системы, параметрическая диагностика и прочее), то вы можете составить свою карту обеспечения надежности технически сложных объектов.
Любое предприятие, как живой организм постоянно развивается и изменяется и вы должны уметь оперативно реагировать и измерять уровень надежности любого технологического оборудования. Желаем всем удачи в решении интересных инженерных задач.

ООО «Балтех»
194044, РФ, г. СПб, Ул. Чугунная, 40
Тел./факс: +7 (812) 676-70-54,
+7 (812) 335-00-85
E-mail: info@baltech.ru
Internet: www.baltech.ru

UDC 620.1

"Reliability technologies" concept — an integrated approach to ensure the industrial equipment reliability

Author:
Roman A. Romanov — ph.d., marketing and sales director[1]

[1]Baltech LLC, St. Petersburg, Russian Federation

Abstract

Reliability and safety are key factors in any industrial enterprise. "Baltech" developed a new strategy for an integrated approach in the operation, repair and diagnostics of various types of industrial equipment. "Reliability technologies" is the result of fifteen years of our activity and the next stage in the progress of our company.
This concept will help to draw the attention of specialists at all levels of any company on the main issues and challenges that are a stumbling block on a daily basis for normal and trouble-free operation of all technical departments of industrial companies.

Results

Certification of specialists and regular staff training should be conducted in high-tech and proven companies that need to train all the necessary theoretical issues with practical exercises.
We invite all interested technicians at our specialized courses. You can check a timetable on our website www.baltech-center.ru

Conclusions

"Reliability technologies" concept is an integrated strategy to ensure the reliability of industrial equipment, but we do not claim perfection. If your company has a large amount of statistical data on types your equipment and has a positive experience of using other means of technical diagnostics (e.g., inspection, acoustic-emission systems, parametric diagnostics, etc.), then you can make your own card to ensure the reliability of technical complex objects.

Any enterprise as a living organism is constantly evolving and changing, and you must be able to respond quickly and estimate the level of reliability of any process equipment. Good luck in solving of interesting engineering challenges.

Keywords

reliability, safety, optimization, technical audit, reliable equipment

УДК 620.1+622.692.4

Неразрушающий контроль стыковых соединений труб газопроводов

Д.В. Важенин
руководитель обособленного подразделения[1]
molkon@bk.ru

Д.М. Коваль
главный инженер обособленного подразделения[1]

Е.Ю. Ярусов
руководитель группы[1]

В.Г. Савин
заместитель руководителя сектора[1]

Д.С. Соловьев
руководитель сектора[1]

С.Л. Лимарь
инженер-технолог[1]

В.В. Пушкаревский
руководитель сектора[1]

М.М. Романов
ведущий инженер[1]

[1]ЗАО НПЦ «МОЛНИЯ», Москва, Россия

В сварных соединениях труб газопроводов, выполненных контактной стыковой сваркой с помощью токов высокой частоты, одним из наиболее опасных дефектов являются трещины, в т.ч. сквозные.
В статье рассматривается оптимальный комплекс методов выявления трещин в соединениях действующих газопроводов, выполненных стыковой сваркой с нагревом кромок токами высокой частоты (ТВЧ).

Материалы и методы
Трубы из мало-углеродистых сталей исследовались визуально-измерительным, ультразвуковым, радиографическим, вихретоковым и магнитопорошковым методами.

Ключевые слова
неразрушающий контроль, контактная стыковая сварка, трещины в сварных соединениях

В соответствии с требованиями нормативно-технической документации ОАО «Газпром», не допускаются трещины любой длины и направления относительно сварного шва, независимо от категории газопровода и требуемого уровня качества.

Специалистами ЗАО НПЦ «Молния» были проведены исследования сварных соединений, выполненных контактной стыковой сваркой с помощью токов высокой частоты, стандартными методами неразрушающего контроля, в соответствии с действующими ГОСТ и собственными технологическими картами. В работе были использованы образцы, вырезанные на трассе газопровода из трубы, в которой содержались трещины, развивающиеся с наружной и внутренней поверхности сварного соединения, а также сквозные трещины. Диаметр трубы составлял 219 мм., толщина стенки — 8 мм., материал — Ст 3 сп.

Применялись следующие методы и виды неразрушающего контроля: визуальный и измерительный контроль (ВИК), магнитопорошковая, магнитная дефектоскопия (МПД), дефектоскопия проникающими веществами (ПВД), вихретоковый контроль (ВК), ультразвуковой контроль (УК) в автоматическом и ручном режимах, радиографический контроль (РК).

Чувствительность к дефектам и производительность этих методов представлена в справочнике по неразрушающему контролю под редакцией академика В.В. Клюева [1]. Дополнительно были проведены металлографические исследования сварных соединений. Для металлографического анализа сварных соединений готовились шлифы их поперечного сечения по ГОСТ 10243-75 [2]. Установлено, что в структуре сварного соединения отсутствует литой металл, в плоскости соединения находится обезуглероженная полоска с примыкающими к ней участками с обычной структурой перегретого металла. В сечении шва обнаруживаются трещины, идущие от внутренней поверхности и наружной поверхности трубы. В металле трубы обнаруживаются неметаллические включения (например, сульфиды- 4 балла по ГОСТ 1778-70, метод Ш6) [3], расположенные вдоль направления проката. В зоне шва металл трубы пластически деформируется, направление течения металла при деформации кромок листа совпадает с полосами неметаллических включений.

Для проведения ВИК [4] применялась лупа с 10-кратным увеличением. При осмотре были выявлены трещины с шириной раскрытия от 0,1 мм. К недостаткам данного метода следует отнести большие затраты времени и высокую зависимость выявляемости дефектов от человеческого фактора.

Неразрушающий контроль сварных соединений методами МПД и КД [5, 6, 7] проводился последовательно на одних и тех же участках образцов. Были выявлены индикаторные следы, характерные для трещин в средней части сварного соединения, ориентированные вдоль сварного шва, как с наружной, так и с внутренней поверхности. Установлено, что для выявления трещин в сварных соединениях, выполненных стыковой сваркой с нагревом кромок листа ТВЧ, предпочтительнее метод магнитной дефектоскопии, так как он менее требователен к качеству зачистки поверхности, более чувствителен к дефектам и требует меньших затрат на подготовку сварного соединения.

Вихретоковый контроль [8] проводился вихретоковым датчиком, встроенным в дефектоскоп УД3-103. Были зарегистрированы сигналы от всех трещин, выявленных методом МПД. Амплитуды и форма сигналов от трещин соответствовали искусственным дефектам глубиной 0,2 мм, 0,5 мм и 1,0 мм. Положительной стороной ВК является возможность косвенно по амплитуде сигнала оценить глубину дефектов. К сожалению, аналогичные по форме и амплитуде сигналы были зарегистрированы и от допустимых рисок, присущих этим объектам.

Метод ультразвуковой дефектоскопии (УК) в автоматическом режиме проводился с применением установки «Скаруч». При этом были выявлены все дефекты образцов, однако трещины были классифицированы не только как плоскостные дефекты, но и ошибочно, как объемные и объемно-плоскостные. Недостатком метода является невозможность определения глубины залегания дефектов.

Ультразвуковая дефектоскопия (УК) [9] в ручном режиме проводилась совместно эхо- и дельта- методами. Дельта-метод основан на использовании дифракции на дефекте поперечной волны от наклонного преобразователя с трансформацией в продольную и приемом ее прямым преобразователем.

При проведении работ дельта-методом признаком дефекта в сечении шва является многократно отраженный от краев дефекта сигнал, принимаемый прямым преобразователем. Этот метод обеспечивает высокую достоверность оценки типа дефекта по различиям в форме и амплитуде сигналов.

При контроле образцов в ручном режиме с применением совместно эхо- и дельта- методов были выявлены все трещины на образцах (трещины на внешней и внутренней поверхностях сварного соединения и сквозные трещины), причем применение дельта-метода позволило идентифицировать выявленные дефекты, как плоскостные.

Радиографический контроль сварных соединений [10] проводился с использованием портативного импульсного рентгеновского аппарата «Арина-3» по схеме просвечивания через две стенки на рентгеновскую пленку РТ-1 со свинцовыми экранами. По результатам РК кольцевых сварных соединений, выполненных ТВЧ, можно сделать вывод о низкой выявляемости трещин — не было выявлено ни одной трещины, глубиной менее 2 мм. Достичь высоких значений выявляемости дефектов и производительности можно при использовании мелкозернистых рентгеновских пленок и рентгеновских аппаратов непрерывного действия. К сожалению, они сильно уступают импульсным рентгеновским аппаратам по маневренности.

Итоги

Исследования показали, что для диагностирования сварных соединениий газопроводов из труб, выполненных стыковой сваркой, с целью выявления внутренних трещин, и трещин, выходящих на поверхность объекта (рис. 1, 2) наибольшей эффективностью обладают ультразвуковые методы контроля в сочетании с визуально-измерительным и магнитопорошковым.

Выводы

1. Надежное выявление трещин в стыковых сварных соединениях с нагревом кромок ТВЧ достигается комплексным применением методов неразрушающего контроля.
2. Рекомендуются следующий оптимальный состав методов и порядок контроля стыковых сварных соединений труб на газопроводах: проверка загазованности шурфа с помощью газоанализатора и зачистка сварного соединения, затем проводится визуальный и измерительный, магнитопорошковый и ультразвуковый контроль.

Список используемой литературы

1. Неразрушающий контроль: Справочник в 8 т. под общей ред. В.В. Клюева. М.: Машиностроение, 2005.
2. ГОСТ 10243-75 Сталь. Метод испытаний и оценки макроструктуры.
3. ГОСТ 1778-70 Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений.
4. РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю.
5. ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.
6. ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
7. РД-13-06-2006 Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах.
8. ГОСТ 24289-80 Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения.
9. ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Сварные соединения. Методы ультразвуковые.
10. ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

Рис. 1 — Обнаруженная по изменению цвета растительности утечка газа через сквозную трещину на трассе газопровода

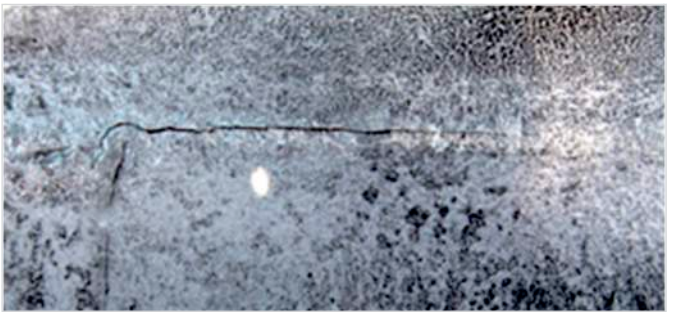


Рис. 2 — Фотография сквозных трещин в сварных соединениях

ENGLISH **DIAGNOSTICS**

Non-destructive testing of butt joints of pipes gas pipelines

UDC 620.1+622.692.4

Authors:
Dmitriy V. Vazhenin — head of subdivision[1]; molkon@bk.ru
Dmitriy M. Koval — chief engineer of subdivision[1];
Evgeniy Y. Yarusov — head of the group[1];
Vladimir G. Savin — deputy head of the sector[1];
Denis S. Soloviev — head of the sector[1];
Sergey L. Limar — process engineer[1];
Victor V. Pushkarevskiy — head of the sector[1];
Mikhail M. Romanov — senior engineer[1];

[1]"MOLNIA" SPC, CJSC, Moscow, Russian Federation

Abstract

In welded joints of gas pipelines pipes butt welded with the help of high frequency current, one of the most dangerous defects are cracks including through cracks.
The article discusses an optimal complex of methods for crack detection in joints of pipes operational gas pipelines butt welded to the edges of the heating by high-frequency current (HFC).

Materials and methods

Low-carbon steel pipes were tested by methods of visual measurement, ultrasonic, radiographic, eddy-current and magnetic particle.

Results

Tests have shown that for diagnosing welded joints of gas pipelines pipes butt welded in order to detect internal cracks and cracks, onto the object's surface (Fig. 1, 2) are the most effective ultrasonic inspection methods in combination with visual measurement and magnetic particle.

Conclusions

1. Reliable cracks detection in the butt-welded to the edges of the heating by HFC is achieved by using complex of non-destructive testing methods.
2. It is recommended optimal complex of methods and verification arrangements of welded joints of gas pipelines pipes are checking a gas content of pit by a gas analyzer, a polishing of welded joint and then proceed to a visual measurement, magnetic particle and ultrasonic testing.

Keywords

non-destructive testing,
resistance butt welding, joint weld cracks

References

1. *Nerazrushayushchiy kontrol'* [Non-Destructive Testing]. Guide in 8 vol., ed. by V.V. Klyuev. Moscow: *Mashinostroenie*, 2005
2. GOST 10243-75 Steel. *Method of test and estimation of the macrostructure*.
3. GOST 1778-70 Steel. *Metallographic methods for the determination of nonmetallic inclusions*.
4. Guidance document 03-606-03 Manual for visual and measuring control.
5. GOST 21105-87 Non-destructive testing. Method of magnetic particle testing.
6. GOST 18442-80 Non-destructive testing. Capillary methods. General requirements.
7. Guidance document 13-06-2006 Guidelines to conduct a capillary control of technical equipment and installations used and exploited at hazardous production facilities.
8. GOST 24289-80 Eddy current non-destructive testing. Terms and Definitions.
9. GOST 14782-86 Non-destructive testing. Welded joints. Ultrasonic methods.
10. GOST 7512-82 Non-destructive testing. Welded joints. Radiography method.

ЗАО Научно - Производственный Центр “МОЛНИЯ”

Экспертиза промышленной безопасности опасных производственных объектов.
Неразрушающий контроль. Техническое диагностирование.

- более 10 лет успешной работы
- профессионализм
- высокое качество выполняемых работ
- разрешительная документация
- эксперты по промышленной безопасности
- высококвалифицированные специалисты
- техническая оснащенность
- положительные отзывы

Неразрушающий контроль и техническое диагностирование:

- разработка методик, средств и технологий неразрушающего контроля и технического диагностирования;
- контроль магистральных трубопроводов, объектов котлонадзора, энергетики, судостроения, шлюзы, авиационно-космической техники, металлургии, зданий и сооружений;
- определение физико-механических свойств материалов, используемых в конструкциях опасных производственных объектов:
толщины, плотности, твердости, коэрцитивной силы и др.;
- определение химического состава и марок сплавов;
- оценка напряженно-деформированного состояния

Экспертиза промышленной безопасности:

- разработка заключений экспертизы промышленной безопасности;
- восстановление технической документации и п аспортов элементов ОПО;
- разработка согласованных мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации объектов экспертизы;
- определение остаточного ресурса и рисков эксплуатации.

Проведение энергоаудита и формирование энергопаспортов
Проектирование и производство диагностического оборудования

Москва
+7(495) 777-54-79

Самара
+7(846)931 62 33

Нижний Новгород
+7(831)218-2028

Томск
+7(3822)441-761

www.npcmolniya.ru

УДК 681.2

Проблемы и аспекты импортозамещения

В.В. Кортиашвили
коммерческий директор[1]
sales@emis-kip.ru

[1]ЗАО «Электронные и механические измерительные системы» (ЗАО «ЭМИС»), Челябинск, Россия

В статье были кратко затронуты основные группы причин, препятствующих импортозамещению как в нынешней ситуации, определяемой внешнеполитическими факторами, так и при нормальных условиях функционирования российского рынка. Предложены оперативные меры по преодолению препятствий на пути импортозамещения и ведения взаимовыгодного бизнеса между российскими производителями и потребителями.

Ключевые слова
импортозамещение, российские производители, отечественные производители, российские производственные компании, российские производители расходомеров, отечественные приборостроители, рынок приборостроения, проблемы импортозамещения, фактор импорта, зарубежные производители

Старинная русская пословица «Не было бы счастья, да несчастье помогло» стала в последнее время для российских производителей актуальной, заставив крупные нефтегазодобывающие и перерабатывающие предприятия, компании химической и металлургической отрасли обратить внимание на отечественных производителей оборудования. Складывающаяся внешнеполитическая ситуация вынудила государство стать посредником в удовлетворении спроса крупных целевых потребителей за счёт предложения производителей на внутреннем рынке. В первую очередь данное обстоятельство обусловлено тем, что на текущем этапе развития экономики в РФ государство является самым крупным собственником производственных мощностей в профилирующих отраслях промышленности, таких как добыча и переработка нефти и газа. Однако данная конъюнктурная тенденция для развитого и устойчивого общества является не временным явлением, а постоянной составляющей внутренней государственной политики, снижающей риски в сфере экономической безопасности страны.

Источниками происхождения политики импорта в РФ являются причины различного характера: в первую очередь по степени градации, технические и технологические, затем следует выделить в качестве крупной группы маркетинговые (экономические), законодательные, но нельзя не отметить психологические. В настоящей статье предлагается построить краткий анализ каждой из перечисленных групп в обратном порядке, так как первые две группы являются, на первый взгляд, понятными, объяснимыми и логичными. Вместе с тем, психологические причины зачастую являются первым препятствием на пути импортозамещения.

К данной группе следует отнести стереотипы и фобии, присущие любому индивидууму, в том числе являющемуся функционером, ответственным за политику закупки и обеспечения производства. Если со стереотипами всё просто и понятно, к тому же их не так много: «Продукция российских производителей не достаточно надёжна», «Российские технологии недостаточно современны и развиты», то фобии представляют собой более сложное явление. Многие российские производственные компании уже давно и успешно борются со стереотипами. ЗАО «ЭМИС» в части качества предлагает возможность приобретения расширенной гарантии на всю линейку производимых приборов до 36 месяцев при определённых условиях. А в части использования в оборудовании высоких технологий ЗАО «ЭМИС» явилось первым из российских производителей расходомеров, кто расширил возможности расходомера в результате установки на него программного обеспечения «ЭМИС-ИНТЕГРАТОР» собственной разработки на основе цифровой обработки сигнала, оснастив продукцию высокотехнологичной электроникой отечественного производства. В результате за такими приборами прочно закрепился аттрибутив «интеллектуальные».

Внедрение в 2013–14гг. на базе вихревых расходомеров «ЭМИС-ВИХРЬ 200» новой версии электроники и применение на её базе программного обеспечения позволило значительно расширить технический функционал выпускаемых расходомеров. Существенным достижением в этой связи стала возможность технологического учёта на базе вихревого расходомера «ЭМИС-ВИХРЬ 200» в комплексе с датчиками давления и температуры массового расхода контролируемой среды.

Анализируя далее данную группу проблем импортозамещения, необходимо понимать, что в целом корпоративная культура компании (заказчика) складывается из реализуемых ею в различных направлениях деятельности политик, каждая из которых определяется внутренними корпоративными стандартами, которые разрабатываются людьми, применяются людьми и контролируются людьми. Вследствие чего по описанной цепочке отдельно взятый ответственный функционер как независимо, так и вместе с другими оказывает прямое влияние на формирование и претворение в жизнь политики обеспечения производства предприятием-заказчиком. При этом личный профессиональный опыт отдельно взятого сотрудника определяет предвзятое отношение и субъективное воздействие в вопросах импортозамещения. Таким образом, личные человеческие фобии становятся частью политики крупной компании. В этой связи российским производителям часто приходится слышать возражения заказчика: «Знаю я ваше оборудование…», — и далее могут следовать далеко не самые лестные эпитеты. Огромного труда стоит заставить подобного скептика прислушаться к таким аргументам, как капитальные вложения, реализованные за последние несколько лет; повышение уровня культуры и качества производства; приобретение и использование как положительного, так и отрицательного опыта.

Фобии препятствуют развитию компании-заказчика, так как делают его зависимым от определённого вида оборудования и, как следствие, его производителя, что в свою очередь делает технологическое развитие покупателя (потребителя) зависимым от научного, технического и производственного прогресса поставщика. Фобии порождают и формируют коррупционную ёмкость, так как исключают конкуренцию и подменяют понятие альтернативы различных видов внутривидовым различием при ценообразовании. В этом аспекте психологические причины, препятствующие импортозамещению, трансформируются в экономические, поскольку коррупционные проявления наносят прямой материальный ущерб покупателю, а также разлагают корпоративный дух и культуру компании.

В складывающихся условиях основным способом борьбы со стереотипами и фобиями заказчика, выработанным рынком, стала опытная эксплуатация. Однако для отечественных производителей данный способ является малоэффективным маркетинговым приёмом, так как в лучшем случае получение денежных средств откладывается до

окончания срока испытаний. Как правило, о выкупе тестового оборудования и вовсе не идёт речи. Имея более низкую рентабельность по сравнению с западными конкурентами, уже давно перенесшими свои производства в страны с низкой стоимостью технологических и производственных процессов, российские производители не могут себе позволить замораживание денежных средств в долгосрочных программах продвижения продукции. Кроме того, успешное прохождение опытной эксплуатации не является единственным и последним препятствием на пути вхождения российским предприятием-производителем в пул поставщиков крупного монополиста и ведёт к следующим расходам по корпоративной сертификации и аккредитации. И здесь мы переходим к следующей группе причин (маркетинговой), по которым доля рынка приборов и высокотехнологичного оборудования складывается на текущий момент не в пользу российских производителей.

Небольшая рентабельность в этом аспекте производственной и предпринимательской деятельности отечественных компаний становится тормозом на пути развития дилерских и дистрибьюторских сетей, сервисных центров. В качестве примера можно привести размер дилерской скидки, традиционный для российского производителя (15–25%), и для импортных компаний (35–40%), в связи с чем компании, специализирующиеся на отраслевой поставке и комплектации, более охотно идут на представительство интересов зарубежных производителей.

Следующим значимым компонентом маркетинговой группы является доступ иностранных производителей к дешёвым кредитным ресурсам, в то время как российским компаниям приходится приобретать услуги кредитно-финансовой системы минимум в 2 раза дороже.

При этом как в обсуждаемой, так и в технической и технологической группе проблем импортозамещения действенным способом преодоления встающих на пути развития потребителя препятствий мог бы быть более тесный диалог между заказчиком и отечественным производителем, в ходе которого производитель получал бы заказ на разработку и производство оборудования, исходя из особенностей производственного цикла потребителя, масштабируя впоследствии полученный результат, а заказчик бы активно в рамках совместной (с производителем) деятельности участвовал в научно-исследовательских и конструкторских разработках, своими ресурсами и своим потенциалом, неся расходы на паритетных началах.

Тем не менее именно российские производители имеют ряд неоспоримых преимуществ в части маркетинга. Экспансию импорта серьёзно ограничивает отсутствие развитых сетей сервисных центров и слабая организация технической поддержки, в то время как большинство отечественных приборостроителей присутствует в части сервиса как минимум в каждом федеральном округе.

К маркетинговой группе можно было бы ещё отнести и проблемы конкурентных закупочных процедур, и формирование заказчиками неконкурентных преимуществ в форме так называемых «коротких» или «закрытых» списков, а также ряд других. Формирование «коротких» списков является целесообразной административной процедурой при динамичном и развивающемся рынке, когда заказчик на короткий отрезок времени предоставляет преимущество отдельным категориям производителей с тем, чтобы снизить риски приобретения некачественной продукции. Однако на текущий момент следует признать, что рынок приборостроения РФ сложился в пользу устоявшегося круга известных зарубежных и отечественных производителей, и необходимость администрирования «коротких списков» становится нелогичной с точки зрения расходования в этих целях временных и трудовых ресурсов. Существует ещё и техническая причина формирования «коротких списков», однако по природе своего происхождения она относится к технической и технологической группе проблем импортозамещения.

По своей величине и значимости техническая и технологическая группа причин проблематики замещения импортного оборудования является самой крупной и сопоставимой в совокупности с двумя предшествующими психологической и маркетинговой.

Анализируя данную группу проблем импортозамещения, следует уделить внимание наиболее важной из них — проблеме научно-технического развития отечественных производителей. Стремление успеть за развивающимся рынком при отсутствии полноценного и беспрепятственного доступа к необходимым ресурсам; ограниченность бюджета как основного инструмента научного, технического и производственного развития вынуждает российских производителей отказываться от переоснащения производства, экономить на основных средствах или закупать дешёвые аналоги дорогостоящего оборудования и станков. Многие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы приостанавливаются на неопределённый период из-за отсутствия финансирования, а иногда и видения перспективы рынка сбыта. На сегодняшний день интеллектуальный потенциал российских предприятий является достаточно высоким, но опытно-производственная и конструкторская база иногда значительно отстаёт или не соответствует требованиям для выпуска опытной или промышленной модели. Существенным прогрессом в данном вопросе стало улучшение взаимодействия и сотрудничества между высшими образовательными учреждениями и производственными предприятиями, инжиниринговыми компаниями. Однако данное улучшение явилось следствием тенденций на рынке труда, связанным с проблемами трудоустройства молодых специалистов профильных специальностей.

В этой связи также следует отметить и усилия государства, предпринятые в этом направлении в 2008–2009гг., по созданию частно-государственных институтов в форме региональных венчурных фондов в сфере инвестиций в предприятия научно-технической сферы. Несмотря на то, что в совокупности региональными и федеральным бюджетом было выделено до 1 миллиарда рублей данная попытка не имела должной реализации. В первую очередь из-за того, что крупные компании-заказчики, заинтересованные в развитии высокотехнологичного рынка оборудования, не участвовали в данном процессе, а порой даже и не знали о нём.

Следующей, важной по мнению многих предпринимателей и юристов, является группа законодательных причин, образующих существенные препятствия на пути импортозамещения. При достаточно сильном, а порой и чрезмерном, регулировании рынка промышленной продукции государством нередко принимаются решения, последствия которых становятся катастрофичными для российских предприятий. Одно из таких решений в 2011 г. стало знаменательным событием на рынке и открыло новую эпоху в развитии внутреннего рынка, устранив самый существенный сдерживающий фактор на пути импорта в РФ. Этим явлением стало упразднение уголовной ответственности за экономическую контрабанду (из Уголовного Кодекса РФ была исключена статья 188). Государство само отказалось от мощнейшего регулирующего механизма и действенной меры по поддержке отечественного производителя, двигаясь в общем направлении либерализации экономики, повысив, кроме того, коррупционную ёмкость процедуры ввоза товаров на таможенную территорию РФ, сняв мощнейший регулирующий фактор импорта. В результате чего на рынке промышленной продукции конкуренция усилилась в несколько раз, в том числе и внутри представителей импортной группы, сформировав на рынке сегмент «серых» дилеров, составивших в первую очередь конкуренцию официальным представителям зарубежных производителей и существенно сузив долю рынка для отечественных производственных предприятий.

Обсуждая группу законодательных причин, препятствующих импортозамещению, также следует отметить один существенный и важный аспект участия государства в регулировании стандартов производства в РФ и за рубежом. Для сравнения: многие международные стандарты являются продуктом нормотворчества институтов, ассоциаций и некоммерческих объединений отраслевых производителей и разработчиков. В то время как в РФ мы сталкиваемся с жёстким государственным регулированием всех процессов в режиме «ручного управления». И это ещё не самые существенные различия и особенности, препятствующие развитию отечественного рынка приборостроения и высокотехнологичного оборудования.

Таким образом, в настоящей статье были кратко затронуты основные группы причин, препятствующих импортозамещению как и в нынешней ситуации, определяемой внешнеполитическими факторами, так и при нормальных условиях функционирования российского рынка. Однако за годы своего развития и деятельности большинство отечественных производителей привыкли полагаться на себя и вести открытый диалог с партнёрами. В связи с этим, действенными мерами по решению проблем импортозамещения со стороны крупных заказчиков, предприятий, являющихся целевыми потребителями, компаний-монополистов, государства были бы следующие:

- отказ от практики проведения опытной эксплуатации на безвозмездной основе;
- инициативное формирование спроса и участие в НИОКР;
- создание условий для реализации поставщиками и производителями своих преимуществ на основе конкурентных методов закупки;

- внедрение практики рассмотрения альтернатив при проведении конкурентных закупочных процедур;
- создание упрощённых процедур аккредитации и сертификации, пересмотр действующих цен на эти процедуры;
- применение более широкого спектра финансовых инструментов при расчёте с поставщиками, вместо товарного кредитования на срок 60 и 90 дней, а также другие мероприятия, направленные на сближение с российскими компаниями-производителями.

Итоги

Предложены методы методы борьбы со сложившимися на рынке стереотипами, присущими отечественным производителям. Предложены меры по решению проблем импортозамещения со стороны крупных заказчиков.

Выводы

Складывающаяся внешнеполитическая ситуация вынудила государство стать посредником в удовлетворении спроса крупных целевых потребителей за счёт предложения производителей на внутреннем рынке. Однако данная конъюнктурная тенденция для развитого и устойчивого общества является не временным явлением, а постоянной составляющей внутренней государственной политики, снижающей риски в сфере экономической безопасности страны.

Список используемой литературы

1. Мировой финансовый и экономический кризис и паника 2008–2009 г.
2. Прогноз развития мирового кризиса на 2009–2010 г.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

Concerns and aspects of import substitution

UDC 65.011.56

Author:

Valerij V. Kortiashvili — business manager[1]; sales@emis-kip.ru

[1]The Group of Industrial Companies "EMIS" CJSC , Chelyabinsk, Russian Federation

Abstract

The article briefly discussed the main groups of reasons hindering import substitution as in the current situation (defined by foreign policy factors), and under normal situation of the Russian market. It were suggested the prompt actions to overcome barriers during the import substitution and provide conditions for mutually beneficial business between Russian producers and consumers.

Results

Suggested methods could help to break stereotypes that inherent to domestic manufacturers. The actions to solve the import substitution problems for major customers.

Conclusions

The current foreign policy situation has forced the government to mediate in meeting the demand of large target consumers by offers producers on the domestic market. However, this opportunistic tendency for advanced and sustainable society is not a temporary condition. It is the constant component of internal public policies that reduce economic security risks.

Keywords

import substitution,
the Russian manufacturers,
domestic manufacturers,
Russian production company,
the Russian manufacturers of flow meters,
domestic Instrument,
instrumentation market,
the problems of import substitution,
factor imports,
foreign manufacturers

References

1. Global financial and economical crisis and panic of 2008–2009.
2. Forecast of the global crisis on 2009–2010.

WWW.FPRIBOR.RU | 620075, РФ, Г.ЕКАТЕРИНБУРГ, УЛ. ВОСТОЧНАЯ, 54 | (343) 355-00-53 | SALE@FPRIBOR.RU

ФИЗПРИБОР

ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР

WWW.FPRIBOR.RU +7 (343) 355-00-53

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ КОНТРОЛЬ

ДЕФЕКТОСКОП УД9812 «УРАЛЕЦ»

ТОЛЩИНОМЕР УТ907

- ПРИБОРЫ УЛЬТРАЗВУКОВОГО НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ЖЕСТКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
- УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ
- СТАНДАРТНЫЕ ОБРАЗЦЫ (СОП, СО-2, СО-3)
- МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СРОК ГАРАНТИИ НА НАШУ ЭЛЕКТРОНИКУ 3 ГОДА!

ОАО «СТАР» — комплексная автоматизация газотурбинных агрегатов

ОАО «СТАР» обеспечивает полный цикл работ по автоматизации управления промышленных газотурбинных приводов и газотурбинных энергоблоков: проектирование и разработка систем и алгоритмов, программирование контроллеров и изготовление аппаратной части, монтажные и пуско-наладочные работы, сервисное обслуживание.

Разработанные и изготовленные ОАО «СТАР» системы автоматического управления промышленных газотурбинных двигателей и газотурбинных агрегатов работают на объектах газовых и нефтяных компаний «Газпром», «Лукойл-Коми», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», в энергетических компаниях, на промышленных предприятиях и в муниципальных образованиях. Всего в эксплуатации функционирует более трехсот систем управления, в том числе более полусотни систем управления энергоблоками.

При внедрении систем автоматического управления промышленными энергетическими установками в эксплуатацию, специалисты ОАО «СТАР» осуществляют монтажные и пусконаладочные работы, проверку работоспособности САУ на работающем и неработающем двигателе, проверку технического обслуживания САУ.

В рамках программ послепродажного сервисного обслуживания ОАО «СТАР» проводит модернизацию и совершенствование систем управления: обновление ПО САУ и пультов, расширение системы диагностики и контроля, модернизацию и переоснащение аппаратной части. Для повышения качества обслуживания систем персоналом заказчика, предприятие осуществляет обучение и аттестацию специалистов заказчика по эксплуатации поставляемых систем.

СТАР ОДК

ОАО «СТАР»
614990, Пермь, ул. Куйбышева, 140А
Тел.: +7 (342) 249-32-07
Факс: +7 (342) 281-21-79
e-mail: star@ao-star.ru
www.ao-star.ru

АЛЬМЕТЬЕВСКОЕ РЕАБИЛИТАЦИОННО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ЮГО-ВОСТОК

Адрес: РТ, г. Альметьевск, ул. Р. Фахретдина 59 А.
Тел. (8553) 45-12-95, 45-12-93, 8-917-261-04-45
e-mail: arppuv@rambler.ru
сайт: www.arpp-yugovostok.ru

ООО Альметьевское реабилитационно-производственное предприятие «Юго-Восток» является консигнатором ОАО «Татнефть» и аккредитованным поставщиком более 40 видов продукции

Предприятие выпускает:

- Продукция из ваты, струттофайбера и синтепона: матрасы, одеяла, подушки.
- Швейная продукция: постельные комплекты из бязи, ситца, поликоттона, жаккардового сатина.
- Изделия из тентового, брезентового, полипропиленового материала и ткани Оксфорд: полога, укрытия на СКН, тентовые укрытия для буровых установок и другого специального нефтегазового оборудования, палатки для сварщиков, укрытия для строительных лесов, технологические маты и многое другое. Выезжаем на объекты для осуществления замеров. Изготавливаем изделия под заказ любых типоразмеров.
- Металлоштамповочные изделия: пояс крепления кабеля.
- Продукция из литьевого вибробетона: брусчатка, плитка (облицовочная, тротуарная), бордюры, водостоки. Вся плитка изготавливается в соответствии ГОСТ 17 608-91, ГОСТ Р 52875-2007.
- Спецодежда: костюмы рабочие летние и зимние, костюмы для сварщиков, рукавицы брезентовые.

Качество продукции подтверждено сертификатом системы менеджмента качества по международному стандарту ISO 9001-2011.Официально признано Лидером Российского рынка в 2013–2014 году.

ООО АРПП «Юго-Восток» располагает территорией более 7 тысяч кв.м., в которое входит: АБК, производственный корпус, складские и гаражные боксы. Половина площадей сдается в субаренду.

Постоянно ведется работа по изысканию инновационной технологии, ориентируемой на потребности нефтегазового сектора.

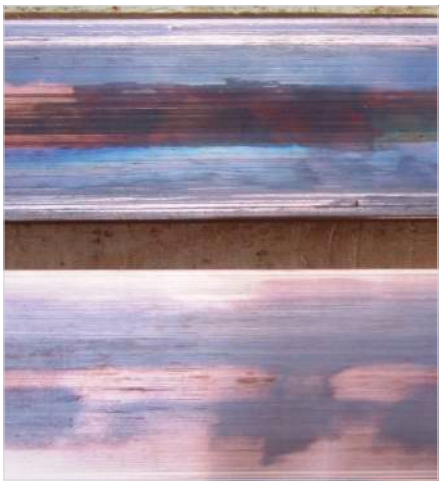
Сила в качестве

А.Н. Катуков
директор по ВЭД[1], к.т.н.

О.Б. Урбан
специалист отдела маркетинга[1]

[1]ООО «МетроМет», Москва, Россия

Снова появляется тонкая грань в выборе между ценой и качеством. И тут самое главное просчитать на перспективу, как говорил Ротшильд, я не настолько богат, чтобы покупать дешёвые вещи. Это правило распространяется на всё, в том числе и на электротехническую отрасль.



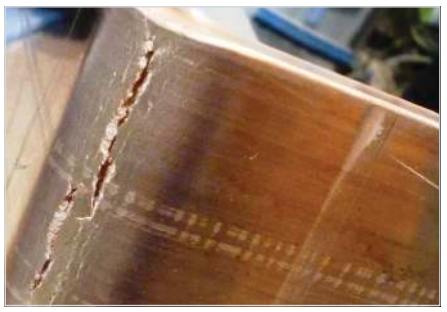
Вспомним, чем запомнился 2014 год. Успех российской сборной на XXII Зимних Олимпийских играх в Сочи, кадровые перестановки в высших эшелонах власти в мире, кризис на Украине повлёкший политические, демографические и географические перемены. Новости становятся всё интереснее, но вместе с этим у многих существует страх перед завтрашним днем и ожидание...

Сложные политические взаимоотношения с европейскими партнёрами, экономическая обстановка в стране заставляет работать в режиме максимальной экономии.

Рассмотрим электротехнический медный прокат — начало технологических процессов отрасли. Из-за своего низкого удельного электрического сопротивления, медь широко применяется в электротехнической промышленности.

Металл должен быть определённой чистоты, любые примеси резко снижают электрическую проводимость и существенно снижают теплопроводность. Поэтому в электротехнике медь должна использоваться с ограниченным количеством примесей, которые регламентируются государственным стандартом. В производстве кабельных изделий, изолированных и неизолированных шинопроводах, в электрогенераторах и других электротехнических и электронных изделиях. Из меди так же изготавливают теплообменники, вакуум-аппараты, трубопроводы.

Так, например, медная шина в соответствии с ГОСТ 434-78, должна изготавливаться из медной катанки, прессованной заготовки или слитков меди марки не ниже М1 по ГОСТ 859-2001. На поверхности шин не допускаются дефекты, превышающие по своим размерам при контрольной зачистке удвоенных предельных отклонении размеров по геометрии. Допускаются местные цвета побежалости и поверхностное потемнение на проволоке и шинах в результате окисления и наличие следов технологической смазки на твердых проволоке и шинах.



Но многие потребители хотят иметь абсолютно чистую поверхность, так как не хотят проводить дополнительные операции по очистке места контакта соединения шины с другим элементом (болтовое соединение, соединение с другой шиной и т.п.), дополнительная зачистка места соединения приводит к увеличению трудоёмкости и соответственно к удорожанию продукции.

Компания МетроМет давно известна на рынке металлопроката, как поставщик высококачественного продукта — специалисты логистического центра компании всегда в первую очередь старались делать акцент на качестве продукции, напоминали своим клиентам правило — «скупой платит дважды».

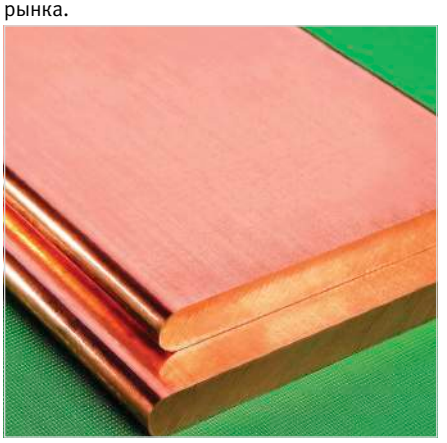
Качество европейских производителей, традиционно выше российского производства. Это объясняется рядом факторов, например, таким как культура производства. Наши производители, в нарушении ГОСТ 434-78, производят шину марки М1 не из катодной меди, а с добавлением лома, что в итоге приводит к снижению цены готовой продукции, но может существенно ухудшить качество. Это происходит, в первую очередь, вследствие попадания примесей из лома в готовую продукцию, что приводит к уменьшению электропроводности и теплопроводности. И вот наступают времена, когда аспект снижения цены, а так же политические и экономические условия выводят на первые места российских производителей.

Необходимо отметить, что при получении продукции с внешними признаками брака, отклонениями от требований ГОСТ 434-78, отечественные заводы изготовители заменяют поставленную продукцию, однако, дефект образования (внутренних) трещин при гибке шины может проявиться у конечного потребителя существенно позже, уже в процессе эксплуатации.

Надо заметить, что в процессе эксплуатации в момент включения-выключения шина подвергается максимальным пиковым токовым нагрузкам, что приводит к нагреву и кратковременной деформации. Чистая медь пластична, и такие периодические сжатия растяжения ей не страшны. Металл, содержащий примеси в превышающем допуски ГОСТа (особенно примеси, которые не регламентируются ГОСТ 859-2001, такие как бериллий, алюминий и другие, которых не может быть в продукции изготавливаемой из катодной меди, но вполне могут быть в изделиях, изготавливаемых с добавлением медных ломов) становятся более твёрдыми. Чаще всего в медной продукции, изготовленной с добавлением лома, имеется высокое содержание железа, существенно превышающее ограничение по стандарту. Решетка меди искажается внедрёнными примесными атомами. Это приводит к накоплению дислокаций и как следствие к усталостному разрушению шины (появляются внутренние и, что самое страшное, внешние трещины в металле). Трещины в шине приводят к уменьшению поперечного сечения, т.е. к уменьшению максимального тока, который может пропускать через себя шинопровод.

В итоге как предупреждают сотрудники «МетроМет», экономия первоначальной стоимости на 10–15% на приобретение качественной шины может привести к значительным убыткам впоследствии при эксплуатации дорогого электротехнического изделия. Поэтому рекомендуем не экономить на качестве комплектующих.

Производители некачественной меди за счёт улучшенного внешнего качества и более приемлемыми ценовыми предложениями стараются вытеснить импортную продукцию с рынка.



Несмотря на сложившиеся тенденции, специалисты компании МетроМет продолжают делать ставку на качество, пополняя собственные складские запасы исключительно качественной продукцией. В надежде, что такая политика приучит отечественную отрасль энергетического машиностроения к высоким стандартам качества. И это научит отечественную металлургическую отрасль просчитывать наперёд и максимально чётко соблюдать технологические процессы.

ООО «МетроМет»
Московская обл., г. Одинцово,
ул. Акуловская д.4
+7 (495) 926-52-72; 662-40-25
info@metromet.ru
www.metromet.ru

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО -
ГАРАНТИЯ ВАШЕГО УСПЕХА!

ЭНЕРГИЯ УСПЕХА
МетроМет

Надёжность

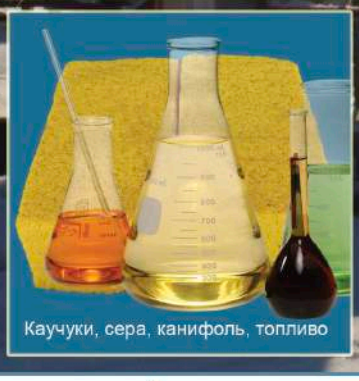
Традиции

Медный и алюминиевый прокат

Электротехническая продукция

Готовность к переменам

Госрезерв


Каучуки, сера, канифоль, топливо

Кабельно-проводниковая продукция

VBS Valjaonica bakra AD
impal Aluminium Industry
MKM Kazakhmys
GINDRE
NFK NOVKABEL
CHINT

ООО "МетроМет" +7 (495) 926-52-72
info@metromet.ru | www.metromet.ru

УДК 621.3

Грамотный подход к организации техобслуживания. Сравнение технического обслуживания по требованию с плановым техническим обслуживанием электросистем

И.Е. Буянов
менеджер по маркетингу сервиса[1]
ivan.buyanov@schneider-electric.com

[1]Schneider Electric, Москва, Россия

В статье рассмотрены подходы к организации техобслуживания, которые позволят обеспечить непрерывность важнейших производственных процессов. Особое внимание уделено отраслям, которые наиболее подвержены ущербу вследствие простоев в работе оборудования: банковское дело, нефтегазовая промышленность, фармакология и центры обработки данных. Учтены аспекты, влияющие на производительность и срок службы электрооборудования, такие как условия окружающей среды, перегрузки и чрезмерное количество рабочих циклов. Автор рассматривает два вида программы ТО: плановое и по требованию. В ходе сравнения двух видов ТО было выявлено, что плановое техобслуживание эффективнее по сравнению с ТО по требованию. В статье описана техника проведения

Процедура технического обслуживания электрооборудования в большинстве организаций несовершенна, что нередко приводит к увеличению совокупной стоимости владения оборудованием из-за возникающих простоев. Грамотный подход к организации техобслуживания помогает предотвратить неисправности и связанные с ними негативные последствия для бизнеса.

Скупой платит дважды

Экономический кризис заставляет многие организации сократить капитальные и эксплуатационные расходы, в частности, нередко урезанными оказываются бюджеты на техническое обслуживание (ТО). При этом производственники должны не допустить падения производительности, а эта задача напрямую связана с поддержанием надежной и безопасной эксплуатации электрооборудования, поскольку энергетическая инфраструктура играет ключевую роль в протекании практически всех технологических процессов.

Стремление сэкономить приводит к возникновению недопустимых компромиссов при планировании технического обслуживания. Такие явления, как однократное техническое обслуживание, отсутствие гарантированного времени ответа от поставщика в аварийных ситуациях и отсутствие плана профилактического технического обслуживания в чрезвычайных ситуациях подвергают риску работу всей электросистемы предприятия, сказывается на безопасности работы персонала и на продолжительности срока службы оборудования.

При этом последствия простоев, которые возникают вследствие неправильного подхода к техобслуживанию, зачастую просто катастрофичны, особенно в таких отраслях, как банковское дело, нефтегазовая промышленность, фармакология, центры обработки данных.

Исследования показывают, что более двух третей (67%) неисправностей можно было бы избежать. Чтобы понять, как это сделать, прежде всего, разберемся с причинами возникновения поломок электрооборудования.

Истоки проблем

Требования к рабочей нагрузке электрооборудования на предприятиях постоянно растут, в сети появляются все новые и новые мощные потребители. Существующие системы электроснабжения в большинстве своем изначально не были рассчитаны на такие высокие нагрузки, в итоге им приходится функционировать отнюдь не в самых благоприятных условиях, что повышает риски аварийных ситуаций. На производительность и срок службы электрооборудования также отрицательно влияют условия окружающей среды, перегрузки и чрезмерное количество рабочих циклов.

Для минимизации действия этих негативных факторов регулярное техобслуживание жизненно необходимо. Даже если оборудование долгое время не эксплуатировалось, скорее всего, существует высокая вероятность, что перед повторным запуском в эксплуатацию понадобится провести ТО.

Основной причиной поломок электрооборудования является недостаточное

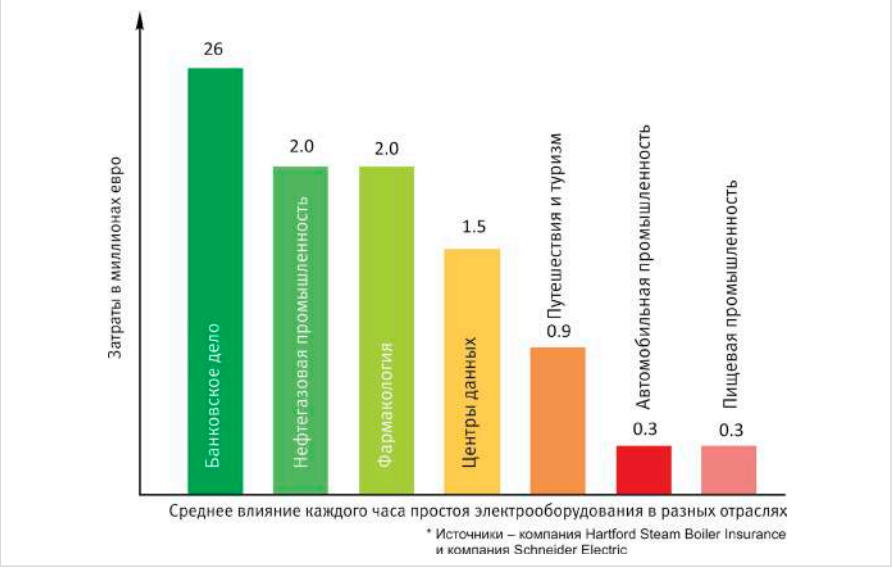


Рис. 1 — Затраты вследствие простоя в различных ключевых отраслях

ТО и требования, предъявляемые к персоналу, который проводит проверку оборудования.
По итогам рассмотрения подходов к ТО, сделаны выводы о том, что плановое ТО более эффективно, нежели ТО по требованию.
Среди прочих преимуществ планового ТО, обозначена возможность проводить плановое ТО без прекращения работы оборудования. Кроме того, проведение планового ТО позволяет сократить расходы, повысить надежность, продлить срок службы электрооборудования, а также повысить безопасность персонала.
Подсчитано, что инвестиции в плановое ТО позволяют избежать возникновения до 67% возможных поломок электрооборудования и, следовательно, финансовых убытков, связанных с простоями.

Ключевые слова
техническое обслуживание, обслуживание электрооборудования, плановое ТО, профилактическое обслуживание

техническое обслуживание. Согласно исследованиям, проведенным компаниями Hartford Steam Boiler Insurance и Schneider Electric, 77% неисправностей можно напрямую отнести к проблемам, связанным с ТО.

Зачастую, вопрос состоит не в том, случится ли поломка, а в том, когда она случится. Исследования показали, что поломки деталей электрооборудования, не включенных в программу планового технического обслуживания, происходят в три раза чаще, чем поломки оборудования, обслуживаемого по программе. Более того, не обнаруженные вовремя неисправные компоненты могут привести к серьезным последствиям: это не только внеплановые простои оборудования, но и потенциальная угроза безопасности персонала и посетителей предприятия. К счастью, программа структурированного и спланированного ТО учитывает большинство этих факторов и, следовательно, помогает избежать ненужных расходов и спасти жизни людей.

Можно выделить оборудование, попадающее в «группу риска». Сравнение неисправностей разных типов электрооборудования и относительной частоты их возникновения за период в 10 лет показало, что более 50% неисправностей компонентов, классифицированных страховыми компаниями как «аварии», касаются автоматических выключателей или трансформаторов.

При регулярном техническом обслуживании оборудования срок службы отдельных компонентов продлевается. Поскольку износ обычно происходит по определенной известной схеме, то поломки можно предсказать и, следовательно, вовремя, до возникновения проблем, предпринять необходимые действия и предотвратить аварийные ситуации.

Действовать по плану

Что касается разработки программы ТО, то у организаций есть выбор: предпочесть техническое обслуживание по требованию или плановое ТО.

Традиционно применяют ТО по требованию, подразумевающее, что все работы проводятся исключительно по разовым заявкам руководства предприятия или заинтересованных сторон, причем чаще всего речь идет о ремонтно-восстановительных работах. Срок службы оборудования редко принимается в расчет, а между предприятием и поставщиком услуг ТО не подписан длительный контракт. В данном случае затраты ниже, но при этом выше риск получить убытки, что отрицательно сказывается на деятельности предприятия в целом.

Другой вариант — заказать у поставщика услуг программу планового технического обслуживания. Кроме стандартного ТО, эта программа включает профилактическое техническое обслуживание в виде проверок оборудования, включенного в программу. В этом случае можно не только реагировать на поломку, но и предотвратить ее. Причем, клиенты, имеющие программу планового ТО, обслуживаются поставщиком услуг в первую очередь по сравнению с клиентами без программы.

Плановое техобслуживание, несомненно, выигрывает по сравнению с ТО по требованию. Особенно отчетливо это заметно, когда речь заходит о технической поддержке в аварийных случаях и о расходах на детали. Как правило, поставщики услуг предлагают ряд опций планового ТО, и в каждом конкретном случае можно выбрать те, которые соответствуют потребностям данного клиента.

Предотвратить, а не устранять последствия

Профилактическое обслуживание — обширное понятие, включающее в себя различные методики предупреждения появления проблем. Помимо этого выделяют так называемое превентивное техобслуживание. Разница заключается в том, что превентивное ТО выполняется после выключения машин, а профилактическое ТО может осуществляться в обычных производственных режимах эксплуатации.

Программа планового ТО может включать мероприятия по оценке и моделированию будущих условий работы оборудования и рисков простоя. В большинстве случаев такая программа также включает замену деталей, сканирование панелей выключателей, настройку компонентов системы, чистку и возможное обновление микропроцессорного обеспечения технической инфраструктуры.

На базовом уровне программу планового

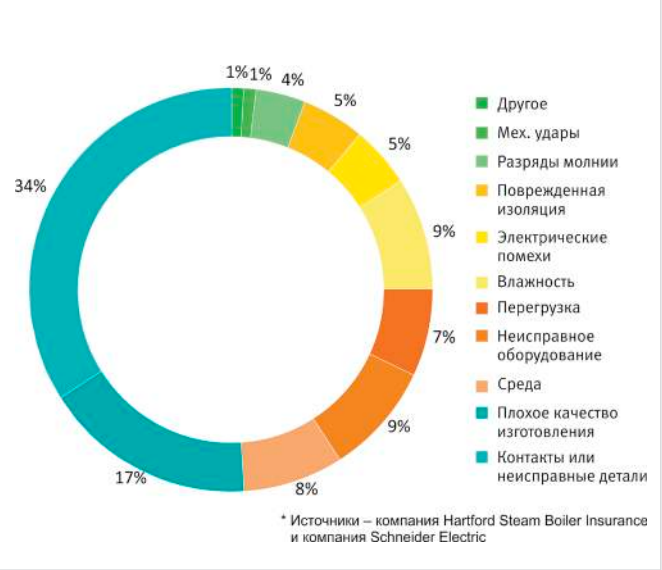


Рис. 2 — Общие причины выхода из строя электрооборудования

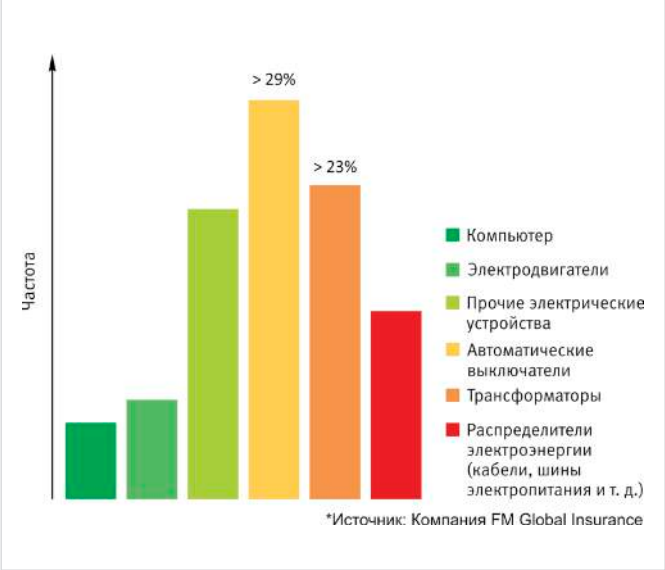


Рис. 3 — Общие причины возникновения неисправностей/аварий на предприятии

техобслуживания можно считать стратегией по повышению производительности системы электроснабжения. На более продвинутом уровне ее можно использовать как основной способ обеспечения отказоустойчивости оборудования для распределения электроэнергии.

В зависимости от степени важности бесперебойного энергоснабжения для нужд предприятия, плановые программы бывают более и менее насыщенными. Например, в больницах потеря электропитания может привести к смерти пациентов. В таких случаях запланированное ТО чрезвычайно важно. Супермаркеты не могут позволить себе потерять клиентов и рисковать качеством продукции, если система электроснабжения выйдет из строя. Несмотря на то, что в таких учреждениях имеются альтернативные источники энергии, недостаточное техническое обслуживание запасных источников может негативно повлиять на общую надежность.

Соблюдать правила

Первый этап проведения надлежащего ТО электрооборудования — это строгое соблюдение стандартных требований и особых рекомендаций производителя. Во время осмотров квалифицированным техническим персоналом подтверждается исправность оборудования технической инфраструктуры и его готовность к эксплуатации. Технический персонал проводит экспертизу системы распределения электроэнергии, может обнаружить износ внутренних компонентов и определить степень влияния этих компонентов на общую надежность системы.

Технический персонал должен соблюдать все условия эксплуатации, правила монтажа оборудования и прокладки кабелей, в частности ставить автоматические выключатели, надлежаще выполнять механические соединения, следить за типами нагрузки и т.д. Кроме того, в его обязанности входит извещать руководство предприятия о возможном предварительном износе оборудования. Также он должен обозначить факторы, которые могут негативно повлиять на отказоустойчивость системы. К примеру, возможные ошибки рабочего персонала, превышение допустимой температуры, наличие газа в масле для трансформаторов и коррозии.

Осмотры оборудования также должны включать оценку факторов внешней среды, которые могут повлиять на производительность. Объем осмотра зависит от уровня критичности операции; подходящая программа ТО основывается на результатах такого осмотра.

План действий

Компании, желающие убедиться в необходимости перехода к плановому техобслуживанию, могут произвести следующие расчеты. Сначала зафиксировать количество поломок электрооборудования на предприятии за последние 5–10 лет и их последствия, после чего подсчитать сумму потерь. На втором этапе — связаться с производителем электрооборудования и поручить ему составить предполагаемую программу планового ТО в соответствии с требованиями данного предприятия. Такое сопоставление позволит оценить экономические преимущества второго подхода.

При заключении договора важно обратить внимание на то, что предложенная поставщиком услуг программа планового ТО должна гарантировать предоставление технической поддержки в аварийных случаях и поставку запчастей, благодаря которым неисправность можно будет устранить как можно быстрее, минимизировав время простоев.

Итоги

Как уже было сказано, вложение средств в программу планового ТО позволяет избежать возникновения до 67% возможных поломок электрооборудования и, следовательно, финансовых убытков, связанных с простоями. Использование такой программы позволяет сократить расходы, повысить надежность, продлить срок службы электрооборудования, а также повысить безопасность персонала.

Выводы

Плановое ТО является более эффективным по сравнению с ТО по требованию. Данный подход позволяет сократить расходы, повысить надежность, продлить срок службы электрооборудования, а также повысить безопасность персонала. Проведение профилактического ТО в рамках планового техобслуживания позволяет избежать до 67% поломок и как следствие, связанных с ними простоев техники. Особенно тщательно к выбору метода техобслуживания должны подходить предприятия из таких отраслей, как банковское дело, нефтегазовая промышленность, фармакология, центры обработки данных.

UDC 621.3

Competent approach to the organization of maintenance. Comparison of maintenance on demand routine maintenance of electrical systems

Author:
Ivan E. Buyanov — manager of service marketing[1]; schneider@skc-agency.ru

[1]Schneider Electric, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article overviews different approaches to production facility maintenance, analyzing which of them can provide most fail safety to critical production processes. Special attention is given to industries that are most vulnerable to damage due to the downtime of the equipment: banking, oil and gas, pharmaceuticals and data centers. Also, the aspects that influence productivity and durability of electrical equipment are taken into account — such as environmental conditions, overloading and excessive number of operating cycles.

The author discerns two types of maintenance programs: scheduled and on-demand. Through the comparison of two kinds of maintenance, it was determined that scheduled maintenance more effective in comparison with maintenance on demand. The article describes the technique of maintenance and requirements for the staff who inspects the equipment.

It was concluded in the article, that scheduled maintenance is more effective than maintenance on demand. Among the other benefits of scheduled maintenance is the opportunity to carry out scheduled maintenance without interrupting any processes. In addition, conduction of a scheduled maintenance leads to reduce of costs, increase of reliability and prolongation of life of electrical equipment, as long as increase of personnel safety. It is estimated that investments in scheduled maintenance can help avoid the occurrence of up to 67% of the possible failures of electrical equipment and, therefore, avoid the financial losses associated with downtime.

Results

As already mentioned, investing in a program of planned maintenance avoids up to 67% of the possible failures of electrical equipment and, therefore, the financial losses associated with downtime. Using such a program can reduce costs, improve reliability, extend the life of electrical equipment, as well as improve the safety of personnel.

Conclusions

The scheduled maintenance is more effective than maintenance on demand. This approach leads to reduce of costs, increase of reliability and prolongation of life of electrical equipment, as long as increase of personnel safety. The scheduled maintenance can help avoid the occurrence of up to 67% of the possible failures of electrical equipment and, therefore, avoid the financial losses associated with downtime.

Special attention is given to industries that are most vulnerable to damage due to the downtime of the equipment: banking, oil and gas, pharmaceuticals and data centers.

Keywords

maintenance, the maintenance of electrical equipment, scheduled maintenance, preventive maintenance

УДК 621.3

Применение комплексов моделирования в реальном времени для современных энергосистем нефтегазовых предприятий

Д.О. Мочалов
ведущий инженер-программист[1]
bastov.do@gmail.com

Я.В. Законьшек
технический директор[2]
janez.zakonjsek@relarte.com

М.А. Шамис
к.т.н., генеральный директор[2]
shamis.m@ennlab.ru

[1]ЗАО «ЧЭАЗ-ЭЛПРИ», Чебоксары, Россия
[2]ЗАО «ЭнЛАБ», Чебоксары, Россия

Предприятия нефтегазовой сферы являются сложными производственно-энергетическими комплексами, состоящими из объектов генерации электроэнергии, распределительных сетей и объектов потребления. В жизнедеятельности такого предприятия электроэнергетический сектор играет важнейшую роль, определяя решение производственных задач всех подразделений, оказывая существенное влияние на формирование экономических показателей. В условиях постоянного развития и усложнения энергосистем (ЭС) в нефтегазовой сфере возникают задачи исследования их поведения как в штатных, так и в аварийных режимах. Решение этих задач требует внедрения эффективных инструментов моделирования ЭС. Появление доступных цифровых комплексов моделирования в реальном времени (КМРВ) позволяет вывести процесс решения указанных задач на новый уровень по скорости решения и качеству получаемых результатов.

Материалы и методы
Научный обзор.

Ключевые слова
комплекс моделирования в реальном времени, электрические сети, нефтегазовые предприятия, вторичная аппаратура

Реализация цифровых комплексов моделирования ЭС в реальном времени

Симулятор в реальном времени представляет собой мощный программно-аппаратный комплекс, вычисления в котором распределяются между несколькими процессорными модулями, количество которых подбирается под разность модели энергосистемы.

Основное достоинство КМРВ — возможность включать реальные устройства в модель ЭС в условиях замкнутой петли взаимодействия по входным и выходным электрическим сигналам. Поэтому симулятор обладает развитой системой ввода-вывода физических сигналов для быстрого взаимодействия в реальном времени между моделью энергосистемы и проверяемым внешним оборудованием. Набор интерфейсов и протоколов включает в себя список всех наиболее используемых способов передачи информации в приборах современной электроэнергетики. Это наборы бинарных и аналоговых входов и выходов, порты обмена информацией по различным протоколам: Ethernet, МЭК61850 различных модификаций (GOOSE и "Sampled values") и т.д. На рис. 1 показаны примеры подключения внешнего оборудования (в данном случае аппаратуры релейной защиты) к КМРВ.

Сложность оборудования симулятора и его стоимость в большой степени зависит от того, какие по скорости переходные процессы должны отражаться моделью, а также насколько большой должна быть модель. Чем быстрее исследуемые переходные процессы в исследуемой цепи, тем короче должен быть шаг вычислений и, следовательно, сложнее модель энергосистемы.

Графический интерфейс программного обеспечения КМРВ реализуется с учетом максимально удобного построения модели исследуемой ЭС. Дизайн внешнего вида элементов цепи, напоминающий привычные схемы, способы оперирования инструментами окна, способы их настройки нацелены на работу широкого круга специалистов, позволяя им начать работу с помощью предоставляемых производителем готовых моделей. Поскольку программно-аппаратный комплекс моделирования — оборудование специализированное, требующее обучения операторов навыкам работы, вопросам понятности, интуитивности и ассоциативности интерфейса уделяется большое внимание.

Основное условие получения адекватной картины при моделировании — наличие моделей компонентов электросети, максимально точно отражающих параметры реальных устройств. Набор моделей элементов, содержащихся в библиотеке, обязательно включает все виды оборудования, используемого в энергетических системах (различные источники электроэнергии, включая нетрадиционные и возобновляемые источники, линии электропередач, всевозможные потребители, системы РЗА, разнообразные управляющие элементы, в том числе комплексы силовой электроники, и др.). Модели элементов ЭС постоянно совершенствуются и уточняются, библиотека пополняется моделями новых видов оборудования.

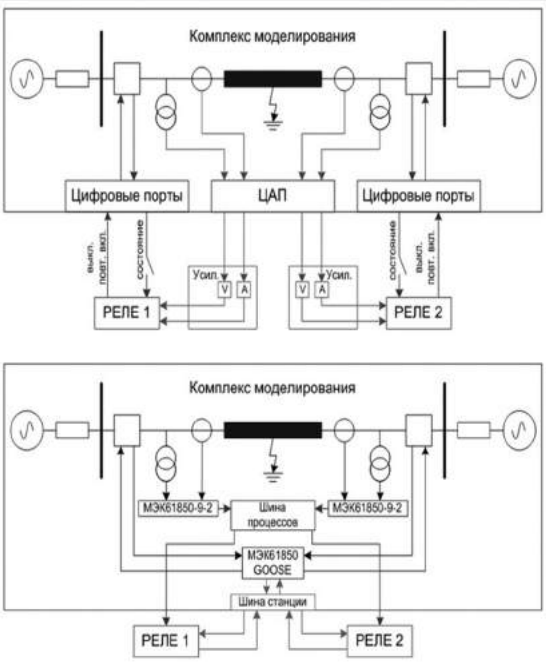


Рис. 1 — Примеры подключения внешнего оборудования к КМРВ

Направления применения цифровых КМРВ. Исследование режимов энергосистем, электромагнитных и электромеханических переходных процессов.

Задача исследования электромагнитных и электромеханических переходных процессов ЭС всегда была одной из важнейших. Применительно к эксплуатируемым на сегодняшний день ЭС эта задача включает следующие исследования:

- КЗ в различных точках сети;
- повторные включения;
- броски тока;
- феррорезонансные явления;
- статическая и динамическая устойчивость ЭС систем при введении в эксплуатацию новых энергообъектов и модернизации старых, при подключении новых потребителей.

Специализированный КМРВ позволит значительно ускорить подобные расчеты, что значительно сокращает время и стоимость реализации новых энергообъектов. Появляется возможность сразу видеть реакцию системы в любой ее точке при внесении изменяющего воздействия. Время затрачивается только на составление адекватных моделей элементов исследуемой сети, от точности которых будет зависеть точность результатов.

Все более актуальной задачей становится исследование переходных процессов в сетях с распределенной генерацией, вследствие интенсивного развития сектора малой энергетики, основу которой составляют газо- и паротурбинные установки (ГТУ, ПТУ), энергетические установки на возобновляемых источниках энергии (ВЭУ, главным образом ветрогенераторные). ГТУ, ПТУ и ВЭУ устанавливаются непосредственно у потребителей и подключаются к распределительной электрической сети на напряжениях 6–35 кВ. Организация правильного подключения объектов малой генерации к сети централизованного электроснабжения составляет основную техническую проблему этой области энергетики. Очень трудно просчитать переходные процессы во всех режимах работы такой сложной сети, а тем более найти «узкие места» в ней и предсказать возможные проблемы. Задача усложняется тем, что объекты распределенной генерации в России часто состоят из импортного оборудования с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Использование КМРВ позволяет увидеть реальную картину сложных переходных процессов в точках соединения энергопотоков сетей централизованного электроснабжения и сетей малой генерации, изучить качество генерируемой энергии по уровням напряжения и гармоническому составу. Посредством описанной полнофункциональной виртуальной электростанции появляется возможность выявить особенности ее функционирования и, в частности, определить требования к устройствам РЗА, необходимым для надежного функционирования сети с распределенной генерацией.

Исследование вторичного оборудования

Возможность подключения реального внешнего оборудования в процессе моделирования и в реальном времени является одним из основных преимуществ КМРВ. Отмеченное позволяет проводить исследования вторичного оборудования ЭС в реальных условиях эксплуатации, что незаменимо для современных комплексов РЗА, представляющих собой микропроцессорные устройства со сложными алгоритмами распознавания аварийных ситуаций и реагирования на них. Рис. 1 показывает пример использования КМРВ для проверки устройств РЗА:

- в результате подключения проверяемого устройства РЗА к КМРВ формируемые симулятором токи и напряжения начинают подаваться в проверяемое устройство;
- устройство реагирует на сигналы от КМРВ (так же, как если бы оно было установлено на подстанции) и вырабатывает ответные управляющие сигналы, которые могут быть как обычными дискретными, так и потоками данных цифровых протоколов;
- эти сигналы заводятся обратно в модель ЭС и подключаются к виртуальным исполнительным приборам, например, выключателям, реакция которых изменяет состояние моделируемой ЭС;
- все это выполняется в режиме реального времени.

Проверяемое устройство «воспринимает» КМРВ как реальную среду и реагирует на процессы, очень близкие к реальным, получая немедленный отклик виртуальной ЭС на вырабатываемые воздействия. Появляется возможность проверить устройство РЗА совместно с моделью того объекта, где эти устройства будут установлены, с учетом наличия моделей измерительных трансформаторов тока и напряжения [4]. При использовании КМРВ отпадает необходимость создавать для каждого нового комплекса свой проверочный стенд, поскольку аппаратная составляющая КМРВ остается без изменений (либо со временем усиливается новыми вычислительными мощностями). Существующие в настоящее время микропроцессорные комплексы РЗА создаются с возможностью гибкой настройки, что подразумевает наличие достаточно большого списка параметров-уставок, который необходимо сконфигурировать для функционирования в конкретных условиях эксплуатации. Поэтому создание для настраиваемого оборудования РЗА таких условий с помощью моделирования в реальном времени позволяет быстро и удобно произвести уточнение уставок. Немаловажная проблема, стоящая перед разработчиками в условиях постоянно усложняющихся ЭС, состоит в создании для современных систем РЗА еще более изощренных и точных алгоритмов выявления аварий. Это требует от разработчиков более углубленного изучения закономерностей переходных процессов в энергосистемах, изучения режимов энергообъектов, в том числе с подключенными устройствами РЗА. Моделирование в реальном времени существенно сокращает сроки исследований, поскольку подробная модель ЭС всегда «под рукой», и новые решения можно проверять сразу, не отходя от рабочего места.

Наличие КМРВ также позволяет избавиться от пилотной эксплуатации приобретаемых приборов, заменяя ее испытанием во всех необходимых режимах работы с использованием модели своей сети. Такая проверка также позволяет исследовать поведение эксплуатируемой ЭС или ее участка при установке нового оборудования, оценить его эффективность и выявить слабые места.

Многие современные системы управления энергообъектов строятся с применением управляемых силовых полупроводниковых приборов (высоковольтных тиристоров и транзисторов), требующих надежных систем отпирания-запирания и сложных алгоритмов управления. Системы, где требуется управление с применением силовой электроники, включают в себя:

- системы передачи электроэнергии постоянного тока (HVDC);
- системы компенсации реактивной мощности, содержащие:
  - статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (SVC);
  - гибкие системы передачи переменного тока с компенсацией реактивной мощности (FACTS);
  - статкомы;
- системы возбуждения и регулирования напряжения и частоты электрических машин, системы управления ими, в том числе частотные электроприводы и устройства плавного пуска электродвигателей;
- системы распределенной генерации (ветряные генераторы, солнечные батареи, топливные элементы и др.).

Область применения полупроводниковых силовых приборов в электроэнергетике в настоящее время активно расширяется. Вопросы разработки сложных силовых полупроводниковых комплексов и их применения в энергосети также требуют глубокого исследования. Использование КМРВ в этом случае поможет решить две группы вопросов. Первая касается исследования процессов внутри полупроводникового комплекса, разработки эффективных алгоритмов управления силовыми ключами для синхронной работы всей цепи приборов, вторая относится к задачам исследования работы систем управления силовыми полупроводниковыми комплексами вплоть до вопросов их функционирования в масштабе энергосистемы. В первом случае проводится моделирование управляющей системы или ее части с формированием исполнительных сигналов для драйверов ключей. Во втором случае осуществляется исследование готовой системы управления с целью выявления «узких» мест в алгоритмах, для чего строится модель полупроводникового комплекса, для которого предназначена система управления, и модель сети, в которой предполагается применять этот комплекс. Оба направления подразумевают подключение внешнего исследуемого оборудования к симулятору. Для этого оборудование симулятора обеспечивает как формирование, так и прием сигналов с длительностями порядка единиц микросекунд.

КМРВ предоставляют большие возможности при разработке и исследовании систем управления различными типами электрических машин: синхронных и асинхронных. Уже довольно подробно проработаны модели

электродвигателей, общее число настраиваемых параметров которых может доходить до 50–70. Указанное позволяет довольно подробно смоделировать любую машину для разработки и тестирования системы управления с виртуальным подключением к моделируемому объекту управления любой нагрузки и системы питания. Это дает возможность отрабатывать функционирование разрабатываемой системы управления на моделях электродвигателей различных мощностей и конфигураций без необходимости в использовании их реальных прототипов.

Другой тип электрических машин, генераторы, неотъемлемая часть любой энергосистемы и их стабильная работа — одна из составляющих стабильного функционирования сети. Разработка и исследование систем управления генераторами, особенно в системах распределённой генерации, представляет собой сложную и актуальную задачу, поскольку к вырабатываемой электроэнергии предъявляется всё возрастающие требования, как в статических, так и динамических режимах, а также в широком диапазоне изменения нагрузки. Когда необходимо преобразовывать генерируемую электроэнергию, исследование еще больше затрудняется наличием полупроводниковых выпрямителей и инверторов, которыми также нужно управлять. КМРВ позволяет разрабатывать и проверять работу систем управления генераторами, используя модели генераторов синхронного и асинхронного типа при работе на сеть в различных режимах.

Применение в нефтегазовой сфере

Электрические сети нефтегазодобывающих предприятий (НГДП) преимущественно имеют радиально-магистральную и радиальную схемы, как правило, с 3-мя последовательными ступенями трансформации на напряжения 110, 35, 6 (10) кВ. Питание главных понизительных подстанций (ГПП) на напряжения 110 кВ и 35 кВ осуществляется в основном по двухцепным воздушным линиям электропередачи.

Потребителями электроэнергии в основной технологической цепочке добычи и первичной переработки нефти являются:

- механизмы добычи нефти, это станки — качалки нефти (СКН), установки с погружным электроцентробежным насосом (ЭЦН), винтовые насосы и др.;
- объекты сбора и перекачки нефти, к которым относятся групповые замерные установки (ГЗУ), дожимные насосные станции (ДНС);
- объекты подготовки и первичной переработки нефти, это электрообезвоживающие и электрообессоливающие установки, термохимические установки, насосные станции внешней перекачки нефтесборных пунктов;
- газокомпрессорные станции, компримирующие попутный нефтяной газ;
- объекты поддержания пластового давления — кустовые насосные станции (КНС), водораспределительные блоки (ВРБ), водозаборы, установки очистки сточных вод;
- буровые установки.

Большинство из названных выше объектов получают электроэнергию по воздушным линиям электропередачи напряжением 6(10) кВ. В последние годы в электроэнергетике нефтегазодобывающих предприятий появились элементы распределенной генерации.

Предметами исследований, с использованием представленных здесь методов моделирования, вызывающими наибольший интерес, на взгляд авторов, могут быть:

- работа мощных насосов КНС с приводами 0,3–2,0 МВт при АВР;
- процессы самозапуска при восстановлении электроснабжения отходящих линий, питающих СКН;
- анализ качества электроэнергии и выбор РЗА при подключении к действующим распределительным подстанциям буровых установок;
- выбор оборудования и параметров РЗА в условиях изменения значений и направления потоков мощности при подключении к сетям предприятия элементов распределенной генерации.

Чрезвычайно актуальной, для НГДП является проблема селективности ОЗЗ в сетях напряжением 6(10) кВ работающих в режиме с изолированной нейтралью. Она вызвана тем, что это разветвленные сети, имеют малую суммарную емкость на землю (около 0,006 мкФ/км), а переходные сопротивления при обрыве провода в месте ОЗЗ иногда составляют несколько кОм. Токи нулевой последовательности при этом малы и соизмеримы с небалансами сети, от которых защита от ОЗЗ должна быть отстроена. В таких условиях чрезвычайно сложно обеспечить правильную работу защиты от ОЗЗ. При любом ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью ток нулевой последовательности опережает или отстает относительно напряжения нулевой последовательности. Для выбора защиты достаточно знать ее поведение в этих случаях. При установке в сети заземляющих резисторов угол между напряжением и током нулевой последовательности может изменяться в достаточно больших пределах. В редких но возможных случаях наличия перемежающейся дуги, фазовые соотношения между током и напряжением нулевой последовательности искажаются. В этом случае высокочастотный шум может усложнять действие направленной токовой защиты от ОЗЗ. Сложность процессов при ОЗЗ в сетях нефтегазодобывающих предприятий делает выбор средств РЗА весьма непростой задачей. Решение этой задачи затрудняется отсутствием классификации разновидностей защит внутри класса «направленные защиты от ОЗЗ». В создавшейся ситуации целесообразно при выборе средств РЗА использовать КМРВ.

Обучение

Комплексы КМРВ широко используют в обучающих целях как для проведения занятий со студентами вузов [3], так и для повышения квалификации персонала энергопредприятий. Применение КМРВ позволяет студентам лучше представить переходные процессы в ЭС, плотнее увязать эти процессы с функционированием вторичной аппаратуры. Учебные занятия становятся более динамичными и эмоциональными.

В процессе повышения квалификации КМРВ дают возможность существенно повысить качество подготовки персонала служб РЗА, АСУ, специалистов, занимающихся SCADA-системами и телемеханикой. Являясь универсальным устройством, КМРВ позволяет заменить целый ряд специализированных тренажеров. Отдельно хочется отметить широкие возможности КМРВ при подготовке оперативного персонала (диспетчеров, дежурных) и поддержании их навыков на высоком уровне. Комплекс позволит моделировать различные варианты аварий любой сложности, развитие которых в процессе тренировки не является заранее предопределенным, а будет зависеть от действий специалиста, заставляя его учиться принимать своевременные и правильные решения.

Примером использования КМРВ для обучения операторов служит разработанный в Корее стенд-симулятор на базе 26 вычислительных модулей КМРВ производства канадской компании RTDS Technologies. По мнению его создателей, применение КМРВ является лучшим способом развития понимания у студентов и инженеров процессов, происходящих в ЭС.

Итоги

КМРВ получают все большее распространение среди предприятий–разработчиков и производителей электрооборудования, сетевых компаний, научно-исследовательских и образовательных учреждений. Такие комплексы находят применение при решении сложных технических задач, которые возникают все чаще в условиях постоянного усложнения оборудования и нарастающей интеграции энергосистем, в том числе электросетей нефтегазодобывающих предприятий, когда привычные методы расчетов и исследований либо невозможно применить, либо их применение приводит к длительному и дорогостоящему процессу получения результата.

Выводы

Основными преимуществами КМРВ являются:

- возможность включения в модель исследуемой энергосистемы реального оборудования;
- существенная экономия времени решения задач по сравнению с обычными методами;
- сокращение времени разработки до начала эксплуатации в реальной энергосистеме;
- возможность решения большого круга задач.

Список используемой литературы

1. H.W. Dommel, Digital Computer Solution Of Electromagnetic Transients In Single- And Multiphase Networks, Ieee Trans. On Power Apparatus And Systems, Vol. Pas-88, issue 4, pp. 388-399, April 1969.
2. Законьшек Я., Славутский А.Л. Цифровое моделирование современных энергосистем в реальном времени // Релейная защита и автоматизация. 2012. № 01.
3. Rigby B.S. Undergraduate Laboratory Examples for the RTDS Real Time Digital Simulator. RTDS Technologies Inc., 2012.
4. Peters C., et all. Real Time Digital Simulation of Wide Area Protection and Control Schemes Using Phasor Measurement Units

The use of real-time simulators in oil and gas companies

UDC 621.3

Authors:
Dmitriy O. Mochalov — leading engineer-programmer[1]; bastov.do@gmail.com
Janez V. Zakonjsek — technical director[2]; janez.zakonjsek@relarte.com
Mikhail A. Shamis — ph.d., technical director[2]; shamis.m@ennlab.ru

[1]CJSC "ChEAZ-ELPRI", Cheboksary, Russia Federation
[2]CJSC "EnLAB", Cheboksary, Russian Federation

Abstract
Oil and gas companies consist of electric power-generating facilities, distribution networks and consumption facilities. In the conditions of stable development of power systems of oil and gas companies and their complication, behavior of power systems must be studied both in normal and abnormal modes. Real time digital simulators (RTDS) help to solve these problems fast and qualitatively. The article is about using RTDS for research processes in power systems of oil and gas companies.

Materials and methods
Scientific review

Results
RTDS are becoming more common among developers and manufacturers of electrical equipment, grid companies, research centres and universities. Such simulators are used for solving complex technical tasks that occur during increased complexity of the equipment and increased integration of power systems of oil and gas companies. They are advantageous to use when the traditional methods of calculation and research can't be applied, or their application leads to a long and expensive process of getting results.

Conclusions
The main advantages of RTDS are:

- the ability to connect real equipment to the virtual model of power system;
- saving time of tasks solving as compared with common methods;
- reducing the development time before using equipment in a real power system;
- the ability to solve a large variety of tasks.
- RTDS can be widely used to study oil and gas company networks.

Keywords
real-time simulator,
power network,
oil and gas companies,
secondary equipment

References

1. H.W. Dommel, Digital Computer Solution Of Electromagnetic Transients In Single- And Multiphase Networks, Ieee Trans. On Power Apparatus And Systems, Vol. Pas-88, issue 4, pp. 388-399, April 1969.
2. Zakonjsek J. V., Slavutsky A.L., *Tsifrovoe modelirovaniye sovremennih system v realnom vremeni.* [Real-time digital simulation of modern power systems]. *Releynaya zashchita I avtomatika*, 2012, issue 01 (March).
3. Rigby B.S. Undergraduate Laboratory Examples for the RTDS Real Time Digital Simulator. RTDS Technologies Inc., 2012.
4. Peters C., et all. Real Time Digital Simulation of Wide Area Protection and Control Schemes Using Phasor Measurement Units

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 1960 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.: (4012) 576-032, факс (4012) 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125.
E-mail: zavod@kga.ru Web.: www.kga.ru

УФА-2015

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

19-22 мая

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

XXIII международная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2015

Место проведения:

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

(347) 253 38 00, 253 11 01
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

www.gntexpo.ru

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

ПРАВИТЕЛЬСТВО Республики Татарстан

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ДУМА Российской Федерации

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

7-9 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

Уважаемые коллеги и партнеры, приглашаем Вас приехать на родину нефти Татарстана — в город Альметьевск.

С 8 по 10 октября 2014 года проводится выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ОАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

«Татнефть» открыта и заинтересована в привлечении новых технологий, оборудования и данное мероприятие проводится совместно с ОАО «Татнефть». Первый заместитель генерального директора по производству – главный инженер ОАО «Татнефть» Наиль Габдулбариевич Ибрагимов направляет специалистов и структурные подразделения, входящие в состав компании Татнефть для ознакомления и применения технологий, представленных на выставке.

На мероприятие приглашаются и направляются специалисты:

Нефтегазодобыча НГДУ
- Лениногорскнефть
- Ямашнефть
- Азнакаевскнефть
- Елховнефть
- Альметьевнефть
- Нурлатнефть
- Прикамнефть
- Бавлынефть

Энергетические структуры
- Татнефть-Энергосервис
- Сетевая компания
- Генерирующая компания
- ТГК-16

Нефтехимия
- Нижнекамскнефтехим
- Татнефтьнефтехим
- Казаньоргсинтез
- Казанский завод синтетического каучука
- Технополис Химград

Сервисные структуры ТаграС-Холдинг
- ТМС Групп
- Система-Сервис
- Татбурнефть
- Татнефть-РемСервис
- Татинтек
- ТНГ-Групп
- Татспецтранспорт

Производственные предприятия
- Бугульминский механический завод
- КамАЗ
- Индустриальный парк Камские поляны
- Альметьевский трубный завод
- Алметьевский насосный завод
- Менделеевский химический завод им. Карпова
- Елаз
- Заводы и предприятия, входящие в состав ОЭЗ Алабуга

Нефтегазопереработка
- ТАНЕКО
- Татнефтегазпереработка
- Таиф НК

Реализация нефти, газа, нефтегазопродуктов и нефтехимии
- Татнефть-АЗС Центр

Строительные управления
- Главнефтегазстройсервис
- Татнефть-ТрансСервис
- Татарское геологоразведочное управление Татнефть
- Проектный институт ТатНИПИнефть
- Центр подготовки кадров Татнефть
- Нормативно-исследовательская станция Татнефть
- Торгово-закупочная площадка Татнефть

К нам приезжают делегации специалистов из соседних республик, городов Российской Федерации, дальнего и ближнего зарубежья. Мы будем очень рады видеть Вас и Ваших специалистов на нашей Татарстанской земле.

Добро пожаловать!

TATNEFT

«Татнефть». Большая история. Огромный опыт. Уникальные традиции.

В Альметьевске находится главный офис ОАО «Татнефть» и берет свое начало один из крупнейших трубопроводов России — Дружба. «Татнефть» — одна из крупнейших отечественных нефтяных компаний, осуществляющая свою деятельность в статусе вертикально интегрированной Группы. Компания реализует стратегию эффективного наращивания запасов и расширения территории своего присутствия за пределами РФ, включая страны СНГ и Ближнего Востока, а также проведения опытно-промышленных работ на татарстанских месторождениях сверхвязкой нефти.

Доля трудноизвлекаемых запасов в Татарстане более 73%. Сейчас в республике у компании действует 20 скважин и на них в 2013 году было добыто 145,6 тыс. тонн нефти, в этом году компания рассчитывает увеличить этот показатель до 195 тыс. тонн. По оптимистичным прогнозам к 2020 году «Татнефть» будет добывать уже 1 млн тонн битумной нефти.

«Татнефть» утвердила программу работ по сланцевой нефти на 2014-2015 годы и уже начала ее добычу на первой скважине.

Сейчас ОАО «Татнефть» строит нефтеперерабатывающий комплекс из семи заводов — ОАО «Танеко», мощность переработки нефти которого будет достигать 14 млн. тонн в год. Это самый крупный проект по переработке нефти и изделий из нефтепродуктов не только в России, но и Европе.

Сегодня в Татарстане производится более 51% всего российского объема полиэтилена, 25% полипропилена, 45% всех каучуков, 56% полимеров и сополимеров стирола. К 2020 году в республике будет удвоен объем выпускаемого этилена, до 3,8 млн тонн увеличится объем выпускаемых каучуков и пластиков.

2014/2015

LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ITE

OGT
19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
18 – 20 ноября 2014
Ашхабад, Туркменистан

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 – 20 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
2-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
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

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

NDT® RUSSIA

ufi Approved Event

17–19 ФЕВРАЛЯ 2015 МОСКВА

ТЕПЕРЬ В КРОКУС ЭКСПО!

14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Получите электронный билет!

www.ndt-russia.ru

0+

Организаторы: primexpo ITE

+7 (812) 380 6002/00, ndt@primexpo.ru

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya

4 декабря 2014

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе

---

17 марта 2015

НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

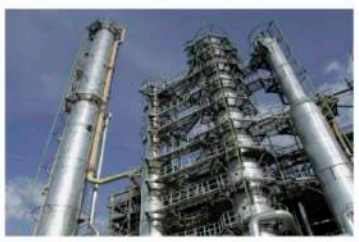
Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждаются организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка

---

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

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Новые встречи – новые возможности! **n-g-k.ru**

FORUM & EXPO
VALVE INDUSTRY

Представим лучшее!

АРМАТУРОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ФОРУМ

14–16 АПРЕЛЯ 2015

МОСКВА
ВДНХ, ПАВИЛЬОН 69

Организатор:
ЗАО «Промышленный форум»

Под эгидой:

Информационный партнёр:

www.valve-forum.ru

info@valve-forum.ru
+7 (495) 924 555 0

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

ТЕХНО форум

Промышленно-технические выставки

ТЕХНОФОРУМ

XV специализированная промышленно-техническая выставка

ОБОРУДОВАНИЕ-НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

XVII специализированная выставка оборудования,технологий для нефтяной и газовой промышленности и нефтеперерабатывающего комплекса

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

XIII выставка - конференция энергосберегающих технологий, оборудования, возобновляемых источников энергии

РЕГИОН-ЭЛЕКТРО

XI выставка электротехнического оборудования, электрических машин, приборов, аппаратов и современных технологий в электроэнергетике

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».

XV международный симпозиум
«Энергоресурсоэффективность
и энергосбережение».

Конкурс энергоэффективного
оборудования и технологий

Генеральный
интернет-спонсор
elec.ru

Генеральный
информационный спонсор
ЭНЕРГО INFO

15–17 АПРЕЛЯ 2015

КРАСНОЯРСК

Крупнейший за Уралом отраслевой проект!

84 ведущие компании
4 страны
19 регионов России

Комплекс выставок

«Нефть. Газ. Химия»
«Горное дело»
«Сибирский GEO–форум»

Официальная поддержка:

Организатор – ВК «Красноярская ярмарка»

МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19
тел.: +7 (391) 22-88-616
22-88-611 – круглосуточно
nedra@krasfair.ru
www.krasfair.ru

Информационная поддержка:

XII СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ

•ВЫСТАВКА•

«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО»

НЕФТЬ ГАЗ ЭНЕРГО 2015

11 - 13 ФЕВРАЛЯ

- Добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
- Геология, геофизика
- Сейсмическое оборудование и услуги
- Транспортировка, переработка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Трубы и трубопроводы, инструменты и др.

г. Оренбург

ООО «УралЭкспо»
тел./факс: (3532) 67-11-02, 45-31-31, 560-560
e-mail: uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

ВЫСТАВКА 10–13 ФЕВРАЛЯ 2015

21-я международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА

- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ
- ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ, ПРИБОРЫ И АППАРАТЫ
- УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ
- СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ГАЗООБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

г. Самара, ул. Мичурина, 23а
тел.: (846) 207-11-50, 207-11-40

www.expo-volga.ru

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

iOilGas conference

КАЛЕНДАРЬ КОНФЕРЕНЦИЙ 2015

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

www.oilgasconference.ru (861) 212-85-85 oilgasconference@mail.ru

ОРГАНИЗАТОРЫ:

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

23 - 28 марта 2015 года / Сочи

ООО "НПФ "Нитпо"

Инновационные решения в области средств измерения и контроля теплотехнических параметров. Автоматизация объектов нефтегазовой отрасли и энергетики – 2015

06 - 11 апреля 2015 года / Сочи

Тематическая выставка

07 - 09 апреля

ООО "НПФ "Нитпо"
ООО НПО «ЮМАС»

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

25 - 30 мая 2015 года / Геленджик

ООО "НПФ "Нитпо"

Строительство и ремонт скважин – 2015

21-26 сентября 2015 года / Анапа

ООО "НПФ "Нитпо"
ООО "Нефтегазовая вертикаль"

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы – 2015

19-24 октября 2015 года / Сочи

ООО "НПФ "Нитпо"
ООО "Редакция журнала Нефть. Газ. Новации"

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

ВЫСТАВКА

Территория NDT

МОСКВА 2015

ВЫСТАВКА СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИЙ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

Даты проведения 3 - 6 марта 2015г.

Организатор Российское общество по неразрушающему контролю и технической диагностике (РОНКТД)

Место проведения Москва, Экспоцентр на Красной Пресне
2 Павильон
Площадь более 5 700 кв. м

Деловая программа Круглые столы по актуальным вопросам применения НК в различных отраслях промышленности:
- Авиация и космос
- Железнодорожный транспорт
- ЖКХ и строительство
- Металлургия и машиностроение
- Нефтегаз
- Техническая диагностика
- Энергетика

Партнерство Пройдет в партнерстве с:
- 19-й международной специализированной выставкой «Интерлакокраска – 2015»
- 9-м международным салоном «Обработка поверхности. Защита от коррозии»
- 4-м международным салоном «Специальные покрытия»

On-line бронирование www.expo.ronktd.ru

Участники выставки* CoNDTrol, Dino-Lite, Hangzhou Jinque Technology Company limited, Helling, ODU GmbH @ Co. KG, STARMANS, АКА-контроль, АКС, Алтек, Диагност, ИНТРОН ПЛЮС, ИЦ Физприбор, КОНСТАНТА, НИИИН МНПО Спектр, НИКИМТ-Атомстрой, НПП Монотест, НПП ПРОМПРИБОР, НПЦ НК Кропус, НПЦ ЭХО+, НУЦ Качество, НУЦ Контроль и диагностика, Олимпас Москва, ПЕРГАМ-ИНЖИНИРИНГ, ПромГруппПрибор, Просек-Рус, ТД ЭСКО, ТЕККНОУ, ТКС, Энергодиагностика, Юнитест.

** - по состоянию на 15.10.2014г.*

на правах рекламы

3 - 6 МАРТА 2015, «ЭКСПОЦЕНТР» НА КРАСНОЙ ПРЕСНЕ

www.expo.ronktd.ru info@ronktd.ru

CREON ENERGY

ПЛАН КОНФЕРЕНЦИЙ 2015

МАРТ
ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ
ТЕХНОЛОГИИ GTL&CTL

МАЙ
ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ
БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

WWW.CREONENERGY.RU
КОНТАКТЫ: +7(495) 797-49-07
ORG@CREONENERGY.RU

* ДАТЫ КОНФЕРЕНЦИЙ УТОЧНЯЮТСЯ

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

ОАО «КрЭМЗ»

открытое акционерное общество
«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов:

- трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных газо- нефте- продуктопроводов);
- лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- лебедки скреперные шахтные (подземные);
- комплекс машин для строительства и переизоляции в процессе ремонта трубопроводов; линии, оборудование и приспособления для очистки-изоляции новых или старых трубопроводов; котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные; станки СПК подготовки кромок труб;
- трубосварочные базы; станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые шнеки, буровые головки);
- другое специальное оборудование.

Внесено в Реестр оборудования, допущенного к применению при капитальном ремонте газопроводов ОАО «Газпром»

Кропоткинский машиностроительный завод – одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работает в нефтегазовой отрасли. Несмотря на относительную удаленность нашего предприятия от основных нефте–, газодобывающих регионов страны, география поставок продукции нашего завода очень обширна. Нашу продукцию можно найти от Сахалина до Калининграда, по всей России и странам ближнего зарубежья.

Россия, 352387, Краснодарский край, город Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, 3
тел: (86138) 7-23-67, 7-71-02 факс: 6-17-58, 7-23-67
e-mail: ko@kremz.ru www.kremz.ru, www.kremz.biz

Официальный спонсор ОАО «Татнефть» TATNEFT

Заказчиками «Торгово-закупочной площадки ОАО «Татнефть» (ТЗП) являются не только ОАО «Татнефть», Бугульминский механический завод, ОАО «ТАНЕКО», ООО "Татнефть - Нефтехимснаб", независимые нефтяные компании, а также ряд сервисных управляющих компаний.

Для увеличения количества поставщиков с 01.01.2013г. изменился порядок пользования Системой, обеспечивающей проведение торгово-закупочной деятельности на Торгово-закупочной площадке ОАО «Татнефть». Право доступа к торгам предоставляется Участникам на безвозмездной основе. Для участия в торгах необходимо зарегистрироваться (Раздел Регистрация) и пройти процедуру аккредитации на ТЗП. Информация о правилах прохождения аккредитации размещена в разделе Информация подраздел Инструкции. С ноября 2012 года для удобства и упрощением процедуры прохождения аккредитации внедрен Модуль аккредитации в Системе.

Специалисты ООО «Татинтек», Операторы ТЗП оказывают квалифицированное техническое сопровождение в течение всего процесса проведения электронных торгов.

Торгово-закупочная площадка

www.etp.tatneft.ru

Тел.: 8 (8553) 30-51-67, 30-51-71

E-mail: tzp-tatneft@tatintec.ru