Sphere. Oil and Gas сферанефтьигаз.рф

СФЕРА

1/2020 '75

15 ЛЕТ

НЕФТЬ И ГАЗ

всероссийский отраслевой информационно-технический журнал

НПП МЕТАКОН

УЛЬТРАСКАН-2004М

www.metacon.ru

ПРИБОР ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

подробнее на стр. 36

(3822) 56-27-80

ООО «НПП «Метакон» г. Томск

СНГП

www.niisngp.ru

СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ

АО Научно-исследовательский и проектный институт

БОЛЕЕ 20 ЛЕТ

ОПЫТ СПЕЦИАЛИСТОВ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИНСТИТУТА:

- проектирование комплексного обустройства нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений;
- проектирование установок подготовки нефти;
- проектирование установок очистки нефти и газа от меркаптанов и сероводорода;
- проектирование установок переработки нефти;
- проектирование установок получения битумов;
- проектирование систем сбора, транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа;
- проектирование установок производства химической и нефтехимической продукции;
- проектирование инженерных сетей и систем;
- проектирование объектов гражданского назначения;
- разработка специальных разделов проектной документации;
- сопровождение проектно-сметной документации в органах экспертизы;
- осуществление авторского надзора.

С МОМЕНТА ОБРАЗОВАНИЯ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА, ОСНОВНЫМИ ЗАКАЗЧИКАМИ БЫЛИ ТАКИЕ КОМПАНИИ, КАК:

- ООО «Иркутская нефтяная компания»
- ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»
- ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»
- ОАО «ТАИФ НК»
- ПАО «Татнефть»
- ООО «УК «Шешмаойл»
- ОАО «Саратовнефтегаз»
- ПАО «БелкамНефть»
- ОАО «Удмуртнефть»

420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Большая Красная, 13а
тел./факс (843) 264-28-62, e-mail: main@niisngp.ru

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

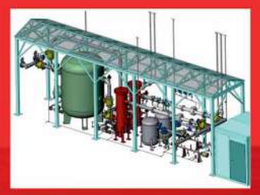
Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

группа компаний ЭНЕРГАЗ



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

info@energas.ru www.energas.ru

ГУСЕНИЧНЫЕ КРАНЫ

КЛИНЦЫ

грузоподъемностью 36, 50 и 55 тонн

RDK-55

RDK-36

RDK-50

КАЗ
Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»
243140, Брянская обл., г. Клинцы, ул. Дзержинского, 10

(48336) 4-55-33
e-mail: om@oaokaz.ru

www.rdk-55.ru
www.oaokaz.ru

СОДЕРЖАНИЕ №1/2020 (75)

12
Оборудование и материалы противокоррозионной защиты представили на выставке-конгрессе

28
Способы повышения метрологических характеристик измерительной системы на базе ультразвуковых расходомеров TURBO FLOW UFG с функцией определения плотности природного газа

16
Юбилейная выставка «НЕФТЕГАЗ-2020» – главное событие для специалистов отрасли

32
Дистанционный детектор метана для авиационного обследования газопроводов

40
Исследование процесса формирования наноструктурированных серебряно-алмазных покрытий на рабочих поверхностях подшипниковых узлов шарошечных буровых долот

20
ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ

36
«УЛЬТРАСКАН-2004» для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в НГК

46
Стратегия высокой доходности месторождений битуминозных нефтей

СФЕРА. Нефть и Газ №1/2020 (75)

Учредитель: ООО «ИД «СФЕРА»
Издатель: ООО «ИД «СФЕРА»

Заявленный тираж 10 000 экз.
Дата выхода 28.02.2020г.
Цена свободная.

Адрес редакции (Издателя): 192012, Санкт-Петербург, пр. Обуховской Обороны, д. 271, офис 615
тел./факс (812) 633-30-67, info@s-ng.ru
www.s-ng.ru, сферанефтьигаз.рф

Отпечатано в типографии «Любавич»:
194044, Санкт-Петербург, ул. Менделеевская, д. 9
тел./факс (812) 603-25-25
www.lubavich.spb.ru

Журнал зарегистрирован в управлении Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор). Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-52571 от 25.01.2013г.

Издатель не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Мнение издателя может не совпадать с мнением авторов публикаций.
Полная или частичная перепечатка опубликованных материалов без письменного разрешения издателя запрещена.

СОДЕРЖАНИЕ №1/2020 (75)

58
Соединим мир вместе!

66
Огнепреградительная арматура PROTEGO®

68
Первая помощь, пожар или опасные работы: как к этому быть готовым?

72
Комплексная промышленная и пожарная безопасность объектов нефтегазового комплекса и отраслей, использующих их продукцию

74
Взрывобезопасное оборудование ООО НПП «Магнито-Контакт»

80
Инновация на рынке георешеток

82
Гусеничные краны «КЛИНЦЫ» завоевывают рынок

85
Экономический эффект, достигаемый при реструктуризации нефтегазовых компаний

88
Методика оценки функционирования организационно-экономического механизма при реализации инновационного процесса

Генеральный директор:
Андрей Назаров
info@s-ng.ru

Директор по маркетингу:
Светлана Кривошеева
sk@s-ng.ru

Главный редактор:
Андрей Назаров

Выпускающий редактор:
Александр Николаев
pr@s-ng.ru

Ответственный секретарь:
Кира Шустрова

Руководитель отдела по работе с клиентами:
Алексей Смирнов
as@s-ng.ru

Менеджеры отдела по работе с клиентами:
Ирина Назарова
Александр Черный
Юлия Аксеновская

Дизайн и верстка:
Наталья Ананьева

Корректура:
Анна Вольфберг

Специальный корреспондент:
Наталья Кунакова

Отдел подписки:
Олеся Тарасова

Отдел распространения:
Галина Чуприкова

Выставочная деятельность:
Кристина Глинкина
Ксения Баранова

УЛЬТРАСКАН-2004М

ПРИБОР ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННЫЙ

НПП МЕТАКОН

ПРИБОР ПРЕДНАЗНАЧЕН для дистанционного бесконтактного определения мест утечек электрического тока в элементах конструкций линий электропередач, подстанций, в изоляторах контактной сети железных дорог, воздушных линий электропередач для электроснабжения силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, линий электропередач районных распределительных сетей.

Прибор пригоден для контроля высоковольтного оборудования напряжением до 110 кВ.

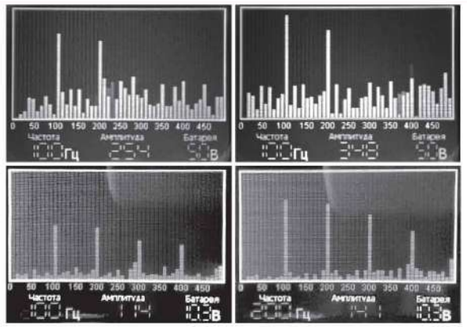
Наибольшая эффективность достигается при контроле состояния электрооборудования напряжением 6–35 кв.

Характеристики

- Максимальная дальность определения дефекта ..... 15 м
- Угол раскрыва диаграммы направленности по уровню 0,7 ..... не более 5 град
- Диапазон принимаемых частот ..... 37–42 кГц
- Длительность записи сообщений* ..... не менее 2 часов
- Кратность оптического визира 4
- Диапазон рабочих температур ..... -10...+40 °С
- Время непрерывной работы от одной зарядки ..... не менее 8 часов
- Габаритные размеры ..... 380x250x80 мм
- Вес ..... не более 2,5 кг

* в зависимости от комплектации.

Внешний вид спектрограмм дефектных изоляторов



Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц.

Характерный вид спектра приведён на рисунке.

Здесь хорошо видны спектральные составляющие 100 Гц и 200 Гц, показывающие, что принятый сигнал характеризует именно дефект изоляции, а не посторонний шум. При этом остальные гармоники меняются хаотически.

Отображение информации на ЖК-индикаторе

Основное окно на индикаторе занимает спектрограмма полезного сигнала.

Также на индикаторе отображается уровень сигнала, основная частота, напряжение встроенной батареи аккумуляторов.

Вид спектрограммы, уровень и основная частота полезного сигнала позволяют судить о наличии разрядов и природе их возникновения.

По напряжению батареи аккумуляторов контролируют степень ее разрядки.

ПОЛУЧЕНИЕ ПРИБОРОМ ДАННЫХ

www.metacon.ru

ОДНА ИЗ ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ЗАДАЧ ДЛЯ ТОМСКОГО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «МЕТАКОН» – КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ОСОБЕННО ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ.

ДЛЯ РЕШЕНИЯ ДАННОЙ ЗАДАЧИ БЫЛ РАЗРАБОТАН И ВЫПУСКАЕТСЯ ПРИБОР «УЛЬТРАСКАН-2004».

ООО «НПП «Метакон»
634034, г. Томск,
ул. Вершинина, д.25/2, стр. 1
тел. (3822) 562-780, 568-984
e-mail: metakon_tomsk@mail.ru

Оборудование и материалы противокоррозионной защиты представили на выставке-конгрессе

13–15 ноября в «Экспофоруме», в рамках Дней промышленности и инноваций, прошла 22-я международная выставка-конгресс «Защита от коррозии». Ключевая тема проекта – повышение эффективности работы систем противокоррозионной защиты в ТЭК. «Защита от коррозии» – уникальное для России конгрессно-выставочное мероприятие, отражающее потребности отрасли и определяющее направление ее развития. Мероприятие посвящено важнейшей научной, финансовой и природоохранной проблеме – противокоррозионной защите металлоконструкций, трубопроводов и объектов инфраструктуры. Участниками выставочной и деловой программы стали 85 компаний, чьи усилия направлены на борьбу с коррозией и повышение фондо- и ресурсосбережения в разных сферах промышленности.

В рамках деловой программы традиционно прошла международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы противокоррозионной защиты». В этом году участие в конференции приняли Ассоциация «Центрлак», ООО «Хим-Курьер», ООО «НОР-МААЛИ», ООО «Газпромнефть – Битумные материалы», ООО «СервисСофт», ОАО «УДМУРТНЕФТЬ», АО «Газпром Строй ТЭК Салават», ООО «ИНКОРГАЗ», ООО «Валспар», ООО «НПЦАЗ», АО «МАНЭЛ», ООО «НПЦ «Самара», ООО ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» и другие.

В рамках конференции впервые Минпромторг России совместно с ФГУП «НТЦ Химвест» приняли участие в пленарной сессии «Лакокрасочные покрытия». Дарья Шевякина, начальник отдела химической промышленности департамента химико-технологического комплекса и биоинженерных технологий Минпромторга России, говорила о новых механизмах государственной поддержки в химической промышленности. Она рассказала об изменениях законодательства по специальным инвестиционным контрактам, основных преференциях для компаний, заключивших СПИК 2.0. Спикер упомянула о существующих корпоративных программах повышения конкурентоспособности, и об основных требованиях к организациям, реализующим КППК.

Алексей Альхименко, директор научно-технического комплекса «Новые технологии и материалы», директор Национального исследовательского университета ФГАОУ ВО «СПГЭУ», выступил на конференции с докладом «Перспективные материалы анодных заземлителей в катодной защите трубопроводов, РВС и морских сооружений от электрохимической коррозии», в котором подведены итоги исследований титанового анодного заземлителя и преимущества станции катодной защиты СКЗ «Ladoga».

Анатолий Яблучанский, главный специалист ПКЗ ЗАО «Трубопроводные системы и технологии», рассказал о том, как с помощью протекторов и/или установок катодной защиты осуществляют электрохимическую защиту морских сооружений.

В экспозиции Выставки представлены: защитные противокоррозионные покрытия и материалы; системы электрохимической защиты от углекислотной и морской коррозии; оборудование по автоматизации, управления и учета для объектов электрохимзащиты; приборы для определения качества изоляционных и защитных покрытий; приборы коррозионного мониторинга.

Компания ООО «НПО «Нефтегазкомплекс-ЭХЗ» презентовала производство станций катодной защиты НГК-ИПКЗ, НГК-ИПКЗ-Евро, а также комплекса модульного оборудования КМО НГК-ИПКЗ-Евро, созданного на базе преобразователя последнего поколения НГК-ИПКЗ-Евро, кроме того изготовление термоматериалов для сварки (пайки) выводов ЭХЗ к телу трубопровода, термопатронов для сварки алюминиевых, сталеалюминевых и медных проводов и сопутствующего оборудования.

В рамках экспозиции оборудование и материалы представила австралийская компания «Beyond Materials». Она специализируется на комплексных решениях по антикоррозийной защите, внешнем армировании и ремонте подводной и надводной зонах конструкций, трубопроводов. На «Защиту от коррозии 2019» компания привезла систему антикоррозийной защиты свай Master Jacket, сверхпрочные нержавеющие хомуты Smart Band, систему внешнего армирования ж/б конструкций Fiber Jacket.

Белорусская «Пассатсталь Рус» специализируется на изготовлении сложного технологического, емкостного и электротехнического оборудования, аппаратуры управления для горнодобывающих предприятий. Налажено производство промышленных антикоррозионных и абразивостойких покрытий Farbacoat. На стенде ведущие эксперты компании представили самые современные технологии производства труб и фитингов, футерованных композитными материалами.

В специально оборудованной зоне компания «Zinker» проводила ежедневные мастер-классы по цинкированию, на которых генеральный директор компании, Василий Бочаров, рассказал об отличительных особенностях составов класса Zinker, о свойствах и применении цинкерного покрытия, подготовке и условиях нанесения. >>>

НПО «СпецПолимер» представлял образцы доработанного полимерного покрытия «Карбофлекс» для эффективной наружной изоляции. Компания уже не первый раз принимает участие в выставках на площадке «Экспофорума» и привыкла не уезжать с нее без полезных деловых контактов. «Мы готовы сотрудничать и с Газпромом, и с Транснефтью, и со строительными компаниями», – комментирует Виталий Балябин, директор департамента по реализации проектов НГК ООО «НПО «СпецПолимер».

Производственная компания «Химсервис» занимается разработкой и выпуском оборудования для защиты магистральных трубопроводов и подземных сооружений. На «Защите от коррозии» они показывали анодные заземлители марки «Менделеевец», оборудование для систем ПКЗ, приборы и оборудование для диагностики трубопроводов.

13 ноября в рамках Международной выставки «Защита от коррозии» работал Центр деловых контактов: производители противокоррозионного оборудования, материалов и технологий, лакокрасочных материалов, оборудования по неразрушающему контролю качества презентовали свои возможности потенциальным закупщикам – крупным промышленным компаниям России, в том числе таким известным как ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром межрегионгаз», АО «Самотлорнефтегаз», ПАО «Нижнекамскнефтехим», АО «Мособлгаз», ПАО «Силовые машины» и другие.

«Защита от коррозии» проводится в Санкт-Петербурге с 1981 года и посвящена противокоррозионной защите металлов и материалов в различных отраслях промышленности.

Партнерами проекта являются «Газпромбанк» (Акционерное общество), АО «Гипрониигаз», ООО «Сургут перевалка», АО ППТР «Петр», ООО «Тиккурила».

Соорганизатором деловой программы является Ассоциация содействия в реализации инновационных программ в области противокоррозионной защиты «СОПКОР».

Официальную поддержку проводимым мероприятиям оказывает МИНПРОМТОРГ РОССИИ и Торгово-промышленная палата Российской Федерации.

До встречи на 23-й международной выставке-конгрессе «Защита от коррозии - 2020», которая состоится с 11 по 13 ноября в Санкт-Петербурге в КВЦ «Экспофорум».

www.corrosion.expoforum.ru

УралТрубоДеталь
Качество в деталях

СТАЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДА ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

ТРОЙНИКИ
штампованные,
штампосварные, сварные
по ГОСТ, ОСТ, ТУ
Dn ≤ 1420 мм
Pn ≤ 32 МПа

Теперь и 1-го исполнения

ПЕРЕХОДЫ
штампованные
по ГОСТ, ОСТ, ТУ
Dn ≤ 1420 мм
Pn ≤ 32 МПа

Теперь и 1-го исполнения

ЗАГЛУШКИ, ДНИЩА
штампованные
по ГОСТ, ТУ
Dn ≤ 820 мм
Pn ≤ 32 МПа

ОТВОДЫ
крутоизогнутые, секторные
сварные по ГОСТ, ОСТ, ТУ
15, 30, 45, 60, 90 градусов
Dn ≤ 1620 мм
Pn ≤ 16 МПа

ПРОИЗВОДЯТСЯ ИЗ СТАЛЕЙ: 3, 20, 09Г2С, 13ХФА, 08(12)Х18Н10Т

+7 (351) 277-86-84
order@utd74.ru

- Вся продукция сертифицирована
- Изготавливается только из качественного российского сырья
- 100% УЗК сварных швов
- 2 года гарантии
- СМК сертифицирован по стандартам ИНТЕРГАЗПРОМ

ООО «УралТрубоДеталь» www.uraltrubodetal.ru

Юбилейная выставка «НЕФТЕГАЗ-2020» – главное событие для специалистов отрасли

В 2020 году международная выставка «Нефтегаз» пройдет с 13 по 16 апреля в ЦВК «Экспоцентр» и отпразднует 20-летний юбилей. Совместно с выставкой состоится Национальный нефтегазовый форум, с 14 по 16 апреля соответственно. Организаторами выставки выступают АО «Экспоцентр» и компания «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия) при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Российского союза промышленников и предпринимателей, Российского газового общества, Союза нефтегазопромышленников России, Союза машиностроителей Германии (VDMA), под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ. Организатор форума – ООО «Национальный нефтегазовый форум».

Среди наших участников вас будут ждать: «Альбатрос», «АРТ-Оснастка», «Борхиммаш», «Буринтех», «Вэлан», ПАО «Газпром», «КуйбышевТелеком-Метрология», «Нефтесервисприбор», «НКМЗ Групп», «НПО МИР», «НПП Сенсор», «НТА-Пром», «НПФ ПАКЕР», «Объединенная металлургическая компания», «Орелкомпрессормаш», «ПИ ЭМ АЙ Системс», «Татнефть», «ТОТАЛ ВОСТОК», «Транснефть», «Феникс Контакт Рус», «Трубная металлургическая компания-ТМК», «ЧЭАЗ», ARTVIK Inc, JUMO GmbH & Co. KG, Roxtec International AB, Siemens, VEGA Grieshaber KG, Weidmüller Interface GmbH & Co. KG, Yantai Jereh Petroleum Equipment& Technologies Co. Ltd., и другие. С полным предварительным списком участников вы можете ознакомиться на сайте выставки ***www.neftegaz-expo.ru***

Спонсорами выставки выступают такие компании, как: ООО «НТА-Пром», ООО «Феникс Контакт РУС», ООО «НПО-МИР», ООО «Прософт-Системы», ООО «СИМЕНС», АО «ЭНЕРГОМАШ», АО «ТЕККНОУ», ООО «Чебоксарская Электротехника и Автоматика», ООО «Синтек», ООО «Акрос», PMI-Systems, АО «Чебоксарский Электроаппартный завод», АО «АРТ-оснастка», АО «ТРЭМ-Инжиниринг», ОАО «САСТА», УК ООО «ТМС групп».

Выставка «Нефтегаз» каждый год подтверждает свою эффективность среди участников и посетителей. Согласно результатам независимого опроса исследовательского центра «Ромир»*:

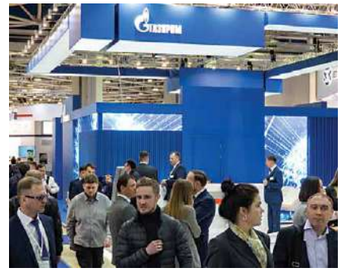
- 75% экспонентов достигли на выставке поставленных целей по установлению новых деловых контактов и продвижению своих решений;
- 69% – выполнили или перевыполнили планы по расширению клиентской базы, увеличению объемов продаж;
- 93% посетителей высоко оценили результативность посещения выставки;
- 86% – нашли на выставке новых поставщиков, а 30% – намерены осуществить закупки по итогам выставки;
- 87% экспонентов и 95% посетителей готовы рекомендовать выставку своим деловым партнерам и коллегам;
- 38% посетителей впервые пришли на выставку «Нефтегаз» в 2019 г.;
- 10% посетителей бывают только на выставке «Нефтегаз» – вы не встретите их на других выставках.

Выставку «Нефтегаз» ежегодно посещают 7 100 руководителей и топ-менеджеров нефтегазодобывающих и перерабатывающих компаний, поставщиков нефтепродуктов, нефтехимических предприятий, организаций, занятых в ТЭК и смежных отраслях.

Национальный нефтегазовый форум нацелен на освещение широкого спектра актуальных вопросов, для этого в программе предусмотрены различные форматы коммуникации между участниками: круглые столы, форсайт-сессии, практические семинары, технологические конференции и панельные дискуссии.

>>>

** по итогам выставки «Нефтегаз-2019»*



В рамках Форума будут затронуты такие темы, как: цифровизация ключевых производственных процессов, импортозамещение и локализация, кадровая трансформация и роль человека в эпоху роботизации, обеспечение промышленной безопасности на предприятиях ТЭК, развитие газовой отрасли и СПГ, модернизация переработки нефти, совершенствование системы нормативно-правового регулирования, поиск новых месторождений, экспортный потенциал высокотехнологичной продукции нефтегазового машиностроения, технологическое партнерство и новые возможности международного сотрудничества в условиях геополитических ограничений, а также развитие научно-технической базы.

Более подробно с архитектурой деловой программы вы можете ознакомиться на официальном сайте ННФ: ***http://oilandgasforum.ru***

Ежегодно мероприятия Выставки «Нефтегаз» и Национального нефтегазового форума посещают свыше 20 000 специалистов и делегатов, среди которых представители отраслевых министерств и ведомств, топ-менеджеры нефтегазовых и машиностроительных компаний, лидеры экспертных мнений профильных союзов и ассоциаций, ключевые аналитики финансового сектора и консалтинговых компаний, а так же корреспонденты ведущих средств массовой информации.

Получить билет на Выставку «НЕФТЕГАЗ» можно на сайте выставки ***www.neftegaz-expo.ru***

Регистрация уже открыта.

Отзывы участников и гостей о выставке «Нефтегаз»:

Генадий ШМАЛЬ, президент Союза нефтегазопромышленников России:

– «Нефтегаз» играет колоссальную роль в экономике нашей страны. Такие выставки нужны для того, чтобы показать, что мы сделали за год, тем более сейчас. Уже пять лет мы находимся в условиях санкций, но несмотря на них нефтегазовый комплекс работает успешно, устойчиво. Каждый год – небольшой, но рост.

Каждый год на выставке появляется что-то новое. И каждый год мы можем говорить о том, что есть движение вперед. На выставке и на Национальном нефтегазовом форуме задача одна – найти наиболее правильные и эффективные пути решения существующих проблем, связанных с трудноизвлекаемыми запасами, нефтепереработкой, нефтехимией. Нужны новые технологии. Каждая выставка – это определенный шаг вперед. Благодаря «Экспоцентру» появилось много нового и интересного. Сегодня это магистральный путь нашего дальнейшего технологического и технического развития.

Антон МАКАРЕВИЧ, старший инженер по применению продукции ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ»:

Наша компания участвует в выставке «Нефтегаз» с 2008 года. Эта выставка профильная для нас, мы постоянный ее участник. Она всегда проходит продуктивно.

«Нефтегаз» – крупнейшая выставка, которая раз в год проходит в Москве, поэтому хотелось бы на ней максимально рассказать о себе, пообщаться с коллегами.

Живое общение ничем не заменить. Мы делаем свой стенд для наших заказчиков, для партнеров. Здесь можно посмотреть и обсудить новинки. На стенде всегда присутствуют руководители высшего звена и технические специалисты, чтобы продуктивно провести встречи. Интересно также посмотреть перспективные разработки наших коллег и партнеров. Выставка – это очень важное и нужное событие. Будем участвовать и дальше. У нас есть ряд перспективных разработок.

Алексей ЕРОХИН, заместитель министра экономического развития Алтайского края:

– Алтайский край – не только сельскохозяйственный и туристический регион, но и промышленный. Традиционно у нас развивалась химическая промышленность, металлообработка, производство композиционных материалов. У нас очень широкие компетенции в нефтегазовой сфере. Мы издали каталог Алтайского края, куда вошли все наши предприятия, начали выступать на различных нефтегазовых выставках.

Выставка «Нефтегаз-2019» нам очень понравилась. Она показала заинтересованность экспертного сообщества в новых идеях и материалах. Количество экспертов на этой выставке гораздо больше, чем на других.

Пресс-служба АО «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

ТУРБУЛЕНТНОСТЬ ДОН ГРУППА КОМПАНИЙ

РАЗРАБОТАНО И ПРОИЗВЕДЕНО В РОССИИ С ГОРДОСТЬЮ

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ РАСХОДОМЕР TURBO FLOW UFG С ИЗМЕРЕНИЕМ ПЛОТНОСТИ ГАЗОВОЙ СМЕСИ

- **Отслеживание качества природного газа в реальном времени**
- **Исключение ошибок ввода данных**
- **Возможность автоматического изменения метода расчета**
- **Исключение условно-постоянных значений в расчетах**
- **Повышение точности выполнения измерения объема газа**
- **Высокая точность: погрешность измерений до 0,3%**
- **Широкий динамический диапазон (1:200)**
- **Отсутствие потерь давления**
- **Автономное исполнение: срок работы не менее 5 лет**
- **Интеллектуальная система самодиагностики по ГОСТ 8.611– 2013 г.**

ГК «Турбулентность-ДОН», г. Ростов-на-Дону, 1-й км шоссе Ростов-Новошахтинск, строение 6/7, 6/8
Тел.: +7 (863) 203-77-80, 203-77-85, 203-77-86, e-mail: info@turbo-don.ru
www.turbo–don.ru

ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ

С каждым годом проблема истощения крупных месторождений на территории РФ становится все острее, в связи с чем многократно возрастает и важность эффективного использования низконапорного газа. Специалисты группы компаний ЭНЕРГАЗ предлагают решать технологическую задачу компримирования НН ПНГ комплексно.

НИЗКОНАПОРНЫЙ ГАЗ

Понятие «низконапорный газ» (ННГ) трактуется по-разному. Газовики рассматривают ННГ как природный газ на устье добывающей газовой скважины – с низким уровнем давления, недостаточным для подачи газа на компрессорную станцию или установку подготовки газа.

Нефтяники понимают под низконапорным газом попутный нефтяной газ (ПНГ) с концевых ступеней сепарации нефти, не обладающий уровнем давления, необходимым для его транспортировки от установки подготовки нефти (УПН) до газоперерабатывающего завода или автономного энергоцентра месторождения.

Например, у газа концевой ступени УПН Варандейского месторождения (фото 1) давление практически отсутствует, и транспортировку ПНГ здесь обеспечивает компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» (фото 2).

Фото 1, 2. Варандейское месторождение (ЛУКОЙЛ-Коми). Установка подготовки нефти и компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ»

Понятие ННГ не сводится только к уровню давления газа – как важному фактору добычи. Эксперты предлагают и иные варианты определений ННГ. Так, к низконапорным промысловым газам относят запасы газовых и газоконденсатных месторождений, промышленное использование которых при глубоком компримировании и магистральном транспорте становится экономически нерентабельно.

Более емким видится определение, привязанное одновременно к экономическому и к техническому аспектам. Низконапорный газ – это газ, присутствующий в технологических схемах разработки, добычи и переработки продукции месторождений, вовлечение которого в промышленный оборот достигается решением специальных технических задач и дополнительными затратами.

Фото 3. ГТЭС Ватьеганского месторождения (ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь) работает на попутном газе

ПРОБЛЕМА ОБОЗНАЧЕНА

Проблема добычи и использования ННГ состоит в следующем. Давление газа в пласте снижается по мере его выработки. И возникает момент, когда давления газа, поступающего из скважин, недостаточно для его подачи в газопроводы без проведения подготовительных мероприятий. Из-за весомых затрат дальнейшее использование ННГ становится нерентабельным по совокупной цене добычи, газоподготовки и доставки к конечному потребителю. При этом в категорию «низконапорного» попадает 15–20% запасов природного газа, доступного к добыче.

По мере истощения крупных месторождений важность задачи эффективного использования ННГ значительно возрастает. По экспертным данным, объем ННГ на выработанных газовых месторождениях только в Западной Сибири исчисляется триллионами кубометров. По разрабатываемым месторождениям Ямало-Ненецкого АО объемы ННГ превышают 2 трлн м^3, а в целом по автономному округу – составляют более 5 трлн м^3.

Аналогичная ситуация возникает с попутным нефтяным газом, когда при дегазации и сепарировании нефти в эту категорию попадают значительные объемы ПНГ – ценного углеводородного сырья. К примеру, если 13 лет назад (2007 год) на Вынгапуровском месторождении остаток низконапорного попутного газа (НН ПНГ) оценивался в объеме 90 млрд м^3, то на Медвежьем (к 2021 году) прогнозируется 310 млрд м^3. Проблема станет повсеместной уже к 2025 году.

Ситуацию обостряет увеличение доли так называемого «жирного» газа в общем объеме добычи. За метановым «сухим» газом пока сохраняется преимущество, так как для его использования не требуются специальные системы по выделению этан-, пропан-, бутановых и более тяжелых фракций. По этой причине вопрос дальнейшего использования тяжелых компонентов ПНГ остро не стоит. Но уже к 2030 году около половины добываемого газа будет «жирным». Переориентация на добычу «жирного» газа выдвигает новый приоритет – переоснащение промыслов для подготовки к транспортировке и переработке газового конденсата – важного сырья для газохимии.

Но эта проблема требует отдельного рассмотрения. Мы же вернемся к теме НН ПНГ.

ИСПОЛЬЗОВАТЬ МАКСИМАЛЬНО

Процесс разгазирования нефти может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. При движении продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение ПНГ. В итоге, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное – разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит по причине падения давления и изменения температуры пластовой жидкости.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразны. Объем выделяемого газа в несколько раз превышает объем жидкости. Совместная обработка нефти и ПНГ потребовала бы использования емкостного оборудования и трубопроводов значительно больших размеров. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два – нефтяной и газовый.

>>>

Разделение потока происходит в специальных аппаратах – сепараторах, где создаются условия для максимально эффективного выделения ПНГ из нефти.

Выделяемый газ нуждается в подготовке на специальном технологическом оборудовании. Подготовка ПНГ – это комплекс мероприятий: осушка, удаление механических примесей, сероочистка, отбензинивание (извлечение жидких углеводородов $C_{3+выше}$), удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода), охлаждение, компримирование.

Предварительно подготовленный ПНГ обычно распределяется следующим образом. Часть идет на нужды промысла – подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций (фото 3), котельных. Часть транспортируется потребителям, к примеру, на газоперерабатывающий завод для получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт для повышения нефтеотдачи (система «газлифт»).

Еще недавно эта схема сводилась к использованию ПНГ 1-й ступени сепарации. ПНГ 2-й и последующих ступеней, как правило, сжигался на факелах, так как газ с последних ступеней более сложен в подготовке.

Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов $C_{3+выше}$ значительно «тяжелее» газа 1-й ступени. Например, плотность газа 2-й ступени может превышать 1700 г/м^3, а содержание С3+выше – 1000 г/м^3. Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-й и последующих ступеней гораздо больше, чем те же показатели в газопроводах ПНГ 1-й ступени сепарации. Газ концевых ступеней отличается высоким содержанием механических примесей и капельной влаги. И, ко всему прочему, его надо компримировать.

Таким образом, рациональное использование ПНГ последних ступеней сепарации требует дополнительной инфраструктуры для сбора и подготовки, что повышает себестоимость газа и снижает рентабельность. Поэтому ряд компаний не шли на эти затраты и вынужденно самоустранялись от утилизации НН ПНГ.

Ситуация изменилась после января 2009 года, когда правительство ввело жесткий норматив, согласно которому утилизации должно подвергаться 95% всего ПНГ. Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. И срабатывают не только экономические санкции (табл. 1). Ценится и экологическая репутация нефтяных компаний.

При снижении добычи нефти результативное использование ПНГ приобретает особый вес. Учитывая, что НН ПНГ занимает значительную долю в потерях попутного газа, нефтегазодобывающие компании внедряют современные технологии его утилизации. Многие уже убедились в верности своего стратегического выбора.

Таблица 1.
Повышающие коэффициенты к плате за сверхнормативное сжигание ПНГ

Год	2012	2013	2014	2020
Повышающий коэффициент	4,5	12	25	100

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБЕСПЕЧИТ ЭНЕРГАЗ

Итак, ПНГ со 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственное давление не превышает 0,4–0,5 МПа (изб.) и не позволяет транспортировать ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или подавать его в трубопровод до головной компрессорной станции, направляющей газ стороннему потребителю.

Фото 4. Вакуумная компрессорная установка «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-1 Вынгапуровского месторождения (Газпромнефть-ННГ)

В этой ситуации технологическая задача компримирования НН ПНГ решается комплексно. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями (КС) или компрессорными станциями низких ступеней сепарации (СКНС), основу которых составляют компрессорные установки (КУ) низкого давления. Когда же давление газа близко к вакууму (от -0,05 до 0,01 МПа изб.), на КС и СКНС применяются вакуумные компрессорные установки (фото 4).

Надежная работа КУ обеспечивается специальными инженерными решениями с учетом состава и качества газа, условий эксплуатации и индивидуальных проектных требований. Начиная с 2007 года, такой опыт накоплен в Группе ЭНЕРГАЗ, специализирующейся на технологических проектах комплексной газоподготовки. Инженеры ЭНЕРГАЗа тщательно учитывают все особенности компримирования НН ПНГ, используя, как правило, установки на базе винтовых маслозаполненных компрессоров.

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ

Назовем основные факторы, осложняющие процесс компримирования низконапорного ПНГ, и рассмотрим решения этих проблем.

Фото 5. Фильтр-скруббер

Рис. 1. Макет компоновки КУ с входным фильтром-скруббером

НЕОБХОДИМОСТЬ ДООЧИСТКИ.

Несмотря на то, что в компрессорную установку поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных агрегатов и не позволяет достигнуть на выходе установленных проектных параметров по чистоте. Поэтому возможности основных элементов системы фильтрации КУ (газомасляного сепаратора 1-й ступени очистки и коалесцирующих фильтров 2-й ступени) расширяются за счет дополнительной комплектации:

- на входе газа устанавливается двухступенчатый фильтр-скруббер (фото 5, рис. 1), оснащенный системой автоматического дренажа конденсата;
- на выходе из КУ ставят дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они, как и скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль, что обеспечивает компактное размещение оборудования;
- в технологическую схему установки может включаться узел осушки газа;
- в особых случаях вместе с КУ могут также поставляться компактные адсорбционные, абсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (фото 6).

Фото 6. Адсорбционный осушитель газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения (РуссНефть)

РИСК ОБРАЗОВАНИЯ КОНДЕНСАТА.

Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. Возникает две проблемы:

1) растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке;
2) образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, которое приводит к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа. Задача решается следующим способом:
   - проводится детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специализированном программном обеспечении, создающем теоретическую

>>>

модель поведения газа при определенных условиях (температуре и давлении). Это дает возможность определить оптимальные параметры рабочих температур масла и газа, которые позволяют вести рабочие процессы в газовом контуре КУ вне зоны кондесатообразования;
- в маслосистеме КУ используется специальное более вязкое масло, имеющее повышенную устойчивость к насыщению тяжелыми углеводородами.

НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ КРАЙНЕ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ, БЛИЗКОГО К ВАКУУМУ. Компримирование газа с давлением, близким к вакууму (от -0,05 МПа изб.), влечет следующие проблемы:

1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер;
2) под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса.

Применяемые решения:
- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;
- комплектация КУ системой обнаружения кислорода с датчиком, определяющим его содержание в компримируемом газе.

ИЗМЕНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ИСХОДНОГО ГАЗА. По своему составу ПНГ нестабилен. А по условиям некоторых проектов компрессорные установки вообще компримируют смешанный попутный газ, поступающий с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно, основные его параметры (состав, плотность, давление, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Также изменяются параметры исходного газа, поступающего с одного объекта, – в силу климатических изменений, истощения запасов углеводородов, обводненности скважин и т.д. Чтобы контролировать этот процесс (и затем, при необходимости, варьировать эксплуатационные характеристики КУ), компрессорные установки могут оснащаться следующим дополнительным оборудованием:
- потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа;
- потоковый измеритель температуры точки росы газа по воде и углеводородам (с устройством отбора проб);
- замерное устройство расхода компримируемого газа.

ТЯЖЕЛЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ. Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях:

1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает минус 60°С, а средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 50°С;
2) особенности состава газа – например, высокое содержание сероводорода;
3) удаленность (труднодоступность) объектов, что осложняет техническое обслуживание и контроль за ходом эксплуатации оборудования.

Фото 7. Компрессорная станция ангарного типа для ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения (Мессояханефтегаз)

Таблица 2.
Компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ, перекачивающие низконапорный ПНГ с давлением до 0,4 МПа (изб.)

Регион	Месторождение	Объект	Кол-во КУ	Назначение установок	Давление ПНГ на входе, МПа (изб.)
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ДНС-3	2	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЦПС	1	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ДНС-2	1	транспортировка газа	-0,02
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Западно-Сургутское	ЦКПН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Лянторское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ненецкий АО	Варандейское	УПН	3	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Алехинское	ЦПС	4	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Западно-Сургутское	ПСП	1	транспортировка газа	0
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ЦПС (ДНС-3)	2	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ДНС-1	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	УПСВ (ДНС-2)	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-3	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-9	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Еты-Пуровское	ДНС-2	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-4	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-5	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгаяхинское	ЦППН	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	УКПГ (ЦПС)	1	транспортировка газа	0,02
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-1	2	транспортировка газа	0,09
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-2	3	транспортировка газа	0,09
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0,09
Республика Беларусь	Речицкое	КС	2	транспортировка газа	0,1
Ямало-Ненецкий АО	м/р Большехетской впадины	ТСЖУ	1	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Быстринское	УПСВ-2	2	транспортировка газа	0,15
Ханты-Мансийский АО	Ватьёганское	ЭСН (ГТЭС-72)	4	газоснабжение турбин	0,15
Томская область	Игольско-Таловое	ЭСН (ГТЭС-12)	2	газоснабжение турбин	0,17
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-36)	6	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	1	газоснабжение турбин	0,2
Ямало-Ненецкий АО	Восточно-Мессояхское	ЭСН (ГТЭС-84)	4	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ай-Пимское	ДНС	4	транспортировка газа	0,2
Ханты-Мансийский АО	Южно-Ватлорское	ДНС	2	транспортировка газа	0,2
Тюменская область	Южно-Нюрымское	ЭСН (ГТЭС-8)	2	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ульяновское	КС	2	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Могутлорское	ЦПС	1	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Чигоринское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Восточно-Перевальное	ЭСН (ГТЭС-28)	1	газоснабжение турбин	0,3
Ямало-Ненецкий АО	Верхне-Надымское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №2)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Биттемское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ханты-Мансийский АО	Верхнеколик-Еганское	ЭСН (ГТЭС-24)	4	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ненецкий АО	Южно-Хыльчуюское	ЭСН (ГТЭС-125)	4	газоснабжение турбин	0,35
Ханты-Мансийский АО	Тевлинско-Русскинское	ЭСН (ГТЭС-48)	3	газоснабжение турбин	0,35
Ямало-Ненецкий АО	Пякяхинское	УПН и КСУ	1	транспортировка газа	0,39
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Западно-Камынское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЭСН (ГТЭС-144)	6	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Юкъяунское	ЭСН (ГТЭС-36)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Новосибирская область	Верх-Тарское	ЭСН (ГТЭС-10,4)	2	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Тромъеганское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	3	газоснабжение турбин	0,4

>>>

Фото 8. КУ в арктическом исполнении компримируют НН ПНГ в составе СКНС на ДНС-3 Северо-Лабатьюганского м/р (Сургутнефтегаз)

Поэтому на практике применяются следующие решения:

- выбор варианта исполнения КУ: внутрицеховое (фото 7), контейнерное, арктическое (фото 8);
- модернизация маслосистемы и применение масел нового поколения;
- использование специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве компрессорных установок;
- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов и узлов оборудования (например, сдвоенные фильтры маслосистемы или насосы систем смазки и охлаждения), особенно, когда компрессорные станции эксплуатируются без резервной установки.

РЕАЛИЗОВАННЫЕ ПРОЕКТЫ

Начиная с 2007 года, ЭНЕРГАЗ поставил и ввел в эксплуатацию 295 технологических установок подготовки и компримирования газа. В электроэнергетике они обеспечивают топливом 187 энергоагрегатов суммарной мощностью 6 489 МВт, в нефтегазовой отрасли – подготавливают попутный нефтяной и природный газ на 46 месторождениях.

Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» функционируют на следующих объектах добывающего комплекса: энергоцентры собственных нужд (ЭСН) на базе ГТЭС, ГТУ-ТЭЦ и ГПЭС; установки подготовки нефти (УПН), цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), цеха контрольной проверки нефти (ЦКПН), дожимные насосные станции (ДНС), центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды (УПСВ), центральные пункты сбора нефти (ЦПС), нефтегазосборные пункты (НГСП), концевые сепарационные установки (КСУ), установки деэтанизации конденсата (УДК), установки стабилизации конденсата (УСК), приемо-сдаточные пункты (ПСП), транспортные системы жидких углеводородов (ТСЖУ), установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГ, УКПГиК).

В Группе ЭНЕРГАЗ постоянно наращивается уникальный опыт реализации проектов по компримированию низконапорного ПНГ. Их география – от Республики Беларусь до Крайнего Севера и Республики Саха. На сегодня в таких специализированных проектах задействовано 126 компрессорных установок (табл. 2), перекачивающих НН ПНГ с диапазоном входного давления -0,02…0,4 МПа (изб.). Из них 57 КУ функционируют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 69 подготавливают газ в качестве топлива для автономных энергоцентров месторождений.

Производственная практика убеждает нас: для рационального применения ПНГ в максимально возможных объемах требуются не только целенаправленные усилия государства, общества и бизнеса, но и слаженная работа профессионального сообщества – нефтяников, проектировщиков, производителей оборудования.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ООО «ЭНЕРГАЗ»
105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
тел. (495) 589-36-61
факс (495) 589-36-60
e-mail: info@energas.ru
www.energas.ru

Умный сервис для надежной и эффективной эксплуатации

KSB, один из ведущих поставщиков насосов и арматуры, обеспечивает вам постоянный доступ к полному комплексу первоклассных услуг. Мы это называем KSB SupremeServ.

Мы предлагаем весь спектр традиционных сервисных услуг и самые современные цифровые решения для технического обслуживания оборудования и поставок запасных частей. KSB SupremeServ позаботится о насосах, арматуре и другом вращающемся оборудовании любых производителей. Безопасность и надежность вашей системы гарантированы.

Области применения:

- Системы водоснабжения и водоотведения
- Промышленность
- Энергетика
- Оборудование зданий
- Горнодобывающая промышленность

Мы к вашим услугам по всему миру, в любом месте и в любое время.

www.ksb.com / www.ksb.ru

KSB SupremeServ

KSB

Способы повышения метрологических характеристик измерительной системы

УДК 621.389:681.121.89.082.4

на базе ультразвуковых расходомеров TURBO FLOW UFG с функцией определения плотности природного газа

Р. И. СОЛОМИЧЕВ *– к.т.н., ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_solomichev@turbo-don.ru*
А. Н. СЛОНЬКО *– ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_std2@turbo-don.ru*

В статье описаны перспективы развития ультразвуковых расходомеров газа, проблематика при автоматизированном измерении массового расхода природного газа за счет динамического изменения состава газа и несвоевременного его внесения в вычислитель расходомера. Возможность измерения скорости звука в ультразвуковых расходомерах Turbo Flow UFG позволила реализовать уникальную функцию оценки физико-химических параметров среды, в частности плотности природного газа и компонентного состава. Это расширяет диагностические возможности УЗ преобразователя расхода, в числе которых отслеживание качества природного газа в реальном времени; исключение ошибок ввода показателя плотности или состава газа; возможность автоматического изменения метода расчета физических параметров природного газа для повышения точности и достоверности измерения. Разработаны способы повышения метрологических характеристик метода определения плотности природного газа по измеренной скорости звука за счет применения автоматической коррекции: по температуре и скорости звука, что подтверждено в ходе проведения испытаний в лабораторных условиях ООО «Турбулентность-Дон» и в условиях подконтрольной эксплуатации на УУГ ГРП высокого давления. Полученные пределы относительных погрешностей соответствуют требованиям СТО Газпром 5.2-2005 и Р Газпром 5.6-2008 по части измерения плотности природного газа.

Ключевые слова: ультразвуковой расходомер, система диагностики, скорость звука, плотность, природный газ, концентрация компонентов, автоматическая коррекция.

Постановка проблемы

Точное измерение объемного расхода газа (0,3...0,5%) делает ультразвуковые (УЗ) расходомеры наиболее востребованными приборами учета в газовой промышленности. По сравнению с иными преобразователями расхода (основанными на методе перепада давления, тахометрическом методе и др.) высокая точность УЗ измерителей сопровождается следующими преимуществами:

- высокой воспроизводимостью результатов измерения (0,15%);
- широким динамическим диапазоном (1:200);
- возможностью установки на трубопроводы от 25 до 3000 мм [1];
- способностью работать с реверсивными потоками;
- устойчивостью к загрязнению чувствительных элементов [2].

Кроме того, УЗ метод предполагает отсутствие движущихся элементов и деталей, обладает незначительным падением давления, широким температурным диапазоном среды измерения (–60...+70°С) и диапазоном избыточного давления от 0 до 25 МПа.

Для вычисления объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (по ГОСТ 8.611-2013, п. 6.3.1 [3]) применяют один из следующих методов:

- PT_z – пересчет: применительно к газам, для которых имеются данные о коэффициенте сжимаемости (является действующей методикой, реализованной в расходомерах Turbo Flow UFG);
- ρ – пересчет (по плотности): применительно к газам, для которых отсутствуют данные о коэффициенте сжимаемости или точность существующих расчетных методов не удовлетворяет требованиям ГОСТ.

В первом методе возникают несоответствия, которые приводят к недостоверности измерений расхода газа [4]:

- динамическое изменение состава газа обуславливает несвоевременное/некорректное внесение состава газа в вычислитель расходомеров;
- повсеместное отсутствие хроматографа (спектрометра) на рядовых газораспределительных пунктах из-за их высокой стоимости.

Второй метод предполагает установку плотномера природного газа, который наряду с высокой стоимостью, имеет погрешность измерения при малых давлениях и высокой скорости потока, что не удовлетворяет требованиям ГОСТ по оснащению узлов учета газа (УУГ).

Цель и задачи исследования

Целью исследования является разработка способов повышения метрологических характеристик измерительной системы на базе ультразвуковых расходомеров Turbo Flow UFG с функцией определения плотности природного газа.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

- разработан и реализован способ компенсации влияния температуры в широком диапазоне и скорости потока при измерении скорости звука;
- проведены испытания расходомера с использованием поверочных газовых смесей и исследованы его метрологические характеристики.

Решение задач и результаты исследования

Ультразвуковые преобразователи расхода (УЗПР) Turbo Flow UFG производства ООО «Турбулентность-Дон» обладают уникальными функциями автоматической самодиагностики, которая решает следующие задачи:

- обеспечение контроля уровня усиления и качества сигнала, контроля отношения скорости газа по акустическим каналам к средней скорости газа в преобразователе расхода, скорости распространения звука [4];
- реализация функции отображения свойств потока (профиль, симметрия, оценка завихрения);
- реализация функции контроля над состоянием блока электроники с ведением архива событий, нештатных ситуаций и несанкционированного доступа;
- разграничение уровней доступа пользователей для разработчика, метролога, конечного пользователя;
- интуитивно-понятный человеко-машинный интерфейс, информативный и удобный для любого из пользователей вне зависимости от предоставленного уровня доступа;
- реализована уникальная функция оценки плотности природного газа с возможностью приближенного вычисления его компонентного состава, что значительно расширяет диагностические возможности УЗ преобразователя расхода.

В некоторых источниках [5] к одним из недостатков относят зависимость собственной скорости ультразвуковых колебаний от физико-химических свойств измеряемой среды.

Рис. 1. Расходомер UFG-F-V Ду-150 мм, с помощью которого произведены испытания на линии УУГ ГРП

На самом деле, это одно из существенных преимуществ данного метода, которое позволяет реализовать функцию оценки физико-химических параметров среды, в частности, плотности природного газа. Основными преимуществами данной функции является:

- отслеживание качества природного газа в реальном времени;
- исключение ошибок ввода показателя плотности или состава газа;
- возможность автоматического изменения метода расчета физических параметров природного газа для повышения точности и достоверности измерения;
- возможность применения метода расчета объема природного газа, приведенного к стандартным условиям через рабочую плотность напрямую;
- возможность более точно выполнять измерения объема газа в диапазонах состава газа, давлений и температур, которые не описаны стандартизованными методиками измерений (МВИ, ГОСТ, ГСССД).

Непрерывное совершенствование разработанного метода [2] определения плотности природного газа по измеренной скорости звука позволило повысить его точность за счет применения нескольких способов коррекции: по температуре и скорости звука.

Температурная коррекция измеренной скорости звука (времяимпульсным методом) происходит в автоматическом режиме: вне зависимости от химического состава используемого газа происходит фиксация времени задержки распространения звуковой волны в среде. Таким образом, по определенному времени пролета звуковой волны, а также при фиксированной длине базы вычисляется скорость звука в газе. В ней и содержится информация о физико-химическом составе газовой среды, интерпретировать которую (по отдельным компонентам и в единицах плотности) представляется возможным, измеряя дополнительно температуру газа и давление в трубопроводе.

Калибровка по скорости звука основывается на установлении ее значений в зависимости от скорости потока в диапазоне от Vпот. = min и Vпот. = max м/с. В качестве эталона скорости звука задается его расчетное значение, полученное на основе известного состава газа (паспортного значения) и выбранного метода расчета, который используется при процедуре калибровки (воздух или природный газ). Перечисленные виды коррекций допускается применять только лишь после устранения смещения нуля (так называемая «сухая калибровка») УЗПР.

Экспериментальная проверка методики и способов коррекции проведена в лабораторных условиях ООО «Турбулентность-Дон» (при скорости потока Vпот. = 0) и на подконтрольном газораспределительном пункте (ГРП) на переменном расходе (при Vпот. = min и Vпот. = max м/с). В испытаниях принимали участие два типа приборов: UFG-F-V (4 луча, диаметр условный 150 мм, рис. 1) – на ГРП, и UFG-F-C (4 луча, диаметр условный 80 мм) – в лабораторных условиях (рис. 2).

При проведении лабораторных исследований использовались поверочные газовые смеси (ПГС) с молярной концентрацией метана 83,99%, 93,43% и 98,224%. До проведения испытаний УЗПР на линии трубопровода подконтрольного УУГ ГРП высокого давления предварительно был получен компонентный состав газа из паспорта качества, предоставленного лабораторией Ростовского линейного производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУ МГ).

>>>

Перед испытаниями фланцы двух приборов UFG-F-C UFG-F-V были закрыты специальными шиберными заглушками с впускным и выпускным вентилями, а из внутреннего объема расходомеров откачан воздух. После наполнения газовой смесью (молярная доля метана M_{CH4} = 93,3%, паспортная плотность при стандартных условиях $\rho_{пасп.}$ = 0,7153 кг/м^3), прибор был помещен в климатическую камеру для полной стабилизации температуры. Устранение смещение нуля и коррекция по скорости звука (так называемая «сухая калибровка») выполнена с использованием расчетной методики ГОСТ 30319.3-2015 по определению плотности, фактора сжимаемости и скорости звука.

Для подтверждения эффективности разработанного способа компенсации проведены экспериментальные исследования с использованием климатической камеры: оценено влияние на результат определения плотности газа при измерении скорости звука изменения температуры в диапазоне от -20°С до +60°С и состава природного газа при изменении концентрации метана (СН4) от 83,99% до 98,224%. Для выполнения полного термостатирования в виду массы прибора потребовалось не менее 4 часов на каждую температурную точку диапазона. Результаты измерений и расчетов приведены в табл. 1. На рис. 3 приведена зависимость относительной погрешности измерения плотности от температуры при различной концентрации метана в газовой смеси из которой видно, что относительная погрешность определения плотности природного газа по разработанной методике не превышает ±0,4%.

Для оценки метрологических характеристик УЗПР по части разработанного алгоритма программной коррекции скорости звука выполнена оценка влияния на нее скорости потока с помощью преобразователя расхода типа UFG-F-V на линии трубопровода газораспределительного пункта. Калибровка по скорости потока и скорости звука выполнена на природном газе известного состава (данные взяты из паспорта качества лаборатории).

Рис. 2. Стенд для исследования физико-химических параметров газовых сред акустическим способом

Таблица 1. Зависимость относительной погрешности измерения скорости звука и плотности газа от температуры в диапазоне от -20°С до +60°С

	T, °C	Молярная доля CH4, %		
		83,99	93,43	98,224
$\delta_{V зв.}$, %	–20	-0,12	-0,11	-0,06
	20	-0,08	0,01	0,21
	60	-0,21	-0,05	-0,13
δ_{ρ}, %	–20	0,40	0,10	-0,30
	20	0	-0,20	-0,30
	60	0,40	0,20	-0,10

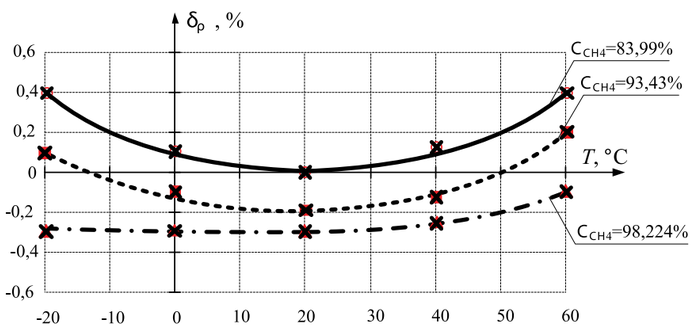


Рис. 3. Зависимость относительной погрешности измерения плотности газа приведенной к с.у. от температуры

На рис. 4 приведены значения измеренной (до калибровки) и расчетной скорости звука в газе при рабочих условиях в зависимости от скорости потока от Vпот.min до Vпот.max. На рис. 4 также приведены значения относительной погрешности измерения скорости звука (от -0,905% до 0,252%) в зависимости от скорости потока до калибровки.

Из анализа полученных данных можно заметить, что при пересчете на плотность газа, относительная погрешность бы составила в среднем от -2,0% до 0,5%, если не применять коррекцию скорости звука. При использовании данной корректировки в диапазоне скоростей потока от 0,2 до 40 м/с относительная погрешность определения плотности газа составляет менее ±0,2%.

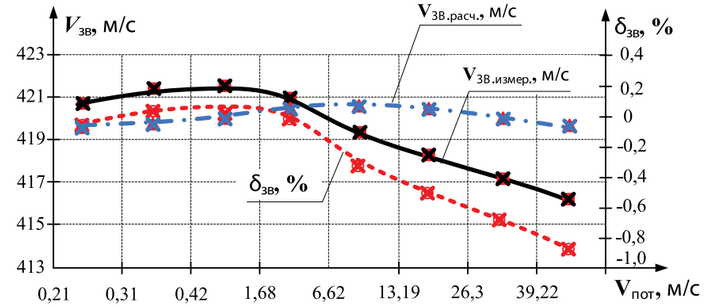


Рис. 4. Значения измеренной, расчетной скоростей звука и их относительное отклонение в зависимости от скорости потока

Согласно рекомендациям Р Газпром 5.6-2008 «Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода при высоких давлениях (до 25 МПа)» относительная погрешность измерения плотности для рабочих условий не должна превышать δ≤0,5%, для стандартных условий δ≤0,44%. В документе СТО Газпром 5.2-2005 «Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода» данная погрешность для плотномера лимитирована уровнем δ≤0,6% (для рабочих условий).

Как следует из полученных экспериментальных данных, пределы относительной погрешности определения плотности газа по измеренной скорости звука соответствуют требованиям перечисленных выше нормативных документов.

ВЫВОДЫ

1. Описаны перспективы развития ультразвуковых расходомеров газа, проблематика при автоматизированном измерении массового расхода природного газа за счет динамического изменения состава газа и несвоевременного его внесения в вычислитель расходомера. По сложившемуся мнению, одним из недостатков ультразвуковых расходомеров, является зависимость собственной скорости ультразвуковых колебаний от физико-химических свойств измеряемой среды. Но на практике, данное утверждение не совсем корректно, – это одно из существенных преимуществ данного метода, которое позволило реализовать в ультразвуковых расходомерах Turbo Flow UFG функцию оценки физико-химических параметров среды, в частности плотности природного газа.
2. Разработаны способы повышения метрологических характеристик метода определения плотности природного газа по измеренной скорости звука, за счет применения автоматической коррекции: по температуре и скорости звука, что подтверждено в ходе проведения лабораторных и промышленных испытаний.
3. В диапазоне температур от -20°С до +60°С при изменении состава природного газа (концентрации метана (CH_4) от 83,99% до 98,224%) относительная погрешность определения плотности по разработанной методике не превышает ±0,4%. При использовании программной коррекции скорости звука в зависимости от скорости потока в диапазоне скоростей от 0,2 до 40 м/с удалось снизить относительную погрешность определения плотности газа до уровня менее ±0,1%. Полученные пределы погрешностей соответствуют требованиям СТО Газпром 5.2-2005 и Р Газпром 5.6-2008.
4. Наличие уникальной функции оценки плотности природного газа с возможностью приближенного вычисления его компонентного состава расширяет диагностические возможности УЗ преобразователя расхода, в числе которых отслеживание качества природного газа в реальном времени; исключение ошибок ввода показателя плотности или состава газа; возможность автоматического изменения метода расчета физических параметров природного газа для повышения точности и достоверности измерения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Андреева М. М., Староверова Н. А., Нурахметов М. Б. Обзор рынка расходомеров для нефтяной и газовой промышленности // Вестник технологического университета. 2015. Т.18, №10. С. 42–46.
2. Соломичев Р.И. Решения, обеспечивающие метрологическую и эксплуатационную надежность ультразвуковых расходомеров Turbo Flow UFG / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и Газ. – 2019. № 2/2019 (72). С. 120–125.
3. ГОСТ 8.611-2013. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200104093 (дата обращения: 30.01.2020).
4. Соломичев Р. И. Оценка физико-химических параметров природного газа акустическим способом / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и Газ. – 2019. № 4/2019 (72). С. 46–51.
5. Замалетдинова Э. Ю. Имитационный метод поверки ультразвуковых расходомеров. / Э. Ю. Замалетдинова, Л. Т. Ягьяева, Р. Р. Замалетдинов // Вестник Казанского технологического университета. Серия «Машиностроение и приборостроение, вопросы метрологии». – 2011. №.19/2011. С. 214 – 216.

Группа компаний «Турбулентность-ДОН»
346815, г. Ростов-на-Дону, 1-й км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. 6/7, 6/8
тел. (863) 203-77-80, 203-77-85, 203-77-86
e-mail: info@turbo-don.ru
www.turbo-don.ru

Дистанционный детектор метана
для авиационного обследования газопроводов

О. В. ЕРШОВ *– научный сотрудник АО «Пергам-Инжиниринг»*

Важной частью техносферы промышленно развитых стран является трубопроводный транспорт углеводородного сырья. Значительную долю этого транспорта составляет система газопроводов природного газа, включающая в себя также различные технологические объекты. Суммарная длина промысловых, магистральных и распределительных газопроводов в России превышает 1 млн км. Газопроводы подвержены постоянному воздействию как природных (изменение температуры почвы и грунтовых вод, подтопления), так и механических (изменение давления внутри трубы и сезонные подвижки грунта) факторов. В результате появляется преждевременная коррозия вплоть до разрушения газопровода, что в итоге приводит к утечкам газа. А это не только его потери, но и формирование газовоздушной взрывоопасной смеси, потенциально приводящей к аварии на газопроводе. Устранение даже незначительной утечки газа предотвращает дальнейшее разрушение газопровода. Поэтому своевременное обнаружение утечек газа является важной частью обследования газопроводов.

Дистанционное обнаружение утечек газа оптическими методами с летательного аппарата имеет много преимуществ по сравнению с другими методами диагностики. Прежде всего за счет оперативности. АО «Пергам-Инжиниринг» разрабатывает и производит лазерные детекторы метана (далее Детекторы) авиационного базирования с 2003 года. В России и странах СНГ эти приборы называются «ДЛС-Пергам», в других странах – ALMA (Airborne Laser Methane Assessment). В настоящее время более 50 приборов данного типа успешно применяются в России и в других странах для обследования подземных газопроводов с различных летательных аппаратов, в первую очередь, с вертолетов. По опыту эксплуатации Детектора за один рабочий день можно обследовать до 500 км газопровода с получением полного отчета о результатах диагностики.

Принцип работы Детектора основан на лазерной спектроскопии и показан на рис. 1. Диодный лазер излучает в импульсном режиме с длительностью импульсов около 100 мкс на длине волны 1,65 мкм, в окрестности которой метан имеет несколько линий поглощения. Излучение лазера отражается топографическим объектом (земля, трава, лес, и т.д.), попадает на приемное параболическое зеркало и фокусируется на фотоприемник. Управление лазером и обработка данных производятся при помощи специальной on-line программы. Длина волны излучения лазера сканируется в каждом импульсе в окрестности линии поглощения метана. Таким образом осуществляется измерение спектра поглощения воздуха в узком спектральном диапазоне. В результате обработки вычисляется концентрация метана вдоль длины оптического пути лазера от прибора до топографического объекта.

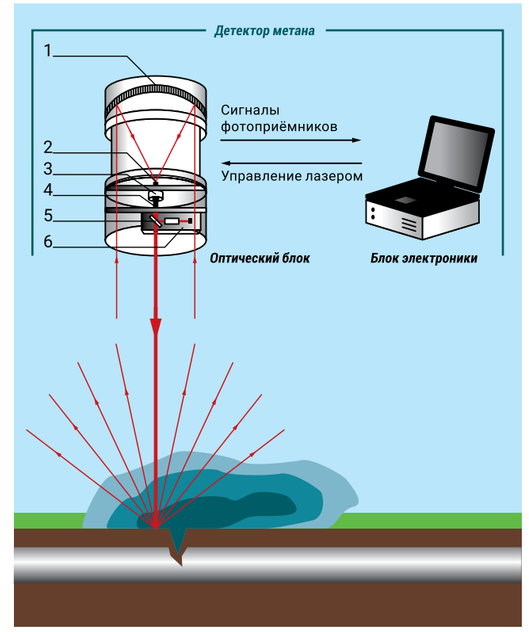


Рис. 1. Принцип действия дистанционного детектора газа «ДЛС Пергам»

1 – приемное зеркало; 4 – объектив;
2 – фотодетектор; 5 – светоделитель;
3 – лазер; 6 – реперный канал прибора.

Результаты измерения концентрации метана выводятся на экран монитора в виде графика (в режиме реального времени). Все данные записываются в память компьютера для дальнейшей обработки и автоматической генерации отчета.

При утечке газа из трубопроводов образуется облако метана с неоднородным распределением его концентрации. При помощи системы GPS, используемой в приборе, можно получать пространственное распределение метана в окрестности места утечки с привязкой к координатам. Траектория движения и места зарегистрированных утечек отображаются на электронных картах в генерируемом отчете об обследовании.

Прибор имеет систему видеорегистрации с 2–4 видеокамерами в различных модификациях детектора. Оператор получает изображение с камер в режиме on-line, что очень удобно для маршрутизации полета. Записанное видео при обследовании газопровода дает дополнительную информацию о состоянии газопровода и позволяет получить снимки мест обнаруженных утечек газа.

На протяжении 16 лет инженеры компании АО «Пергам-Инжиниринг» непрерывно работают над усовершенствованием приборов с целью улучшения метрологических параметров (прежде всего чувствительности и быстродействия) и удобства интерфейса пользователя как программы on-line, так и программы генерации отчетов. Последняя модель детектора – прибор ALMA G4 (Generation 4). Данный прибор был разработан специально для летательных аппаратов малой авиации, которые гораздо экономичнее при обследовании газопроводов по сравнению с крупными вертолетами типа МИ-24. Его массогабаритные параметры значительно меньше по сравнению с предыдущими моделями детекторов. Габаритные размеры оптического блока: 300x280x340 мм, вес – 5 кг, а вес блока электроники с компьютером – 8 кг. В данной модели применен новый тип диодного лазера и дополнительно – усилитель мощности излучения лазера. Это позволило получить выходную мощность лазерного луча более 70 мВт. Несмотря на относительно большую выходную мощность, данное излучение по-прежнему относится к классу 1 (безопасно для глаз) на расстояниях более 2 м от прибора.

В новой модификации детектора применена цифро-аналоговая электроника с увеличенной частотой оцифровки и более мощный компьютер. Это позволило сократить минимальное время обнаружения утечки до 0,03 сек. Теперь стало возможным проводить обследование газопроводов на самолетах малой авиации типа Cessna (Цессна) или Diamond (ДА-42) со скоростью 150 км/час, которая является допустимой безопасной скоростью полета самолетов.

Увеличенная выходная мощность лазера и малошумящая электроника детектора ALMA G4 позволили улучшить пороговую чувствительность обнаружения газа. Она составляет 5 ppm*m на высоте 30 м (высота наилучшей чувствительности). При этом даже на высоте 150 м пороговая чувствительность прибора составляет 80 ppm*m, что достаточно для обнаружения даже слабых утечек газа. (Примечание: ppm – part per million – одна миллионная часть объемной концентрации метана. 5 ppm*m соответствует 0,0005 НПКР*м, а 80 ppm*m – 0,008 НПКР*м.)

Что касается on-line программы управления прибором, то при ее модификации был улучшен интерфейс пользователя и усовершенствована программа обработки сигналов с фотоприемников. В программу включены дополнительные математические процедуры – функции корреляции аналитического и реперного сигналов. Это позволило практически исключить ложные срабатывания, что, в свою очередь сэкономит время и средства при проведении работ по подтверждению результатов обследования газопроводов.

Прибор ALMA G4 прошел успешные испытания на самолетах различных типов в Германии, США, России и Казахстане. В настоящее время компанией АО «Пергам-Инжиниринг» организовано мало-серийное производство таких детекторов метана.

На рис. 2 и рис. 3 показаны примеры установок прибора ALMA G4 на самолет Цессна и на вертолет Jet Ranger.

Рис. 2. Установка ALMA G4 на самолете типа Cessna

>>>

На вертолете оптический блок был установлен снаружи, на нос вертолета, а электрические кабели от оптического блока проходят вдоль борта вертолета к блоку электроники в кабину вертолета, где располагается место оператора с компьютером. Что касается самолета Цессна, то на данной модели самолета имеется большой люк, над котором был установлен оптический блок Детектора.

На рис. 4 в качестве примера показана карта обследования с вертолета газопровода в Рязанской области. На карте обозначена траектория полета вертолета с прибором ALMA G4. На траектории обозначены 3 места зарегистрированных утечек газа, которые отмаркированы разным цветом в зависимости от измеренной концентрации газа.

Рис. 3. Установка ALMA G4 на вертолете типа Bell Jet Ranger

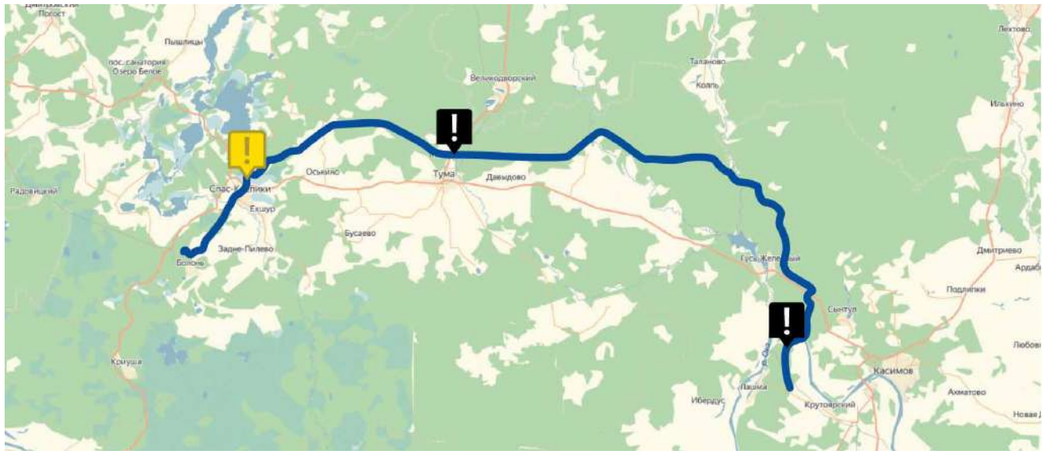


Рис. 4. Карта обследования газопровода

Еще одна модернизация дистанционного детектора газа ALMA G4 – применение системы сканирования лазерного луча. В результате лазерный луч описывает окружность на топографической мишени. При использовании данной сканирующей системы на летательном аппарате, при обследовании газопроводов, траектория перемещения лазерного луча приобретает вид, показанный на рис. 5.

- Черная линия – проекция траектории вертолета на землю.
- Красная линия – траектория движения лазерного луча по поверхности земли.
- Красные точки проставлены через 10 миллисекунд.

Эта траектория перемещения лазерного луча получается на высоте 100 м при скорости летательного аппарата 100 км/час. Из данного рисунка видно, что полная ширина области обследования при выбранных параметрах составляет 25 м.

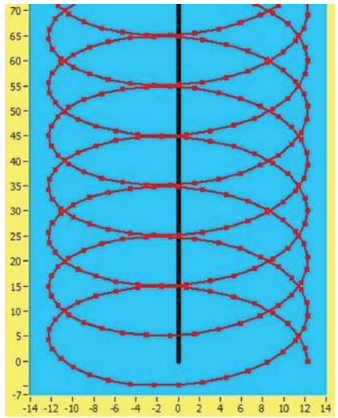


Рис. 5. Траектория движения лазерного луча по поверхности земли при применении сканирующей системы

Таким образом, применение системы сканирования позволило увеличить ширину зоны обследования при инспекции газопроводов. Это особенно важно, когда необходимо обследовать несколько параллельных ниток газопровода за один пролет летательного аппарата. Чувствительность, быстродействие и система сканирования дистанционного детектора ALMA G4 позволяет проводить эффективные обследования газопроводов на предмет утечек газа, а дополнительное применение программы обработки данных и системы видеорегистрации позволяют получать удобный отчет с полной информацией о газопроводе.

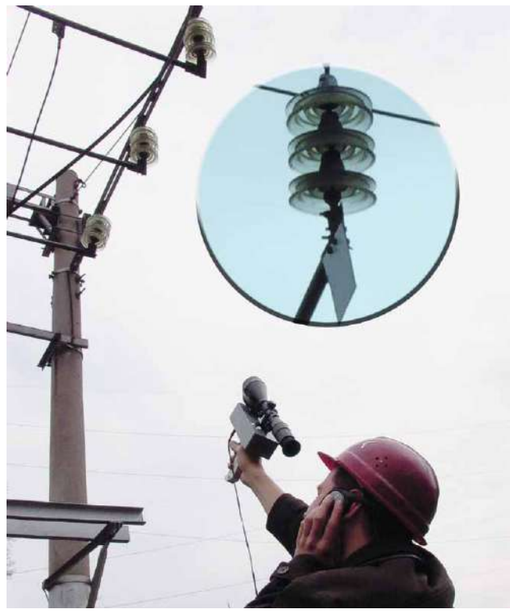
АО «Пергам-Инжиниринг»
129085, Москва,
проезд Ольминского, 3Ас3, 8 этаж
тел. (495) 775-75-25
e-mail: gasleak@pergam.ru
www.gas-leak.ru

«УЛЬТРАСКАН-2004»

для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в нефтегазовой отрасли

В наши дни все мы настолько зависим от бесперебойной подачи электроэнергии, что любая авария на линиях электропередачи может привести к серьезнейшим проблемам не только отдельно взятого предприятия или населенного пункта, но и целого региона. Поэтому контроль состояния самих линий электропередачи, особенно высоковольтных, остается одной из первоочередных задач. Томским Научно-производственным предприятием «Метакон», для контроля высоковольтного энергетического оборудования под напряжением, был разработан и выпускается прибор «Ультраскан-2004».

Энергоснабжение силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, как правило, обеспечивается за счет вдольтрассовых воздушных линий электропередач (ВЛ) с номинальным напряжением от 6 до 20 кВ. Эти линии отличаются от аналогичных районных электрических сетей значительной протяженностью (до сотен километров) с отсутствием возможности резервирования. Чаще всего эти объекты расположены вдали от населенных пунктов и в труднодоступных заболоченных местах, что существенно осложняет их обслуживание и возможность оперативного устранения эксплуатационных повреждений. Основное назначение вдольтрассовых линий – обеспечение надежного контроля и управления линейного кранового оборудования, а также гарантированной электрохимической защиты трубопроводов за счет бесперебойной работы станций катодной защиты. Следовательно, повреждения на питающих линиях вызывают серьезные проблемы, связанные с необходимостью скорейшего их устранения для восстановления надежности эксплуатации всего комплекса транспортной магистрали.



Наиболее распространенное повреждение на ВЛ – однофазное замыкание «на землю» – происходит вследствии повреждения линейных изоляторов, загрязнения их сажей от пожаров, обрыва проводов, падения на провода деревьев и других посторонних предметов. Время поиска повреждений зависит от протяженности линий, количества персонала аварийных бригад и транспортной доступности местности. К осложняющим факторам при устранении повреждений следует отнести тяжелые метеоусловия (ветер, дождь, снегопад и др.), поскольку именно погодные условия чаще всего провоцируют аварийные повреждения и отключения линии.

При этом, выявление причин, вызвавших отключение, остается возможным только при визуальном осмотре всей линии. При снятом напряжении выявить повреждения опорных и подвесных изоляторов затруднительно, а в некоторых случаях практически невозможно. Методы дистанционного обнаружения и локализации мест замыканий на землю от питающих подстанций в настоящее время не достаточно проработаны. Поэтому, поиск таких повреждений выполняется путем последовательного секционирования линий с проверкой сопротивления изоляции мегомметром, что связано со значительными трудозатратами.

Для предотвращения подобных ситуаций на помощь энергетикам приходят средства дистанционного контроля изоляции. Данные приборы позволяют эффективно выявлять повреждения изоляции на ранней стадии их развития, во время выполнения плановых обходов с осмотром воздушных линий и высоковольтного линейного оборудования (комплектных трансформаторных подстанций, реклоузеров и т.п.).

Основным достоинством подобных средств диагностики является отсутствие необходимости отключений линий, малые габариты устройств и безопасность для оператора.

>>>

Для линейных подразделений, эксплуатирующих участки магистральных трубопроводов протяженностью до сотен километров, экономически наиболее оправдано использование ультразвуковых средств контроля, одним из которых является прибор «Ультраскан-2004». Прибор позволяет с достаточной точностью локализовать место повреждения и измерить уровень сигнала утечки, что в свою очередь делает возможным оценить степень опасности каждого выявленного дефекта и определить срочность его устранения (неотложно или при плановом ремонте).

Эксплуатация прибора дает возможность выполнять контроль состояния изоляции ВЛ и связанных с ней высоковольтных устройств двумя способами:

- проведение регулярных плановых обследований линий, что позволяет своевременно выявить дефекты изоляции на стадии их первоначального появления;
- поиск мест повреждения изоляции при подаче напряжения на поврежденный участок, либо от испытательных установок, либо от РУ подстанций (при возможности включения линии с выведенной защитой от однофазного замыкания на землю).

Прибор оснащен оптическим и лазерным визиром для локализации места повреждения по условию поиска максимального уровня сигнала. Это позволяет точно определять источник сигнала с расстояния до 15 м в любую погоду и в любое время суток.

Оптический визир, кроме своей основной функции наведения на объект, также позволяет более тщательно разглядеть видимые дефекты изоляции линии. Следует заметить, что при рабочем напряжении от 6 до 35 кВ наличие «чувствительной» для прибора утечки по изоляции устройств электроснабжения свидетельствует о снижении их надежности.

Кроме локализации места повреждения прибор позволяет оценить основную спектральную составляющую сигнала с помощью встроенного в прибор спектроанализатора. Значение основной спектральной составляющей, характерное для поврежденной изоляции, соответствует 100 Гц. Характер спектрограммы позволяет, при обследовании объекта, отбросить сигналы от механических источников (например, вибрация проводов и т.д.) и достоверно определить, что источником сигнала является дефект изоляции.

Кроме этого, существует возможности записи сигнала в память цифрового диктофона, входящего в комплект прибора, для возможности накопления базы данных различных сигналов, их более тщательной обработки с помощью дополнительных программных и аппаратных средств. Наличие диктофона позволяет вести оперативную запись сообщений оператора о дефектировке изоляторов с привязкой к местности, что облегчает работу оператора особенно в неблагоприятных погодных условиях (дождь, ветер, туман, снегопад), когда использование блокнота и ручки практически невозможно.

Постоянное совершенствование прибора, тесное сотрудничество со специалистами, эксплуатирующими его в настоящее время, вывели прибор «Ультраскан-2004» на мировой конкурентный уровень. По своим измерительным характеристикам прибор не уступает импортным аналогам. Положительные отзывы от энергетиков ОАО «РЖД», угольных разрезов, районных электрических сетей России и Казахстана доказывают эффективность применения прибора для поиска неисправностей в сетях до 35 кВ.

НПП МЕТАКОН

ООО «НПП «Метакон»
634034, г. Томск,
ул. Вершинина, д.25/2, стр. 1
тел. (3822) 562-780, 568-984
e-mail: metakon_tomsk@mail.ru
www.metacon.ru

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД
ТОРГОВЫЙ ДОМ

УСПЕХ В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ
возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей

- **ПОКУПАЯ МАТЕРИАЛЫ МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА, ВЫ ПОЛУЧАЕТЕ** квалифицированное сервисное сопровождение и гарантийные обязательства на поставляемые ЛКМ и готовые покрытия
- **МАТЕРИАЛЫ МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА РЕШАЮТ ЗАДАЧУ** по защите от коррозии в промышленных газовоздушных средах различной степени агрессивности

www.tdmhz.ru

БОЛЕЕ 50 лет

☑ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
☑ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
☑ НАДЕЖНОСТЬ

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД – наследник традиций завода им. Морозова, одного из старейших предприятий советского ВПК.

Более 50 лет назад специалистами завода им. Морозова было организовано производство органосиликатных композиций – уникальной разработки советских ученых.

Созданный в 50-х годах композитный материал объединил в себе свойства различных ЛКМ, был прост в применении и долговечен в эксплуатации.

Сегодня на смену органосиликатным композициям приходит новое поколение материалов – полисилоксановые покрытия Армокот®. Материалы обладают рядом свойств:

- долговечность более 20–25 лет;
- стойкость к ультрафиолету (покрытие не выгорает, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации);
- эксплуатация от -196 до 700°С;
- высокие электроизоляционные свойства;
- пожаробезопасность (класс пожарной опасности КМ1), покрытие трудногорючее не распространяет пламя;
- нанесение до -30°С.

АРМОКОТ		АРМОФАЙЕР	АРМОТАНК	
Армокот® 01	Грунт для металлических поверхностей в системах покрытий в средне-, сильноагрессивной газовоздушных средах	Огнезащитные материалы вспучивающегося типа: **Армофайер® Армофайер® NE71**	**Армотанк® 07**	Эпоксидная грунт-эмаль для защиты металла в сильноагрессивной промышленной и морской атмосфере
Армокот® F100	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах		**Армотанк® Цинк**	Цинкнаполненный грунт. Протекторная защита металла
Армокот® C101	Бетон, железобетон, кирпич в среднеагрессивных газовоздушных средах		**Армотанк® K06**	Эпоксидный грунт для цветных металов
Армокот® V500	Металл, бетон, находящийся в средах с повышенной влажностью и подвергающийся абразивному износу		**Армотанк® ОЙЛ Армотанк® ОЙЛ AS**	Эпоксидная система покрытий для внутренней поверхности резервуары под нефть, темные и светлые нефтепродукты
Армокот® A501	Радиационностойкое покрытие	Огнезащитные составы для конструктивной защиты: **Армофайер® Конструктив Армофайер® NK51**	**Армотанк® N770**	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль для защиты металла в средне-, сильноагрессивной атмосфере
Армокот® Z650	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах, маслобензостойкое покрытие		**Армотанк® N700**	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль с повышенной химстойкостью для защиты металла в средне-, сильноагрессивной, морской атмосфере
Армокот® Z600	Маслобензостойкое покрытие		**Армотанк® R105**	Эпоксидный наливной пол
Армокот® S70	Кислотные, щелочные сильноагрессивные среды			
Армокот® T700	Кислотные сильноагрессивные среды, температура до 200°С			
Армокот® ТЕРМО	Температура до 700°С			

8 (800) 550-94-54 ООО «ТД МХЗ» info@tdmhz.ru

Исследование процесса формирования наноструктурированных серебряно-алмазных покрытий

на рабочих поверхностях подшипниковых узлов шарошечных буровых долот

С. А. БЕЛОКОРОВКИН *– ведущий инженер ООО «Траектория сервис», тел. +7 (927) 605-28-02*
И. Д. ИБАТУЛЛИН *– д.т.н., профессор ФГБОУ ВО «СамГТУ»*

В статье представлены результаты исследования процесса формирования наноструктурированных серебряно-алмазных покрытий на рабочих поверхностях подшипниковых узлов шарошечных буровых долот. Приведены результаты исследования механических и триботехнических свойств покрытий используемых для упрочнения различных элементов подшипниковых узлов шарошечных буровых долот. Представлены результаты внедрения и оценка эффективности разработанной технологии нанесения антифрикционных серебряно-алмазных покрытий на рабочие поверхности подшипниковых узлов шарошечных буровых долот и отдельных частей других видов бурового инструмента.

Ключевые слова: подшипниковый узел, шарошечное буровое долото, серебряно-алмазные покрытия, ультрадисперсные алмазы, ассиметричный переменный ток, градиентные покрытия, антифрикционные свойства.

Одним из важных элементов шарошечных буровых долот, от работоспособности которого, во многом зависит долговечность и эффективность работы инструмента, является подшипниковый узел [1,2]. Совершенствование подшипниковых узлов осуществляется по многим направлениям: разработкой новых конструкций опор, подбором наиболее работоспособных материалов, разработкой более совершенных систем фиксации шарошек, систем содержания и подачи смазки, а также повышением надежности герметизации [3,4].

Применение герметизированной маслонаполненной опоры в конструкциях шарошечных долот позволяет значительно продлить срок их службы по сравнению с долотами с открытой опорой. Очевидно, что условия работы подшипника в смазке кардинальным образом отличаются от работы в среде абразивосодержащего бурового раствора. Изолирование полости шарошки от окружающей среды позволяет применять подшипники скольжении, специальные смазки и антифрикционные материалы. [5,6].

Опыт отработки долот с маслонаполненными опорами показывает, что обычно, в первую очередь, выходит из строя уплотнение зазора между шарошкой и цапфой лапы долота. Затем, в результате насосного эффекта, происходят вымывание смазки из опорного узла, проникновение в него абразива с последующим катастрофическим износом подшипников.

Кроме того, еще при работоспособном уплотнении, в результате динамических колебаний давления в непосредственной близости от уплотнительных элементов происходит насыщение смазки абразивными частицами, что так же приводит к интенсификации абразивного износа опорного узла [13]. Колебания давления возникают в результате неизбежных осевых перемещений шарошки в процессе бурения и из-за турбулентностей в буровом растворе [7,8]. Наиболее отчетливо это проявляется при бурении по твердым и крепким породам при значительных осевых нагрузках, ведущих к сильному нагреву опорных поверхностей цапфы и шарошки и, как следствие этого, к образованию значительных люфтов между контактирующими поверхностями цапфы и шарошки, через которые в последствии шлам попадает в опору шарошечного бурового долота [9,10].

Таким образом, задача создания высоконадежных и долговечных подшипниковых узлов за счет повышения износостойкости рабочих поверхностей их основных элементов, является актуальной.

Качество поверхностей на современном этапе научно-технического развития обеспечивает главные показатели надежности, технического совершенства и конкурентоспособности шарошечных буровых долот при их разработке, производстве и в эксплуатации [18,19]. В мировой практике требуемые показатели качества рабочих поверхностей подшипников шарошечных буровых долот все чаще обеспечиваются нанесением на них функциональных покрытий. Наиболее ответственные детали высококачественных зарубежных шарошечных буровых долот практически всегда имеют (противоизносные, антифрикционные и др.) покрытия и это становится конструкторско-технологической нормой, признаком технической грамотности и культуры производства, поскольку специальные покрытия обеспечивают кратное повышение эксплуатационных характеристик изделий без значительных финансовых затрат [15,16]. Особенно важное значение технологии нанесения ресурсоповышающих покрытий имеют в производстве деталей узлов трения, отказы которых являются основной причиной потери работоспособности шарошечных буровых долот [21,22].

Среди различных видов функциональных покрытий наиболее распространенными являются антифрикционные и противоизносные покрытия, предназначенные для упрочнения, повышения долговечности, снижения трения в различных узлах шарошечного бурового инструмента. К настоящему времени с развитием новейших областей техники, высоких технологий получили широкое развитие новые, главным образом физические методы. Тем не менее до сих пор свыше 80% технологий, позволяющих получать поверхности высокого класса, основаны на «классических» методах, наиболее перспективной среди них остается гальванотехника. [11,12]. Ее преимуществами являются высокое качество покрытий, возможности получения осадков различной структуры и толщины на металлических и неметаллических изделиях, осаждения покрытий с широким диапазоном свойств, получения металлических сплавов различного состава и фазового строения без использования высоких температур, разработки новых видов покрытий и т. д.

Наиболее широко применяемым среди антифрикционных, противозадирных покрытий в современной промышленности являлись и остаются серебряные покрытия. Помимо этого, в роли упрочняющего покрытия деталей, работающих в абразивных средах при высоких нагрузках применяют покрытия хрома.

Уникальность серебра как антифрикционного материала определяется его свойствами [14]. Серебро отличается высокой химической устойчивостью, растворяется только в концентрированной азотной кислоте и горячей серной (85%-ной). По коррозионной стойкости серебро практически относится к благородным, т.е. не окисляющимся на воздухе, металлам. При нормальном давлении в условиях комнатной и повышенной температур кислород не действует на серебро и только при давлении 1,5 МПа и температуре 300°С происходит оксидирование этого металла. Коэффициент сухого трения серебряных покрытий по стали 0,14–0,19. Серебро – хороший антифрикционный материал в атмосфере, вакууме, инертных средах, маслах, не содержащих значительных количеств серы, некоторых агрессивных средах [17].

Для повышения твердости и износостойкости серебряных покрытий используют электроссажденные сплавы на его основе. Легирование серебра другими металлами в большинстве случаев не приводит повышению триботехнических и защитных свойств покрытия в комплексе.

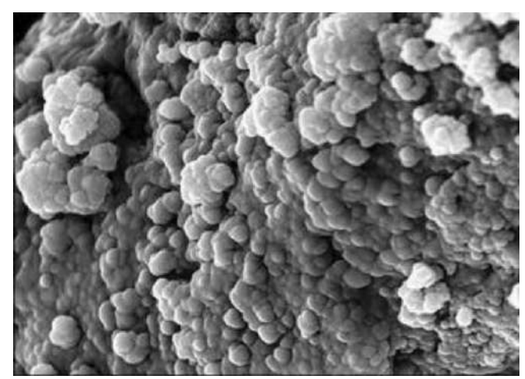


Рис. 1. Ультрадисперсные алмазы в водной суспензии

Для покрытия сплавов серебра используют как правило, цианистые электролиты, реже смешанные и на основе других комплексных соединений серебра и легирующих металлов по причине их нестабильности.

Одним из перспективных путей создания высокоэффективных защитных покрытий является совместное осаждение ультрадисперсных алмазов (УДА) с металлами при их химическом или электрохимическом восстановлении из водных растворов. Используемые УДА представляют собой частицы, близкие по форме к сферическим или овальным. В настоящее время к ним все чаще применяется термин «наноалмазы». Каждая частичка наноалмаза состоит из множества отдельных алмазных кристаллов размером 5…7 нм (рис. 1). Такие частицы могут образовывать седиментационно и коагуляционно устойчивые системы в электролитах. При этом УДА сочетают в себе свойства одного из самых твердых веществ в природе с химически активной оболочкой в виде функциональных групп, способных, участвовать в химических и электрохимических процессах [21].

В лаборатории наноструктурированных покрытии Самарского государственного технического университета (СамГТУ) разработана технология упрочнения антифрикционных серебряных покрытий на деталях подшипниковых узлов шарошечных буровых долот с применением кластерных материалов в бесцианистых электролитах.

В основу технологии нанесения защитного покрытия положен способ, сущность которого заключается в изменении механизма осаждения металла, в частности серебра, за счет введения в электролит коллоидных частиц кластерного (ультрадисперсного) наноалмаза. Кластерные материалы (наноалмазы) существенно меняют процесс гальванического осаждения металлов, что, в свою очередь, изменяет структуру износостойкого покрытия. Вследствие этого качественно улучшается адгезия серебра и достигается полное копирование микрорельефа покрываемой поверхности, что значительно увеличивает предельные напряжения сдвигового и нормального отрыва гальванического покрытия от основы. Получение серебряно-алмазных покрытий основано на способности наноалмазов размерами 4–6 нм соосаждаться с металлами при их электрохимическом и химическом восстановлении из растворов их солей. Это приводит к образованию двухфазного композиционного электрохимического покрытия, состоящего из металлической матрицы и внедренных в нее дисперсных частиц наноалмазов.

Электронно-микроскопические исследования серебряно-алмазных покрытий показали (рис. 2), что получаемые осадки имеют равномерную сплошную (беспористую) структуру. Цвет покрытия белый полублестящий или матовый. Матовость покрытия обусловлена появлением на поверхности при осаждении кристаллов серебра, размерами менее 1 мкм. Покрытие получается равномерным по толщине. Средняя толщина антифрикционных покрытий составляет 10…20 мкм [23].

Для формирования гальванических покрытий широко используются нестандартные режимы нанесения. Результаты проведенных исследования показали, что одним из эффективных технологических решений является использование ассиметричного переменного тока.

>>>

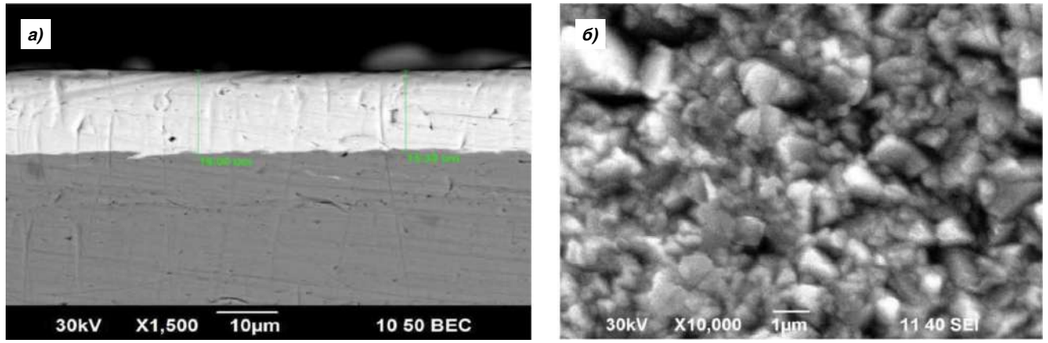


Рис. 2. Структура серебряно-алмазного покрытия: а) поперечный срез; б) поверхность

В лаборатории наноструктурированных покрытии СамГТУ была разработана автоматизированная гальваническая установка для нанесения электрохимических покрытий на асимметричном переменном токе, позволяющая создавать покрытия с положительным градиентом механических свойств.

В процессе нанесения покрытия реализуется предварительно запрограммированная последовательность технологических режимов осаждения покрытий, в которой каждый последующий режим формирует покрытие с меньшей твердостью покрытия. Это позволяет получать благоприятный положительный градиент механических свойств в покрытиях, предназначенных для повышения ресурса узлов трения машин. Установка позволяет формировать высококачественные покрытия на детали машин с возможностью оптимизации и сохранения выбранных последовательностей технологических режимов для нанесения покрытия на комплекты деталей различной конфигурации.

Исследование процесса формирования наноструктурированных серебряно-алмазных покрытий показало, что использование асимметричного переменного тока дает возможность управления свойствами покрытий в широком диапазоне путем выбора соотношения анодного и катодного токов (от 1/1,2 до 1/10) и плотности тока (до 1,5 А/дм^2). Содержание дисперсной фазы в наносимом металле составляет от 0,03 до 1,0 масс.%. Частицы наноалмаза имеют отрицательный поверхностный заряд и, обладая мощной адсорбционной способности, они частично связывают ионы серебра, что повышает катодную поляризацию.

Исследования влияния параметров асимметричного переменного тока (плотности, частоты и коэффициента асимметрии тока) на качество получаемых покрытий показали, что с повышением плотности тока происходит пропорциональное увеличение скорости осаждения покрытия и некоторое увеличение размеров зерен, и снижение твердости осаждаемого покрытия. Показана возможность получения качественных осадков серебра в бесцианистом электролите на асимметричном переменном токе со скоростью осаждения до 1 мкм/мин. при повышении плотности тока до 11 А/дм^2.

Подобное влияние на свойства серебряного покрытия оказывает коэффициент асимметрии тока. Это позволяет наносить покрытия на высокой плотности тока с возможностью управления твердостью покрытия за счет изменения коэффициента асимметрии в диапазоне k_α = (1,2…8).

Это позволило создать покрытие с положительным градиентом механических свойств (рис. 3), обеспечивающим в соответствии с исследованиями И. В. Крагельского, [24] повышенную антизадирную стойкость. Повышение прочностных характеристик покрытий, наносимых на асимметричном переменном токе, заключается в том, что после полуволны катодного тока (осаждения) следует полуволна анодного тока (растворения), но, поскольку плотность анодного тока меньше плотности катодного тока, то растворению подвергаются только участки, имеющие малую энергию связи с основой. Таким образом, на поверхности формируется прочный осадок. Влияние коэффициента асимметрии на свойства осаждаемого покрытия приведены в табл. 1.

Для повышения эффекта от применения асимметричного переменного тока предложено задавать рациональную частоту переменного тока, при которой за одну полуволну катодного тока наносится один атомный слой покрытия.

Для оценки рациональной частоты *f* синусоидального переменного асимметричного напряжения определяют скорость *s* нанесения покрытия на постоянном токе с заданной плотностью тока (мкм/мин.), затем рассчитывают частоту по формуле:

$$f = \frac{s}{d60} Гц,$$

где d – расстояние между двумя ближайшими атомными слоями наносимого материала. Если частота будет меньше рациональной, то дефектные участки покрытия с малой энергией связи с основой могут покрыться дополнительным слоем наносимых атомов, и оказаться защищенными от растворения во время полуволны анодного тока, что приведет к повышению дефектности покрытия и снижению его прочностных характеристик. Если частота будет больше рациональной, то за время полуволны катодного тока не успеет образоваться моноатомный слой покрытия и, следовательно, во время полуволны анодного тока возможно растворение бездефектных участков, что нецелесообразно.

Таблица 1. Влияние размера зерна электрохимического серебряно-алмазного осадка на противоизносные свойства покрытия

Коэффициент асимметрии	1,1	1,5	2	8
Размер зерен, мкм	5…7	7…9	10…12	18…21
Микротвердость, кгс/мм^2	115…120	110…115	100…110	100…85
Скорость изнашивания, мкм/час	1,7	4,2	6,3	9,88

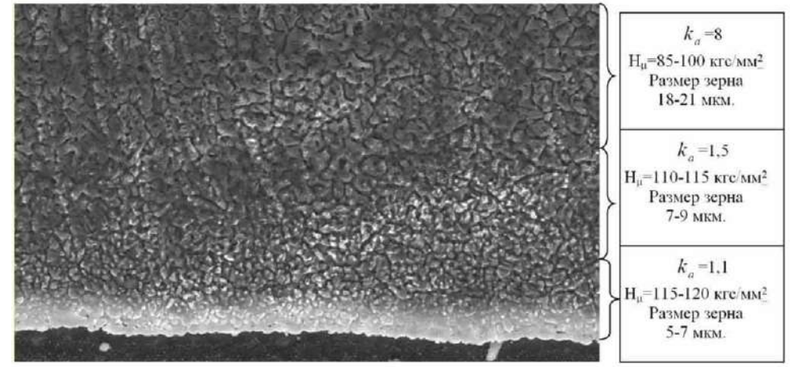


Рис. 3. Структура градиентного серебряно-алмазного покрытия на косом шлифе (×5000)

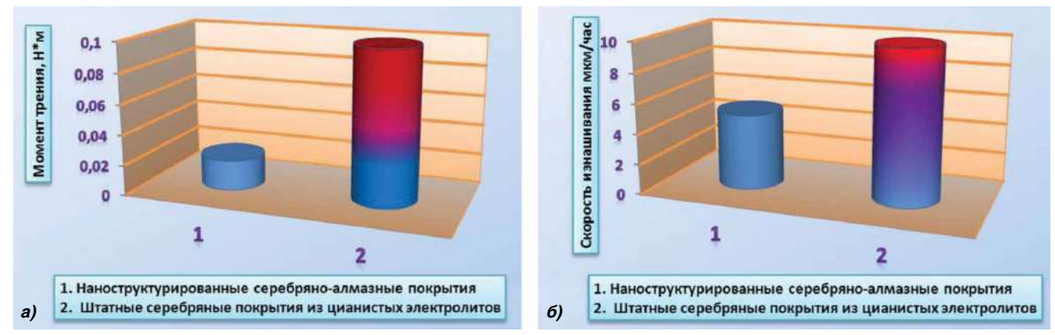


Рис. 4. Результаты сравнительной оценки серебряных покрытий: а) момент трения; б) скорость изнашивания

Рис.5. Область применения серебряно-алмазных покрытий

Исследования микроструктуры серебряных покрытий на различных частотах (от 1 до 200 Гц) показали, что в области рациональных частот покрытие имеет наименее дефектную структуру (рис. 4). Влияние пористости на свойства серебряного покрытия приведено в табл. 1.

Лабораторные исследования наноструктурированных серебряно-алмазных покрытий показали возможность получения твердости 240 кгс/мм^2 (в 3 раза выше, чем у штатного покрытия); износостойкость нового покрытия до 2,5 раз превосходит износостойкость серебряного покрытия, полученного в цианистом электролите по штатной технологии. Исследованы момент трения, температура саморазогрева, скорость изнашивания для образцов с покрытиями, нанесенными по создаваемой технологии (рис. 4).

Сравнительный анализ свойств серебряных покрытий, получаемых по новой технологии, с покрытиями сплавами «серебро-сурьма (2%)» и «серебро-никель (5%)», показал, что серебряно-алмазное покрытие при меньшей твердости (60…80 кгс/мм^2) в 1,5…2 раза превышает износостойкость традиционных серебряных покрытий с сурьмой и имеет меньший коэффициент трения.

Склерометрические испытания показали, что разработанные покрытия имеют более высокий запас пластичности – накопленная энергия при разрушении превышает традиционные покрытия на 53%. Это указывает на то, что функциональные свойства антифрикционных антизадирных покрытий более определяются пластичностью, чем твердостью.

>>>

Технология нанесения серебряно-алмазных покрытий нашла широкое применение в Самарском промышленном регионе. В настоящее время по договору с ОАО «Волгабурмаш» серебряно-алмазные покрытия успешно применяются для упрочнения различных рабочих поверхностей как опор шарошечных буровых долот (рис. 5), так и отдельных частей других видов бурового инструмента [20]. Достигаемый эффект – значительное увеличение ресурса работы подшипниковых узлов шарошечных буровых долот.

Отмеченные применения далеко не исчерпывают область возможного использования серебряно-алмазных покрытий.

Круг обрабатываемых деталей непрерывно расширяется, а методики и оборудование для нанесения серебряно-алмазных покрытий непрерывно совершенствуются, открывая новые перспективы и сферы применения данного вида упрочнения.

Это особенно важно в свете модернизации отечественных предприятий нефтегазовой отрасли и программы по импортозамещению различного нефтегазового оборудования, ранее не производившегося в нашей стране в силу некоторого технологического отставания отечественных предприятий от лучших мировых производителей данного вида оборудования.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: дис. …докт. техн. наук. 05.02.13 / Сериков Д. Ю. / – М., 2018. – С. 433.
2. Сериков Д. Ю. Шарошечные долота для реактивно-турбинного бурения. – М.: Нефть и газ, 2016. – С. 240.
3. Ясашин В. А., Макаров Н. Г., Назаров А. М., Сериков Д. Ю., Сидненко Н. А., Тесля Н. Е. Долото для реактивно-турбинного бурения. Пат. РФ на изобр. №2090733, опубл. Б.И. №26 от 20.09.1997.
4. Сериков Д. Ю., Панин Н. М., Агеева В. Н. Совершенствование систем герметизации подшипниковых узлов шарошечных долот // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №4. – С. 16–19.
5. Сериков Д. Ю., Ищук А. Г. Совершенствование конструкции опоры скольжения шарошечного бурового инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №5. – С. 22–25.
6. Новиков А. С., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф. Бурение нефтяных и газовых скважин – М.: Нефть и газ, 2017 – С. 307.
7. Сериков Д. Ю., Серикова У. С. Повышение эффективности очистки шарошечных буровых долот // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – №4. – С. 18–22.
8. Васильев А. В., Сериков Д. Ю. Совершенствование схем промывки шарошечных буровых долот. – М.: Нефть и газ, 2015 – С. 160.
9. Сериков Д. Ю., Гинзбург Э. С. Повышение эффективности разрушения средних и твердых пород за счет использования косозубого вооружения шарошек // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015 – №4. – С. 18–22.
10. Сериков Д. Ю., Пиканов К. А. Повышение качества проектирования вооружения бурового инструмента // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – №1. – С. 21–23.
11. A. M. Rashidia, Effect of Electroplating Parameters on Microstructure of Nanocrystalline Nickel Coatings // Journal of Materials Science & Technology. Volume 26, Issue 1, January 2010, Pages 82–86
12. Zhang Y., Ivey D. G. Electroplating of nanocrystalline cofeni soft magnetic thin films from a stable citrate-based bath // Chemistry of Materials. 2004. Т. 16. №7. – С. 1189–1194.
13. Сериков Д. Ю., Васильев А. А. Анализ конструктивных особенностей систем промывки шарошечных буровых долот и их влияния на качество очистки забоя скважины // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №3. – С. 27–32.
14. Li W., Sun T., Liao Y., Xie F. Fabrication of gold/silica composite artificial opal by a multiple-step electroplating process //Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering. 2008. Т. 3. №3. С. 269–274.
15. Блинков И. О., Блинков О. Г., Сериков Д. Ю. Оценка результативности внедрения инноваций как фактора конкурентного иммунитета промышленного предприятия // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №4. – С. 48–51.
16. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №1. – С. 28–33.
17. Зальцман Л. Г., Черная С. М. Спутник гальваника. – 3-е изд. – К.: Техника, 1989 – С. 191.
18. Сериков Д. Ю., Пиканов К. А. Методика определения положения мгновенной оси вращения шарошки бурильного инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.–техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №5. – С. 20–23.
19. Сериков Д. Ю., Богомолов Р. М., Панин Н. М. Совершенствование конструкций буровых долот истирающе-режущего типа // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №3. – С. 32–34.
20. Сериков Д. Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных расширителей // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №10. – С. 18–22
21. Aleksenskiĭ A.E., Baĭdakova M.V., Vul' A.Ya, Davydov V.Yu., Pevtsova Yu.A. Diamond-graphite phase transition in ultradisperse-diamond clusters // Physics of the Solid State. 1997. Т. 39. № 6. С. 1007–1015.
22. Гаффанов Р. Ф., Щенятский А. В., Сериков Д. Ю. Анализ проблем расчета запорной арматуры с нанесенным на нее коррозионным покрытием // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №7. – С. 23–27.
23. Ненашев М. В. Перспективные технологии, свойства и применение наноструктурированных электрохимических покрытий / Ненашев М. В., Ибатуллин И. Д., Галлямов А. Р. Ганигин С. Ю., Неяглова Р. Р. // Вестник СГАУ им. Академика С. П. Королева (Национального исследовательского университета), – Самара: СГАУ, Часть 1, №3 (27), 2011. – С. 189–196.
24. Крагельский И. В. Трение и износ. М: Машиностроение, 1968. – С. 480.

Стратегия высокой доходности
месторождений битуминозных нефтей

УДК 665.642.2

А. К. КУРОЧКИН *– к.т.н., руководитель проектов Термакат*
Р. Н. ГАЛИАХМЕТОВ *– д.т.н., профессор, декан инженерного факультета БашГУ*
А. А. КУРОЧКИН *– директор ООО «Виста-Термакат», г.Уфа*

Тяжелые высокосернистые битуминозные нефти (ВСБН) – этими словами характеризуют проблемные промыслы сверхвязких нефтей, добыча которых еще 5–10 лет назад считалась мало рентабельной. Среди множества физико-химических показателей, характеризующих негативные свойства таких нефтей прежде всего надо отметить их нетекучесть (чрезвычайно высокую вязкость), высокую плотность (зачастую тяжелее воды), малое содержание особенно ценных бензино-дизельных фракций, высокое содержание тяжелых углеводородов и сернистых соединений. Высокую проблемность этих нефтей надо отметить на всех этапах технологических переделов: от добычи (плохая проницаемость в пластах), подготовки (высокая заэмульгированность), транспортировании (нетекучесть) и до переработки (высокое содержание серы и тяжелых углеводородов). В последние годы разработками и освоением новых методов добычи ВСБН (паровых, тепловых, химических, каталитических и др.) на месторождениях с потенциально огромными запасами, выводят их на возможность рентабельной добычи. Поиск и разработка эффективных инженерных решений по добыче, подготовке, транспортированию и переработке ВСБН – насущные задачи сегодняшнего дня профессиональных исследователей и НИОКР.

В статье рассматриваются стратегические направления получения высокой доходности месторождений высокосернистых битуминозных нефтей (ВСБН), некоторые технические решения которых были рассмотрены в опубликованных ранее наших работах [1–11].

1. Проблемы высокосернистых битуминозных нефтей

В ближайшей перспективе сверхтяжелые нефти и нефтебитумы станут основными добываемыми природными энергоисточниками, способными покрыть дефицит мировой цивилизации в легких нефтях. Добыча, транспортирование и переработка сверхтяжелых нефтей сопряжена с большими инженерно-техническими сложностями и весьма высокими капитальными затратами. Высокая плотность (свыше 1000 кг/м^3 или менее 10°API), очень высокая вязкость (свыше 30 тыс. сантипуаз), высокое содержание сернистых соединений и практическое отсутствие бензинокеросиновых фракций – основные негативные факторы, которые необходимо учитывать при решении задач поиска энергоэффективных инженерных, организационных и маркетинговых решений на всех этапах технологических переделов для обеспечения высокой рентабельности использования ВСБН.

1.1. Проблемы добычи ВСБН

Не касаясь сущности решения сверхсложных инженерно-технических и технологических задач нефтедобытчиков ВСБН, отметим основную конечную цель, которую решают промысловые инженеры – это заставить нефть вытекать из пластовых залежей и подниматься на поверхность земной коры. Инженеры создают технические условия для снижения вязкости нефти, чтобы нефть начала течь. Способы при этом применяют различные, основным же технологическим методом является нагрев нефти подачей большого количества перегретого водяного пара в пласт. Сразу же надо отметить, что это мероприятие технически сложное и энергетически высоко затратное. Наряду со сложным технологическим оборудованием закачки пара в пласт также необходимы сложные парогенераторные установки, надо отметить необходимость больших расходов воды на генерирование пара, значительные объемы топлива и электроэнергии для их работы.

1.2. Проблемы разделения заэмульгированной нефти на УПН

Нефть из скважины на установку подготовки нефти (УПН) поступает в виде водонефтяной эмульсии, причем, как в виде прямой эмульсии нефть в воде, так и в виде обратной – вода в нефти. Содержание воды в скважинной жидкости зачастую гораздо больше чем самой нефти. Основная технологическая задача установок подготовки нефти – обеспечить четкое разделение воды от нефти и нефти от воды. Для сверх тяжелых высоковязких нефтей – разделение нефтесодержащих эмульсий достаточно сложная технологическая задача. Желательно чтобы содержание остаточной воды в нефти было гораздо менее 1,0%, поскольку именно в воде концентрируются механические пластовые примеси и соли, а их заметное наличие в нефти недопустимо.

1.3. Проблемы очистки попутных газов от сернистых соединений

Скважинную нефтесодержащую жидкость также надо освободить от попутных газов, особенно от сернистых меркаптановых соединений и сероводорода. Содержание сернистых соединений в топливных и товарных газах недопустимо. Технологии сероочистки достаточно сложны, кроме того возникают проблемы с реализацией выделенной при очистке газов серой. Экологические требования к технологиям удаления серы весьма жесткие и их выполнение должно быть неукоснительным. Сера – проблемный продукт, имеет низкую добавленную стоимость, мало востребованный на рынке.

1.4. Проблемы регенерации и очистки сбросных промысловых вод

Промысловая вода, поступающая из скважины вместе с нефтью, содержит основное количество механических примесей нефтеносной породы, значительное количество растворенных минеральных солей и заэмульгированную нефть. Воду, направляемую на генерацию пара и на закачку в пласт необходимо подготовить по качеству технологического регламента. Выделенная из нефтяной эмульсии вода и не подлежащая закачке в пласт, подлежит сбросу в открытые водоемы, но предварительно должна быть обезврежена от нефтяных соединений, механических примесей и содержащихся минеральных солей до минимальных разрешенных экологических норм. Если уловленные из воды углеводороды подлежат возвращению в нефть, то с утилизацией мехпримесей и солей возникают проблемы.

1.5. Проблемы получения из ВСБН энергетических топлив

Безусловно, рациональным решением на промысле, добывающем ВСБН, следует считать использование добываемых попутного газа, нефти или ее фракций в качестве топлива для генерирования водяного пара и электроэнергии. Однако жесткие экологические требования к топливам по содержанию сернистых соединений диктуют необходимость их предварительной очистки. Наличие на УПН технологий по очистке от сернистых соединений газов и нефтяных фракций перед их использованием на промысле в качестве топлив – обязательно, либо необходима очистка дымовых газов.

1.6. Проблемы выбора методов генерирования электроэнергии

Выбор оборудования для генерирования пара и электроэнергии для нужд промысла является одним из основных факторов, влияющих на рентабельность добываемой ВСБН. Пожалуй, эта задача более всего определяется прогнозными расчетами ожидаемого объема добываемой нефти. При малых объемах, возможно, задача выбора типа парогенератора и вида дизель/газогенератора электроэнергии не столь важны в статьях затрат на добычу и подготовку нефти. В случае прогнозов больших объемов добычи нефти целесообразнее всего рассматривать ТЭЦ, ПГУ (парогазовые установки), либо газотурбинные электростанции комбинированного типа, вырабатывающие с высокими КПД электроэнергию и водяной пар высокого давления.

1.7. Проблемы транспортирования ВСБН

Снижение энергозатрат на трубную перекачку сверхвязких нефтей одна из главных экономических задач. По опыту зарубежных промыслов сверхтяжелые нефти для улучшения прокачиваемости по трубопроводам предварительно разбавляют и транспортируют в смеси с легкой нефтью, нафтой, либо газовым конденсатом. Добавление легких углеводородов в тяжелую нефть должно удовлетворить требованиям трубной перекачки по показателям плотности и вязкости. Массовая доля растворителя (нафты или газового конденсата, как правило, составляет 25–35% (разбавленные битумы). Более экономичным вариантом подготовки ВСБН к транспортированию по трубопроводу является переработка тяжелых нефтей непосредственно на промыслах в синтетическую (облегченную по плотности и с меньшей вязкостью) нефть. В некоторых случаях и в синтетическую нефть вводят разбавитель, доля которого достигает до 50% (синтетическая нефть плюс битумы – Sinbit). Скорее всего, это вынужденный рыночный ход, который вряд ли можно отнести к рентабельной технологии. Подготовленная на промыслах синтетическая нефть направляется на переработку на НПЗ, специализирующиеся на переработке высокосернистых тяжелых нефтей.

1.8. Экологические и природоохранные проблемы и задачи

Использование при добыче и подготовки нефти больших объемов воды, превышающих в 3–5 раз объемы добываемой нефти, трудности с разделением водонефтяных эмульсий, задачи очистки технологических топлив и дымовых газов, проблемы очистки сбросных вод, задачи утилизации загрязненных нефтью почвогрунтов, очистка промышленных и ливневых стоков – эти и другие проблемы должны быть разрешены самыми современными методами экологической безопасности.

1.9. Рыночные проблемы ВСБН

Для продвижения ВСБН на энергетический нефтяной рынок оценим основные физико-химические характеристики таких нефтей:

1) сверхтяжелая;
2) сверхвязкая;
3) высокосернистая;
4) с малым потенциалом светлых дистиллятов;
5) высокое содержание тяжелых смолистых и асфальтеновых соединений.

Все эти свойства относятся к негативным факторам, которые значительно снижают рыночную стоимость таких нефтей.

Технологические проблемы подготовки ВСБН в качестве товарной нефти, отмеченные выше, а именно:

а) высокая заэмульгированность пластового флюида и трудности разрушения пластовой эмульсии с четким разделением на нефть и водный рассол;
б) неперекачиваемость высоковязкой нефти без предварительного разбавления и подогрева;
в) недостижимость заданных паспортных данных качества по плотности и вязкости на товарную нефть без разбавителей;
г) необходимость сероочистки топливных газов и нефти, используемых в качестве топлива;
д) трудности очистки и опреснения водных рассолов до качества сбросных вод и пр., – могут насторожить экономистов в правильности выбранных методик определения рентабельности добываемой нефти.

Рентабельность может оказаться и отрицательной. Обоснованием необходимости добычи ВСБН в этом случае могут быть два фактора:

1) высокие рыночные цены на тяжелую высокосернистую нефть;
2) высокая региональная востребованность в энергетическом топливе для генерации электроэнергии.

В любом случае необходимо искать рациональные решения к получению высокой доходности от добываемых ВСБН.

>>>

2. Опыт промысловой подготовки и переработки ВСБН

Для обычных (малосернистых, с малой и средней плотностью) нефтей все технологические операции на промысловых установках подготовки нефти хорошо отработаны. Для подготовки тяжелых высокосернистых битуминозных нефтей требуются новые, особые аппаратурно-технологические решения, с принципиально новыми менеджмент идеями, организационными подходами и оценками рыночных задач и возможностей.

С поиском новых рациональных технологий извлечения тяжелых нефтей из природных недр необходимо решать проблемные задачи по квалифицированной подготовке тяжелых ВСБН к выводу их на рынок. Приступая к разработке месторождений с ВСБН, прежде всего необходимо разработать комплекс технико-экономических оценок по выбору стратегических решений, позволяющих получить в перспективе с данного месторождения высокую прибыль.

2.1. Промысловые заводы синтетической нефти

Зарубежным опытом эксплуатации месторождений ВСБН выработаны пути по выводу тяжелых высокосернистых нефтей на рынок – строительством нефтеперерабатывающих комплексов с различной технологической конфигурацией непосредственно на месторождении. Основным товарным продуктом таких перерабатывающих комплексов чаще всего является синтетическая нефть. Технологическая сущность получения синтетической нефти из ВСБН заключается в конверсионной переработке тяжелых углеводородов в легкие термическими и термокаталитическими процессами с последующим их отделением от тяжелых не дистиллируемых углеводородов. Испаренная часть легких (дистиллируемых) углеводородов характеризуется заданными малыми плотностью и вязкостью, характерными для обычных нефтей, и называется синтетической нефтью.

Как пример разработки энергоэффективной промысловой технологии переработки тяжелых высокосернистых нефтей месторождений пояса ОРИНОКО [5] можно привести постановку задач на производство облегченной синтетической нефти (ОСН):

1) значительного снизить плотность (с 990 кг/м^3 до 890 кг/м^3), при этом подразумевается и снижение вязкости и увеличение количества дистиллятных фракций;
2) получить полностью дистиллируемую синтетическую нефть (отделить от тяжелого остатка, подвергнув его конверсии);
3) применить специальные технологии по сероочистке исходной нефти со снижением содержания серы более чем на 85–90%;
4) найти рациональные решения по утилизации и товарной реализации более 32,4 тыс. т/г элементной серы и около 300 тыс. т/г тяжелых нефтяных остатков типа «жидкий кокс», пек или битум.

Приведенные данные указывают, что поставленные задачи по подготовке нефти будут весьма энергоемки, поэтому необходим «взвешенный» технико-экономический подход к поиску рациональных технологических решений.

В Канаде в 2008 г. перерабатывались нефти под маркой Dilbit (разбавленные битумы) – 25 млн. т; синтетическая нефть на промыслах SCO (синтетические нефти) – 37,5 млн. т и 30 млн. т нефтей Sinbit (синтетические нефти + битумы). В перспективе доля нефти Sinbit в объеме переработки будет возрастать более 45% [5].

В Венесуэле нашел применение метод производства специальной водно-нефтяной эмульсии «Orimulsion» с 30% воды. Такая эмульсия на базе битумов с плотностью 7,5–8,5° API используется в качестве котельного топлива на электростанциях. Однако высокое содержание серы оказывающее вредное воздействие на окружающую среду, в экологическом аспекте исключает возможность использования такой топливной эмульсии без предварительного обессеривания.

Предварительная переработка нефти на промыслах одновременно может решать частично задачи по облагораживанию нефти: снижаются концентрация серы, металлов, асфальтенов. Переработка сверхтяжелых нефтей в синтетические нефти на промысле может оказаться высокорентабельной, благодаря высоким рыночным ценам и исключению необходимости разбавления битумов перед их транспортировкой по трубопроводам.

Заводы, специализирующиеся на промысловой переработке сверхтяжелых нефтей в облегченную синтетическую нефть, производят последнюю по двум категориям качества:

- синтетическая (полноценная) нефть (СН): высококачественная, легкая, малосернистая, не содержащая недистиллируемых тяжелых остатков (плотность не ниже 29–30°API, т.е. не > 875–880 кт/м^3), содержание серы – до 0,13÷0,9 масс. % (данные на 2007 г.);
- полусинтетическая (тяжелая, сернистая синтетическая) нефть (ПСН), содержащая в своем составе недистиллируемые тяжелые нефтяные остатки (мазут, гудроны, асфальтены и т.п.) и имеет показатели плотности в пределах от 12,5 до 27°API (от 890 – до 980 кт/м^3), содержание серы доходит до 2,7 – 4,1 масс. %. В табл. 1 приведены сравнительные показатели битумов, синтетических (полноценных) и естественных нефтей [1].

Таблица 1. Основные показатели битуминозных, синтетических и традиционных нефтей

Наименование показателей		ТН* битуминозные	СТН** сверхтяжелые нефти	ПБ** природные битумы	ПСН	СН	Нефть марки Брент
1. Плотность	°API	<26,6	<14	<10	<27,0	>47,0	<38,0
	кг/м^3	>895	>972	>1000	>890	<870	830
2. Содержание фракций, %об.	НК–180°С	3–15	<2	<1	0–30	18–25	38
	180–360°С	20–35	<20	15–20	10–20	35–50	30
	360–500°С	25–35	20–30	15–20	15–25	20–45	20
	остаток >500°С	30–40	40–50	50–60	30–45	0	12
3.Содержание серы, % масс.		<1,2	2,5–3,5	4–5	<3,0	<0,9	<0,3

** ТН – российский стандарт на битуминозную нефть*

*** СТН и ПБ – Стандарт США*

2.2. Приоритет промысловым заводам комплексной переработки ВСБН

Предварительная переработка нефти на промыслах на получение облегченных нефтей с пониженной вязкостью может решать частично задачи по облагораживанию нефти: снижается концентрация серы, металлов, асфальтенов. Переработка сверхтяжелых нефтей в синтетические нефти на промысле может оказаться высокорентабельной, благодаря высоким рыночным ценам и исключению проблем транспортирования ВСБН по трубопроводам.

Процессы производства полноценной синтетической и полусинтетической нефтей отличаются по объемам их выхода в долях от объема исходного сырья. Доля выхода полноценной синтетической нефти находится в пределах от 50% до 80% (средний уровень – 70%). Доля полусинтетической нефти – от 75% до 90% (средний ~ 85%). Более низкий уровень выхода полноценной синтетической нефти объясняется удалением тяжелых нефтяных остатков из исходных битуминозных нефтей, с последующей их переработкой коксованием, гидрокрекингом или газификацией с выработкой водорода или кокса, реализуемого на сторону.

В состав заводов СН также входят системы энерго-, водо-, воздухо- снабжения, очистки дымовых газов, инженерные сети, инфраструктура, природоохранные сооружения. Газовая фаза из всех процессов очищается от сернистых соединений и используется в технологии в качестве топлива.

2.3. Традиционные конфигурации схем переработки ВСБН

Все построенные западные заводы по переработке ВСБН в синтетическую нефть (заводы БСН – битум в синтетическую нефть) базируются на комбинировании известных, традиционных для НПЗ технологиях переработки нефтяных остатков: коксование, гидрокрекинг, гидроочистка, извлечение серы, производство водорода. В последние годы появились и новые варианты схем переработки на основе процессов висбрекинга, деасфальтизации, гидрокрекинга остатков, гидроочистки газойлей и газификации тяжелого нефтяного сырья.

Как правило, конфигурация завода по переработке сверхтяжелых нефтей с использованием традиционных технологий состоит из двух технологических линий. Первичная – обеспечивает максимальную выработку дистиллятных фракций. Вторичная – обеспечивает повышение их качества. Удельные инвестиции в строительство первичной и вторичной линий довольно значительные, и в настоящее время обеспечение высокого качества нефтепродуктов по минимальному содержанию серы обходится весьма дорого.

Фирма Worley Parsons (Австралия/США) в 2006 г. выполнили сравнительный анализ технико-экономических показателей различных вариантов технологических схем переработки природных битумов [5]. Относительные данные по качеству продуктивной синтетической нефти, по объемам ее выхода, по рыночной цене продукции и условиям рентабельности весьма показательны и носят объективный характер. Относительно легко выделить группы процессов, позволяющие получать полноценную высококачественную малосернистую синтетическую нефть без недистиллируемых остатков. Это – процессы коксования и гидрокрекинга с гидроочисткой (или крекингом), а также деасфальтизации с гидрокрекингом. Надо отметить, что выход таких СН невысок – в пределах 40–50%, максимум до 60% и рентабельность таких заводов целиком зависит от удачной реализации высокосернистых остаточных продуктов.

Остальные процессы дают полусинтетическую тяжелую сернистую нефть различного качества с выходом 70–80%. Большое количество возможных сочетаний исходных процессов по этапам первичной и вторичной переработки ВСБН, дает возможность в принципе получать относительно легкие синтетические нефти, и если без гидроочистки, то высокосернистые и низкокачественные. Введенные в последние годы жесткие экологические ограничения по содержанию серы в товарных продуктах обязывают технологов на НПЗ разрабатывать новые бессернистые технологии производства высококачественных малосернистых товарных нефтепродуктов. Подготовка ВСБН на промыслах может включать сероочистку дистиллятных фракций. В случае включения процессов сероочистки для тяжелых остаточных фракций необходимо учитывать, что капитальные затраты при этом резко возрастают и речи об окупаемости инвестиций может и не быть.

Схема на основе коксования. Сверхтяжелая нефть с разбавителем поступает на атмосферную перегонку, после чего нафта возвращается к установке добычи нефти для повторного использования в качестве разбавителя. Недистиллируемый остаток (мазут) направляется на вакуумную перегонку, откуда гудрон направляется в зависимости от технологических целей на какой-либо из вторичных процессов или их комбинацию, с целью максимального использования углеводородного потенциала и вывода остаточной части в виде концентрата углерода. Чаще всего для этих целей применяют процесс замедленного коксования тяжелой части нефти.

Получаемый в виде отхода от синтетической нефти кокс используется для производства электричества, для газификации или может продаваться на сторону. Вместе с коксом выводят из нефти все металлы, а также часть серы и азота. Суммарные мощности установок коксования, вовлеченных в переработку битумов в Канаде, составляют более 25 млн. т/год. Основная проблема переработки ВСБН по технологии коксования в трудностях сбыта высокосернистого кокса. Жесткие экологические требования заставляют технологов искать более рациональные схемы облагораживания ВСБН.

Гидрокрекинг для производства СН стал использоваться позже коксования. Процесс практически полностью исключает выход кокса. Несмотря на дороговизну, суммарные мощности в Канаде по переработке сверхтяжелых нефтей с применением гидрокрекинга составляют уже около 10 млн. т/год.

В технологии производства синтетических нефтей относят процессы водородного облагораживания дистиллятов гидроочистку и гидрокрекинг относят к вторичной линии получения СН. Гидроочистке подвергают газойлевые смеси (атмосферные, вакуумные, висбрекинга, коксования и т.п.), а также нафту термических процессов – поскольку она имеет высокое содержание серы, азота, олефинов и диолефинов. Процессы гидрирования должны быть сопряжены с установками получения водорода, очистки кислых газов, производства серы, очистки кислой воды.

В последние годы появилось значительное количество публикаций о новых, усовершенствованных, интегрированных и гибридных технологических процессах переработки тяжелых битуминозных нефтей в облегченные синтетические нефти.

>>>

Процессы, позволяющие переводить тяжелые нефти в синтетическую или полусинтетическую основу, значительно различаются как по технологическому назначению, аппаратурной и технической сложности, так и по удельным капитальным затратам. Как правило, удельные капитальные затраты на производство СН в 1,5–2, а иной раз и в 3 раза выше, чем на производство ПСН. Однако следует учесть, что и рентабельность производства СН в 2–3 раза выше, чем производство ПСН. Отметим, что рассмотренные традиционные схемы создавались совершенно при других рыночных отношения и экологических требованиях. В нынешних условиях рынка необходим поиск новых рациональных способов подготовки и переработки ВСБН, с новыми аппаратурно-технологическими решениями и методами организации нефтяного бизнеса.

3. Новые подходы к созданию энергоэффективных промысловых комплексов добычи и переработке ВСБН

3.1. Задачи промысловых комплексов ВСБН

При разработке стратегического плана освоения месторождения ВСБН необходимо предусмотреть комплексные решения задач строительства промыслового завода нефтеперерабатывающего завода:

1) энергоэффективного производства водяного пара высокого давления;
2) эффективные методы разделения прямой и обратной нефтеводяных эмульсий с четким разделением фаз;
3) выделение и сероочистка попутного нефтяного газа;
4) установку химочистки, опреснения и регенерирования оборотной воды;
5) технологические установки производства и обессеривания жидкого энергетического топлива;
6) мощности по генерированию электроэнергии для собственных нужд и реализации на сторону (как товар);
7) сырьевые и товарные резервуарные парки с исключением проблем перекачки высоковязких битуминозных нефтей;
8) экологические природоохранные сооружения для очистки промышленных и ливневых стоков, дымовых газов;
9) технологические установки глубокой переработки ВСБН с получением востребованной продукции для нужд технически надежного функционирования комплексного нефтедобывающего и перерабатывающего предприятия;
10) технологические установки оптимальной мощности по переработке ВСБН в товарные нефти и высоколиквидные рыночные нефтепродукты.

Каждая из отмеченных задач может решаться в комплексе с другими, а также иметь еще множество более детальных подзадач. Здесь названы основные, наиболее ответственные и энергозатратные задачи, оптимально-рациональное решение которых позволит вывести реализацию проекта строительства промыслового нефтепредприятия в высокорентабельную эксплуатацию.

Рассмотрим наиболее важную и ответственную компоненту за формирование экономики создаваемого комплексного предприятия по добыче, подготовке и переработке высокосернистой битуминозной нефти, а именно – технологическую конфигурацию схем подготовки и переработки ВСБН.

3.2. Формирование технологических концепций переработки ВСБН

В основе поиска эффективных технологий глубокой переработки тяжелых нефтей прежде всего стоит задача получения остаточного продукта в минимальных объемах, но заданных свойств и качеств для его квалифицированного применения. К таковым относят энергетическое топливо – «жидкий кокс», высокоплавкий пек, битумы различных видов и марок, остаточные тяжелые топлива. Высокосернистый кокс в качестве остаточного продукта мы не рассматриваем в силу множества причин: энергозатратное и экологически грязное производство, плохая рыночная ликвидность [6]. Процессы гидрокрекинга и газификации мы не рассматриваем в силу их высокой капиталоемкости.

Процессы, не рекомендуемые к включению в базовую конфигурацию технологической схемы комплексной переработки сверхвязкой нефти непосредственно на промысле по причинам:

1) высоких капитальных затрат;
2) высокой энергоемкости;
3) высокой экологической загрязненности;
4) проблемности в использовании конечного продукта: коксование; гидрокрекинг; газификация; каткрекинг.

Процессы необходимые для включения в базовую конфигурацию комплексной схемы переработки нефти:

1) обезвоживание и обессоливание;
2) первичная атмосферная перегонка;
3) обессеривание топлива, (в первую очередь) подаваемого на выработку электроэнергии;
4) висбрекинг мазутного остатка нефти в редакции «Виста-Термакат»;
5) обессеривание дистиллятных и остаточных топлив.

Варианты технологических процессов в конфигурации комплексной схемы, позволяющих отработать максимально возможную глубину переработки тяжелого остатка нефти:

1) висбрекинг с термополиконденсацией остатка;
2) висбрекинг с кавитационно-каталитической конверсией на ультрадисперсном катализаторе тяжелых компонентов в дизельно-бензиновые дистилляты;
3) вышеназванные варианты 1) и 2) в комбинации с вакуумированием на получение остаточных продуктов заданных свойств: жидких энергетических топлив; битумов различного ассортимента; электродных пеков.

3.3. «Дизельный висбрекинг» – базовый процесс облагораживания ВСБН

Мировые лидеры разработки технологий нефтепереработки интенсифицируют висбрекинг, переводят его из «мазутного» варианта в «дизельный», – доводят выход дистиллятов до 50–60% и снижают интенсивность образования коксовых отложений в процессинговом оборудовании.

В России разработан доступный висбрекинг-процесс («ДВ» – Дизельный висбрекинг [9]), позволяющий уже на первом переделе вырабатывать из мазутов и гудронов до 80–95% дизельно-бензиновых фракций, с получением остаточных продуктов регулируемого товарного качества: судовых топлив/битумов/пеков/«жидкого кокса». Высокий выход дистиллятов и востребованные остаточные продукты существенно повышают экономическую составляющую глубокой переработки нефти (ГПН) для любого НПЗ [2, 3, 6, 7].

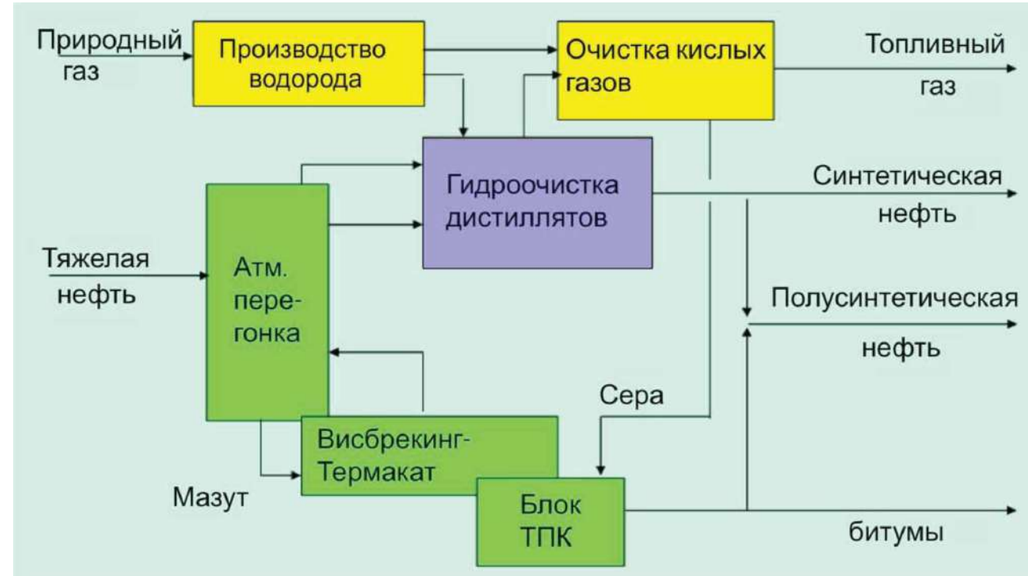


Рис. 1. Блок-схема промысловой установки Термакат облагораживания ВСБН

Технология ДВ создана коллективом профессионалов-производственников и ученых из УГНТУ в содружестве с фирмой «Термакат». Российская технология дизельного висбрекинга значительно превосходит зарубежные аналоги термоконверсионных процессов по объему выработки светлых дистиллятных фракций, при этом капитальные затраты на оборудование, эксплуатацию и технологическое обслуживание процесса гораздо ниже.

Один из вариантов интегрированной атмосферной перегонки нефти, совмещенной с висбрекинг-процессом мазута, получил название «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®». В его основе лежит мягкий термический крекинг мазута в сокинг-камерах, а на ряде стадий термолиза используются технологические методы дополнительного подвода физической энергии в виде акустической кавитации – «акустический катализ» или «термокавитационный висбрекинг».

Качественный и количественный состав конечных продуктов технологии «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®», как и любого термического процесса, прежде всего, зависит от структурно-группового состава исходного сырья. Проводя процесс с учетом химических и физико-химических закономерностей термических превращений углеводородов, варьируя температуру процесса, давление в зоне реакции, время пребывания сырья в реакционной зоне, меняя агрегатное состояние реакционной массы за счет рециркулирующих потоков, обеспечивая высокую энергетику кавитации в тяжелой реакционной фазе, получают дистиллятные и остаточные продукты желаемого качества и ассортимента.

Термолиз (конверсия тяжелых углеводородов) идет практически вне области температур коксования. Висбрекинг мазута протекает мягче и глубже, нежели для гудрона, и процесс надежнее в эксплуатации – исключается закоксовывание оборудования.

Вакуумная перегонка мазута до гудрона исключена из технологических схем переработки тяжелых нефтей.

Вместо гудрона, вакуумных газойлей и мазутов по инновационной технологии получают остаточные битумы/судовые/энергетические топлива, дизельные и бензиновые дистилляты.

Разработаны рациональные схемы и аппаратурно-технические решения для модернизации действующих производств, простые конфигурации схем для проектирования новых нефтеперерабатывающих заводов: от малых до нескольких млн. тонн нефти в год строительство промысловых установок переработки тяжелых нефтей, модернизацию малых НПЗ на глубокую переработку мазутов, строительство битумных заводов с производством светлых дистиллятных судовых топлив.

Процесс ДВ классически прост и доступен в аппаратурном оформлении и комплектации, универсален по сырью и продуктам, технологичен в управлении, отвечает самым жестким требованиям промышленной и экологической безопасности, оснащен самыми современными КИП и АСУТП [3].

Применительно к месторождениям высокосернистой битуминозной нефти нами предложена простая схема облагораживания ВСБН в легкую синтетическую или облегченную полусинтетическую нефть (рис. 1).

Установка состоит из 3 блоков:

1) блока глубокой конверсии тяжелых углеводородов в легкие в составе атмосферной перегонки, висбрекинга-Термакат и термополиконденсации;
2) блока очистки газов и генерации водорода;
3) блока гидроочистки дистиллятных фракций.

Основные продукты – синтетическая нефть, битумы и топливные газы. Сера направляется на производство серобитумов.

Если на данном рынке на битум нет спроса, либо цены на полусинтетическую нефть гораздо выше, то остаточный битум смешивается с легкой синтетической нефтью и получают товарную полусинтетическую нефть с содержанием серы в 2–3 раза ниже чем в исходной ВСБН.

>>>

За базовый критерий оценки эффективности процессов облагораживания сверхвязких тяжелых нефтей можно взять шкалу рыночной востребованности и ликвидности остаточных продуктов и решить, что производить: либо битумы, либо полусинтетичекую нефть. Перенастройка технологических режимов делается с пульта АСУ ТП. Остаточные судовые топлива или энергетические топлива производятся также из соображений большей рыночной доходности продуктов.

Для Ашальчинской нефти Татарстана [2], характеризующейся повышенным содержанием смол, проведением процессинговых отработок определены балансы потенциального содержания бензиновых, дизельных и остаточных фракций, которые можно получить по технологии «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®». Разработанная технология позволяет снизить выход остатка более чем на 39%. За счет этого увеличивается выход бензиновых фракций на 20% и дизельных – на 17%. Надо отметить, что эти результаты гарантируют высокую экономическую эффективность при дальнейшей технологической переработке полусинтетической нефти на нефтеперерабатывающем заводе. На рис. 2 и рис. 3 приведены технологические схемы облагораживания Ашальчинской СВН по технологии «Висбрекинг-Термакат», рекомендованные руководству месторождения для строительства установки в вариантах промышленной эксплуатации на производство облегченных синтетической и полусинтетической нефтей (рис. 2) и опытно-промышленной установки (рис. 3) с более широкими возможностями отработки вариантов регулирования технологических режимов процессинга.

Приведенные технологические схемы могут быть рекомендованы для монтажа на месторождениях сверхвязких нефтей с плотностью до 970–980 кг/м^3, на выполнение задач перевода СВН в облегченные синтетические нефти плотностью менее 870 кг/м^3 и получением остаточных высококачественных дорожных битумов в объеме до 16–18%.

Для облагораживания еще более тяжелых битуминозных высокосернистых нефтей необходимо рассматривать процессы с каталитическим инициированием деструктивных воздействий на тяжелые углеводороды.

3.4. Новые каталитические процессы облагораживания ВСБН

Обеспечение максимальной конверсии тяжелых углеводородов термическими процессами ограничено дефицитом водорода для реакций. В ограниченном применении гидрокаталитических процессов для конверсионного облагораживания битуминозных нефтей непосредственно на промыслах можно назвать несколько сдерживающих факторов: высокая стоимость катализаторов, большая металлоемкость оборудования, быстрое отравление и закоксовывание катализаторов и др. В последние годы появились гидрокаталитические процессы с использованием доступных каталитических систем с применением соединений, выступающих донорами водорода. Катализаторы способны продолжительно работать в жестких условиях, причем не требуют стадии регенерации.

В институте НХС им. А. В. Топчиева РАН для глубокой переработки тяжелых нефтяных остатков разработан новый процесс гидроконверсии [12], предусматривающий использованием неседиментирующихся частиц катализатора нано размера. Процесс протекает в среде водорода при давлении 6,5–7,0 МПа, температуре 450°С, и позволяет получать до 60–80% жидкой фракции углеводородов, выкипающих до 580°С, при этом степень обессеривания продуктов реакции составляет порядка 60%.

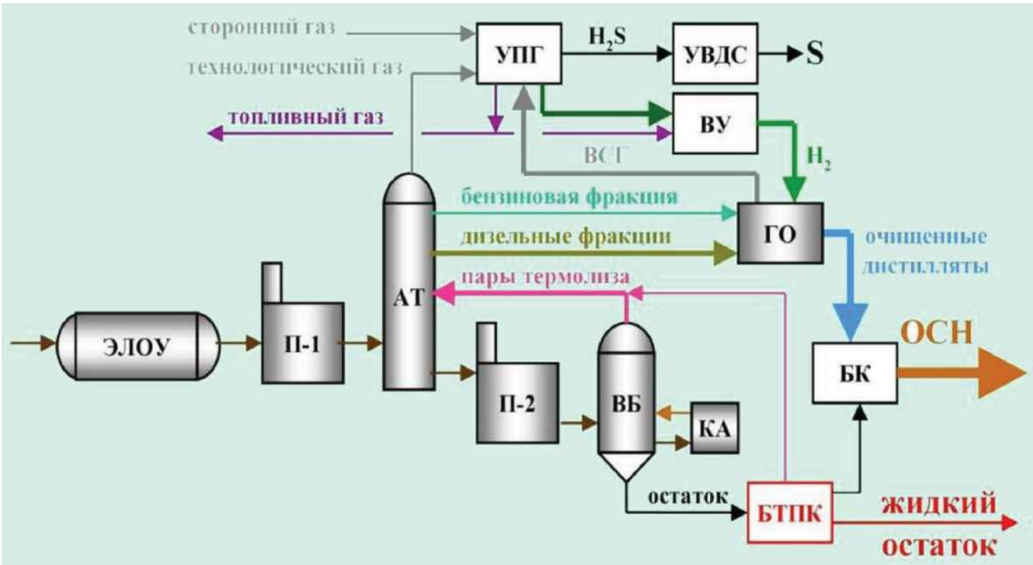


Рис. 2. Промышленная установка облагораживания Ашальчинской ВСН по технологии «Висбрекинг-Термакат»
Обозначения: ЭЛОУ – электрообессоливающая установка; П-1 и П-2 – технологические печи; АТ – атмосферная перегонка нефти; ВБ – висбрекинг; КА – кавитационно-акустичекий насос; БТПК – блок термополиконденсации; БК – блок компаундирования; ОСН – облегченная синтетическая нефть; УПГ – установка подготовки газов; ВСГ – водородсодержащий газ; H_2S – сероводород: УВДС – установка выделения серы; S – сера; ВУ – водородная установка; ГО – гидроочистка; H_2 – водород.

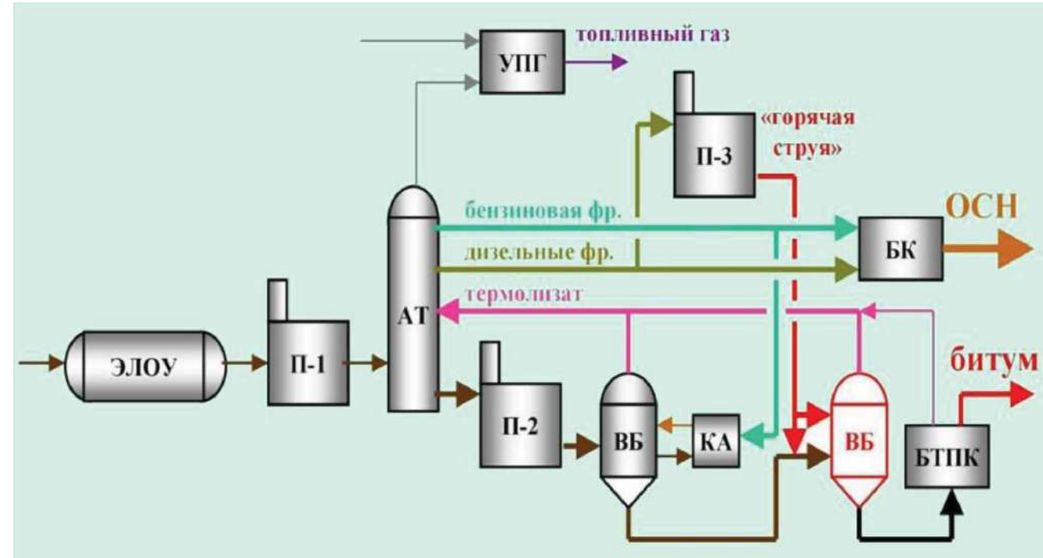


Рис. 3. Опытно-промышленная установка отработки технологии облагораживания Ашальчинской СВН по процессу «Висбрекинг-Термакат»
Обозначения: ЭЛОУ – электрообессоливающая установка; П-1, П-2 и П-3 – технологические печи; АТ – атмосферная перегонка нефти; ВБ – висбрекинг; КА – кавитационно-акустичекий насос; БТПК – блок термополиконденсации; БК – блок компаундирования; ОСН – облегченная синтетическая нефть; УПГ – установка подготовки газов.

В предложенном процессе гидроконверсии реакции катализируются ультра- и наноразмерными частицами MoS2, MoO3 и Al2O3, синтез которых проводится непосредственно в реакционной углеводородной среде, каталитическая система формируется смешением исходного сырья с водным раствором прекурсоров катализатора в микроколичестве 0,001–0,05% на сырье. После гидроконверсии металлы V, Ni и Mo остаются во фракциях с температурами кипения выше 420–520°С и коксе.

Нами проведены экспериментальные и опытно-промышленные исследования процесса кавитационно-каталитической термодеструктивной разгонки тяжелого газойля с получением ультрадисперсной каталитической системы (УДКС), содержащей никель (и др. металлы), с последующим применением этой каталитической системы для ККК-переработки мазута. На опытной установке подтверждено каталитическое воздействие соединений никеля на процесс КК-термоконверсии газойля, с образованием более 61% легких углеводородов (фр. 80–220°С) и получением ультрадисперсной каталитической системы (УДКС). Образовавшийся кубовый остаток (УДКС) от каталитической деструкции газойля оказывает каталитическое воздействие на процесс КК-термоконверсии мазута с образованием в большом количестве (64,6%) керосино-дизельных фракций 218–353°С. Получение каталитической системы для крекинга тяжелых углеводородов битуминозного сырья совмещено с удалением серы и осуществляется в несколько этапов. Первоначально, основной компонент, формирующий каталитическую систему (УДКС), взаимодействует с серосодержащими соединениями сырья и образует ультрадисперсные (наноразмерные) частицы катализатора. В блоке кавитационно-каталитического крекинга (ККК) под кавитационно-акустическим воздействием осуществляется тонкое диспергирование УДКС в дисперсной среде тяжелых углеводородных агрегатов и инициируется кавитационно-каталитическая конверсия последних в легкие углеводороды. Ультрадисперсная КС, при ведении процесса крекинга с течением времени частично теряет свою активность и выводится с остаточным продуктом на стадии термополиконденсации, а эквивалентное количество свежего каталитического компонента вводится на стадию формирования УДКС. Следует отметить, что расход каталитического компонента не превышает 0,01–0,06%, а мягкий технологический режим (присущий технологии Висбрекинг-Термакат) всех стадий процессинга, не требует применения тяжелого оборудования из толстостенного металла.

Методикой проведения экспериментов определено аппаратурно-технологическое оформление каталитического процесса глубокой переработки тяжелых нефтяных фракций для реализации технологии ККК нефтяных остатков с применением УДКС в опытно-промышленном масштабе. Схема установки кавитационно-каталитической конверсии тяжелых углеводородов ВСБН с применением ультрадисперсного катализатора приведена на рис. 4.

Сущность технологии: интегрирование процессов Висбрекинг–Термакат с катализом на ультрадисперсных суспензионных катализаторах – кавитационно-каталитическая конверсия тяжелых углеводородов в дизельно-бензиновые дистилляты, дорожные битумы и остаточные судовые топлива заданных свойств.

Процессы облагораживания (гидроочистка дизельных топлив и бензинов), а также бензиновые установки повышения октанового числа предлагаются как опции. Обессеривание технологического газа обязательно.

>>>

Такая установка может быть спроектирована и смонтирована на заданную Заказчиком мощность как на месторождениях с тяжелыми нефтями, так и на промыслах где целесообразно из добытой легкой нефти получать на месте товарные высококачественные бензины, дизтоплива и дорожные битумы или судовые остаточные топлива. Снижение вязкости и плотности, сдаваемой нефти в трубопровод гарантировано! Установка может быть изготовлена и в мобильном модульном варианте [10] с производительностью 1,5–2,0 м^3/ч, что позволяет ее легко транспортировать с одного промысла на другой, быстро вводить в эксплуатацию. Ведение технологического режима полностью автоматизировано.

ЭФФЕКТЫ КАВИТАЦИОННОГО И КАТАЛИТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

- **Использование термолиза с кавитационно-акустическим инициированием позволяет проводить управляемый процесс конверсии тяжелых компонентов нефти при мягких режимах и получать высокий выход (до 60–75%) углеводородов, выкипающих до 360°С, при этом практически исключается образование карбенов (частиц кокса).**
- **Кавитационно-акустическое воздействие в присутствии ультрадисперсных катализаторов деструкции при конверсии тяжелых углеводородов в легкие сопровождается синергетическим эффектом: при пониженных температурах и минимальном расходе катализаторов – выход фракций 80–300°С максимален.**

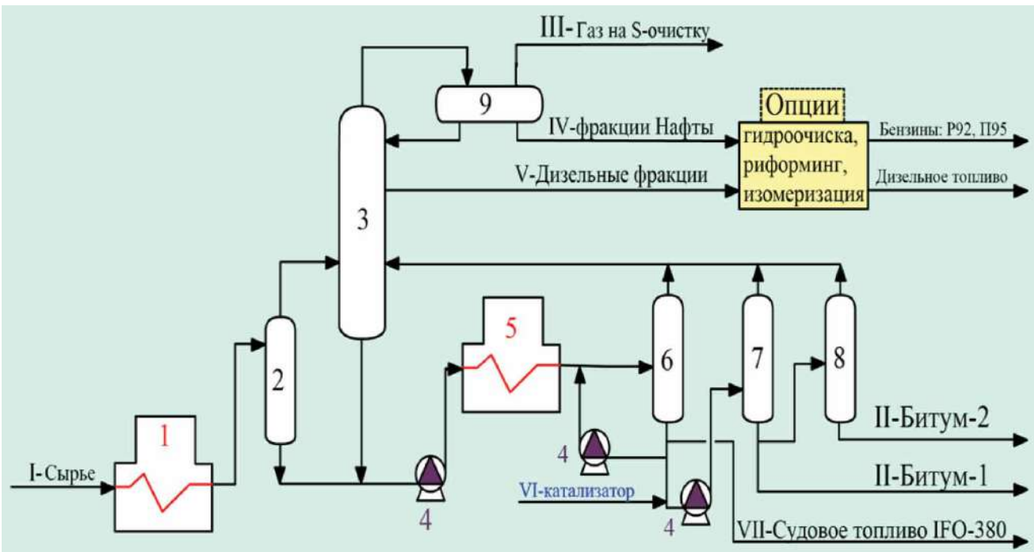


Рис. 4. Технологическая схема кавитационно-каталитической конверсии ВСБН
Потоки: I – сырье (мазут); II – 1 битум 60; II – 2 битум 90; III – газы на сероочистку; IV – фракции нафты и V – дизтоплива на облагораживание; VI – ультрадисперсный катализатор; VII – судовое топливо IFO-380.
Оборудование: 1 – печь висбрекинга; 2 – реактор-эвапаратор; 3 – атмосферная ректификационная колонна; 4 – кавитационно-акустические насосы; 5 – печь кавитационного термолиза; 6 – кавитационный реактор; 7 – кавитационно-каталитический реактор; 8 – реактор термополиконденсации; 9 – сепаратор.

3.5. Промысловый завод комплексной подготовки и переработки ВСБН

На месторождениях с планируемыми большими объемами добычи высокосернистых битуминозных нефтей в стратегических планах развития промысла целесообразно намечать строительство интегрированного нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего ВСБН комплекса.

При разработке технологической конфигурации комплексного завода по энергоэффективной добыче и энергосберегающей глубокой переработке высокосернистых битуминозных нефтей нами учитываются множественные инженерные и организационные задачи (основные рассмотрены выше) и закладываются рациональные подходы к выбору даже самых мелких элементов построения технологических схем и аппаратурно-технологических решений. Отметим некоторые из подходов к созданию оптимальной конфигурации схемы переработки ВСБН по технологии Термакат.

- Выбор оптимальных редакций аппаратурного оформления энергоэффективного деэмульгирования, кавитационно-каталитических процессов, обеспечивающих наиболее глубокую конверсию тяжелых углеводородов в легкие, без коксообразования;
- Гидрооблагораживание дистиллятных дизельных и бензиновых фракций с целью снижения содержания в товарных продуктах сернистых соединений, непредельных и ароматических углеводородов;
- Безостаточная и безотходная переработка тяжелых остатков. Технологическая доработка остаточных, наиболее тяжелых углеводородов в востребованные на рынке товарные продукты (судовые топлива, энергетическое топливо, битум, пек, и др.);

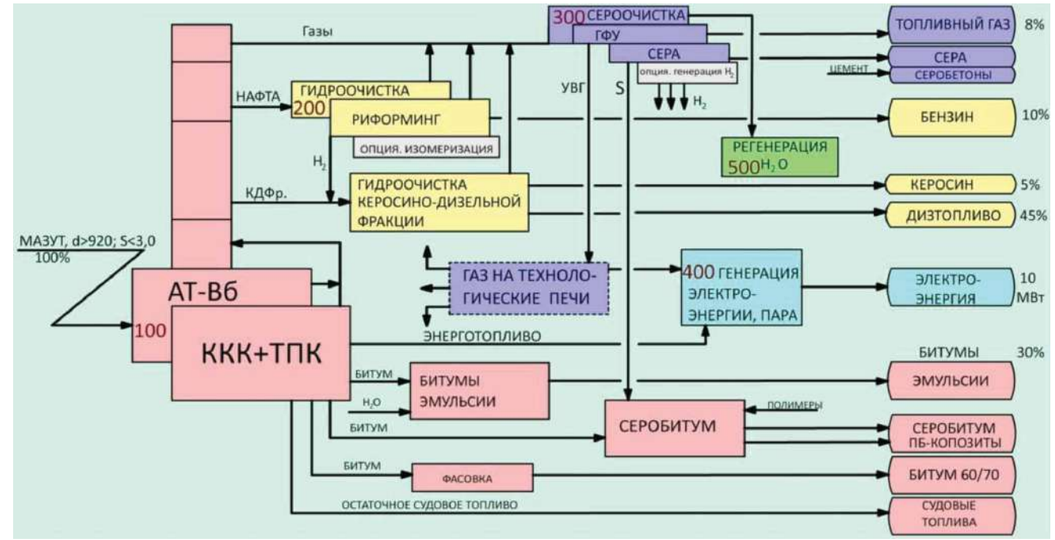


Рис. 5. Конфигурация промыслового НПЗ глубокой переработки ВСБН по технологии «Висбрекинг-Термакат»
Обозначения: АТ-Вб/ККК+ТПК – интегрированный блок кавитационно-каталитического висбрекинга и термополиконденсации с атмосферной ректификацией продуктов термолиза; ГФУ – газофракционирующая установка; УВГ – углеводородные газы; S – сера: КДФр. – керосино-дизельная фракция; H_2 – водород; H_2O – вода.

- Использование полученного вторичного (технологического) газа в качестве технологического топлива, сырья для производства водорода, автомобильного топлива и для производств химического синтеза.
- Получение дополнительной прибыли за счет высокого выхода высоколиквидной товарной продукции с высокой добавленной стоимостью
- Использовать современные методы интенсификации висбрекинга:
  - подача турбулизаторов, доноров Н2, антикоксовых присадок и пр.;
  - квенчинг на выходе из печей и реакторов;
  - подогрев термолизуемого сырья «горячей струей»;
  - схемы из каскада реакторов с рециркуляцией потоков и теплоносителей;
  - сложные схемы ректификации деструктивных продуктов;
  - оригинальные конструкции технологических аппаратов;
  - подача в реактор веществ-промоторов и гомогенных катализаторов;
  - оборудование реакторов специальными техническими устройствами для подвода дополнительной высокопотенциальной энергии (механической, электромагнитной, ультразвуковой и т.п.).

На основе опыта известных технологических решений по глубокой переработке тяжелых нефтей и нефтяных остатков, с учетом созданных нами рациональных процессов Висбрекинг-Термакат и ККК мазутов, нами разработаны проектные технологические схемы глубокой переработки тяжелых ВСБН с минимальным набором технологических установок, что позволяет минимизировать инвестиционные средства на строительство нефтеперерабатывающих ВСБН комплексов на промыслах. Одна из схем приведена на рис. 5.

Сущность технологии – кавитационно-каталитическая конверсия тяжелых нефтей/мазутов (секция 100) (КККМ) в дизельно-бензиновые дистилляты с их каталитическим облагораживанием (секция 200), сероочисткой и выделением топливных газов (секция 300), генерацией электроэнергии и пара (секция 400) на собственных газовых и жидких топливах, регенерацией воды (секция 500) и получением остаточных дорожных битумов и серобитумов/энергетических и судовых топлив. Балансовые цифры приведены для тяжелого венесуэльского мазута плотностью 1014 кг/м^3. Высокая рентабельность таких НПЗ-ВСБН начинается с переработки тяжелой нефти в объеме 500 тыс. т в год. Если в качестве основной товарной продукции рассматривать производство малосернистой облегченной синтетической нефти плотностью менее 860 кг/м^3 и остаточных дорожных битумов, то за счет исключения облагораживающих установок сумма необходимых инвестиций на строительство НПЗ-ОСН значительно снижается. Такие заводы будут рентабельны при переработке тяжелых нефтей в объеме 200 тыс. т в год. Стоит обратить внимание на возможности производства битумной продукции различных видов и назначений – дорожные битумы, битумные эмульсии, серебитумные и полимербитумные композиции. Сера также может направляться на производство сероцементных и серобетонных строительных изделий.

Для некоторых стран, не имеющих природных запасов нефти, вместо импорта широкой гаммы дорогостоящих нефтепродуктов, целесообразно строить нефтеперерабатывающие заводы топливно-битумного профиля, закупая на нефтяных биржах дешевые мазуты и тяжелые нефти и обеспечивая экономику своей страны более дешевыми нефтепродуктами.

>>>

4. Рекомендации к опытно-промышленной отработке ультрадисперсного кавитационно-каталитического висбрекинга ВСБН

Создание энергонезависимого промышленного комплекса по отработке вариантов эффективной добычи, подготовке и комплексной глубокой переработке высокосернистой битуминозной нефти непосредственно на промысле зависит от многих организационных, технических и финансовых факторов. Основной вопрос потенциальных Заказчиков: «А где работает?». На этот вопрос есть одно решение: необходимо строить опытно-промышленную установку. Однако и для принятия такого решения требуются, увы – годы. Примеров не счесть. Так, технологический регламент на строительство опытно-промышленной установки для отработки вариантов получения синтетической нефти на Русском месторождении отлеживается уже более 5 лет [10]. Процессинговыми отработками технологии в лаборатории показан эффективный перевод нефти плотностью 962 кг/м^3 в нефть плотностью 875 кг/м^3 со значительным снижением вязкости [8, 9]. Удельные расчетные затраты на промысловую технологию получения облегченной нефти из тяжелой не превышают 280–300 руб./т. Однако, чего-то ждем!?

Опытно-промышленная отработка технологических вариантов оформления процессинга и его технологических режимов позволяют получить исходные данные для строительства промышленной установки расчетной мощности. Нами сформулированы вопросы для строительства опытно-промышленной установки ультрадисперсного ККВ применительно к сверхтяжелым битуминозным нефтям, плотностью более 1000 кг/м^3 (нефть тяжелее воды, и при деэмульгировании скважинной водонефтяной эмульсии требуются другие подходы [8]).

Проблемные свойства нефти:

1) высокая обводненность и неотбиваемость капсулированной воды на установке подготовки сбросной воды (УПСВ);
2) высокое содержание сероводорода в попутном газе;
3) высокое содержание серы в нефти;
4) высокое содержание в нефти тяжелых углеводородов, в частности смол и асфальтенов.

Первостепенные шаги в реализации:

1) предполагается построить энергогенерирующие мощности, работающие на нефти, подготовленной до соответствующих параметров;
2) выбрать и опробовать в пилотном режиме энергоэффективные технологии, вырабатывающие из нефти востребованные газовые и жидкие топлива;
3) необходимость проведения предварительной очистки газов от сероводорода и жидких топлив, выделенных из данной нефти от серусодержащих и асфальтеновых соединений.

Задачи строительства ОПУ: найти экономически эффективную стратегию промышленной эксплуатации месторождения сверхвязкой нефти (>1000 кг/м^3) путем строительства промысловой пилотной установки мощностью 3–5 т в час с целью промышленной отработки наиболее целесообразных вариантов технологических схем глубокой переработки добытой нефти с выработкой наиболее востребованной (в т.ч. на промысле) и высоколиквидной продукции.

Комплексные предложения фирмы «Виста-Термакат»:

1. На существующей УПСВ с применением кавитационно-акустического воздействия провести модернизацию технологии выделения газов из скважинной жидкости, одновременно повысить эффективность разделения закапсулированных воды и нефти, добиться минимально целесообразных концентраций воды в нефти и нефти в сбросной воде. Показать эффективность приготовления водонефтяных эмульсионных топлив кавитационно-акустическими насосами.
2. Построить комбинированную опытно-промышленную установку подготовки нефти (УПН) с технологией глубокой конверсии ВСБН производительностью 3–5 т/ч с включением в нее:
   1) процессов подготовки нефти (удаление мехпримесей и соленых вод);
   2) висбрекинга с кавитационно-каталитической конверсией тяжелых углеводородов в легкие на ультрадисперсном суспензионном катализаторе;
   3) ректификацией дистиллятов и выделением остаточных судовых и энергетических топлив;
   4) получить облегченную маловязкую синтетическую нефть товарного качества.

   Ожидаемый баланс выработки нефтепродуктов из ВСБН 1014 кг/м^3, % масс.:
   – Технологические газы – 8;
   – Бензиновые фракции – 12;
   – Дизельные фракции – 40;
   – Жидкое энергетическое топливо/остаточные судовые топлива – 15;
   – Битумы/электродные пеки – 20;
   – Серобетоны/сероцементы – 10.
3. Предусмотреть строительство пилотных установок обессеривания газов и жидких топлив, направляемых на генерацию электроэнергии и пара.
4. Рекомендовать для строительства энергогенерирующих мощностей паросиловые отечественные установки, вырабатывающие параллельно с паром и электроэнергию, при этом в качестве топлива могут использоваться газ и нефть, предварительно обессеренные на установке УДККВ ВСБН.

Изготовителями оборудования рекомендуем выбрать российские компании.

Основные преимущества технологии кавитационно-каталитической конверсии высокосернистых битуминозных нефтей в облегченные нефти:

- Современные аппаратурно-технологические решения, высокая промышленная надежность и экологическая безопасность.
- Высокая степень превращения тяжелых углеводородов в среднедистиллятные фракции с повышением сортности нефти.
- Высокая универсальность и гибкость технологии по видам выпускаемой продукции (СН, ПСН, легкие и остаточные топлива, топливные газы, битумы и пеки).
- Исключение проблем трубной перекачки тяжелых нефтей.
- Обеспечение районов добычи высококачественными дорожными битумами, дизельными, судовыми, котельными и энергетическими топливами.
- Минимально необходимые средства на строительство промысловой установки глубокой переработки высокосернистой битуминозной нефти.
- Высокая прибыльность обеспечивает быструю окупаемость инвестиций.

ВЫВОДЫ:

Кавитационно-каталитический висбрекинг на ультрадисперсных катализаторах – передовое инновационное решение по кардинальному увеличению рентабельности месторождений битуминозных нефтей.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Синтетическая нефть. Безостаточная технология переработки тяжелых российских нефтей на промыслах. А. К. Курочкин, С. П. Топтыгин. СФЕРА. Нефть и Газ, №1, 2010, с. 92–105.
2. Экспериментальный поиск перспективной технологии глубокой переработки ашальчинской сверхвязкой нефти. А. К. Курочкин, Р. Р. Хазеев. СФЕРА. Нефть и Газ, №2, 2015, с. 52–71.
3. Дизельный висбрекинг в конфигурации малого промыслового НПЗ. А. К. Курочкин, Р. Р. Хазеев. СФЕРА Нефть и Газ, №3, 2019, с. 98–108.
4. Производство неокисленных дорожных битумов из мазутов. Рентабельность малых установок. А. К. Курочкин. СФЕРА. Нефть и Газ, №6, 2016, с. 64–71.
5. Использование технологии «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» для промысловой переработки нефтей Ориноко в облегченную синтетическую нефть. Рук. А. К. Курочкин, НПЦ «Термакат», Отчет НИР, выполнено по договору №40184 от 17 марта 2009 г., 59 с.
6. Глубина переработки нефти свыше 90% – объективная реальность для любого НПЗ без коксовой. А. К. Курочкин. СФЕРА. Нефть и Газ, №3, 2011, с. 144–152.
7. Повышаем рентабельность мини-НПЗ: комплектуем модулем глубокой переработки мазута. А. К. Курочкин. СФЕРА. Нефть и Газ, №1, 2015, с. 60–72.
8. Промысловая установка получения улучшенной облегченной нефти из тяжелой заэмульгированной нефтежидкостной смеси. Результаты НИОКР. А. К. Курочкин. СФЕРА. Нефть и Газ, №6, 2019, с. 92–103.
9. Лабораторное моделирование промысловой переработки тяжелой нефти Русского месторождения с получением облегченной синтетической нефти по безостаточной технологии. Рук. А. К. Курочкин, Отчет НИР, НПЦ «Термакат», выполнено по договору № ТНМ 0226/08/3С, 123 с.
10. Технологический регламент на проектирование пилотной установки производства облегченной синтетической нефти Русского месторождения. Рук. А. К. Курочкин, НПЦ «Термакат», 36 с.
11. Опытно-промышленный модуль термокавитационной конверсии гудронов до маловязких котельных топлив на месторождении Шушуфинди. Регламент на проектирование и программа испытаний. Рук. А. К. Курочкин, Регламент, НПЦ «Термкат», 2011, 31 с.
12. Будущее глубокой переработки нефти: Сделано в России. С. Н. Хаджиев, Х. А. Кадиев. The Chemical Journal, №9, 2009, с. 34–37.

Соединим мир вместе!

Группа компаний «Серебряный мир 2000» — российский производитель соединительных деталей трубопроводов, имеющий 20-летний опыт работы с ведущими предприятиями нефтегазового комплекса.

В ГРУППУ КОМПАНИЙ ВХОДЯТ:

ООО «Серебряный мир 2000»

Производственная площадка «СМ Деталь»

Производственная площадка «Завод СпецМаш»

ОСНОВНЫЕ СФЕРЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- **СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ** (отводы, переходы, тройники, заглушки, днища, фланцы и др.)
- **СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО ГНУТЫХ ОТВОДОВ** с использованием технологии индукционного нагрева, трехмерная гибка труб
- **АТТЕСТОВАННАЯ ЛАБОРАТОРИЯ РАЗРУШАЮЩЕГО И НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ**
- **ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДОВ** (в т.ч. криогенные)
- **ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ ПО МЕЖДУНАРОДНЫМ СТАНДАРТАМ**
- **НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ ПО ЧЕРТЕЖАМ ЗАКАЗЧИКА**
- **ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**
- **ВСЕ ВИДЫ ИЗОЛЯЦИИ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ** (антикоррозионная изоляция, теплогидроизоляция, криогенная и др.)

БАЗЫ И РЕЕСТРЫ

Компания «Серебряный мир 2000» является официальным представителем основных заводов-производителей соединительных деталей трубопроводов. Включена в Базы и Реестры квалифицированных поставщиков трубной продукции «РОСНЕФТЬ», «ГАЗПРОМ», «СИБУР», «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», «НОВАТЭК», «ТАТНЕФТЬ» и др.

Производственная площадка «СМ Деталь» прошла независимые выездные аудиты, имеет положительные заключения и допущена к поставкам для нужд: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «СИБУР Холдинг», ПАО «Газпромнефть».

Наличие на предприятии сертифицированной системы менеджмента качества в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 9001:2015 гарантирует клиентам компании ООО «Серебряный мир 2000» высокое качество обслуживания на всех этапах сотрудничества.

ЗАКАЗЧИКИ

- Крупнейшие нефтегазовые предприятия России.
- Крупнейшие нефте- и газоперерабатывающие заводы России.
- Строительно-монтажные подрядные организации.
- **Более 800** комплектующих организаций.
- **Более 2 000** предприятий машиностроения, ЖКХ, сельского хозяйства, металлургии и строительной индустрии.

>>>

ПРОИЗВОДСТВО ГОРЯЧЕГНУТЫХ ОТВОДОВ

ООО «Серебряный мир 2000» представляет собственное производство гнутых отводов (производственная площадка ООО «СМ Деталь») на немецком оборудовании фирмы **AWS SCHAFER** методом индукционного нагрева с наружным диаметрами 108-820 мм, радиусами гиба 1,5-40DN и толщиной стенки трубы до 100 мм, для магистральных, промысловых и технологических объектов нефтяной, газовой и химической промышленности.

Индукционно-гибочная установка SRBMI 800 позволяет изготавливать нестандартную продукцию, технологически сложные изделия с использованием трехмерной гибки труб.

ОБЩАЯ ПЛОЩАДЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА 20 000 кв. м.

Наружный диаметр	108-820 мм
Радиус гиба	1,5-40DN (250-4500 мм)
Толщина стенки трубы	до 100 мм
Назначение	для магистральных, промысловых и технологических объектов нефтяной, газовой и химической промышленности

Технология гибки с индукционным нагревом имеет значительные преимущества по сравнению с обычными методами гибки:

- Гибка с различными радиусами от 1,5 DN и углами;
- Гибка с малой овальностью трубы;
- Гибка с малым утонением стенки;
- Трехмерные изгибы с прямыми коленями, снижение числа сварных соединений;
- Гибка труб с комплексной геометрией;
- Гибка с минимальным соотношением R/D;
- Гибка труб из ферритовых, аустенитных и аустенитно-ферритных сталей.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ОТВОДЫ ГНУТЫЕ

(Разработаны ООО «Серебряный мир 2000»)

ТУ 1469-002-90284633-2012
(Включены в Реестр ПАО «НК «Роснефть»)
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые) повышенной эксплуатационной надежности в коррозионно-активных средах с содержанием сероводорода до 6% об.
Условные проходы:
от DN100 до DN800 мм
Радиусы гиба: от 1,5DN до 20DN
Назначение: для магистральных, промысловых и технологических объектов нефтяной и газовой промышленности, транспортирующих коррозионно-активные среды, применяемые на объектах ПАО «НК «Роснефть», на рабочее давление до 32,0 МПа.

ТУ 1469-005-90284633-2016
(Включены в Реестр ПАО «НК «Роснефть»)
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые)
Условные проходы:
от DN100 до DN800
Радиусы гиба: от 1,5DN до 20DN
Назначение: для сооружения промысловых трубопроводов, предназначенных для транспортировки некоррозионноактивных сред, применяемых на объектах ПАО «НК «Роснефть», на рабочее давление до 32,0 МПа включительно, при температуре стенки трубопровода от -60°С до +200°С.

ТУ 1469-003-90284633-2015
(Включены в Реестр ПАО «Газпром»)
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые)
Условные проходы:
от DN100 до DN700
Радиусы гиба: от 1,5DN до 40DN
Назначение: для сооружения магистральных и промысловых трубопроводов, предназначенных для транспортировки некоррозионноактивного газа, на рабочее давление до 32,0 МПа включительно при температуре стенки трубопровода от -60°С до +120°С.

ТУ 1469-004-90284633-2016
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые)
Условные проходы:
от DN100 до DN800
Радиусы гиба: от 1,5DN до 40DN
Назначение: для сооружения технологических трубопроводов, предназначенных для транспортировки жидких, газообразных и парообразных сред, на рабочее давление до 32,0 МПа включительно, при температуре стенки трубопровода: от -60°С до +200°С (для отводов I категории) и от -196°С до +700°С (для отводов II категории).

ТУ 1469-001-90284633-2011
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые)
Условные проходы:
от DN100 до DN800
Радиусы гиба: от 1,5DN до 5DN
Назначение: для магистральных, промысловых и технологических объектов нефтяной и газовой промышленности, транспортирующих неагрессивные среды, применяемые на объектах, на рабочее давление до 32,0 МПа.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГНУТЫХ ОТВОДОВ

Установлен следующий ряд рабочего давления:
1,6; 2,5; 4,0; 5,6; 6,4; 7,5; 8,5; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0 и 32,0 МПа.

Допускается применять отводы на другие рабочие давления на основе расчетов с учетом механических свойств материала, коэффициентов условий работы и коэффициентов надежности по нагрузке.

Класс прочности:
К42, К48, К50, К52, К56, К60

Гнутые отводы изготавливаются из сталей:
20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20ФА, 13ХФА, 20А, 20С, 15Х5М, 12(08) Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 12Х1МФ и др.

>>>

АТТЕСТОВАННАЯ ЛАБОРАТОРИЯ РАЗРУШАЮЩЕГО И НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

Копер маятниковый TIME JB-W300
Испытание образцов на ударную вязкость

Ультразвуковой толщиномер Мастера А 1208
Определение толщины металла

Рентгенофлуоресцентный анализатор X-Met 8000
Определение химического состава металла

Ультразвуковой дефектоскоп STARMANS DIO 1000
Контроль сплошности металла

Машина разрывная TIME WEW-600D
Испытание образцов на растяжение

Стационарный твердомер МЕТОЛАБ 601
Определение твердости по Бринеллю

Криокамера КРИО-Т-05-03
Охлаждение образцов на ударную вязкость

Спектрометр ДФС-500
Определение химического состава металла

Станок для надреза TIME L-71-UV
Станок для надреза U и V

НОМЕНКЛАТУРА

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ПРОДУКЦИИ ВОЗМОЖНО ИЗ КОРРОЗИОННОСТОЙКИХ, ЖАРОПРОЧНЫХ, НЕРЖАВЕЮЩИХ МАРОК СТАЛИ И ДР.:

20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20А, 20С, 13ХФА, 20ФА, 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М и др.

- **СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО**
- **БОЛЕЕ 10 000 ТИПОРАЗМЕРОВ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ, ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ НА СКЛАДЕ КОМПАНИИ**
- **ОПЫТ ПОСТАВОК НЕСТАНДАРТНОЙ ПРОДУКЦИИ**
- **УЧАСТИЕ В БОЛЕЕ ЧЕМ 900 ПРОЕКТАХ ПО ВСЕЙ РОССИИ**
- **БОЛЕЕ 3 000 ДОВОЛЬНЫХ КЛИЕНТОВ**
- **НАДЕЖНАЯ ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ**

ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ

- **Отводы:**
  бесшовные, штампосварные, секторные сварные, угольники, гнутые
- **Переходы**
  (концентрические, эксцентрические): бесшовные, штампосварные, точеные
- **Тройники**
  бесшовные, штампосварные, сварные, сварные с усиливающими накладками, точеные
- **Заглушки:**
  эллиптические, фланцевые, поворотные (обтюраторы), точеные
- **Днища**
- **Фланцы:**
  плоские приварные, приварные встык, свободные на приварном кольце, фланцы ASME, ANSI
- **Изолирующие фланцевые соединения**
- **Прокладки:**
  паронитовые (ПОН), маслобензостойкие (ПМБ), спирально-навитые (СНП), прокладки овального сечения (кольца Армко)
- **Крепеж:**
  гайки, шпильки, болты, шайбы

ПРОИЗВОДСТВО ГОРЯЧЕГНУТЫХ ОТВОДОВ

ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДОВ
(в т.ч. криогенные)

ДЕТАЛИ В ИЗОЛЯЦИИ
(антикоррозионная изоляция, теплогидроизоляция, криогенная и др.)

НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ ПО ЧЕРТЕЖАМ ЗАКАЗЧИКА

ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

>>>

СКЛАДСКОЙ КОМПЛЕКС

НАЛИЧИЕ СОБСТВЕННОГО СКЛАДА ПЛОЩАДЬЮ 2 500 м² С ОТДЕЛЬНЫМИ ЗОНАМИ РАЗГРУЗКИ, ПРИЕМКИ, КОМПЛЕКТАЦИИ И ОТПУСКА ТОВАРОВ.

- **Территориально удобное расположение склада;**
- **Наличие на складе современной погрузо-разгрузочной техники;**
- **Входной контроль продукции;**
- **Возможность погрузки негабаритных деталей;**
- **Упаковка продукции по современным стандартам;**
- **Бесплатная доставка до любой транспортной компании в черте города благодаря наличию собственного автопарка;**
- **Страхование грузов;**
- **Четко отработанные логистические схемы доставки груза.**

ДИЛЕРСТВО

ООО «СЕРЕБРЯНЫЙ МИР 2000» ЯВЛЯЕТСЯ ДИЛЕРОМ ВЕДУЩИХ РОССИЙСКИХ ЗАВОДОВ-ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ И ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ, ЧТО ОБЕСПЕЧИВАЕТ:

- **Широкий ассортимент продукции на складе компании;**
- **Изготовление продукции по специальным техническим требованиям и чертежам Заказчика;**
- **Выполнение сложных заказов и постоянное повышение качества поставок;**
- **Гарантированное качество продукции.**

- АО «Арамильский завод передовых технологий», Свердловская область, г. Арамиль
- ООО «Артемовский завод трубопроводных соединений», Свердловская область, г. Артемовский
- ООО «Белэнергомаш-БЗЭМ», г. Белгород
- АО «Газстройдеталь», г. Тула
- ООО «Комплект-92», г. Екатеринбург
- ЗАО «Лискимонтажконструкция», Воронежская область, г. Лиски
- ООО «Омский завод трубопроводной арматуры», г. Омск
- ООО «Омский завод комплектации трубопроводов», г. Омск
- ООО Завод «Проммонтаж», г. Екатеринбург
- ООО «Промнефтегаз», г. Челябинск
- ЗАО «Первоуральский завод комплектации трубопроводов», Свердловская область, г. Первоуральск
- ООО «Профиль-Арма», Челябинская область, г. Златоуст
- ООО «СМ Деталь», Свердловская область, г. Арамиль
- ООО «ТУРБО», г. Екатеринбург
- ООО «УралТрубоДеталь», г. Челябинск
- ООО «ЮгПром», Ростовская область, г. Таганрог

ООО «Серебряный мир 2000»
620089, г. Екатеринбург, ул. Луганская, д. 2, офис 1
тел./факс (343) 270-58-85, 385-05-85
e-mail: office@sm2000.ru
www.sm2000.ru

Склад ООО «Серебряный мир 2000»
620089, г. Екатеринбург, ул. Хлебная, д. 15

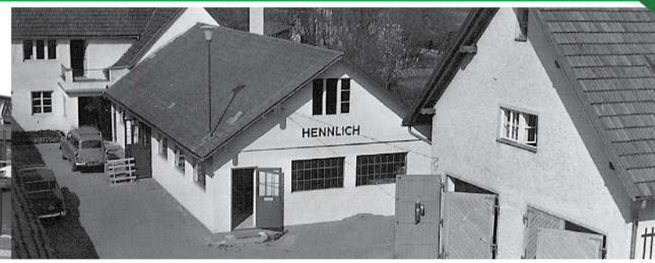
СМ ДЕТАЛЬ

Производственная площадка
ООО «СМ Деталь»
624002, Свердловская обл.,
Сысертский район,
г. Арамиль, ул. Свободы, д. 42Г

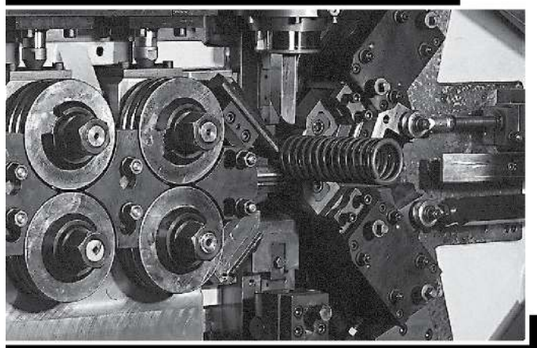
HENNLICH

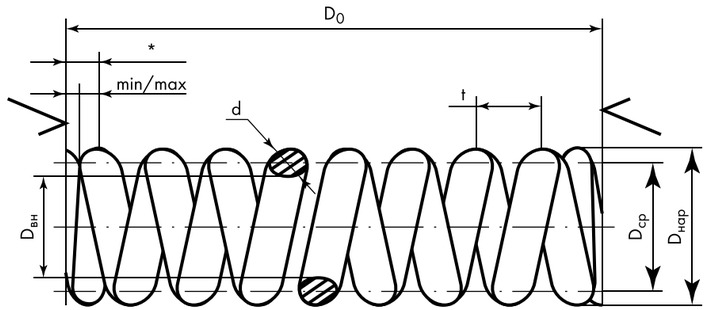
ООО «ХЕННЛИХ»

ПРОИЗВОДСТВО И ПОСТАВКА РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПРУЖИН



- **Широкий выбор материалов**
- **Складская программа**
- **Производство по индивидуальным параметрам**
- **Техническая поддержка со стороны российских и европейских специалистов**
- **Большой ассортимент**



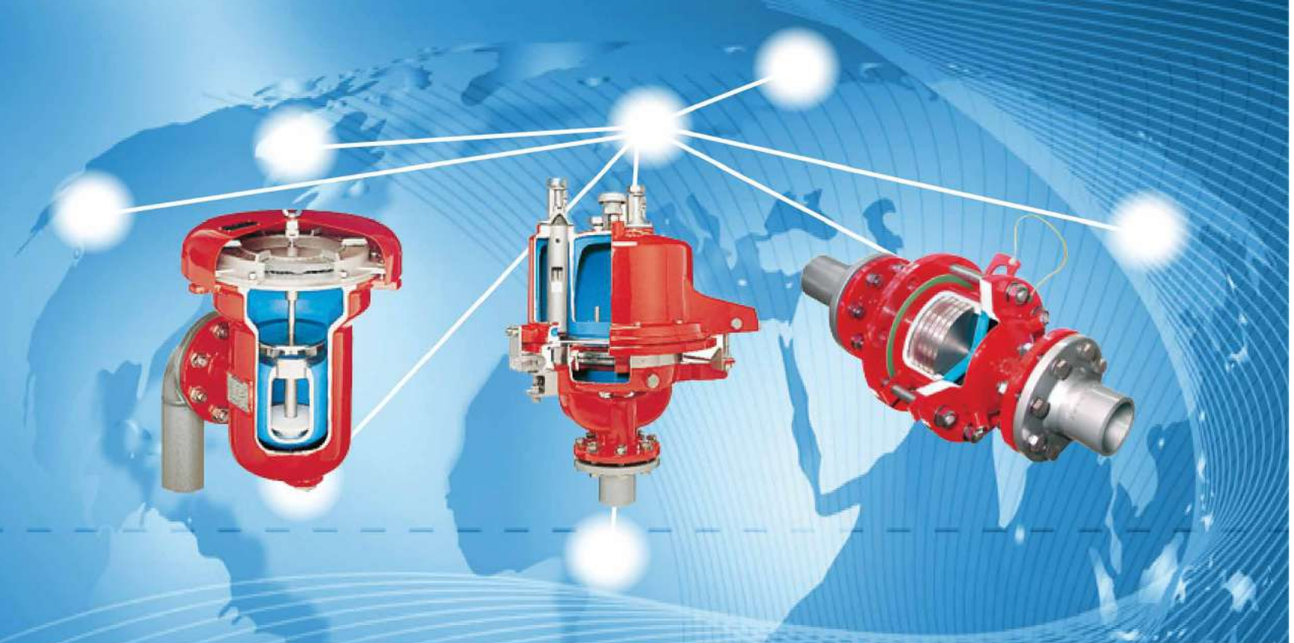


КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

г. Тверь, наб. реки Лазури, д. 15 А, пом. 14
тел. +7 (4822) 787-180, доб. 331, 332
тел. +7 (910) 646-73-44
e-mail: nazarova@hennlich.ru
e-mail: averkin@hennlich.ru

Весь ассортимент компании ХЕННЛИХ

www.hennlich.ru



Огнепреградительная арматура PROTEGO®

Защищая жизнь - Сохраняя инвестиции

ООО «ХЕННЛИХ» – это команда специалистов в области поставки технологического оборудования, качественных компонентов и комплектующих для машиностроения, металлургической, химической, горнодобывающей, цементной, топливной, пищевой и других видов промышленности на протяжении более 90 лет.

Компания существует на российском рынке с 2010 года и является частью международной группы HENNLICH, представленной в более чем 20 странах Европы.

С 2019 года ООО «ХЕННЛИХ» является представителем компании «Брауншвейгер Фламменфильтер», известной под торговой маркой PROTEGO®.

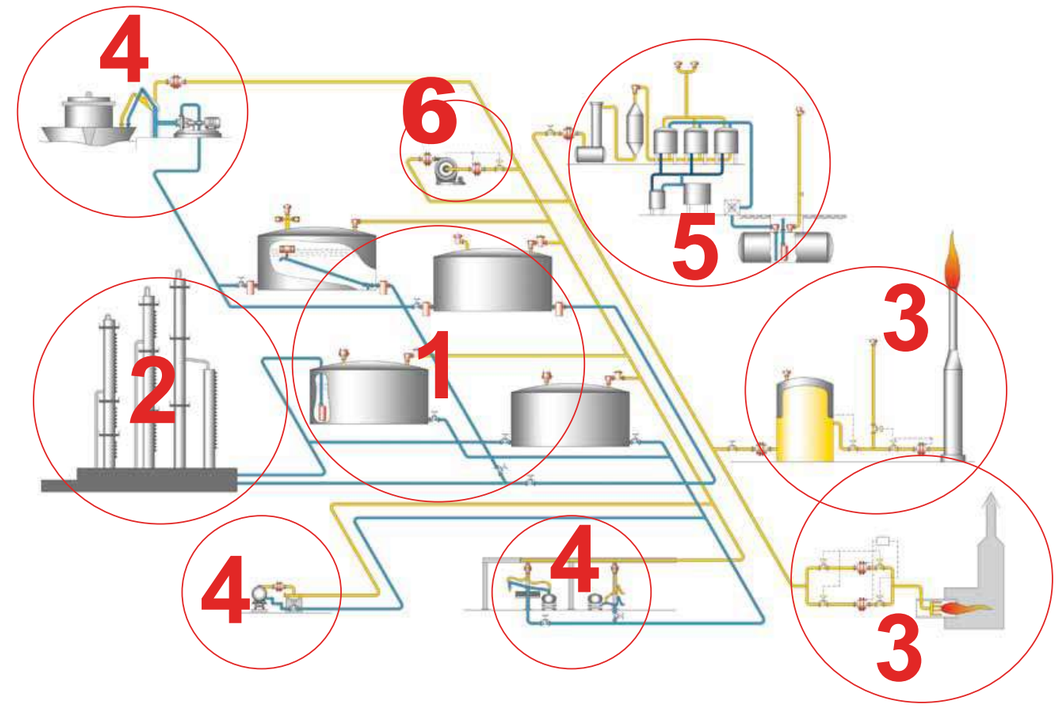
Компания «Брауншвейгер Фламменфильтер» (Braunschweiger Flammenfilter) – это традиционное немецкое предприятие. Уже более 60-ти лет наши партнеры постоянно разрабатывают, улучшают и производят огнепреградители, клапаны и резервуарное оборудование для различных технологических решений. В течение этих лет фирменный знак компании – PROTEGO® – и название фирмы «Braunschweiger Flammenfilter» зарекомендовали себя как синонимы к словам «качество», «надежность» и «работоспособность».

Для удовлетворения существующих потребностей рынка в области противопожарной арматуры, PROTEGO® предлагает широкую программу огнепреградителей, клапанов и резервуарного оборудования. Области применения предлагаемых продуктов очень разнообразны.

Технологическая постановка задачи – это важная задача как для инженеров PROTEGO®, так и для конечных пользователей.

Арматура PROTEGO® постоянно совершенствуется в совместной работе с конечными пользователями, техническими институтами и государственными контрольными организациями. Созданный при компании научно-исследовательский центр – самый большой в мире – позволяет проводить не только дальнейшее усовершенствование продуктов компании, но и проведение работ над специальными проектами наших клиентов. При этом возможна разработка арматур номинальным диаметром до DN1000, а также в условиях более высокого давления и температуры.

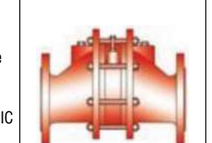
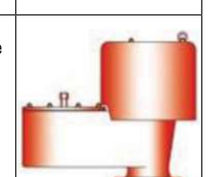
В сотрудничестве с компанией «Брауншвейгер Фламменфильтер» специалисты ООО «ХЕННЛИХ» готовы помочь Вам в выборе необходимого продукта или разработать технологическое решение, полностью соответствующее Вашим условиям применения. Мы предлагаем качественную техническую консультацию и быструю доставку по России за счет собственного склада в г. Твери.

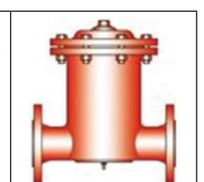
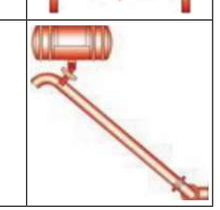


Арматура PROTEGO® обеспечивает технологическую безопасность и защиту окружающей среды:

1 – В резервуарах на НПЗ и нефтехимических производствах.
2 – В процессах и установках химической и фармацевтической промышленности.
3 – При сжигании отработанных газов в факельных системах.
4 – В судостроении, при морском бурении, в погрузочной технике для легковоспламеняющихся продуктов.
5 – В системах обратного конденсирования паров.
6 – Как составные части различных машин и приборов, а также в таких применениях, как биогазовая установка, в переработке мусора, в медицинской промышленности, в установках для производства продуктов питания, в самолетостроении, в автомобилестроении и т.д.

Типы наиболее распространенных исполнений арматуры PROTEGO®:

Конечная арматура для резервуаров. Вентиляционные и дыхательные патрубки, предохранители против длительного горения, противодефлаграционные предохранители. Группы взрывоопасности: IIA1, IIA, IIB1-IIB3, IIC Диаметр патрубка: от ½" до 800 мм (32")	
Противодефлаграционные и детонационные внутритрубные встроенные огнепреградители. Группы взрывоопасности: IIA1, IIA, IIB1-IIB3, IIC Диаметр патрубка: от ¼" до 1000 мм (40")	
Клапаны на вакуум, клапаны на избыточное давление, комбинированные клапаны на вакуум/избыточное давление, мембранный клапан, направляющий клапан. Область давления: от 2 мбар до 200 мбар Диаметр: от 50 мм (2") до 700 мм (28")	

Внутритрубные клапаны на вакуум, клапаны на избыточное давление, комбинированные клапаны на вакуум/избыточное давление. Область давления: от 2 мбар до 500 мбар Диаметр: 25 мм (1") до 300 мм (12")	
Специальное оборудование под ключ. Наземный сливной клапан в комплекте с огневым предохранителем, мерник и пробоотборник. Плавающие поворотные устройства для забора жидкой среды из резервуара с поверхности.	

HENNLICH

ООО «ХЕННЛИХ»
170028, г. Тверь,
Набережная реки Лазури, 15А
тел. (4822) 787-180
e-mail: hennlich@hennlich.ru
www.hennlich.ru

Первая помощь, пожар или опасные работы:
как к этому быть готовым?

Работа в промышленной отрасли почти всегда сопряжена с рисками. На современных предприятиях техника безопасности и планы предотвращения чрезвычайных ситуаций тщательно прорабатываются, а потому с каждым годом число несчастных случаев уменьшается. При этом до сих пор Россия остается в конце рейтинга стран по числу травматизма или летальных исходов среди сотрудников промышленных компаний.

Аналитики, однако подчеркивают, что во многом тенденция к снижению числа несчастных случаев в России связана с тем, что в официальную статистику попадают далеко не все такие происшествия из-за ужесточения наказаний по отношению к виновным. По данным Росстата за 2018 год, на промышленном производстве в России пострадало не менее 23,5 тыс. человек. А среди европейских стран Россия и вовсе занимает первое место по числу смертей из-за несоблюдения и незнания техники безопасности. Так, по данным 2018 года, речь идет о шести смертях на 100 тыс. человек. В то время, как в Великобритании этот коэффициент равен 0.4, в Германии 1.6, а в Беларуси 2.

***Дмитрий КИРИЛЛОВ** – президент компании Modum Lab*

Согласно все той же статистике, наиболее опасными работами в России являются – работы на высоте и монтажные работы. При этом с «высотными» профессиями связаны очень многие сферы промышленности.

Как показывает практика, одним из действенных инструментов снижения уровня травмирования работников, который применяется в том числе в Европе, является разработка современных программ по повышению уровня безопасности. Сюда входит и обучение сотрудников четкому следованию правил, и контроль имеющихся рисков, повышение уровня квалификации рабочих, отработка чрезвычайных ситуаций, обучение оказанию первой помощи, внедрение технологичных методов обучения, а также мотивация людей к соблюдению установленных норм. Для достижения положительной динамики в этой деятельности должны принимать участие не только работники предприятий, но и их руководители и непосредственные работодатели. В обучении сотрудников также есть еще одна задача: обучить верному поведению и проверить, будет ли человек поступать соответственно в реальной штатной или аварийной ситуации. Предприятия сталкиваются с задачей создать такую проверку поведения человека, в которой будет сохраняться эмоциональное напряжение, но появится возможность потренироваться неоднократно, проанализировать отдельные решения и дать сотруднику шанс исправить ошибки для закрепления результата.

Классические методы обучения бывают малоэффективны, ведь часто проблема кроется не столько в недостаточной подготовке людей, сколько в отсутствии у них мотивации внимательно вчитываться в правила, а затем с нужной ответственностью подходить к отработке практической части.

И уже сегодня существует инструмент, который способен решить описанные задачи и максимально приблизить тренировки к реальности. ***Это – технологии виртуальной и дополненной реальности.***

Симуляции в виртуальной реальности показывают события чрезвычайно близкими к жизни, а не просто дают текстовое описание происходящего. Кроме того, если начинать обучение с демонстрации аварии или масштабов бедствия, сотрудников будет проще и логичнее подвести к задачам для прохождения тренировки, повысить их погружение в ситуацию – почти, как в реальной жизни.

Что еще важно – VR-симуляции могут научить обучаемых мыслить самостоятельно в критических моментах.

Экономическая эффективность таких внедрений заключается в простом масштабировании и настраиваемых уровнях сложности. Это значит, что всего одного шлема виртуальной реальности будет достаточно для поочередной тренировки десятков или даже сотен человек. При это одну симуляцию по промышленной безопасности могут использовать сотрудники нескольких специальностей. Широко распространена также разработка симуляций сетевого взаимодействия, когда сотрудники предприятия могут оттачивать навыки командной работы. Проходить тренировки в разных сценариях пользователи могут сколько угодно раз, а это значит, что довести действия сотрудников при ЧП будут доведены практически до автоматизма.

Также в VR-симуляциях можно показывать последствия пренебрежения техникой безопасности, что оказывает сильное влияние на мотивацию сотрудников выполнять регламенты и инструкции. Например, пользователь неверно закрепил карабин – он реалистично падает с высоты. Такого рода внутреннее потрясение, пережитое в виртуальной среде полезно, чтобы в реальной жизни человек не допустил трагических последствий.

Как известно, около 80% информации человек воспринимает визуально. Но бывают случаи, когда важно передать информацию не только посредствам картинки и звуков, но и при помощи тактильных ощущений, можно использовать дополнительное оборудование.

Это – всевозможные перчатки с обратной связью, костюмы. Например, для компании Газпром-нефть-СМ Modum Lab совместно с Teslasuit создали симуляцию обучения регламенту действий в случае возникновения чрезвычайной ситуации – возгорания. Благодаря костюму с тактильной обратной связью обучаемый может чувствовать происходящее – жар пламени, неприятные и даже немного болезненные вибрации от взрыва, симуляцию ожогов от горящих предметов и многое другое.

Решают VR/AR-технологии и вопрос с мотиваций. Возможность попрактиковаться, надев шлем виртуальной реальности, кажется привлекательной для сотрудников и процесс обучения происходит добровольно, с удовольствием. На практике за VR-очками обычно выстраивается очередь из желающих попробовать потушить виртуальный пожар или потренироваться верно застегивать карабин.

VR-технологии позволяют также оценить сотрудников промышленных компаний по склонности к риску и характеру действий в нештатных ситуациях. Выполнение задания в VR-очках позволяет выявить индивидуальные склонности сотрудника, учесть его слабые стороны и вовремя скорректировать поведение. Такой проект, например, уде больше года успешно использует одна из дочерних компаний Газпром-нефти.

Часто VR/AR-решения по промышленной безопасности создаются компаниями под заказ, а разработчик учитывает все нюансы: соблюдает фирменный стиль, логотипы, детально прорабатывает окружающую среду. Из-за сложности в техническом плане такие проекты являются достаточно дорогостоящими, и их цена может доходить до нескольких миллионов рублей. Но сегодня рынке появляются альтернативы – готовые «универсальные» решения, которые могут быть полезны практически всем промышленным компаниям. Это – своего рода «азы», которыми должны владеть абсолютно все работники промышленной отрасли.

>>>

В основы базового обучения промышленной безопасности входит, например, оказание первой медицинской помощи пострадавшему. Интерактивная теория учит правильно определять травмы у виртуальных пострадавших, а виртуальная тренировка обучает конкретным шагам помощи: обеззаразить, наложить повязку, дать обезболивающее, наложить жгут и др. В VR-формате можно попробовать оказать помощь людям, получившим переломы конечностей, ожоги, электротравмы разной степени тяжести и многие другие часты травмы. При этом каждый обучаемый получает индивидуальные подсказки и может сколько угодно раз проработать свои ошибки, доведя действия в критических ситуациях до автоматизма. Стоит также учитывать, что в виртуальном пространстве обучаемый видит реалистичного пострадавшего, за счет чего создается сильное эмоциональной напряжение, совсем как в реальной жизни.

Ни одно учение не позволит создать такую степень реалистичности, как обучение в виртуальной среде.

Такие же «универсальные» решения могут быть применимы для изучения и отработки самых распространенных работ, например, работ на высоте.

Ведь все они так или иначе связаны с порядком выполнений действий на лесах, наклонной и прямой крышах, перемещением на балке и работе с карабином. В VR-пространстве сотрудник предприятия может взаимодействовать с креплениями, тренируясь правильно застегивать их или отрабатывать правильность перемещения по пологой крыше. Находясь в VR-очках, обучаемый реалистично ощущает высоту и лучше осознает то, с чем ему придется столкнуться во время выполнения настоящих работ. Подходят такие проекты и для обучения стажеров, новичков. Так неопытный сотрудник может совместить теоретическую и практическую части, быстрее и в более понятной, наглядной форме освоить материал. При этом стоимость таких «универсальных» решений ниже, чем проектов на заказ, и их цена сегодня начинается от 500 тыс. рублей.

Промышленность в России традиционно консервативна, но в последние несколько лет цифровизация все активнее затрагивает область подготовки специалистов и обеспечение их безопасности. Технологии виртуальной и дополненной реальности, например, – важные элементы программы «Цифровая экономика РФ».

Стимулом задуматься о внедрении VR-проектов для промышленности являются и многочисленные успешные примеры крупных игроков рынка, уже повысивших уровень безопасности и сокративших время обучения специалистов за счет инноваций. Успешно используют VR-технологии для обеспечения безопасности и обучения специалистов в России компании Газпром-Нефть, Сибур, Северсталь, Полюс-золото, BIOCAD. И с каждым годом число компаний, вставших на путь инноваций, растет.

Компания Modum Lab
190068, Санкт-Петербург,
Лермонтовский пр., д. 35, 2 этаж
тел. (812) 317-70-85
e-mail: hello@modumlab.com
www.modumlab.com

modum lab

УКРЕПИМ СКЛОН ЛЮБОЙ СЛОЖНОСТИ!

ГК РУСКОМПОЗИТ КСИ

ГЕОСОТЫ «АРМОСЕЛЛ»

УНИКАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА

ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ПРИ ЗАЩИТЕ ОТ ВЕТРОВОЙ, ВОДНОЙ ЭРОЗИИ И УКРЕПЛЕНИИ СЛАБЫХ ОСНОВАНИЙ И ГРУНТОВ

ПОМОЩЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СПЕЦИАЛИСТА В ПОДАРОК

экономия 20% на доставке*

экономия до 50% на трудозатратах**

упрощает процесс укладки*

логистическое сопровождение

- производство геосот «АРМОСЕЛЛ» по новейшей технологии с применением уникального метода модификации полимера, который позволяет выпускать объемную георешетку толщиной от 1 мм, улучшая ее технические свойства
- при производстве используется первичное сырье, что придает геосотам повышенную прочность
- применение ультразвуковой сварки обеспечивает высокое качество соединений и исключает перегрев материала в местах сварки, что позволяет сохранить его прочность
- наличие рельефной поверхности и перфорации геосот способствует улучшению сцепления с грунтом
- * малый вес сокращает затраты при транспортировке и облегчает укладку материала
- наличие перфорации обеспечивает дренажную функцию геосот
- возможность изготовления геосот с различными геометрическими параметрами ячеек позволяет применять их на различных объектах
- геосоты можно применять при температуре от - 60 до +60 °С

ВОЗМОЖНОСТЬ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ГЕОСОТ ПО ИНДИВИДУАЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ ЗАКАЗЧИКА

*** при сравнении с комплексными решениями применения геосинтетических и нетканных материалов*

+7(495) 223-77-22

info@ruscompozit.com
www.ruscompozit.com

446201, Самарская область, г. Новокуйбышевск, Железнодорожный проезд, д.1

Комплексная промышленная и пожарная безопасность объектов нефтегазового комплекса
и отраслей, использующих их продукцию

ООО «Интехцентр», созданное в 1996 году на базе «НИИ ПХ проект» Госрезерва России, специализируется на разработках, производстве и внедрении специальных лакокрасочных систем покрытий для защиты от коррозии металлических и бетонных поверхностей, эксплуатируемых в различных агрессивных средах: городской и промышленной атмосферах; химических средах; нефти и нефтепродуктах; в воде (морской, пресной, технической); в условиях воздействия подземной коррозии и других средах.

В период с 2001 по 2004 гг., совместно с «НИИ ПХ проект» был разработан ряд защитных систем под торговыми запатентованными марками «Техкор®», «ПАКойл®» и «Биотекс®» с их модификациями для защиты от различных агрессивных сред, которые успешно применяются в различных отраслях. На разработанные системы имеются дипломы и патенты.

Защита внутренних и наружных поверхностей резервуаров для хранения светлых нефтепродуктов

Предупреждение возгораний резервуаров достигается за счет нанесения на внутренние поверхности лакокрасочных антистатических противокоррозионных топливостойких покрытий «Техкор-612» (цвет от черного до светло-серого), исключающих условия пожаровзрывоопасности вследствие образования статического электричества.

За разработку и внедрение этих покрытий ООО «Интехцентр» награждено Золотой медалью «ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА И БЕЗОПАСНОСТИ» на Международном конкурсе «НАЦИОНАЛЬНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ», а в 2002 году компания стала одним из разработчиков «Требований к антикоррозионным покрытиям резервуаров для хранения АвиаГСМ», по которым в настоящее время окрашиваются все резервуары в аэропортах на территории РФ.

Для сохранения количества и качества нефтепродуктов при хранении используются атмосферостойкие покрытия «Техкор-121» для наружных поверхностей, которые за счет своей большой тепло-светоотражающей способности, снижают нагрев оболочки резервуаров, чем сокращают потери от испарения легких фракций нефтепродуктов, которые при определенной концентрации пожаровзрывоопасны. Предлагаемые материалы успешно применяются с 2001 года в России и за рубежом.

Защита внутренних поверхностей резервуаров для хранения нефти и мазута

Нефте-, мазутостойкие, термохимстойкие противокоррозионные лакокрасочные системы «ПАКойл 6» применяются для защиты от коррозии металлических поверхностей, находящихся в контакте с нефтью, содержащей пластовую воду с повышенной минерализацией, кислотностью, и содержащую сероводород; очищенной нефтью с применением антистатических покрытий; нефтью и мазутом, нагреваемыми до 105°С.

Покрытия стойкие к моющим составам и пропариванию.

Защитные покрытия характеризуются стойкостью к воздействию нефти и темных нефтепродуктов в условиях умеренного и холодного климата, достаточно эластичные при механических нагрузках, вызываемых «хлопунами» в резервуарах, обладают уникальными защитными свойствами и высоким ресурсом эксплуатации, увеличивая срок службы резервуаров.

Защита наружных поверхностей емкостей, трубопроводов, металлоконструкций, сооружений от подземной коррозии и блуждающих токов

Электроизолирующая противокоррозионная лакокрасочная система покрытий «ПАКойл 6/4» предназначена обеспечивать пассивную защиту металла от подземной коррозионной активности среды (почвы, грунтов, грунтовых вод), включая биокоррозию, электрохимическую коррозию, действие блуждающих токов. Защитная система «ПАКойл 6/4» имеет высокие электроизолирующие свойства, что подтверждено заключениями, соответствует требованиям ГОСТ 9.602-2016 и относится к покрытиям усиленного типа. Покрытие обладает адгезионно-ингибирующим эффектом, что значительно повышает защитные свойства в условиях подземной коррозии и долговечность покрытия.

ООО «Интехцентр»
123308, Москва, пр-кт Маршала Жукова, д. 2, стр. 1, оф. 63
тел. (499) 191-71-94, (925) 263-21-94
e-mail: texkortexkor@mail.ru
www.texkor.ru

Взрывобезопасное оборудование
ООО НПП «Магнито-Контакт»

Извещатель пожарный дымовой оптико-электронный точечный взрывозащищенный ИП212-69/1 Ex ПАШК.425232.117 ТУ

Сертификат соответствия № RU C-RU.ПБ65.В.00014/19 с 17.04.2019г. по 16.04.2022г.
(Технический регламент о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ)
Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00141/19 с 03.07.2019г. по 02.07.2024г.
(ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»)
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.БН01.В.0003008/19 с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
(ТР ЕАЭС 037/2016 «Об ограничении применения опасных веществ в изделиях электротехники и радиоэлектроники»)

Извещатель пожарный дымовой оптико-электронный точечный взрывозащищенный ИП212-69/1Ex, предназначен для обнаружения возгораний в закрытых помещениях зданий и сооружений в их ранней стадии, сопровождающихся выделением дыма.

Извещатель рассчитан на эксплуатацию при температуре окружающей среды от -30 до +55°С. Степень защиты обеспечиваемая оболочкой – IP40 по ГОСТ 14254. Маркировка взрывозащиты ИП212-69/1Ex 1Ex ib IIB T6 Gb по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Производитель рекомендует производить подключение извещателей ИП212-69/1Ex через барьер искрозащиты БИСШ АТФЕ.426439.001ТУ, имеющего маркировку по взрывозащите [Exia]IIC/IIB и удовлетворяющего требованиям ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) или извещатель должен применяться с сертифицированными в установленном порядке искробезопасными источниками электропитания, имеющими искробезопасные электрические цепи уровня «ib», удовлетворяющими требованиям п. 12.2.5 ГОСТ IEC 60079-14-2013.

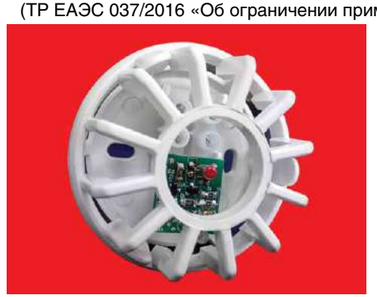
■ **Максимальные входные искробезопасные параметры ИП212-69/1Ex:** - Ui: 30 В; - Ii: 25 мА; - Pi: 0,3 Вт; - Li: 10 мкГн; - Ci: 0,1 мкФ.

Извещатель ИП212-69/1Ex может быть установлен во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок класса 1 и ниже, категории IIA и IIB (ГОСТ IEC 60079-10-1-2011).

■ **Основные технические характеристики:**
- Напряжение питания – от 10 до 30 В;
- Чувствительность извещателя в пределах 0,05–0,2 дБ/м;
- Инерционность срабатывания не более 9 с.
- Средний потребляемый ток:
  – в дежурном режиме до 30 мкА,
  – в режиме «Пожар» до 25 мА.
- Извещатель сохраняет работоспособность при воздействии на него:
  – воздушного потока со скоростью до 10 м/с,
  – фоновой освещенности до 12000 лк от искусственных или естественных источников освещения.
- Охраняемое пространство при высоте до 6 м – 70 м^2;
- Диапазон рабочих температур от -30°С до +55°С;
- Максимальная влажность окружающей среды – 93±1% при температуре 40°С;
- По устойчивости к электрическим помехам и по помехоэмиссии извещатель соответствует требованиям ГОСТ 53325-2012 для 2-й степени жесткости;
- Габаритные размеры – диаметр 100 мм, высота 53 мм;
- Масса извещателя – 0,1 кг;
- Степень зашиты корпуса: IP40 по ГОСТ 14254.

Извещатели пожарные тепловые точечные максимальные взрывозащищенные ИП103-55Ex ПАШК.425212.129 ТУ

Сертификат соответствия № RU C-RU.ПБ65.В.00012/19 с 17.04.2019г. по 16.04.2022г.
(Технический регламент о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ)
Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00141/19 с 03.07.2019г. по 02.07.2024г.
(ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»)
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.БН01.В.0003008/19 с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
(ТР ЕАЭС 037/2016 «Об ограничении применения опасных веществ в изделиях электротехники и радиоэлектроники»)



Извещатели пожарные тепловые точечные максимальные взрывозащищенные ИП103-55Ex предназначены обнаружения пожара, сопровождающегося повышением температуры в закрытых помещениях.

Извещатели ИП103-55Ex предназначены для работы совместно с приемно-контрольными приборами, имеющими напряжение в шлейфе сигнализации от 10 до 30 Вольт с величиной тока короткого замыкания не более 20 мА и имеющих сертифицированные барьеры безопасности с выходными искробезопасными цепями ”i”.

Производитель рекомендует производить подключение извещателей ИП103-55Ex через барьер искрозащиты БИСШ АТФЕ.426439.001ТУ, имеющего маркировку по взрывозащите [Exia]IIC/IIB и удовлетворяющего требованиям ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) или извещатель должен применяться с сертифицированными в установленном порядке искробезопасными источниками электропитания, имеющими искробезопасные электрические цепи уровня «ib», удовлетворяющими требованиям п. 12.2.5 ГОСТ IEC 60079-14-2013. При постоянном напряжении в шлейфе соблюдение полярности включения извещателя не требуется. При наличии в шлейфе знакопеременного напряжения подключение извещателя осуществляется с использованием полупроводникового диода.

Извещатели ИП103-55Ex изготавливают в 2 модификациях:

Вид модификации	Особенность конструкции	Степень защиты по ГОСТ 14254
ИП103-55-А1Ex (температура срабатывания от 54°С до 65°С)	Питание по двухпроводной электрической соединительной линии наличие оптического индикатора (встроенная электронная плата индикации)	IP20
ИП103-55-А3Ex (температура срабатывания от 64°С до 76°С)		

Основные технические данные взрывозащищенных извещателей ИП103-55Ex:

Тип изделий и их исполнения	ИП103-55Ex	
	ИП103-55-А1Ex	ИП103-55-А3Ex
Маркировка взрывозащиты	1Ex ib IIB T6 Gb	1Ex ib IIB T6 Gb
Степень защиты по ГОСТ 14254	IP20	IP20
Класс электротехнического изделия по способу защиты человека от поражения электрическим током по ГОСТ 2.2.007.0-75	III	III
Диапазон температур при эксплуатации, °С	от -40 до +50	от -40 до +60
Относительная влажность при температуре 40°С, %	до 93	до 93
Максимальные входные искробезопасные параметры: – напряжение Ui, В – ток Ii, мА – мощность Pi, Вт – внутренняя индуктивность Li, мкГн – внутренняя емкость Ci, пФ	 25 200 1,2 10 0,6	 25 200 1,2 10 066

■ **Основные технические характеристики:**
- Напряжение питания – 9–30 В;
- Потребляемый ток в дежурном режиме до 30 мкА (зависит от напряжения питания);
- Ток потребления в режиме «Пожар»:
  – от 10±2 мА при 9В питания
  – до 25±2 мА при 30В питания;
- Режим передачи сигнала «ПОЖАР» извещателя сохраняется после снижения температуры окружающей среды. Возврат в дежурный режим осуществляется путем отключения напряжения питания на время 2 с.;
- Условия эксплуатации:
  температура окружающего воздуха
  – от -40°С до +50°С для ИП 103-55-А1Ex,
  – от -40°С до +60°С для ИП 103-55-А3Ex.
- Относительная влажность воздуха до 93% при температуре +40°С;
- Габаритные размеры: диаметр не более 58 мм; высота не более 37 мм; масса – не более 0,1 кг.

Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный ИП535Ex «СЕВЕР» ПАШК.425211.126 ТУ

Сертификат соответствия № RU C-RU.ПБ65.В.00010/19 с 17.04.2019г. по 16.04.2022г.
(технический регламент о требованиях пожарной безопасности №123-ФЗ
Сертификат соответствия RU C-RU.ВН02.В.00141/19 с 03.07.2019г. по 02.07.2024г.
(ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»)
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.БН01.В.0003008/19 с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
(ТР ЕАЭС 037/2016 «Об ограничении применения опасных веществ в изделиях электротехники и радиоэлектроники»)

Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный ИП535Ex «СЕВЕР» предназначен для ручного включения сигнала тревоги и применяется в помещениях зданий и сооружений различного назначения. По заказу потребителя извещатель может дополнительно оборудоваться сухим переключающим контактом геркона с выходом на отдельный клеммник. Корпус извещателя может быть оборудован герметичными пластиковыми кабельными вводами для подведения проводников диаметром от 6 до 14 мм или от 11 до 17 мм, герметичными вводами МКВ (см. таблицу) из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т, предназначенными для различных вариантов прокладки кабеля количеством 2 шт.

Типы кабельных вводов МКВ

Тип кабельного ввода МКВ	Условное обозначение	Проходной диаметр кабеля, мм
Открытая прокладка кабеля	МКВ М20К	6–12
Труба с резьбой G1/2	МКВ М20Т1/2	6–12
Труба с резьбой G3/4	МКВ М20Т3/4	6–12
Металлорукав РЗЦ 10 мм	МКВ М20КМ10	6–8
Металлорукав РЗЦ 12 мм	МКВ М20КМ12	6–10
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ М20КМ15	6–12
Бронированный кабель	МКВ М20В	6–12
Бронированный кабель с двойным уплотнением	МКВ М20В2	6–12

Производитель рекомендует производить подключение извещателей ИП535Ex «СЕВЕР» через барьер искрозащиты БИСШ АТФЕ.426439.001ТУ, имеющего маркировку по взрывозащите [Exia]IIC/IIB и удовлетворяющего требованиям ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) или извещатель должен применяться с сертифицированными в установленном порядке искробезопасными источниками электропитания, имеющими искробезопасные электрические цепи уровня «ia», удовлетворяющими требованиям п. 12.2.5 ГОСТ IEC 60079-14-2013. Извещатель ИП535Ex «СЕВЕР» имеет маркировку взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Извещатели приводятся в действие опусканием вниз в направлении стрелок приводного элемента (ручки).

Максимальные входные искробезопасные параметры ИП535Ex «СЕВЕР»: - Ui 30 В; - Ii 200 mA; - Pi 1,2 Вт; - Li 10 мкГн; - Ci 50 пф.

■ **Основные технические характеристики:**

- Напряжение питания – 9–30 В (в дежурном режиме индикатор промаргивает в интервале 5–7 сек., в режиме пожар индикатор горит постоянно);
- Средний потребляемый ток в дежурном режиме до 50 мкА;
- Ток потребления в режиме «Пожар»:
  – 10±2 мА (при 9 В),
  – 20±2 мА (при 30 В);
- Диапазон рабочих температур: -55°С...+60°С;
- Максимально допустимая относительная влажность окружающей среды – 98%;
- Коммутируемые:
  – мощность 1,5 Вт,
  – напряжение 30 В,
  – ток 0,2 А;
- Габаритные размеры – 129x158x72 мм;
- Масса извещателя – не более 0,5 кг;
- Степень зашиты оболочки: IP66/IP67 по ГОСТ 14254;
- Класс по степени защиты от поражения электрическим током – III по ГОСТ 12.2.007.0.

Кабельные вводы взрывозащищенные серии МКВ ПАШК.305331.132 ТУ

Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00349/20 с 14.02.2020г. по 02.10.2024г.
(ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»)

Кабельные вводы взрывозащищенные серии МКВ предназначены для ввода гибких кабелей во взрывозащищенное оборудование.

Вводы могут использоваться с бронированным и небронированным кабелем круглого сечения, а также кабелями проложенными в трубе или металлорукаве.

Вводы выпускаются в исполнениях отличающихся размером и типом присоединительной резьбы, типом присоединяемого кабеля.

■ **Вводы серии МКВ выпускаются с видом взрывозащиты:**

- «взрывонепроницаемая оболочка «d» по ГОСТ IEC (60079-1-2011),
- «повышенная защита вида «е» по ГОСТ 30610.7-2012/ IEC (60079-7-2006)
- «взрывозащита вида «i» по ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011)
- от воспламенения пыли оболочками «t» ГОСТ IEC (60079-31-2013).

Вводы серии МКВ имеют маркировку взрывозащиты 1Ex d IIC Gb/PB Ex d I Mb или Ex tb IIIC Db или 0Ex ia IIC Ga или 1Ex e IIC Gb. Кабельные вводы МКВ изготавливаются в соответствии с таблицей.

Тип	Условное обозначение	Резьба, DxP, L	Размер под ключ S, мм	Проходной (внешний*) Ø кабеля**, мм	Габариты, мм
Открытая прокладка кабеля	МКВ G1/2K	G1/2, 20 мм	27	6-12	31x72
	МКВ M20K	M20x1.5,20 мм			31x72
	МКВ G3/4K	G3/4, 25 мм	36	10-16	41x96
	МКВ M25K	M25x1.5,25 мм			41x96
	МКВ M32K	M32x1.5,30 мм	50	16-26	55x112
	МКВ M40K	M40x1.5,30 мм		22-30	55x112
	МКВ M50K	M50x1.5,30 мм	65	30-42	75x120
Труба с резьбой G1/2	МКВ G1/2T1/2	G1/2, 20 мм	27	6-12	31x113
	МКВ M20T1/2	M20x1.5,20 мм			31x113
Труба с резьбой G3/4	МКВ G1/2T3/4	G1/2, 20 мм			31x113
	МКВ M20T3/4	M20x1.5,20 мм			31x113
	МКВ G3/4T3/4	G3/4, 25 мм	36	10-16	41x120
	МКВ M25T3/4	M25x1.5,25 мм			41x120
Труба с резьбой G1	МКВ M32T1	M32x1.5,30 мм	50	16-26	55x135
Труба с резьбой G1¼	МКВ M40T5/4	M40x1.5,30 мм		22-30	55x138
Труба с резьбой G1½	МКВ M50T3/2	M50x1.5,30 мм	65	30-42	75x142
Металлорукав РЗЦ 10 мм	МКВ G1/2KM10	G1/2, 20 мм	27	6-8	31x82
	МКВ M20KM10	M20x1.5,20 мм			31x82
Металлорукав РЗЦ 12 мм	МКВ G1/2KM12	G1/2, 20 мм		6-10	31x87
	МКВ M20KM12	M20x1.5,20 мм			31x87
Металлорукав РЗЦ 15 мм	МКВ G1/2KM15	G1/2, 20 мм		6-12	31x87
	МКВ M20KM15	M20x1.5,20 мм			31x87
Металлорукав РЗЦ 20 мм	МКВ G3/4KM20	G3/4, 25 мм	36	10-16	41x100
	МКВ M25KM20	M25x1.5,25 мм			41x100
Металлорукав РЗЦ 25 мм	МКВ G3/4KM25	G3/4, 25 мм	36 и 41	10-16	41x100
	МКВ M25KM25	M25x1.5,25 мм			41x100
	МКВ M32KM25	M32x1.5,30 мм	50	16-22	55x112
Металлорукав РЗЦ 32 мм	МКВ M32KM32	M32x1.5,30 мм		16-26	55x112
	МКВ M40KM32	M40x1.5,30 мм		22-26	55x115
Металлорукав РЗЦ 38 мм	МКВ M50KM38	M50x1.5,30 мм	65	30-32	75x118
Бронированный кабель. Обжим проволочной брони	МКВ G1/2B	G1/2, 20 мм	27	6-12 (18)	31x72
	МКВ M20B	M20x1.5,20 мм			31x72
	МКВ G3/4B	G3/4, 25 мм	36	10-16 (25)	41x96
	МКВ M25B	M25x1.5,25 мм			41x96
	МКВ M32B	M32x1.5,30 мм	50	16-26 (38)	55x112
	МКВ M40B	M40x1.5,30 мм		22-26 (44) 26-30 (44)	55x112
	МКВ M50B	M50x1.5,30 мм	65	30-36 (54) 36-42 (54)	75x120
Бронированный кабель с двойным уплотнением. Обжим проволочной брони	МКВ G1/2B2	G1/2, 20 мм	27	6-10, 10-12 (18)	31x96
	МКВ M20B2	M20x1.5,20 мм			31x96
	МКВ G3/4B2	G3/4, 25 мм	36	10-12,5; 12,5-16	41x111
	МКВ M25B2	M25x1.5,25 мм			41x111
	МКВ M32B2	M32x1.5,30 мм	50	16-22; 22-26	55x126
	МКВ M40B2	M32x1.5,30 мм		22-26 (44) 26-30 (44)	55x128
	МКВ M50B2	M40x1.5,30 мм	65	30-36(54) 36-42 (54)	75x135

Извещатели охранные точечные магнитоконтактные взрывозащищенные Ex ИО102 МК ПАШК.425119.114 ТУ

Сертификат соответствия № RU C-RU.ВН02.В.00037/19 с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
(ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»)
Сертификат соответствия № РОСС RU.11АК01.Н.00433 с 05.02.2019г. по 04.02.2022г.
(ГОСТ Р 54832-2011«Извещатели охранные точечные магнитоконтактные»)
Сертификат соответствия № РОСС RU.АМ03.Н.00197 04.02.2019г. по 03.02.2022г.
(стойкость к сейсмическим воздействиям ГОСТ 30546.1-98, ГОСТ 30546.2-98, ГОСТ 30546.3-98)
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.БН01.В.0003007/19 с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
(ТР ЕАЭС 037/2016 «Об ограничении применения опасных веществ в изделиях электротехники и радиоэлектроники»)
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.БН01.В.0003003/19 с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
(ТР ЕАЭС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»)

Извещатели охранные точечные магнитоконтактные взрывозащищенные Ex ИО102 МК предназначены для контроля положения частей конструкций и механизмов, конструктивных элементов зданий и сооружений на открывание или смещение, выполненных из магнитных (стали и сплавов) или немагнитных материалов (дерева, пластика, алюминия) с последующей выдачей извещения о тревоге.

Степень защиты оболочки IP66/IP68 по ГОСТ 14254. Габаритные размеры: блок геркона 97x58x37 мм, блок магнитов 100x58x37 мм.

Масса (не более): блок геркона 0,65 кг, блок магнитов 0,48 кг. Средний срок службы не менее 8 лет.

Извещатель не содержит драгоценных металлов (п.1.2 ГОСТ 2.608-78).

Извещатели выпускаются в корпусах из нержавеющей стали или алюминиевого сплава в соответствии с таблицей.

Наименование изделия	Тип применяемого геркона	Тип ввода	Тип штуцера	Корпус	Маркировка взрывозащиты ГОСТ 31610.0-2014
Ex ИО102 МК N исп.200	нормально разомкнутый	Сменный кабельный ввод с резьбой М25	К В TG-1/2 TG-3/4 КМ15 КМ20	Нержавеющая сталь 12Х18Н10Т	1Ex d IIC T6 Gb / PB Ex d I Mb
Ex ИО102 МК N исп.300	переключающий				
Ex ИО102 МК Al исп.200	нормально разомкнутый			Алюминиевый сплав Д16Т	1Ex d IIC T6 Gb
Ex ИО102 МК Al исп.300	переключающий				

■ **Блоки геркона оснащены клеммниками для подключения проводов сечением до 1 мм^2 и комплектуются сменными кабельными вводами различных исполнений:**

- Для открытой прокладки кабеля диаметром 6–12 мм (индекс в обозначении К);
- Для присоединения бронированного кабеля диаметром 6–12 мм (индекс в обозначении В);
- Для прокладки присоединяемого кабеля в трубе G1/2 (TG-1/2) или G3/4 (TG-3/4);
- Для прокладки присоединяемого кабеля в металлорукаве (КМ15, КМ20).

Извещатель охранный точечный магнитоконтактный взрывозащищенный ИО 102-40 АТФЕ.425119.066ТУ

Сертификат соответствия № RU C-RU.ВН02.В.00037/19 с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
(ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»)
Сертификат соответствия № ССБК RU.ПБ27.Н000010 с 29.05.2019г. по 28.05.2024г.
(ГОСТ Р 53325-2012 «Техника пожарная. Технические средства пожарной автоматики. Требования и методы испытаний»)
Сертификат соответствия № РОСС RU.11АК01.Н.00433 с 17.04.02.2019г. по 16.04.2022г.
(ГОСТ Р 54832-2011«Извещатели охранные точечные магнитоконтактные»)
Сертификат соответствия № РОСС RU.АМ03.Н.00197 с 04.02.2019г. по 3.02.2022г.
(стойкость к сейсмическим воздействиям ГОСТ 30546.1-98, ГОСТ 30546.2-98, ГОСТ 30546.3-98)
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.БН01.В.0003007/19 с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
(ТР ЕАЭС 037/2016 «Об ограничении применения опасных веществ в изделиях электротехники и радиоэлектроники»)
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.БН01.В.0003003/19 с 13.12.2019г. по 12.12.2024г.
(ТР ЕАЭС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»)

Извещатели предназначены для обнаружения несанкционированного открывания или смещения охраняемых конструкций.

Извещатели ИО102-40 имеют маркировку взрывозащиты 0Ex ia IIB T6 Ga X по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011). Производитель рекомендует производить подключение извещателей ИО102-40 через барьер искрозащиты БИСШ АТФЕ.426439.001ТУ, имеющего маркировку по взрывозащите [Exia]IIC/IIB и удовлетворяющего требованиям ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) или извещатель должен применяться с сертифицированными в установленном порядке искробезопасными источниками электропитания, имеющими искробезопасные электрические цепи уровня «ia», удовлетворяющими требованиям п. 12.2.5 ГОСТ IEC 60079-14-2013. Степень зашиты оболочки: IP66/68 по ГОСТ 14254-2015;

Извещатели не содержит драгоценных металлов (п.1.2 ГОСТ 2.608-78).

Извещатели выпускается с нормально разомкнутым (модификации А2П ИБ, Б2П ИБ) или переключающим (модификации А3П ИБ, Б3П ИБ) контактами геркона.

■ **Максимальные входные искробезопасные параметры:** Ui, - 25В; Ii - 0,2А; Pi - 1.2Вт; Li - 10 мкГн; Ci - 50 пф

■ **Основные технические характеристики:**

- Напряжение питания – 72 В;
- Ток – 0,5 А;
- Мощность – 10 Вт
- Диапазон рабочих температур: -55°С...+50°С

ООО НПП «Магнито-Контакт»
390027, г. Рязань, ул. Новая, 51в, помещение Н4
тел./факс (4912) 45-16-94, 45-37-88, 210-215
тел./факс (495) 320-09-97
e-mail:451694@bk.ru
www.m-kontakt.ru
www.m-kontakt.com

Инновация на рынке георешеток

РУСКОМПОЗИТ продолжает модернизировать производственные площадки, а также инвестировать в производство уникальных технологий. Производственная линия по изготовлению полимерных геосотовых материалов запущена в г. Новокуйбышевск, Самарская обл. Особенностью продукта стала радиационная модификация, позволившая снизить себестоимость материала, без потери технических характеристик.

Группа компаний «РУСКОМПОЗИТ» расширяет производственные мощности. На производственной площадке ООО «Комплексные системы изоляции» летом этого года запустили новую линию по производству объемной радиационно-модифицированной полимерной георешетки.

«Объемную георешетку используют для укрепления откосов насыпей автомобильных и железных дорог, откосов береговых линий и русел водоемов, а также в ландшафтном дизайне. *– говорит о применении продукта Дмитрий Сапронов, генеральный директор УК Рускомпозит. –* ***Продукт знаком отрасли, но мы решили усовершенствовать его и снизить себестоимость изделия. Благодаря использованию технологии радиационной модификации полиэтиленовой основы георешетки– направленным пучком ускоренных электронов, мы снизили себестоимость производства продукта. Метод позволяет значительно сократить толщину материала основы до 1,0 мм, при этом все физико-механические свойства основы георешетки соответствуют требованиям к аналогичной немодифицированной продукции толщиной 1,35 мм. При небольшом объеме инвестиций в оборудование (18,5 млн руб.), экономия производства составляет порядка 10%».***

Способ изготовления полимерной геосотовой решетки заключается в изготовлении мерных полос из модифицированного полиэтиленового материала. Мерные полосы из модифицированного полиэтиленового материала изготавливают из экструдированного полиэтилена толщиной 0,8–1,1 (мм) и плотностью 0,910–0,965 (г/см^3), который модифицируют электронно-лучевым излучением мощностью 0,7–0,9 МэВ при токе излучения 45–80 мА и удельной скорости обработки 0,077–0,1 м/(мин*мА).

«Многих пугает словосочетание «радиационно-модифицированная». На самом деле, продукт безопасен, *– комментирует управляющий директор ООО «Комплексные системы изоляции» Сергей Смирнов. –* ***Суть радиационного воздействия заключается в облучении полимеров, которые в дальнейшем меняют надмолекулярную структуру и превращаются в нужный по физико-механическим характеристикам материал. Повышается прочность, термостойкость, устойчивость к химическим воздействиям».***

Ячейки геосотовой структуры могут быть заполнены как дискретным, так и монолитным материалом: растительным грунтом с посевом трав, каменным материалом, бетоном, торфопесчаной смесью (в северных условиях). Привычное производство объемной георешетки – технологический процесс, где из листового полиэтилена низкого давления или смеси полиэтилена низкого и высокого давления изготавливают мерные полосы, скрепляют попарно их между собой сварными швами, образуя ячеистую структуру. Однако полиэтилен относится к термопластичным материалам и подвергается деформации, например, под воздействием солнечных лучей и одновременном давлении грунта. Поэтому одной из проблем, возникающей при использовании классической объемной георешки, является неупругое растяжение термопластичного полимера, которое приводит к деформации всей геосотовой решетки, перемещению слоя грунта и оползням.

«Для улучшения эксплуатационных характеристик мы проводим сварку мерных полос с использованием ультразвуковой сварки при частоте ультразвука 18–30 кГц, и времени сварки 1,0–3,0 сек., *– рассказывает Сергей Смирнов. –* ***В итоге мы получили инновационную объемную георешетку, при типоразмерном ряде листов полиэтилена малой толщины с одновременным улучшением эксплуатационных характеристик к силовым растягивающим напряжениям, возникающим при природно-климатическом и силовом воздействии заполнителя на стенки ячеистой структуры решетки».***

ИЗГОТОВЛЕНИЕ МАТЕРИАЛА ПРОХОДИТ ЧЕТЫРЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СТАДИИ:

1. Изготовление пленки из полиэтилена методом экструзии. Производство материала геосотового полимерного «Армоселл» начинается с выпуска основы (пленки) на экструзионной установке.

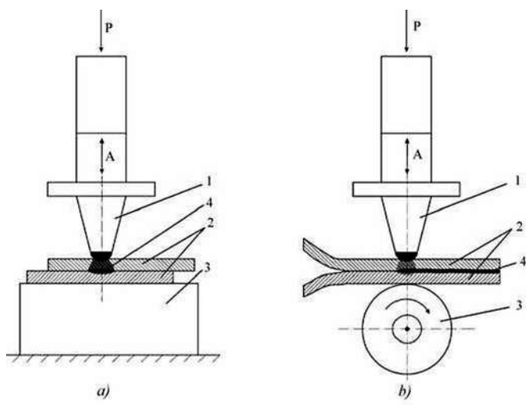


Рис. 1. Схема ультразвуковой сварки полимерных материалов:
а) продольные колебания, прессовая, точечная сварка
б) продольные колебания, шовная сварка и резка
1 – сварочный инструмент;
2 – свариваемые детали ;
3 – опора, ролик;
4 – сварное соединение.

Таблица 1.

Наименование показателя	Значение показателя для георешетки с толщиной лент, мм							Метод испытания
	1,0*	1,1*	1,3	1,5	1,6	1,8	2,0	
Прочность при растяжении неперфорированной ленты, не менее, кН/м	18	19	17	20	22	28	30	ГОСТ Р 56338, п.8.4
Прочность при растяжении перфорированной ленты, не менее, кН/м	8	8,5	9,0	12	14	18	20	ГОСТ Р 56338, п. 8.4
Прочность шва от прочности основного материала, не менее, % – на отрыв – на сдвиг	80 85							ГОСТ Р 56338, п.8.5
*для радиационно-модифицированной основы								

2. Радиационная модификация (сшивка) пленки. «Сшивкой» полиэтилена называют физический процесс, который модифицирует внутреннюю молекулярную структуру материала без изменения химического состава вещества, то есть это процесс связки звеньев его молекул в широкоячеистую трехмерную сетку, путем образования поперечных связей.

Для получения сшитого полиэтилена в условиях современного производства выделяют три наиболее распространенных метода сшивки: пероксидный, силановый и радиационный. Первые два – химические, а третий – физический метод. Принципиальных различий между разными способами сшивки нет. Однако в одном случае для разрыва связей задействуется внутренняя химическая энергия веществ, а в другом – энергия заряженных частиц (электронов). В технологическом плане разница существует. Химическая сшивка более дорогая. К тому же химическая сшивка технологически сложна и значительно дороже технологии радиационного облучения. Помимо экономической выгоды способ сшивки с помощью радиационного облучения обладает двумя важными для промешенного производства достоинствами – высокой производительностью и технологичностью. Для целей получения радиационно-модифицированных материалов на основе полиэтилена предприятием ООО «Комплексные системы изоляции» внедрена и эксплуатируется разработка Федерального государственного бюджетного учреждения науки – Института ядерной физики им. Г. И. Будкера г. Новосибирск – ускоритель электронов высоковольтный трансформаторный ЭЛВ-6. Пропуская полотно пленки через пучок ионизированного излучения ускорителя электронов ЭЛВ-6 получают радиационно-модифицированную пленку.

3. Продольная и поперечная резка радиационно-модифицированной пленки на полосы. Продольная резка с помощью системы ножей делает из широкого полотна пленки несколько узких полос шириной от 5 до 40 см. Поперечная резка обеспечивает необходимую длину нарезанных полос. Нарезанная на полосы определенной ширины и длины пленка подается в установку ультразвуковой сварки.

4. Изготовление модулей геосотового материала методом ультразвуковой сварки. Ультразвуковая сварка – это способ создания неразъемных соединений с помощью энергии, выделяющейся в зоне контакта свариваемых деталей, при прохождении через последнюю ультразвуковых механических колебаний. Основным преимуществом ультразвуковой сварки материалов является локальная направленность теплового воздействия, и как следствие отсутствие деформации и напряжения, стабильность качества сварки. Кроме того, отсутствует тепловое и световое излучение при сварке, материал не доводится до расплавленного состояния.

Ультразвуковая сварка тем более ценна, что для ряда полимеров она является единственно возможным надежным способом соединения. Основными переменными ультразвуковой сварки являются: время ультразвукового воздействия, время выдержки (проковки), давление и амплитуда колебаний.

При ультразвуковой сварке полимерных материалов вектор скорости ультразвуковых колебаний и направление приложения давления расположены перпендикулярно плоскости соединения свариваемых деталей (рис. 1).

На предприятии ООО «Комплексные системы изоляции» введен в эксплуатацию Аппарат автоматической УЗ сварки предназначенный для сваривания отдельных полос из полимера в модули георешетки. Применяемый метод сварки – прессовый. В данном оборудовании используется усовершенствованный ультразвуковой сварочный аппарат серии YX, программируемый контроллер серии VB, в устройстве используется гибкая комбинированная конструкция.

Применение усовершенствованного сварочного аппарата серии YX позволило в ходе проведения промышленной отработки режимов отработать параметры, позволяющие производить сварку в модули георешетки с заданными параметрами прочности сварного шва полотна на основе полиэтилена, прошедшего радиационную модификацию. То есть полотна имеющего более высокие прочностные характеристики и температуру плавления по отношению к имеющимся аналогичным продуктам у других производителей.

По словам производителя, наиболее популярная толщина ленты георешетки – 1,35 мм, при прочности 17 кН/м. РУСКОМПОЗИТ предлагает материалы, где толщина ленты составляет 1,1 мм, при прочности 19 кН/м, что позволяет повысить надежность при обустройстве откосов насыпей и сократить затраты.

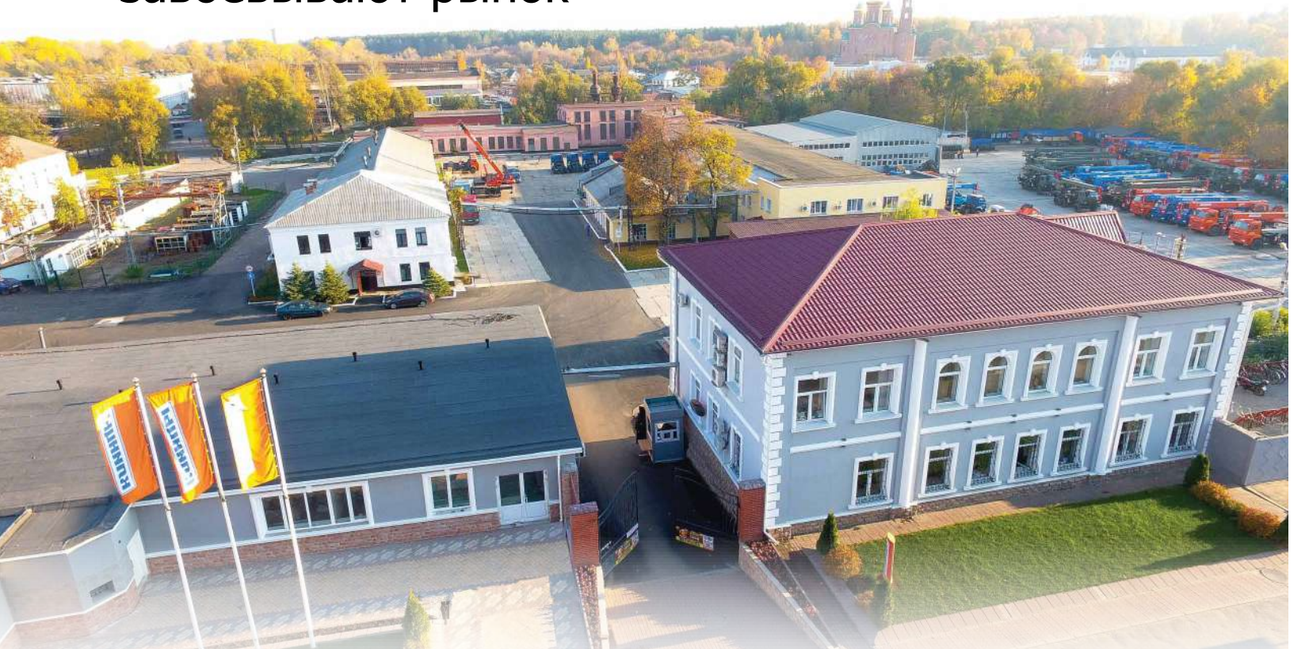
Компания уже успела зарекомендовать новый продукт на рынке Узбекистана. Объемную георешетку «Армоселл» применили для укрепления береговой линии ряда водоемов.

Показатели качества полос объемной георешетки из радиационно-модифицированной и немодифицированной основ, согласно разработанной нормативно-технической документации, приведены в табл. 1.

ГК РУСКОМПОЗИТ КСИ

ООО «Комплексные системы изоляции»
446201, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, Железнодорожный проезд, 1
тел. (84635) 3-58-64
e-mail: sales@ksi-izol.ru
www.ksi-izol.ru

Гусеничные краны «КЛИНЦЫ»
завоевывают рынок



Клинцовский автокрановый завод вот уже почти 60 лет выпускает грузоподъемную технику. Специализирующееся с 1962 года на производстве автокранов, в 2008 году предприятие создало свой первый гусеничный кран с решетчатой стрелой, а в 2010 году запустило его в серийное производство. За прошедшие 10 лет гусеничные краны «КЛИНЦЫ» завоевали доверие строителей. Краны работают в российских регионах с разными климатическими условиями: в Надыме и в Ростове-на-Дону, в Красноярске и Новосибирске, в Челябинске, Перми, Екатеринбурге, Москве, Воронеже, Костроме, Пензе Самаре и в других регионах. Крупнейшим зарубежным потребителем является Беларусь. Клинцовские гусеничные краны внесли свой вклад при реализации важнейших инфраструктурных проектов – Крымского моста, объектов к Чемпионату мира по футболу FIFA 2018, аэропорта Шереметьево и других.

В настоящее время под маркой «КЛИНЦЫ» выпускаются четыре модели гусеничных кранов: RDK-36 грузоподъемностью 36 т, RDK-40 грузоподъемностью 40 т, RDK-50T грузоподъемностью 50 т и RDK-55 грузоподъемностью 55 т. Клинцовские краны, в отличие от отечественных аналогов с дизель-электрическим проводом механизмов, имеют прогрессивный дизель-гидравлический привод. Данное конструктивное решение применяется ведущими зарубежными производителями и успешно зарекомендовало себя в эксплуатации. Гидравлическая система обеспечивает плавное управление всеми механизмам с широким диапазоном регулирования скоростей рабочих операций, давая возможность одновременного совмещения нескольких операций. В конструкции кранов применяются импортные и отечественные узлы и элементы, высокая надежность которых подтверждена многолетней практикой использования в гидравлических машинах различного типа.

Клинцовские краны RDK-36, RDK-40 и RDK-55 выпускаются с решетчатой стрелой, RDK-50T – с телескопической.

В числе достоинств гусеничных кранов с решетчатой стрелой по сравнению с автокранами, является более высокий грузовой момент и лучшие грузовысотные характеристики; увеличенные высота подъема и вылет стрелы; способность перемещаться с грузом на крюке; возможность применения различных конфигураций стрелы (быстросъемных секций-вставок и гуськов); низкие посадочные скорости, позволяющие выполнять монтаж конструкций с высокой точностью; отличные устойчивость, проходимость и маневренность. Гусеничные краны с решетчатой стрелой отличаются универсальностью применения. Кроме погрузочно-разгрузочных и строительно-монтажных работ они могут использоваться в качестве базовых машин для установки различного сменного рабочего оборудования – копра, грейфера, бура и т.д.

RDK-36

RDK-55

Традиционно гусеничные краны с решетчатой стрелой применяются, когда не требуются частые перебазировки с объекта на объект. Простота и надежность конструкции, а также преимущества использования гусеничного хода позволяют эксплуатировать эти краны в тяжелых условиях, на неподготовленных площадках.

Кран RDK-50T является единственным отечественным гусеничным краном с телескопической стрелой. Эта модель сочетает в себе преимущества автомобильного и гусеничного крана. Оснащение телескопической стрелой длиной 31 м сводит на нет подготовительный период перед началом и после окончания работ, необходимый при эксплуатации гусеничных кранов с решетчатой стрелой, тем самым сокращается время на проведение работ и на транспортировку крана.

Важным преимуществом гусеничных кранов «КЛИНЦЫ» является ходовое устройство с телескопируемыми гусеничными тележками. Это позволяет иметь компактную ширину при транспортировке и увеличенный контур при выполнении грузоподъемных работ. Еще одним достоинством является малая транспортная высота. Даже размещенный на трейлере с типовой высотой платформы до 900 мм, кран укладывается в транспортный габарит по высоте до 4 м. Краны обладают большой объемной жесткостью, за счет чего гарантируется длительная работа всех механизмов без перекосов и повреждений.

RDK-50

Конструкция порталов создана таким образом, что при монтаже и демонтаже крана на строительной площадке нет необходимости повторной запасовки каната: единожды выполненная, она обеспечивает перевод крана из транспортного положения в рабочее и обратно. Кроме того, с помощью заднего портала обеспечивается навешивание противовесов: без привлечения дополнительных грузоподъемных средств кран обеспечивает собственную сборку и разборку. Комфортабельная кабина с изменяемым углом наклона обеспечивает отличную обзорность и удобство управления посредством джойстиков. Для удобства обслуживания компоновка поворотной платформы обеспечивает легкий доступ ко всем крановым механизмам и элементам гидросистемы.

Новейшей разработкой Клинцовского автокранового завода является гусеничный кран RDK-55 грузоподъемностью 55 т. Тщательный анализ отечественного и зарубежного рынка гусеничных кранов, а также опыт эксплуатации собственных кранов данного типа позволили создать модель на уровне лучших зарубежных аналогов. В максимальной комплектации кран оснащается стрелой 51 м. Кран позволяет передвигаться с грузом на крюке массой 25 т. В комплектации применена импортная гидравлика и двигатель Volvo Penta. По сравнению с другими моделями на RDK-55 значительно увеличился набор сменного рабочего оборудования: двухканатный грейфер, вибропогружатель, установка для ударно-канатного режима бурения с обсадным столом, плоский двухканатный грейфер «стена в грунте», копровая установка с дизельным или гидравлическим молотом, установка для динамического уплотнения грунта, грузоподъемный электромагнит, буровая установка, драглайн.

Для выпуска современной, высокопроизводительной и надежной техники у Клинцовского автокранового завода есть все необходимое – мощный производственный и кадровый потенциал, передовое технологическое оборудование, огромный опыт работы. В настоящее время возводится новый цех, который позволит значительно нарастить объемы выпуска и номенклатуру гусеничных кранов.

АО «КАЗ»
243140, Брянская обл., г. Клинцы, ул. Дзержинского, 10
тел. (48336) 4-55-33
e-mail: om@oaokaz.ru
www.oaokaz.ru, www.rdk-55.ru

ПРЕПАРАТ БИОДЕСТРУКТОР НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ МИКРОЗИМ™ ПЕТРО ТРИТ™

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ

ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»
тел. +7 (495) 514-38-42
факс +7 (495) 225-45-38

www.микрозим.рф
e-mail: microzym@microzym.ru
Закладка: www.микрозим.рф/oilspills.htm

Экономический эффект, достигаемый при реструктуризации нефтегазовых компаний

ВОЛОДИНА Ирина Николаевна –
к.э.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,
e-mail: 89161411560@mail.ru

АНИСИМОВА Светлана Евгеньевна –
к.э.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,
e-mail: se2503@inbox.ru

СЕРИКОВ Дмитрий Юрьевич –
д.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,
e-mail: serrico@rambler.ru

В статье обращается внимание на особенности реструктуризации отечественных нефтегазовых компаний и получаемом при этом экономическом эффекте. На основе систематизации существующих точек зрения на получаемый экономический эффект при реструктуризации сформулированы основные выводы.

Ключевые слова: реструктуризация, экономический эффект, нефтегазовые компании, бюджетные ограничения.

Современный этап экономического развития, сопровождающийся глобализационными и интеграционными процессами, заставляет хозяйствующие субъекты независимо от их организационно-правовой формы и отраслевой направленности функциональной деятельности пересматривать осуществляемую политику. Особенно остро этот вопрос становится перед компаниями, занятыми в нефтегазовой отрасли [1,2]. Этот этап определил необходимость реструктуризации нефтяных компаний, который включает процесс их внутреннего качественного обновления и структурной реорганизации для соответствия жестким требованиям современной экономики и изменениям условий собственности [5,11].

Основные направления структурной реорганизации нефтегазовых компаний, основанные на мировом опыте, и, вместе с тем, учитывающие российские условия, включают:

1. Создание крупных операциональных дочерних структур как в области добычи нефти, так и области производства и сбыта нефтепродуктов. В таких крупных структурах проводится единая хозяйственная политика, ликвидируется ненужное дублирование, сокращается управленческий аппарат при одновременной концентрации лучших управляющих специалистов.
2. Создание на основе дочерних акционерных обществ, как правило, филиалов, что позволяет упростить систему управления в компании, повысить оперативность и эффективность управленческих решений, консолидировать финансовый поток.
3. Делегирование дочерним структурам (филиалам) всех необходимых прав оперативной, в том числе бюджетной, самостоятельности и финансовой ответственности. Такое делегирование прав и ответственности принятия решений на уровень непосредственных исполнителей – необходимое условие гибкости и оперативности управления, инициативы управляющих дочерними структурами.
4. Реорганизация корпоративного центра с укреплением его функций стратегического и координационного планирования, финансового и административного контроля, кадровой политики и общественных связей. Корпоративный центр должен выполнять стратегические функции развития компании. Это возможно только при передаче оперативных функций структурным подразделениям.
5. Совершенствование акционерной структуры в направлении повышения доли эффективного собственника. Компания заинтересована в стратегических инвесторах, которые, владея 3–5 и более % акций, настроены на долгосрочную рентабельность и готовы содействовать повышению эффективности деятельности компании.
6. Решение проблем структурной реорганизации в комплексе с совершением кадровой политики и созданием современных информационных систем управления. Для этого необходимо действующую в компании систему повышения квалификации кадров вывести на качественно более высокий уровень с привлечением для этого лучших специалистов и специализированных центров в России и за рубежом [9,10]. Долгосрочная цель – добиться возможности выделения на эти нужды не менее 2–3% от фонда оплаты труда.

>>>

Исходя из вышеперечисленного, необходимо отметить, что главная цель процесса реструктуризации состоит в совершенствовании организационной структуры и основных функций управления, финансово-экономической политики предприятий и достижение на этой основе повышения эффективности производственной деятельности, а также преодоление отставания в технико-экономических аспектах [8].

В ходе проведения реструктуризации осуществляется поиск наиболее слабых мест, которые сопровождаются неудовлетворительными финансовыми показателями или не имеют перспектив дальнейшего развития [6,7]. Это, в свою очередь, отражается на ключевых показателях или на условиях функционирования компании, и ее подразделений.

С учетом этого руководство должно произвести вмешательство, проанализировать причину возникновения подобной ситуации, при необходимости оказать содействие или заменить команду менеджеров компании, изменить ее цели или стратегию. Более радикальными являются различные формы объединений реструктурируемой компании с другими, ее продажа или ликвидация.

Анализ процесса реструктуризации, осуществляемый на отечественных предприятиях нефтегазовой промышленности, позволяет сделать вывод о том, что она проводится по различным направлениям. Наиболее распространенными выступают следующие [3]:

- Оптимизация добычи углеводородов, основанная на базе существующих на сегодняшний день месторождений для поддержания текущего уровня производства. Это, в свою очередь, осуществляется посредством проведения капитального ремонта скважин, активизации применяемых методов искусственного поддержания энергии пласта с последующим возобновлением добычи нефти из временно законсервированных и бурением новых скважин [4].
- Освоение новых месторождений запасов нефти на международном уровне при одновременном расширении ее добычи за пределами Российской Федерации.
- Совершенствование нефтеперерабатывающих мощностей и реструктуризация сбытовых сетей.
- Централизация денежных потоков и ужесточение финансового контроля посредством выделения центров прибыли и затрат.

Обратим внимание на то, что преобразование отечественных предприятий нефтегазового сектора проходило на фоне модернизации всей экономики страны, что, безусловно, отразилось на специфических особенностях российской схемы реструктуризации.

Последняя, в свою очередь, определялась степенью жесткости бюджетных ограничений. Это означало следующее:

- **на первом этапе** мягкие ограничения и ориентация на все большее «освоение» ресурсов безотносительно к эффективности их использования;
- **на втором этапе** жесткие ограничения и ориентация на прибыльность ведения всех основных видов операций.

Следует отметить, что степень жесткости бюджетных ограничений для всех хозяйствующих субъектов одной отраслевой принадлежности различна. Так, в условиях действия более жестких ограничений работают независимые нефтегазодобывающие и сервисные компании, а в условиях более мягких ограничений – нефтяные компании, созданные в процессе акционирования и приватизации государственных производственных предприятий и объединений.

Что касается ужесточения бюджетных ограничений для отечественных нефтегазовых компаний, то оно связано, прежде всего, с возникновением первых симптомов кризиса сбыта. Именно в этот период было выявлено, что в вертикально-интегрированных компаниях превалируют не технологические связи, а финансово-экономические.

В целом, можно констатировать, что проведенная реструктуризация российских вертикально-интегрированных компаний, которые образовались в результате акционирования и приватизации нефтяного сегмента, способна привести к формированию жесткой централизованной структуры управления, охватывающей основные производственные подразделения в добыче, переработке, сбыте нефти, экспорте и торговле нефтепродуктами. По мере ужесточения бюджетных ограничений сервисные и подрядные подразделения выделяются из состава компаний в самостоятельные акционерные общества. Внутренняя динамика организационной структуры нефтяных компаний начинает во все большей степени определяться «естественными» экономическими факторами и условиями.

Таким образом, в результате проведенного исследования удалось выявить, что современные условия предопределили необходимость осуществления реструктуризации целого ряда нефтегазовых компаний, в результате которой становится очевидным получение экономического эффекта. Это существенным образом повышает эффективность их функционирования, открывает новые перспективы собственного развития, а также выводит нефтегазовый сектор России на качественно новый уровень.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Анисимова С. Е., Ефимочкина Н. Б., Сериков Д. Ю. Коммуникативное пространство HR брендинга в digital-среде // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2019. – №6. – С. 26–27.
2. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса:науч.-техн.журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6 – С. 5–8
3. Еремина И. Ю., Ефимочкина Н. Б., Калашникова С. Е. Автоматизированные системы управления документами класса ECM – проблемы и тенденции развития. Управление экономическими системами. 2018. – С. 1–14
4. Новиков А. С., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф. Бурение нефтяных и газовых скважин – М.: Нефть и газ, 2017. – С. 307.
5. Калашникова С. Е. Совершенствование форм организации производства и труда. Региональная научно-техническая конференция «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России» 25–26 сентября 2017. – ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина – С. 196
6. Морозова Н. В., Калашникова С. Е., Назаров Д. С. START-UP менеджмент как системный элемент управления нефтегазовой компании. Региональная научно-техническая конференция «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России 17–21 сентября 2018. – ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина – С. 230
7. Мкртчян Г. М., Эдер Л. В., Филимонова И. В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – №2. – С. 48–57
8. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: дис. ...докт. техн. наук. 05.02.13 / Сериков Д. Ю./ – М., 2018. – С. 433.
9. Плехова, Ю. О. Подходы к организации производственного взаимодействия предприятий нефтегазового комплекса России при разработке стратегии модернизации / Ю. О. Плехова, Т. В. Золотухина // Вестник Нижегородского университета им. Н. И. Лобачевского. – 2017. – №2 (1). – С. 230–234.
10. Экономика организации (предприятия): учеб.-методический комплекс / под ред. В. И. Кудашова, А. С. Головачева. – Минск: Изд-во МИУ, 2015. – С. 588.
11. Блинков И. О., Блинков О. Г., Сериков Д. Ю. Оценка результативности внедрения инноваций как фактора конкурентного иммунитета промышленного предприятия // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №4. – С. 48–51.

Методика оценки функционирования организационно-экономического механизма
при реализации инновационного процесса

БЛИНКОВ Игорь Олегович *– начальник отдела АО «УПП «Вектор», e-mail: igor_blinkov@mail.ru*
БЛИНКОВ Олег Геннадьевич *– д.т.н., профессор УрФУ им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, e-mail: blinkovog@gmail.com*
СЕРИКОВ Дмитрий Юрьевич *– д.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, e-mail: serrico@rambler.ru, тел. +7 (985) 771-99-95*

В статье предложена методика оценки эффективности использования организационно-экономического механизма промышленного предприятия при реализации инновационных процессов. Данная методика позволяет осуществлять непрерывный контроль на всех этапах реализации инновационного процесса, приводит к сокращению затрат на инновационную деятельность и дает возможность максимально использовать творческий потенциал персонала предприятия. Значимость и привлекательность данной методики обусловлена тем, что ее можно применять для промышленных предприятий любых отраслей экономики вне зависимости от стадии жизненного цикла исследуемого товара, предприятия и/или инновационного процесса, так как состав и количество конкретных показателей может скорректировано рабочей группой, как до начала проведения исследования, так и в процессе осуществления инновационной деятельности предприятия (на любой стадии ее реализации). Разносторонний подход, предполагаемый к использованию при осуществлении исследования эффективности организационно-экономического механизма при реализации инновационной деятельности позволяет максимально полно и точно оценить влияние того или иного фактора на конечный результат.

Ключевые слова: инновационный процесс, организационно-экономический механизм, эффективность.

В экономической литературе для оценки функционирования каких-либо механизмов обычно используются показатели, представляющие собой сопоставление результатов деятельности с затратами на ее осуществление, т.е. эффективность. И, соответственно, повышение эффективности предполагает получение больших результатов при меньших или равных затратах. Вместе с тем, в ряде научных публикаций высказывается мнение, что, делая оценку, необходимо выделять как эффективность, так и результативность. Так, например, в широко известной работе М. Мескона, М. Альберта и Ф. Хедоури под результативностью понимается способность «делать нужные, правильные вещи», тогда как эффективность означает «умение правильно создавать эти самые вещи» [1]. Применительно к вопросу определения эффективности реализации инновационных процессов, данный подход, по нашему мнению, является особенно актуальным. Действительно, получая инновацию (в виде новой продукции, технологии, метода управления или организации и т.д.), которая является результатом инновационного процесса, чрезвычайно важно не только с минимальными затратами получить нововведение, но при этом и само нововведение должно быть востребованным, т.е. отвечать определенным потребностям, как со стороны предприятия, инициирующего его внедрение, так и со стороны рынка в условиях которого предприятие осуществляет свою деятельность [2,3].

Кроме характеристики реализации инновационного процесса с точки зрения результативности и экономичности при оценке эффективности управления им, необходимо учитывать такой важный фактор, как время, т.е. за какой промежуток времени мы достигаем поставленной цели [4,3]. Если проводимая инновационная деятельность будет и необходимо востребованной, и достаточно экономичной, но в целом процесс получения этих инноваций будет более длителен по сравнению со средней продолжительностью инновационных процессов на аналогичных предприятиях, то очевидно, что эффективность функционирования организационно-экономических механизмов реализации инновационных процессов на данном предприятии или организации будет ниже, чем на предприятиях, получающих аналогичные результаты, но в более короткие сроки [6,7].

Таким образом, оценку функционирования организационно-экономического механизма (ОЭМ) реализации инновационных процессов нужно проводить, выделяя в качестве основных три критерия:

- результативность, т.е. способность получать в результате инновационных процессов инновации, способствующие достижению поставленных целей;
- экономичность, т.е. способность получать необходимые инновации при допустимом уровне затрат;
- время, иными словами способность получать необходимые результаты за определенный промежуток времени.

При этом осуществлять указанную оценку функционирования организационно-экономического механизма мы предлагаем в три этапа:

1. Оценить результативность инновационного процесса, реализуемого на предприятии.
2. Оценить применение на практике методологических принципов организационно-экономического механизма реализации инновационных процессов.
3. Оценить эффекты инновационной деятельности на базе интегрированных показателей, получаемых на первом и втором этапах.

Кроме того, необходимо отметить, что при выборе показателей оценки функционирования ОЭМ учитывались следующие особенности информации:

- ***Объективность и контролируемость.*** Следует использовать такие показатели, значения которых можно сравнивать со значениями предыдущих периодов. Следует минимизировать случаи переопределения показателей с течением времени. Способ сбора и обработки исходной информации должен допускать возможность проверки точности полученных данных в процессе независимого мониторинга.
- ***Адекватность отражения происходящих изменений.*** Показатели должны служить надежной базой для оценки результативности инноваций. Данные должны быть достаточно точными для целей их использования и поступать регулярно (т.е. со строго определенной периодичностью) и своевременно.
- ***Экономичность.*** Возможность получить необходимые данные, не выходя за экономически обоснованные пределы затрат. Показатель должен опираться на уже имеющуюся в наличии информацию.
- ***Соответствие поставленной цели (релевантность).*** Каждый отдельный показатель должен быть нацелен на измерение прогресса в решении определенной задачи.
- ***Точность и недвусмысленность.*** Выбор показателей следует осуществлять исходя из необходимости непрерывного накопления данных и обеспечения их сопоставимости за отдельные периоды времени. Суть показателя должна быть ясна как сотрудникам рабочей группы, осуществляющей расчет, так и руководителям подразделений.

На наш взгляд оценку результативности инновационного процесса необходимо проводить в трех аспектах: организационно-управленческом, социальном и производственном [8,9].

1. ***Организационно-управленческая результативность*** отражает степень оптимизации иерархичности производственной системы, уровень соотношений в ней связей координации и субординации, возможности реализации организационного потенциала и получении максимальной отдачи от управленческих мероприятий. Интегрированным показателем, определяющим организационную результативность инновационного процесса является (OR):

$$OR = \sqrt[3]{T_{dep} * T_{sm} * T_m}, \quad (1)$$

где: T_{dep} – коэффициент рентабельных подразделений;
T_{sm} – структурность аппарата управления;
T_m – управляемость аппарата управления.

Коэффициент рентабельных подразделений, т.е. непосредственно участвующих в жизненном цикле продукции и вносящих существенный вклад в получаемый экономический результат деятельности предприятия:

$$T_{dep} = K_{department} / П_ф, \quad (2)$$

где: $K_{department}$ – число рентабельных подразделений;
$П_ф$ – фактическое число подразделений.

Структурность аппарата управления:

$$T_{sm} = \sum(П_н * Ч_н) / \sum(П_ф * Ч_ф), \quad (3)$$

где: $П_н$ – нормативное число структурных подразделений;
$Ч_н$ – нормативная численность работников аппарата управления;
$Ч_ф$ – фактическая численность работников аппарата управления.

Управляемость аппарата управления:

$$T_m = \frac{1}{Z} * \sum_i \frac{H_{фi}}{H_{нi}}, \quad (4)$$

где: i=1, …, Z – число уровней управления;
$H_{фi}$ и $H_{нi}$ – фактическое и нормативное число работников, приходящееся в среднем на одного руководителя i-го уровня управления.

2. ***Социальная результативность*** инновационного процесса отражает потребительскую и социальную значимость для общества и отдельных индивидуумов при потреблении созданных новых или улучшенных материальных продуктов. Интегрированным показателем, определяющим социальную результативность инновационного процесса, является (SR):

$$SR = \sqrt[2]{K_{quality} * K_{eco\log y}}, \quad (5)$$

где: $K_{quality}$ – коэффициент качества (определяется по показателям подразделения);
$K_{ecology}$ – коэффициент экологической безопасности производственной деятельности (определяется по показателям подразделения).

3. ***Производственная результативность*** отражает повышение уровня производственно-технологической деятельности предприятия и качества выполнения работ его сотрудниками. Интегрированным показателем, определяющим производственную результативность инновационного процесса является (PR):

$$PR = \sqrt[4]{(T_{авт} * T_{тех.прог} * T_{произв.}) / (T_{defekt} * T_{ritm})}, \quad (6)$$

где: $T_{авт}$ – уровень механизации и автоматизации выполнения технологических операций;
$T_{тех.прог}$ – уровень технологической прогрессивности;
$T_{произв.}$ – производительность;
T_{defect} – потери от брака к объему выпущенной продукции;
T_{ritm} – ритмичность производства.

Уровень механизации и автоматизации выполнения технологических операций:

$$T_{авт} = Q_{авт} / Q, \quad (7)$$

где: $Q_{авт}$ – количество рабочих, выполняющих технологические операции при помощи машин и по наблюдению за автоматами, чел.;
Q – численность рабочих, участвующих в технологических процессах, чел.

Уровень технологической прогрессивности:

$$T_{тех.прог} = Q_{тех.прог} / Q_{техн}, \quad (8)$$

где: $Q_{тех.прог}$ – число новых и усовершенствованных технологических процессов, шт;
$Q_{техн}$ – общее количество технологических процессов в соответствии с технологической документацией предприятия, шт.

Производительность:

$$T_{произв} = Q_{volume_ф} / T, \quad (9)$$

где: $Q_{volume\ ф}$ – фактический объем выпущенной товарной продукции, руб.;
T – временной период, часы.

Потери от брака к объему выпущенной продукции:

$$T_{defect} = C_{defect} / Q_{volume_ф}, \quad (10)$$

где: C_{defect} – потери от брака за период, руб.
$Р_{итмичность\ производства}$ – фактический объем товарной продукции, выпущенной за первую декаду, руб./часы.

>>>

Предлагаемая система интегрированных показателей, отражает результативность внедрения нововведения, а ее применение будет способствовать выбору направления дальнейших организационных преобразований, связанных с данным нововведением и развитием инновационной управленческой стратегии в целом [10,11].

После формирования многоаспектной системы показателей для непосредственной оценки результативности инновационного процесса мы предлагаем использовать графический метод. На осях откладываются индексы интегрированных показателей (периодичность исследования одна и та же – месяц, квартал, полугодие), отражающих организационно-управленческую, социальную и производственную результативность инновационного процесса, затем находится центр тяжести треугольника, который отражает интегрированный результат исследуемого инновационного процесса и наглядно иллюстрирует, какие показатели в большей степени отреагировали. Тогда, оценка результативности инновационного процесса сводится к отслеживанию динамики движения этой активной точки и анализу ее нового положения.

Таким образом, разработанная методика оценки результативности внедрения инноваций позволяет установить параметры модификации новшества и способствует выбору направления дальнейших организационных преобразований, связанных как с данным нововведением, так и с развитием инновационной управленческой стратегии в целом, она применима как в ходе реализации нововведения на любой фазе как базовый элемент контроля, так и для оценки итоговой результативности инновационного процесса.

Далее остановимся подробнее на оценке применения на практике методологических принципов организационно-экономического механизма реализации инновационных процессов на предприятии [12,13]. Показатели, отражающие применение в хозяйственной практике при внедрении инноваций различного уровня сложности методологические принципы организационно-экономического механизма, должны удовлетворять требованиям, которые мы предъявляем для обеспечения достоверности оценивания изменений условий, институционализирующих инновационный процесс, внедряемый на предприятии и стимулирующих развитие инновационной деятельности компании в целом. А именно:

1. Выражать сущность организационно-экономического механизма реализации инновационного процесса и давать количественную и качественную оценку его функционирования.
2. Быть комплексным, позволяющим получить многоаспектную характеристику условий, влияющих на институционализацию инноваций на предприятии.
3. Обеспечить достоверность, полноту и своевременность получения информации для возможности гибкого и адаптивного управления инновационной деятельностью в целом.
4. Учитывать возможность изменения условий и задач развития инновационной деятельности предприятия.

Поэтому для оценки предлагается использовать следующие интегрированные показатели (рис. 1).

Тогда общая оценка функционирования организационно-экономического механизма будет производиться следующим образом:

$$Y = a_1 * Y_D + a_2 * Y_B + a_3 * Y_A, \quad (11)$$

где: $У_D$, $У_B$, $У_A$ – уровень динамичности управления организационными изменениями, уровень снижения социально-организационного сопротивления, уровень активизации творческого потенциала соответственно;

a_1, a_2, a_3 – коэффициенты весомости (значимости) соответствующих исследуемых интегрированных показателей (определяются ответственным за развитие инновационной деятельности или экспертами в области инновационных решений).

Кроме того, оценка каждого интегрированного показателя осуществляется на общей методической основе.

$$Y = \sum b_i * \frac{T_{i_факт}}{T_{i_баз}}, \quad (12)$$

где: $T_{i\ факт}$, $T_{i\ баз}$ – i-й показатель (i=1,2,3,….n);

n – число учитываемых показателей;

b_i – коэффициент значимости (весомости) i-го показателя.

При этом уровень динамичности управления организационными изменениями определяется следующим образом:

$$Y_D = b_1 \frac{T_{прод_ф}}{T_{прод\ \ б}} + b_2 \frac{T_{qualif_ф}}{T_{qualif\ \ б}} + b_3 \frac{T_{компл_ф}}{T_{компл\ \ б}} + b_4 \frac{T_{ком_ф}}{T_{ком\ \ б}} + b_5 \frac{T_{progress_ф}}{T_{progress\ \ б}}, \quad (13)$$

где: $T_{прод}$ – время на эксперимент и время на реализацию (отношение стремится к минимуму);

T_{qualif} – количество случаев соответствия разряда работника разряду работ, которые он выполняет (отношение стремится к 100%);

$T_{компл.}$ – количество укомплектованных вакантных ставок, необходимых для реализации инновационного процесса (отношение стремится к 100%);

$T_{ком}$ – показатель межструктурных коммуникаций (отношение стремится к 100%);

$T_{progress}$ – количество новых технологий и методов организации и управления (отношение стремится к максимуму).

Рис. 1. Интегрированные показатели ОЭМ реализации инновационного процесса

Показатель межструктурных коммуникаций рассчитывается следующим образом:

$$T_{ком} = K_{ком\ \ подр} / K_{подр}, \quad (14)$$

где: $K_{ком\ подр}$ – количество подразделений, обмен данными между которыми регламентирован и автоматизирован;

$K_{подр}$ – общее количество подразделений предприятия.

Уровень снижения социально-организационного сопротивления определяться следующим образом:

$$Y_B = b_1 \frac{T_{зад_ф}}{T_{зад\ \ пл}} + b_2 \frac{T_{инф_ф}}{T_{инф\ \ баз}} + b_3 \frac{T_{info_ф}}{T_{info\ \ баз}} + b_4 \frac{T_{decent_ф}}{T_{decent\ \ б}} + b_5 \frac{T_{исп_ф}}{T_{исп\ \ баз}} + b_6 \frac{T_{соц_ф}}{T_{соц\ \ б}}, \quad (15)$$

где: $T_{зад}$ – уровень текущей задолженности перед работниками по выплате заработной платы (отношение стремится к 1);

$T_{инф}$ – уровень автоматизации коммуникаций (отношение стремится к максимуму);

T_{info} – показатель, отражающий источники и качество информации доступной для работников, занятых инновационным процессом, находится в интервале (0;1), стремится к 1;

T_{decent} – показатель вовлеченности персонала в инновационный процесс (отношение стремится к 100,0%);

$T_{исп}$ – исполнительность сотрудников, занятых реализацией инновационного процесса, отражает качество выполняемой работы, находится в интервале (0;1), стремится к 1;

$T_{соц}$ – показатель социальной напряженности (отношение стремится к минимуму).

Уровень текущей задолженности перед работниками по выплате заработной платы:

$$T_{зад} = (ФЗП_{начисл} - ФЗП_{выпл}) / ФЗП_{начисл}, \quad (16)$$

где: $ФЗП_{начисл}$ – начисленная к выплате заработная плата работников (за вычетом подоходного налога и отчислений во внебюджетные фонды из заработной платы), руб.

$ФЗП_{выпл}$ – фактически выплаченная заработная плата, руб.

Уровень автоматизации коммуникаций:

$$T_{инф} = (M_ф * K_{инф\ \ ф}) / (M_н * K_{инф\ \ н}), \quad (17)$$

где: $M_ф$, $M_н$ – фактическое и нормативное число ПК, используемых для принятия управленческих решений в ходе реализации инновационного процесса, шт.;

$K_{инф\ ф}$ – число применяемых информационных технологий для принятия управленческих решений в ходе реализации инновационного процесса, шт.;

$K_{инф\ н}$ – необходимое число информационных технологий для принятия управленческих решений в ходе реализации инновационного процесса, шт.

Показатель вовлеченности персонала в инновационный процесс:

$$T_{decent} = C_ф / C_н, \quad (18)$$

где: $C_ф$, $C_н$ – фактическое и нормативное число сотрудников, вовлекаемых в инновационный процесс, чел.

Показатель социальной напряженности:

$$T_{соц} = Q_{конф} / Q, \quad (19)$$

где: $Q_{конф}$ – количество конфликтов, находящих на рассмотрении в подразделениях предприятия и административных органах, шт.;

Q – общее число сотрудников, чел.

Уровень активизации творческого потенциала определяется следующим образом:

$$Y_A = b_1 \frac{T_{патент_ф}}{T_{патент\ \ пл}} + b_2 \frac{T_{твор_ф}}{T_{твор\ \ баз}} + b_3 \frac{T_{prof_ф}}{T_{prof\ \ баз}} + b_4 \frac{T_{тек_ф}}{T_{тек\ \ баз}}, \quad (20)$$

где: $T_{патент}$ – количество зарегистрированных прав на интеллектуальную собственность, шт. (отношение стремится к максимуму);

$T_{твор}$ – показатель творческой активности персонала, определяется числом инновационных предложений сотрудников, участвующих в инновационном процессе, шт. (отношение стремится к максимуму);

T_{prof} – показатель, отражающий уровень профессиональной подготовки и квалификации сотрудников, определяется на базе аттестационных проверок, находится в интервале (0;1), стремится к 1;

$T_{тек}$ – текучесть кадров (отношение стремится к минимуму).

Показатель текучести кадров:

$$T_{тек} = Q_{ув} / Q, \quad (21)$$

где: $Q_{ув}$ – количество работников, выбывших по собственному желанию, либо за нарушение трудовой дисциплины, чел.;

Q – общее число сотрудников, чел.

Для оценки эффектов инновационной деятельности в аспекте реализуемого инновационного процесса, прежде всего, необходимо идентифицировать эффекты, отражающие сопоставление результатов управления реализацией инновационного процесса с затратами, сопровождающими это управление. Большинство отечественных и зарубежных авторов склоняется к перечню, представленному в табл. 1 [2] [14].

Однако установить точное влияние реализуемых инновационный процессов на все перечисленные выше показатели остается сложно разрешаемой задачей, поскольку инновационную деятельность предприятия при такой оценке необходимо рассматривать как единственные события и мероприятия, протекающие в нем, т.е. абстрагироваться от текущего функционирования компании и множества факторов, которые на нее влияют [15].

Таким образом, интеграция результатов, полученных от непосредственной реализации инновационного процесса и функционирования ОЭМ, позволяет выделить основные эффекты. В аспекте организационно-управленческой результативности эффект сокращения времени на реализацию инновационного процесса. В плане социальной результативности рассматривается эффект конкурентоспособности выпускаемой продукции. А производственная результативность интерпретируется в эффекты повышения производительности труда, сокращения потерь от брака, сокращения затрат на гарантийное обслуживание.

>>>

Таблица 1. Экономические эффекты инновационной деятельности

Эффект	Результат влияния	Источник	Характеристика выборки
Увеличение производительности	Положительное	B. Crepon, E. Duguet, J. Mairesse, 1998 г.	4164 предприятий Франции в 1990 г.
Увеличение рыночной доли	Положительное	S. Olav Nes, A. Leolahti, 1997 г.	1848 норвежских фирм, период с 1990 г. по 1994 г.
Увеличение прибыльности	Неоднозначное (отсутствует)	T. Sandven, 2001 г.	873 норвежских производственных фирм в 1992 г. и 640 за период с 1995 г. по 1999 г.
Получение временно монопольной власти	Положительное	J. Peters, 1997 г.	410 немецких промышленных фирм за 1996 г.
Увеличение рентабельности	Неоднозначное (отсутствует)	Baldwin, Hanel, et al., 2000 г.	5729 канадских предприятий за 1993 г.
Увеличение ценности фирмы	Положительное	Loof, Heshmati, et al., 2001 г.	1062 финских предприятий, 1315 норвежских и 746 шведских за период с 1988 по 1999 г.
Повышение конкурентноспособности	Положительное	Гурков, 2003 г.	Опросы директоров крупных и средних промышленных предприятий (в 1998 г. – 740, в 2000 г. – 740, в 2002 г. – 1140)

Тогда итоговый экономический эффект от реализации конкретного инновационного процесса и функционирования ОЭМ будет рассчитываться по формуле:

$$Э_{ИП} = Э_{конкурент.продукции} + Э_{потерь\ от\ брака} + Э_{сокр.врем.} + Э_{гарантии} + Э_{производительности}, \quad (22)$$

где: $Э_{конкурент.\ продукции}$ – приращение выручки от продажи продукции предприятия в связи с ее повышенной востребованностью по сравнению с продажами до реализации инновационного процесса или аналогов существующих на рынке (в том числе с учетом новых договоров);

$Э_{потерь\ от\ брака}$ – экономический эффект от сокращения потерь от брака (с учетом возвратов от покупателя);

$Э_{сокр.\ времени}$ – экономия от сокращения времени на реализацию инновационного процесса (измеряется на основе условной стоимости 1 нормо-часа);

$Э_{гарантия}$ – экономия на гарантийном обслуживании (на основе уменьшения рекламаций);

$Э_{производительности}$ – эффект от увеличения объема товарной продукции за исследуемый период.

Своевременные расчеты показателей итоговой эффективности позволят выявлять резервы, разрабатывать стратегию их использования на основе конкретизации целей и, в конечном итоге, создать в рамках промышленного предприятия высокоэффективный механизм реализации научно-технических достижений.

Таким образом, применение данной методики на практике будет способствовать созданию продукции, удовлетворяющей запросы потребителей при минимизации единовременных и постоянных затрат на реализацию инновационных процессов, а также обеспечивать приращение прибыли предприятия за счет увеличения доли и сегментов потребителей.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Основы менеджмента: Пер. с англ. М. Х. Мескон, М. Альберт, Ф. Хедоури М.: «Дело», 1992.
2. Маслин А. И., Новиков А. С., Сериков Д. Ю. Повышение эффективности нефтепромыслового оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №4. – С. 9–15.
3. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: дис. докт. техн. наук. 05.02.13 / Сериков Дмитрий Юрьевич/ – Ухта., 2018. – С. 433.
4. Проблемы повышения эффективности инновационной деятельности / Герасимов А. Е. // Инновации. 2001. №9.
5. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2020. – №1. – С. 48–51.
6. Основные проблемы развития инновационной деятельности на предприятиях машиностроения. Блинков М. О., Блинков О. Г. В сборнике: Материаловедение. Машиностроение. Энергетика сборник научных трудов. Екатеринбург, 2015. С. 667–672.
7. Сериков Д. Ю. Анализ технологий изготовления стального армированного вооружения шарошечных буровых долот // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №4. – С. 8–15.
8. Методика оценки направления реализации инновационного процесса. Блинков М.О., Блинков О. Г. В сборнике: Материаловедение. Машиностроение. Энергетика сборник научных трудов. Екатеринбург, 2015. С. 673–678.
9. Блинков И. О., Блинков О. Г., Сериков Д. Ю. Оценка результативности внедрения инноваций как фактора конкурентного иммунитета промышленного предприятия // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №4. – С. 48–51.
10. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Математическое моделирование транспорта газа на базе смешанных вычислительных систем // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №8. – С. 32–36.
11. Новиков А. С., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Нефть и газ, 2017. – С. 307.
12. Сериков Д. Ю., Пиканов К. А. Повышение качества проектирования вооружения бурового инструмента // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – №1. – С. 21–23.
13. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Методика определения геометрических параметров вооружения бурового инструмента на основе математического моделирования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №6. – С. 29–33.
14. Анализ показателей эффективности инноваций на микро и макроуровне / Чулок А. А. // Инновации. 2004. №5.
15. Анисимова С. Е., Ефимочкина Н. Б., Сериков Д. Ю. Коммуникативное пространство HR брендинга в digital-среде // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2019. – №6. – С. 92–93.

N-G-K.ru 2020 МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

20 ФЕВРАЛЯ | **ИНВЕСТЭНЕРГО**
Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

TEK-R.RU — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике
TEK-MAP.RU — Настенная карта инвестиционных проектов в электроэнергетике

17 МАРТА | **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса
TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

28 МАЯ | **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

TEK-R.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

10 СЕНТЯБРЯ | **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
TEK-ALL.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ
TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

29 ОКТЯБРЯ | **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

TEK-R.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
TEK-ALL.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний
TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

8 ДЕКАБРЯ | **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газпром флот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

TEK-R.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
TEK-ALL.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа
TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Телефоны: +7 (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: +7 (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store | GET IT ON Google play

КАЛЕНДАРЬ 2020
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ 2017

OilGas conference

23 - 28 марта	9-я Международная научно-практическая конференция **«Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов»**
06 - 11 апреля	1-я Международная научно-практическая конференция **«Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе»**
01 - 06 июня	15-я Международная научно-практическая конференция **«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»**
21 - 26 сентября	11-я Международная научно-практическая конференция **«Строительство и ремонт скважин»**
05 - 10 октября	8-я Международная научно-практическая конференция **«Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы»**

В рамках конференции проходят рабочие заседания, выступления ведущих специалистов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественный фуршет в честь открытия конференции, спортивные соревнования и экскурсионная программа.

Место проведения – Черноморское побережье (название города, отеля и конференц-зала будет объявлено за 3 месяца до начала конференции).

При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала мероприятия предоставляется скидка 5%.

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Торгово-промышленная палата РФ
Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края
Российское Газовое Общество
Государственная дума ФС РФ
Союз нефтегазопромышленников России

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ

ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

Газовая промышленность, Сфера, Нефть капитал, Coiled tubing times, Нефтегазовая вертикаль, Территория нефтегаз, Camelot publishing, Нефть и газ Ноябрьск, ROGTEC, Экспозиция нефть газ, Нефтегазовые, Геология нефти и газа, Нефтегаз геологоразведка оборудование, Neftegaz.RU, Бурение и нефть

(861) 212-85-85 info@oilgasconference.ru www.oilgasconference.ru

---

PRC : RUSSIA & CIS

ОРГАНИЗАТОР BGS group

КОНГРЕСС ПО НЕФТЕХИМИИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ: РОССИЯ И СНГ

30-31 марта 2020 | Санкт-Петербург

- B2B-встречи с лидерами индустрии
- Выставка передовых технологий
- Практические кейсы от ВИНК
- Доклады от НПЗ

РЕГИСТРАЦИЯ: PRCRUSSIA.COM +7(495) 204-14-65

г. Мурманск
апрель 2020 года

При поддержке
Правительства
Мурманской области

мурманшельф

10-ая международная конференция

«ЛОГИСТИКА В АРКТИКЕ»

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- Роль различных видов транспорта и логистики в социально-экономическом развитии арктических регионов;
- Северный морской путь: перспективы развития, развитие береговой инфраструктуры, повышение конкурентоспособности;
- Транспортно-логистические операции на шельфе Арктики. Создание транспортнологистической инфраструктуры в Арктике;
- Техника и технологии предотвращения чрезвычайных ситуаций и организация спасательных операций в Арктике.

Murmansk
April 2020

Supported by the
Government of the
Murmansk region

murmanshelf

10th International conference

«ARCTIC LOGISTICS»

KEY ISSUES OF THE CONFERENCE:

- Role of different types of transport and logistics in the social and economic development of Arctic regions;
- Northern Sea Route: prospects of development, improvement of coast infrastructure, increasing of competitiveness;
- Transport and logistic operations on the Arctic Shelf. Creation of transport and logistic infrastructure in the Arctic region;

info@murmanshelf.ru • www.murmanshelf.ru

ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

19-я Северо-Каспийская
Региональная выставка
"Атырау Нефть и Газ"

8-10 апреля 2020
Казахстан, Атырау

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITeca

Конференции компании ЕРС в России и странах СНГ в 2020 году

EPC
Euro Petroleum Consultants
SHARING KNOWLEDGE, SHAPING BUSINESS

Russia & CIS BBTC
14-я Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков
14-15 АПРЕЛЯ, УФА

RU-CAT
2-я конференция России и стран СНГ по технологиям катализа
16 АПРЕЛЯ, УФА

Техническая конференция:
перспективы развития активов и манифест лидерства «ЛУКОЙЛ» в области переработки 2020
18-19 МАЯ НИЖНИЙ НОВГОРОД

Форум руководителей
Форум руководителей нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли Беларуси и стран СНГ
24-25 ИЮНЯ, МИНСК

GPTC
Нефтегазохимия – технологическая конференция и выставка России и стран СНГ
22–23 СЕНТЯБРЯ, МОСКВА

RRTC
20-я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ
24–25 СЕНТЯБРЯ, МОСКВА

Op-Ex Russia & CIS
7-я Конференция по операционной эффективности в нефтегазохимической промышленности
14-16 ОКТЯБРЯ, СОЧИ

www.europetro.ru | +7 (495) 517 77 09 | moscow@europetro.com

27–29 АПРЕЛЯ 2020*

РМЭФ
Российский Международный Энергетический Форум

XXVI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ufi Approved Event

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68

РЕСТЭК® выставочное объединение

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб. 2160, 2168

EXPOFORUM

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

18+

* Возможны изменения в сроках проведения мероприятия

II МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ КОРРОЗИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

20-22 мая 2020 года, Санкт-Петербург

Место проведения:
Конгресс-отель «Санкт-Петербург»
Пироговская наб., 5/2

Менеджер проекта: Валентина Иванова
Email: corrosionrussia@onlinereg.ru
Сайт: https://corrosionrussia.ru/
Тел.: +7 (812) 335-20-55

ПОЛИТЕХ Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
NACE INTERNATIONAL The Worldwide Corrosion Authority
Monomax since 1991

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVIII международная выставка

- Нефтяное направление
- Химия. Нефтехимия
- Инновации газовой отрасли
- Газомоторное топливо
- Сервисное направление
- Промышленная безопасность и экология

26-29 мая 2020
УФА. ВДНХ ЭКСПО

GAZNEFTUFA
@GAZNEFTUFA
#ГАЗНЕФТЬУФА
#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ
#ГНТ
#ГНТФОРУМ
#GASOILEXPO

Expo Rating · ufi Approved International Event · Союз выставок и ярмарок

ОРГАНИЗАТОРЫ
Правительство Республики Башкортостан · Министерство промышленности и инновационной политики РБ · БВК Башкирская выставочная компания

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА
Министерство энергетики РФ · Минпромторг России · Союз «Торгово-промышленная палата РБ» · Российский союз химиков · Союз нефтепромышленников России · Союз производителей нефтегазового оборудования

НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА
Академия наук РБ · ФГБОУ ВО УГНТУ

По вопросам выставки
Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77
gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума
Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81
kongress@bvkexpo.ru

CASPIAN
OIL&GAS AZERBAIJAN

27-я Международная
ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

2 | 3 | 4 июня 2020
Баку Экспо Центр
Баку, Азербайджан

ВЕДУЩЕЕ СОБЫТИЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

www.cog.az

Организаторы
Iteca CASPIAN · ITE · ceo

Тел.: +994 12 404 10 00; Моб.: +994 55 224 10 00
E-mail: oilgas@iteca.az

#CaspianOilandGas
CaspianOilGas
ufi Approved Event

Организатор:
VOSTOCK CAPITAL

5-ый ежегодный
международный
Восточный
нефтегазовый форум

8 – 9 июля 2020
Владивосток

При поддержке
Администрации
Приморского края

СРЕДИ ДОКЛАДЧИКОВ И ПОЧЕТНЫХ ГОСТЕЙ 2019

Денис Крылов
Генеральный директор,
ООО «Газпромнефть Сахалин»

Леонид Бернер
Генеральный директор
АтлантикТрансгазСистема

Альфред Бекшенев
Генеральный директор,
ПИРС

Владимир Лукьянов
Генеральный директор,
РН-КрасноярскНИПИнефть

Марк Богослов
Председатель совета директоров,
ТопГаз

Олег Баранов
Генеральный директор,
Дальгазресурс

САМОЕ ИНТЕРЕСНОЕ В ПРОГРАММЕ 2019

Стратегия Правительства РФ по развитию Восточной Сибири и Дальнего Востока

Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее
Что привнесут инновационные технологии для нефте- и газонефтепереработки и химии

Финансирование и инвестиции в нефтегазовые проекты региона:
какой объем инвестиций в регион ожидать в период 2020-2025 гг.?

Крупнейшие нефтегазовые проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока
Амурский ГПЗ и ГХК, Иркутский и Якутский центры газодобычи, Чонский проект, Сахалинские центры газодобычи, Ванкорский нефтегазовый кластер

Развитие нефтегазопереработки и нефтехимии на Дальнем Востоке:
"Окно возможностей" для развития крупнейшего нефтехимического кластера

Освоение шельфа Дальнего Востока России:
проблемы и перспективы разведки

Развитие инфраструктуры и транспортировки нефти и газа
как фактор развития сотрудничества со странами АТР

Выход России на газовый рынок Китая
Завершение строительства газопроводов "Сила Сибири"

СРЕДИ ПОСТОЯННЫХ УЧАСТНИКОВ

Газпром нефть · Газпром нефть Восток · СИБУР · TOTAL · Эксон Нефтегаз Лимитед · СлавНефть · РНГ · АЛРОСА · JOGMEC

+7 (495) 109 9 509 (Москва)

www.eastrussiaoilandgas.com

Генеральный спонсор: ГАЗПРОМБАНК Банк ГПБ (АО)
Серебряный спонсор 2019: МегаФон
Бронзовый спонсор 2019: АТГС АТЛАНТИКТРАНСГАЗСИСТЕМА

KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi Approved Event

27-я Казахстанская
международная
выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

30 сентября – 2 октября 2020
Алматы, КЦДС «Атакент»

www.kioge.kz

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В КАЗАХСТАНЕ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ

RE3
RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E info@re3.events

6–9 ОКТЯБРЯ 2020

GF

X ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2168, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU
18+
GAS-FORUM.RU

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТПП РФ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

VDMA Process Plant and Equipment

ЭКСПОЦЕНТР

Messe Düsseldorf