HEALP LA3

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

№7 (32) НОЯБРЬ 2013





ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕМОНТА И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

ООО «ТД «НКМЗ»
452683, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19
+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz.ru



Заказчиками «Торгово-закупочной площадки ОАО «Татнефть» (ТЗП) являются не только ОАО «Татнефть», Бугульминский механический завод, ОАО «ТАНЕКО», ООО «Татнефть — Нефтехимснаб», независимые нефтяные компании, но и ряд сервисных управляющих компаний.

Для увеличения количества поставщиков с 01.01.2013г. изменился порядок и условия регистрации в Системе «Торгово-закупочная площадка ОАО «Татнефть». Право доступа к торгам будет предоставляться Участникам на безвозмездной основе. Для участия в торгах необходимо зарегистрироваться (Раздел "Регистрация») и пройти процедуру аккредитации на ТЗП. Информация о правилах прохождения аккредитации размещена в разделе «Информация», подраздел «Инструкции». С ноября 2012 года для удобства и упрощения процедуры прохождения аккредитации внедрен Модуль аккредитации в Системе.

Специалисты ООО «Татинтек», Операторы «Торгово-закупочной площадки ОАО «Татнефть», оказывают квалифицированное техническое сопровождение в течение всего процесса проведения электронных торгов.

Тел.: 8 (8553) 30-51-67, 30-51-71 E-mail: tzp-tatneft@tatintec.ru

энспо**®зиция** НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 7 (32) ноябрь 2013 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:

Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия Мира, д. 3/14, оф. 145 +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

000 «Экспозиция Нефть Газ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

дизайн и верстка:

Абдрахманов Э.Р. / design@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

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

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:

423809, РТ, Набережные Челны, пр. Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6

ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос» 420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А тел: +7 (843) 231-05-46 № заказа 11-13/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 25.11.2013

ТИРАЖ: 10 000 экз. **ЦЕНА:** свободная **ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС:** 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:

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

содержание:

К.В. Аношина Современные технологии разработки нефтегазовых месторождений арктического шельфа 9
Ю.В. Лапшина, В.Ф. Рыбка Результат применения оптоволоконных технологий распределенной термометрии при освоении скважины с помощью ЭЦН13
А.В. Красовский, З.Н. Шандрыголов, С.Ю. Свентский, М.А. Казанцев Новые математические методы адаптации геолого-технологических моделей сеноманских газовых залежей
К.А. Багаев, А.Н. Варламов Система цифровой радиографии «КАРАТ» и её применение для аттестации сварщиков ОАО «Газпром»
Р.А. Романов, А.А. Белоусов Экспресс анализ масел – будущее диагностических служб
В.П. Трошкин Перспективы развития системы телемеханики (СТМ) ООО «Газпром трансгаз Махачкала»32
С.Н. Сарапулов Полиамид 11 Rilsan — покрытие для трубопроводных систем
С.Н. Некрасов Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК
В.В. Шанаенко Бурение в вечной мерзлоте
И.К. Киямов, Р.Х. Мингазов, А.Ф. Музафаров, Р.А. Ибрагимов, А.А. Сибгатуллин Технология лазерного сканирования в 3D проектировании41
А.В. Емельянов, С.П. Шатило Новое решение проблемы герметичности резьбовых соединений обсадных колонн с использованием «Технологии чистого свинчивания» (Clear Make Up Technology) или СМТ44
И.Н. Воробьев Преимущество применения композитных материалов при ремонте трубопроводов 47
В.А. Рыбин, В.А. Иванов Совершенствование технологии восстановления внутренней поверхности корпуса спайдера СПГ-80 с применением прогрессивных сварочных материалов
В.В. Ефимов, Д.В. Халиулин Модернизация входных сепараторов на газовых промыслах сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (часть 2)71
А.Н. Нестеренко, И.Ю. Юшков, Д.Г. Фатеев Алгоритм подготовки PVT свойств газоконденсатной смеси при композиционном моделировании разработки ачимовских отложений
И.Г. Барышев Полимерные эластичные резервуары — опыт применения
Эмульсионные технологии, ООО Восстановление плодородия почв с помощью гумино-минерального комплекса «Гумиком» 90
М.С. Ковалев Самостоятельный монтаж калитки, не требующий особой квалификации, сварки и специального инструмента это реальность
Л.Р. Соркин Высокотехнологичные инициативы корпорации Honeywell в области энергоэффективности и проблема подготовки квалифицированных кадров97
Д.В. Хвостов, Е.М. Вишняков Импульсный контроль распределённой ёмкости, индуктивности и параметра L/R искробезопасных кабелей

ENPO® SITION OIL GAS

ISSUE:

№ 7 (32) november 2013

GENERAL OFFICE:

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

REPRESENTATIVE OFFICES:

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

Miami, FL, USA,

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

Hilden, Germany

+49 (1577) 958-68-49

URL:

www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:

Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNER:

Eldar Abdrakhmanov / design@runeft.ru

MANAGERS:

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

EDITIORIAL BOARD:

Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Oleg Lukianov / lab1o5@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek774o.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

PRINTED:

Logos typografy Kazan +7 (843) 231-05-46

ISSUE DATE:

25.11.2013

CIRCULATION:

10 000 copies

CONTENT:

Ksenia V. Anoshina Modern technologies of oil and gas development of the Arctic shelf
Aleksandr V. Krasovskiy, Zakhar N. Shandrygolov, Sergey Y. Sventskiy, Maksim A. Kazantsev New mathematical methods of adaptation of geotechnical models Cenomanian gas pools19
Kirill A. Bagaev, Andrey N. Varlamov Digital Radiography System "KARAT" and its application for certification of welders "Gazprom" JSC22
Roman A. Romanov, Aleksandr A. Belousov Express oil analysis — the future of diagnostic services
Il'gam K. Kiyamov, Ramil' K. Mingazov, Azat F. Muzafarov, Ruslan A. Ibragimov, Ayrat A. Sibgatullin Laser scanning technology in 3D design
Aleksey V. Emel'yanov, Sergey P. Shatilo The new solution of the problem of tightness of threaded connections casing using clear (Dope-free) Make Up (OCTG) Technology
Ivan N. Vorobyov The advantage of using the composite materials for repair pipelines
Vasiliy A. Rybin, Vadim A. Ivanov Improvement of the technology of recovery of the internal surface of the body spider SPG-80 with the use of advanced welding materials
Vasiliy A. Rybin, Vadim A. Ivanov Study of the influence of structural characteristics and the chemical composition of the filler powder wires on the modes of arc welding55
Vasiliy A. Rybin, Vadim A. Ivanov The problems of increasing energy and resource efficiency in construction and reconstruction of trunk pipelines
Vasiliy A. Rybin, Vadim A. Ivanov Technique of definition of welding current when connecting joints of trunk pipelines using flux-cored wires
Vladimir V. Efimov, Khaliulin V. Damir Upgrade of inlet separators at the Senomantsky gas fields of Yamburg oil and gas deposits (part 2)71
Aleksandr N. Nesterenko, Ilia Y. Yushkov, Dmitry G. Fateev Algorithm of PVT parameters of gas condensate mixture for compositional modeling of Achim deposits
Andrey V. Gerasimov, Irina V. Tyabina Laboratory equipment for the oil and gas industry
Igor G. Baryshev Elastic Tanks — experience in the application
Leonid R. Sorkin Honeywell, high-tech initiatives in energy efficiency and the problem of training qualified personnel
Dmitry V. Khvostov, E.M. Vishnjakov Impulse control of distributed capacitance, inductance and parameterless L / R intrinsically safe cable



Уважаемый Эдуард FOрьевич!

От имени коллектива Журнала «Экспозиция Нефть Газ» и от себя лично поздравляю Вас с 50-летием!

Большой практический опыт, незаурядный характер и творческий подход к решению стоящих задач, на протяжении нескольких лет позволяют Вам успешно трудиться на Вашем посту.

Ваше чуткое и добросовестное отношение к делу создали Вам репутацию компетентного руководителя, а редкие личностные качества, душевная теплота, и вместе с тем требовательность и принципиальность в решении проблем и поставленных задач, снискали Вам уважение со стороны партнеров, Ваших коллег и всех тех, кому довелось трудиться и общаться с Вами.

В этот Юбилей желаем Вам крепкого здоровья, счастья, взаимопонимания близких, тепла семейного очага! Пусть удача сопутствует каждому дню Вашей жизни, а душа остается молодой долгие – долгие годы!

Мира и добра Вам и Вашему дому!

С наилучшими пожеланиями, директор журнала Шарафутдинов И.Н.



Уважаемые коллеги, дорогие друзья!

Примите самые сердечные поздравления и наилучшие пожелания с Новым годом!

Этот добрый сказочный праздник ждут в каждом доме, в каждой семье. Новый год — всегда ожидание чуда, волшебных приключений и удивительных перемен. В это время по-особому верится, что мир, в котором мы живем, должен стать добрее, что счастье и удача непременно придут к каждому из нас.

Уходящий год принес немало достижений и успехов, он был годом напряженной работы и поисков, различных событий и перемен.

В Новый год принято загадывать желания. Пусть новый 2014 год окажется для вас годом благополучия. Пусть сбудутся самые светлые мечты и всегда рядом будут ваши родные и близкие. Пусть царят в ваших домах мир и взаимопонимание. Крепкого здоровья, счастья и успехов в новом году!



Общество с ограниченной ответственностью «ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ» (ООО «Центр ИТ» г. Пермь)

Директор ООО «Центр ИТ»

Э.Ю. Вдовин



Уважаемые коллеги!

В эти минуты нам вспоминаются все события, радостные и грустные, которые унесет с собой уходящий год. И вне зависимости от возраста, каждый из нас искренне верит, что новый приходящий год будет лучше, добрее и щедрее.

Позвольте пожелать Вам скорейшей реализации Ваших планов и идей, крепкого здоровья, надежных и верных единомышленников и большого личного счастья. И пусть этот светлый и радостный праздник еще больше сплотит нас и принесет в каждую семью благополучие, радость общения с родными и близкими людьми, ощущение твердой уверенности в завтрашнем дне.

Коллектив ООО НПП «Петролайн-А» от всей души желает в грядущем 2014 году быть еще более активными в развитии своего бизнеса, укреплять свою команду — и выстраивать новые отношения, основанные на доверии, дружбе и партнерстве!

С новым 2014 годом!



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





KOMNJEKCHOE NPOEKTUPOBAHUE

Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов; Объектов промышленного и гражданского строительства; Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин; Морских терминалов; Перевалочных нефтебаз и т.д. Тенническая экспертиза проектов. Авторский надзор при строительстве. Консалтинговые услуги в области проектирования и инженерных изысканий. Экологические обоснования и инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям. Обоснование инвестиций в строительство.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
Создание топографических темпатических электронных скем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых имфровых моделей данных в формате ГИС; Аэросьемка, лазерное сканирование;
Сейсмическое районирование, тектоника.

Авторский надзор при строительстве. Техническая экспертиза проектов.





350038, г. Краснодар, ул. Головатого, 585 тел./факс: +7 (861) 279-23-06, +7 (861) 275-47-59 e-mail: injgeo@injgeo.ru www.injgeo.ru

Современные технологии разработки нефтегазовых месторождений арктического шельфа

К.В. Аношина

специалист 3-ей категории¹ Ks.Anoshina@gmail.com

¹ЗАО НИПИ «ИнжГео», Краснодар, Россия

В данной статье описываются основные методы разработки арктических шельфовых месторождений, а именно — бурение скважин с плавучих и гравитационных установок, горизонтальное бурение скважин с берега, подводные буровые установки, приводятся конкретные примеры, рассматриваются преимущества и недостатки технологий.

Материалы и методы

Научные статьи, информационные порталы, официальные сайты. Методы описания, анализа, сравнения

Ключевые слова

технологии разработки, месторождения арктического шельфа, разработка месторождений арктического шельфа, подводные буровые установки, горизонтальные скважины с берега

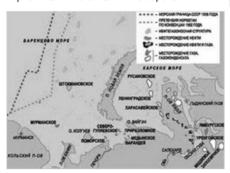


Рис. 1 — Расположение основных шельфовых месторождений на карте

Не так давно Арктика практически никого не интересовала, многие и сегодня не знают, что за эту, казалось бы, ни чем не приметную, не пригодную для жизни, вечно суровую и холодную часть нашей планеты идет непрерывная борьба, борьба между крупнейшими добывающими корпорациями, борьба на международном уровне. И причиной ее является не поверхность Арктики, а то, что под ней. На больших глубинах находится четверть мировых запасов полезных ископаемых, которые нам предстоит извлечь.

Арктика — трудный регион для освоения, своими богатствами привлекающий многие народы в течение длительного периода истории человечества. Большой опыт в изучении этого труднодоступного региона накоплен Россией и Норвегией. В настоящее время Россия и Норвегия активно сотрудничают в изучении Западной Арктики. На российском шельфе обнаружены наиболее крупные месторождения (Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Долгинское, Приразломное и др.) с запасами нефти и газа около 10 млрд тонн нефтяного эквивалента [8]. Особо следует отметить уникальность шельфа Баренцева моря не только в связи с его потенциалом нефтегазоносности, а скорее с тем, что в пределах этой акватории отрабатываются методы ведения поисково-разведочных работ в труднодоступных районах Арктики. Норвежский континентальный шельф также обладает значительными ресурсами нефти и газа, которые распределяются между тремя крупными акваториями: континентальным шельфом Северного моря (35%), Норвежского моря (36%) и Баренцева моря (20%). По оценке Норвежского нефтяного директората, норвежский континентальный шельф в настоящее время содержит 3,4 млрд тонн у.т. Запасы Северного Ледовитого океана до сих пор толком не изучены. Основные залежи углеводородных ресурсов располагаются на юге Карского и на востоке Баренцева морей и суммарно оцениваются в 98 миллиардов тонн нефтяного эквивалента. Это очень много. если принять во внимание, что все доказанные запасы нефти в мире составляют около 140 миллиардов тонн. Кроме того, совсем ничего не известно о резервах, которые в себе

таит восток российского шельфа в Ледовитом океане, но эксперты подозревают, что и там запасы должны быть более чем солидные [6].

В таблице 1 представлены основные риски, связанные с разработкой месторождения на шельфе Арктики. Основные проблемы шельфовых разработок — высокие затраты и недостаточность места для размещения оборудования. Для районов с суровыми условиями и глубокими водами, количество и размер платформ будет ограничиваться до минимума. Кроме ограничений на пространство тот факт, что скважины можно бурить только в одном положении, ограничивает дренаж и ведет к использованию горизонтальных скважин большой протяженности. Кроме сурового арктического климата, на побережьях арктических морей практически отсутствует береговая инфраструктура, практически нет транспортной системы. Необходимо учитывать и жесткие экологические требования, предъявляемые при разработке месторождений нефти и газа в открытом море, где любая авария самым негативным образом может отразиться на всей экосистеме. Все эти специфические особенности приводят к тому, что освоение месторождений на российском шельфе требует существенных инвестиций, в том числе в закупку дорогостоящих технологий, которые позволят вести добычу при сложной ледовой обстановке и в суровых климатических условиях. Конечно, даже при высокой себестоимости освоения ресурсов в наиболее перспективных арктических районах шельфа открытие гигантских и уникальных по запасам месторождений уравновешивает риски и компенсирует затраты по разведке и освоению месторождений [7].

Что касается технической стороны вопроса, то технологий подлёдного бурения пока мало, да и те находятся на стадии проектирования. Уровень современной технической оснащённости для таких проектов может сделать добычу не только нерентабельной, но и невероятно убыточной. Тем не менее, на сегодняшний день можно выделить следующие современных технологии разработки шельфовых месторождений: бурение скважин с плавучих и гравитационных



Рис. 2 — Морская стационарная ледостойкая платформа гравитационного типа на месторождении «Приразломное»

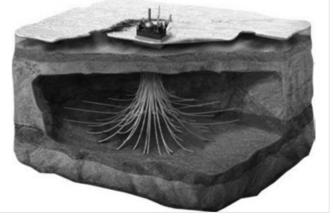


Рис. 3— Скважины от буровой установки «Приразломная»

установок, бурение скважин с берега, подводные буровые установки.

Бурение скважин с плавучих и гравитационных установок

В офшорном бурении (это разведка и добыча нефти и газа на нефтяных «полях», так называемых офшорных зонах) используют в основном морские буровые установки, которые условно разделяют на два класса — плавучие и стационарные (фиксированные).

Как известно, затраты на обустройство морских нефтегазовых месторождении составляют свыше 50% всех капиталовложений. Достаточно сказать, что стоимость отдельных нефтегазопромысловых платформ достигает 1–2 млрд. долл.

Например, эксплуатирующая в настоящее время глубоководная гравитационная платформа для месторождения Тролль в Северном море оценивается в сумму свыше 1 млрд. долл. [9]. При использовании передвижных самоподъёмных буровых платформ, а также платформ полупогружного типа оборудование устья скважин после бурения может быть расположено на дне моря. Для таких случаев ряд фирм США, Великобритании, Франции разработали комплексы оборудования с дистанционным управлением.

Однако, по мере увеличения глубины разработки, а также в акваториях морей с движущимися ледовыми полями более предпочтительным оказывается метод расположения устьевого оборудования на дне [3].

Гравитационные платформы отличаются от металлических свайных платформ как по конструкции, материалу, так и по технологии изготовления, способу их транспортировки и установки в море. Общая устойчивость гравитационных платформ при воздействии внешних нагрузок от волн и ветра обеспечивается их собственной массой и массой балласта, поэтому не требуется их крепление сваями к морскому дну. Гравитационные платформы применяют в акваториях морей, где прочность основания морского грунта обеспечивает надежную устойчивость сооружения [9].

Аналогом данной технологии является платформа «Приразломная».

Приразломное месторождение (ХМАО) находится на шельфе Печорского моря, в 60 км от берега (пос. Варандей). Глубина моря в районе месторождения — 19–20м.

Проектные показатели:

- накопленная добыча нефти 75 млн.т.;
- период рентабельной разработки 22 года;
- максимальный уровень добычи 6,6 млн.т/год [1].

Приразломное месторождение эксплуатируется с 1986 года. В 2011 г. на Приразломном нефтяном месторождении установлена одноименная морская стационарная ледостойкая платформа гравитационного типа, построенная в России. «Газпром» планирует начать работы на Приразломном месторождении в декабре 2013 года. В настоящее время затраты на проект составили порядка 100 млрд. рублей, в том числе стоимость нефтедобывающей платформы составляет 60 млрд. Крупнейшая пароходная компания России Совкомфлот построила два танкера ледового класса дедвейтом 70 тыс. т., которые будут курсировать между Приразломным

месторождением и плавучим терминалом «Белокаменка» на рейде Кольского залива [10].

Окупаемость проекта начинается с доходности в 16,5%, сказал заместитель гендиректора «Газпром нефть шельф» Никита Лимонов. По его подсчетам, предоставленные государством льготы по экспортным пошлинам выведут компанию на уровень 15,4%. Менеджеры компании уточнили, что для запуска подобных проектов их доходность должна быть порядка 20%. Для достижения окупаемости и выхода на норму доходности хотя бы в 17,5% в «Газпром нефть шельфе» намерены добиться для проекта третьей категории сложности (сейчас Приразломное месторождение квалифицировано как проект второй категории сложности из трех) [5].

Преимущества данного способа разработки:

- наличие опыта строительства данного сооружения;
- данные установки предназначены не только для бурения скважин, но и для добычи и хранения нефти до отправки ее к месту переработки:
- прямая отгрузка нефти на танкеры.

Недостатки плавучих и гравитационных установок:

- недостаточность места для размещения оборудования;
- зависимость от климатических условий;
- установка подводного оборудования на морском дне, бурение (с плавучих установок), связь добывающих установок с главной платформой и обслуживание скважин с плавучих установок в течение всей продолжительности проекта крайне дорогостоящи;
- необходимость пребывания персонала на платформе в течение длительного времени.

Бурение скважин с берега

Бурение скважин с большим отходом забоя от вертикали делает возможным вскрытие подводных нефтяных и газовых залежей путем бурения с берега и исключает необходимость строительства дополнительных морских сооружений и трубопроводов, а также проведение связанных с ними работ в районах, характеризующихся наличием льдов и высокой сейсмической активностью.

Самая мощная в мире наземная буровая установка «Ястреб» расположена на буровой площадке Чайво на северо-восточном побережье острова Сахалин. Это сооружение высотой с 22-этажное здание было специально спроектировано для бурения наклонно-направленных скважин с большой протяженностью ствола, необходимых для разработки запасов месторождения Чайво, расположенного более 11 км от берега. Благодаря тому, что установка находится в обогреваемом корпусе, персонал «Ястреба» может работать в комфортных условиях даже когда море покрыто толстым слоем льда. Такая технология может также применяться и для разработки углеводородов в Ледовитом Океане, находящихся на больших расстояниях от берега [11].

Суммарные затраты на реализацию всего проекта Сахалин-1, который включает в себя месторождения Чайво, Одопту и Аркутун-Даги составили 57 млрд. долл. Валовый доход равен 148 млрд. долл., доход государства — 40 млрд. долл.

Преимущества технологии:

- сокращение высоких капитальных и эксплуатационных затрат на крупные морские сооружения, на строительство трубопроводов;
- возможность резко снизить отрицательное воздействие на экологически уязвимые прибрежные районы;
- бурение горизонтальных дренажных стволов, позволяет увеличить дебит куста эксплуатационных скважин, одновременно сократив их количество.

Недостатки бурения с берега:

- недостатки технологического характера ввиду большой протяженности горизонтальных скважин;
- высокая стоимость некоторых технических элементов (применение алюминиевых бурильных труб, систем измерений в процессе бурения, алмазные и поликристаллические долота и др.).

Подводные буровые установки

Метод освоения нефтегазовых месторождений при расположении устьевого оборудования на дне позволяет снизить затраты, а это означает, что можно разрабатывать месторождения с небольшими запасами. Подводное оборудование, размещаемое на дне, защищено от неблагоприятных метеорологических явлений на поверхности воды, а также оно не может быть повреждено движущимися айсбергами. Уменьшается возможщимися айсбергами. Уменьшается возмож-

Риск	Описание	Оценка риска
1. Геологический риск	Ресурсов газа может ока- заться недостаточно	1 2 3 4 5 Есть риск Средний риск Нет риска
2. Технологический риск	Выявление обстоятельств, препятствующих осуществлению проекта. Несоответствие технологий необходимым для проекта	1 2 3 4 5 Есть риск Средний риск Нет риска
3. Финансовый риск	Низкие показатели эффективности проекта	1 2 3 4 5 Есть риск Средний риск Нет риска
4. Экологический риск	Загрязнение окружающей среды	1 2 3 4 5 Есть риск Средний риск Нет риска
5. Социальный риск	Отсутствие специалистов по эксплуатации	1 2 3 4 5 Есть риск Средний риск Нет риска
6. Инвестицион- ный риск	Отсутствие финансирования, инвестиций в проект	1 2 3 4 5 Есть риск Средний риск Нет риска

Таб. 1 — Оценка рисков при разработке арктических шельфовых месторождений

ность утечек нефти и газа, а, следовательно, улучшается решение проблемы предотвращения загрязнения воды. Метод устьевого оборудования на дне позволяет определить эксплуатационные параметры и характеристики месторождения на ранних стадиях разработки, что создает условия для принятия решения о вводе месторождения в эксплуатацию очередями. Для транспортирования нефти и газа, извлеченных из подводного месторождения, на небольшие расстояния, особенно в ледовых условиях арктических морей, предпочтительно использование трубопроводных систем. Одним из главных преимуществ трубопроводных систем является непрерывность процесса транспортирования и независимость от погодных условий

Конструкторское бюро ОАО ЦК Лазурит завершило первый этап технического проекта подводного бурового судна «Аквабур», разработанного для ОАО «Газпром». Способ и технологический комплекс добычи запатентован в России в 1999 г.

Подводный буровой комплекс предназначен для обеспечения круглогодичного режима ведения буровых работ при освоении месторождений нефти и газа на глубоководном шельфе арктических морей России независимо от климатических условий и ледовой обстановки.

Алгоритм работы комплекса следующий. В период краткосрочной навигации надводное судно устанавливает на глубинах от 6 до 400 метров донную опорную плиту массой

8900 т. Плита служит фундаментом для подводного бурового судна, перемещающегося по ней, как по рельсам. Само судно способно автономно работать под водой 3 месяца и имеет на борту запас расходных материалов для сооружения одной вертикальной скважины глубиной до 3,5 км. После этого к «Аквабуру» приплывает подводное судно снабжения, обновляющее контейнеры с запасами, и бурение продолжается. Каждая из опорных плит рассчитана на бурение до 8 скважин. После выработки всех скважин судно переплывает на новую опорную плиту. Подводное буровое судно спроектировано с таким расчетом, что в случае аварийной ситуации мгновенно отстыковывается от плиты и всплывает, проламывая своим корпусом любой арктический лед. Данная концепция пока не предусматривает подводных танкеров — углеводороды транспортируются от опорной донной плиты на берег по подводным трубопроводам. Обратно же тянется кабель с электропитанием и связью. Единственное, в чем нуждается «Аквабур» — это подводные контейнерные суда снабжения [2].

Технологические операции за бортом выполняются подводными роботами, а пассажирские перевозки и аварийно-спасательные операции — транспортно-спасательными подводными аппаратами системы внешней поддержки.

Для создания пилотного опытно-промышленного подводного бурового комплекса потребуется 5:7 лет после начала технического проекта, а промышленного комплекса — 2:3

Рис. 5— Горизонтальные скважины от буровой установки «Ястреб»



Рис. 4— Буровая установка «Ястреб» на месторождении Чайво

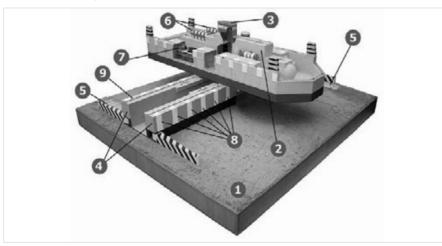


Рис. 6— Схема подводного бурового комплекса «Аквабур» 1— Шельф, 2— Спасательная капсула, 3— Рубка, 4— Направляющие, 5— Подводные трубопроводы и силовые кабели, 6— Контейнеры с расходными материалами, 7— Энергетическая установка, 8— Скважины, 9— Опорная плита

года после испытаний пилотного.

Комплексно ориентированный на безопасность метод проектирования обеспечивает высокую надежность и снижение риска, в частности, за счет:

- непрерывного компьютерного контроля параметров циркулирующего бурового раствора для предупреждения газопроявлений;
- 100% гидропривода силового бурового оборудования с негорючей жидкостью;
- складирования продуктов бурения в емкостях донной опорной плиты;
- возможности экстренного самостоятельного всплытия ПБС с проламыванием льда толщиной до 3-х метров без повреждения корпуса. [13]

Преимущества подводных буровых установок:

- расположение устьевого оборудования на дне снижает затраты;
- независимость от погодных условий;
- уменьшение возможности утечек нефти и газа:
- непрерывность процесса транспортировки. Недостатки технологии:
- нет аналогов и опыта в бурении подводных буровых установок;
- сложность разработки телеуправляемого необитаемого аппарата.

Как видно, технические и технологические проблемы при освоении шельфа преодолимы. Речь идет, прежде всего, о технологиях круглогодичного бурения и эксплуатации скважин в суровых ледовых условиях и при высокой сейсмичности. Кроме того, в Арктике можно будет использовать технологии бурения скважин с плавучих сооружений с отклонением от вертикали на расстояние до 12–15 км. Пригодятся на этом шельфе и технологии ликвидации разливов нефти во льдах, знание особенностей танкерных операций и операций по отгрузке нефти в ледовых условиях.

Главный риск освоения североморских месторождений — экономический. Реализация этих проектов требует строительства дорогостоящих и высокотехнологических инфраструктурных объектов, для чего понадобится большое количество опытных специалистов. С другой стороны, запасы Ледовитого Океана огромны и должны покрыть расходы. Кроме того, освоение шельфа приведет к:

- увеличению прямых поступлений в бюджет от недропользования:
- притоку инвестиций в реальный сектор экономики;
- наращиванию внутреннего потребления и экспорта;
- росту ВВП;
- снижению импортной зависимости в сфере оборудования и высоких технологий;
- социально-экономическому развитию удаленных регионов Российской Федерации и зон особых геополитических интересов:
- поддержанию занятости населения и созданию новых рабочих мест.

Известно одно — работа предстоит грандиозная.

Итоги

Существуют несколько вариантов разработки шельфовых месторождений:

1. бурение скважин с плавучих и гравитационных сооружений;

- 2. бурение скважин с берега;
- 3. подводные буровые установки.

Выволь

Технология бурения скважин с плавучих и гравитационных сооружений рассматривается на примере платформы «Приразломной» на шельфе Баренцева моря.

Бурение скважин с берега — на примере буровой установки «Ястреб» в проекте Сахалин — 1 на месторождении Чайво. Не смотря на большие капиталожложения, этот вариант разработки способствует увеличению дебита в 3—4 раза, тем самым сокращая срок окупаемости в 3 раза по сравнению с обычным бурением. Проект строительства подводных буровых судов в настоящее время осуществляется ОАО «Газпром», аналогов такого варианта разработки нет.

Однозначно, технические и технологические проблемы при освоении шельфа преодолимы.

Список используемой литературы

1. Бушуев В.В., Крюков В. Нефтяная

- промышленность России сценарии сбалансированного развития. М.: ИАЦ Энергия, 2010. 160 с.
- 2. Грек А. Невидимый флот. Из Варяг в Азию // Популярная механика. 2006, май.
- 3. Оруджев С.А. Глубоководное крупноблочное основание морских буровых, М.: 1962.
- Оруджев С.А. Проблемы, связанные с расширением существующих возможностей бурения на нефть и газ и их добычи при больших глубинах воды и неблагоприятных морских условиях. VIII Мировой нефтяной конгресс. М.: 1971.
- Строганова П. «Приразломная» хочет все усложнить. Режим доступа: http:// rbcdaily.ru/industry/562949987664205. (дата обращения 02.07.2013)
- 6. Ступакова А. Подготовка с морским уклоном // Нефть России.
- Трутнев Ю.П., Министр природных ресурсов РФ. О повышении эффективности освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика

- и управление Спецвыпуск. 2006.
- Морской сборник. 2012. № 6 (1983).
 С. 50–58.
- Гравитационно-свайные МСП. Упругие башни. Жесткие МСП. Лекции — Освоение шельфовых месторождений. Режим доступа: http://neft-gazedu.ru
- «Арктическая нефтяная платформа «Приразломная» готова к работе. Режим доступа: http://www.hibiny.com/ news/archive/46456 (дата обращения 08.08.2013).
- 11. Информационный портал «Судостроение. Энергетика. Транспорт». Режим доступа: http://www.setcorp.ru/main/pressrelease.phtml?news_id=17020 (дата обращения 08.02.2008).
- 12. Евразийская патентная организация, EAПВ. Режим доступа: http://www.eapatis.com/ruSearch/ms.exeData/EAPO/ eapo2oo9/PDF/o11648.pdf.
- 13. Официальный сайт ОАО «ЦКБ Лазурит» Режим доступа: http://www.cdb-lazurit.ru/?10101.

ENGLISH DRILLING

Modern technologies of oil and gas development of the Arctic shelf

UDC 622.24

Authors:

Ksenia V. Anoshina — specialist 3rd category¹; Ks.Anoshina@gmail.com

¹Company «InjGeo» JSC, Krasnodar, Russian Federation

Abstract

This article describes the main methods of developing the Arctic offshore fields — namely, a floating drilling and gravity systems, horizontal drilling from shore, underwater drilling rigs, concrete examples, discusses the advantages and disadvantages of technology.

Materials and methods

Scientific articles, news portals, official sites. Methods description, analysis, comparison

Results

Here are several options for the development

of offshore fields:

- drilling of wells and gravity floating structures;
- 2. drilling from the shore;
- 3. underwater drilling rigs.

Conclusions

Drilling Technology with gravity and floating structures seen on the example of the platform "Prirazlomnaya" on the shelf of the Barents Sea.

Drilling of wells from shore — the example of the drilling rig "hawk" in the Sakhalin — 1 Chayvo. Despite the large kapitalozhlozheniya

this embodiment design flow rate increases by 3–4 times, thereby reducing the payback 3 times compared to conventional drilling. The project to build submarine drill ships currently under OAO "Gazprom", analogues of such an option is not development. Definitely, technical and technological issues during the development of the shelf can be overcome.

Keywords

technology development of the Arctic shelf deposits, mining of the Arctic shelf, submarine drills. horizontal wells from shore

References

- Bushuev V.V., Kryukov V. Neftyanaya promyshlennost' Rossii — stsenarii sbalansirovannogo razvitiya [Russian oil industry — a balanced development of the script]. Moscow: IAC Energy, 2010, 160 p.
- Grek A. Nevidimyy flot. Iz Varyag v Aziyu [Invisible fleet . From the Varyag — to Asia]. Popular Mechanics, 2006, May.
- Orudzhev S.A., Glubokovodnoe krupnoblochnoe osnovanie morskikh burovykh [Deep- sea drilling large-block basis]. Moscow: 1962.
- 4. Orudzhev S.A. Problemy, svyazannye s rasshireniem sushchestvuyushchikh vozmozhnostey bureniya na neft' i gaz i ikh dobychi pri bol'shikh glubinakh vody i neblagopriyatnykh morskikh usloviyakh. VIII Mirovoy neftyanoy kongress [Problems associated with the expansion of existing facilities and drilling for oil and gas production in deep waters and adverse sea conditions]. Conditions. VIII World Petroleum

- Congress]. Moscow: 1971.
- Stroganova P. «Prirazlomnaya» khochet vse uslozhnit ["Prirazlomnaja" wants to complicate things]. Available at: http:// rbcdaily.ru/industry/562949987664205. (accessed 02.07.2013).
- Stupakova A. «Podgotovka s morskim uklonom» [Preparation of the sea slope]. Russian Oil.
- 7. Trutnev Yu.P., Ministr prirodnykh resursov RF "O povyshenii effektivnosti osvoeniya uglevodorodnykh resursov kontinental'nogo shel'fa Rossiyskoy Federatsii" [Minister of Natural Resources of the Russian Federation "On increasing the efficiency of the development of hydrocarbon resources of the continental shelf of the Russian Federation"]. Mineral Resources of Russia . Economics and Management Special Issue.
- 8. Sea collection, 2012, issue 6 (1983), pp. 50–58.
- 9. Gravitatsionno-svaynye MSP. *Uprugie bashni. Zhestkie MSP. Lektsii Osvoenie shel'fovykh*

- *mestorozhdeniy* [Gravitational pile of SMEs. Elastic tower. Hard SMEs. Lectures Shelf fields]. http://neft-gazedu.ru.
- «Arkticheskaya neftyanaya platforma «Prirazlomnaya» gotova k rabote [The Arctic oil platform "Prirazlomnaya" ready to work]. Mode of access: http://www.hibiny. com/news/archive/46456 (date accessed 08.08.2013).
- 11. Informatsionnyy portal «Sudostroenie. Energetika. Transport» [Information portal "Shipbuilding. Energy. Transport"]. Mode of access: http://www.setcorp.ru/main/ pressrelease.phtml?news_id=17020 (date accessed 08/02/2008).
- 12. Evraziyskaya patentnaya organizatsiya, EAPV [The Eurasian Patent Organization, the Eurasian Office]. Mode of access: http:// www.eapatis.com/ruSearch/ms.exeData/ EAPO/eapo2009/PDF/011648.pdf.
- Ofitsial'nyy sayt OAO «TsKB Lazurit» [The official website of "CDB Lapis"]. Access mode : http://www.cdb-lazurit.ru/?10101.

Результат применения оптоволоконных технологий распределенной термометрии при освоении скважины с помощью ЭЦН

Ю.В. Лапшина

бакалавр¹, техник-интерпретатор² lapshina@pitc.pnsh.ru

В.Ф. Рыбка

начальник HTУ² rvf@pitc.ru

¹ПГНИУ

²ООО «ПИТЦ «Геофизика», Пермь, Россия

Кратко описана методика обработки и измерения данных термометрии, полученных при помощи оптоволокна. Приведены практические примеры, полученные в результате опытнопромышленных работ.

Материалы и методы

термометрия, DTS

Ключевые слова

оптоволоконный геофизический кабель, термометрия, ЭЦН, контроль за разработкой, DTS

Перспективы развития нефтегазовой отрасли во многом определяются применением передовых технологий. Во всех отраслях промышленности происходит постепенное замещение механизированного труда на роботизированный и принятие решений с помощью технологий искусственного интеллекта [6].

Проекты создания интеллектуальных скважин и интеллектуальных месторождений достаточно давно разрабатываются ведущими мировыми добывающими компаниями. Внедрение технологий искусственного интеллекта ознаменовало собой новый этап в эволюции процесса эксплуатации скважин. В настоящее время, в скважинах со стандартным набором оборудования, отсутствует возможность адекватного реагирования на изменение внутрискважинных условий, а разделение добываемой продукции на отдельные фазы (нефть, газ и вода) происходит уже после ее поступления на устье [6]. В интеллектуальной скважине, процесс принятия решения и реакции на изменения должен быть автоматизирован.

В целом, система «интеллектуальная скважина» состоит их трех основных компонентов: системы получения глубинной и наземной информации о работе пластов и оборудования в скважине, системы принятия решений (полностью или частично автоматизированной) и системы изменения параметров работы скважины. Все они объединены одной логической цепью [11].

Всю необходимую информацию о работе скважины и пласта, способны предоставить оптоволоконные (ОВ) технологии контроля работы пласта и скважинного оборудования, совместно с глубинными манометрами, устройствами контроля работы скважины на устье.

Опытное применение подобных систем началось около 10 лет назад, благодаря ведущим мировым компаниям. Однако, уровень развития технологии и ее высокая стоимость, предопределила неудачный старт на российском рынке. Первый мониторинг работы

скважин производился аппаратурой с уровнем шумов, превышающим 0,5°С и временем накопления более 0,5 часа. Это не позволило на должном уровне решить такие основные задачи, как определение работающих интервалов, дебит и состав поступающего флюида, выделение заколонных перетоков и негерметичность колонны, амплитуда температурных аномалий от которых во многих случаях не превышает 0,4-0,8°С для притоков жидкости.

Начиная с 2012 г., ООО «ПИТЦ «Геофизика» активно проводит работы по внедрению оптоволоконных технологий.

Технология распределенной термометрии при помощи оптоволокна

Термометрия — метод ГИС, заключающийся в изучении пространственно-временного распределения температуры по стволу скважины в установившемся и неустановившемся режимах, с целью решения геологических и технологических задач [4, 7].

Опыт показывает, что при контроле за разработкой, наиболее информативным методом при решении задач диагностики является термометрия.

Однако, стандартный способ измерения температуры в стволе скважины имеет ряд недостатков, таких как возмущение поля и его изменение в процессе движения прибора, что приводит к неточности измерения небольших аномалий и их последующей, неправильной интерпретации. Кроме того, для проведения измерений необходимо наличие каротажного подъемника и партии ГИС. Эти проблемы позволяет решить оптоволоконная технология.

На мировом рынке услуг данная технология известна как Distributed Temperature Sensors (DTS), т.е. оптико-волоконая система термометрии скважин с распределенными датчиками температуры (ОВ система) [8].

Под волоконно-оптическим измерением температуры понимают применение оптоэлектронных приборов, при которой стеклянные волокна используются в качестве

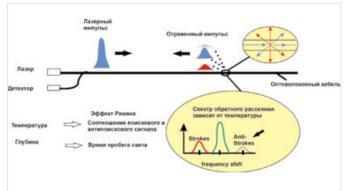


Рис. 1 — Принцип действия оптоволоконной термометрии

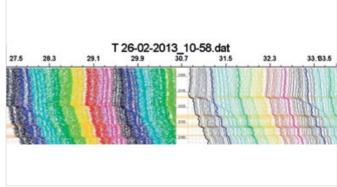


Рис. 2 — Пример данных термограмм до и после обработки. (Слева данные до обработки, справа — после фильтрации. На обработанных термограммах четко видно аномалию, связанную с формированием ВНР, а на исходных она едва заметна).

локальных распределенных измерительных латчиков.

Для измерения температуры, используется рамановское или комбинационное рассеяние, которое возникает при неупругом рассеянии фотонов входного светового импульса на атомах вибрирующих молекул. В результате, возникают фотоны, как с меньшей энергией (и большей длиной волны), чем у входного импульса, так называемые стоксы, так и с большей энергией (с меньшей длиной волны) — антистоксы. Последние, наиболее чувствительны к изменению температуры [9].

Мерой температуры является отношение интенсивности антистоксов к интенсивности стоксов. Интенсивность сигналов рамановского рассеяния мала, и их выделение требует применения чувствительных спектрометров. Однако, смещение линий спектра этого рассеяния, относительно длины волны входного импульса, достаточно велико и составляет доли террагерца, что облегчает решение этой задачи [9].

Схематически, структура волоконно-оптической системы состоит из блока формирования сигнала, малогабаритного лазера, приемного блока и блока микропроцессора, а также световодного кабеля в качестве линейного температурного датчика. Свет лазера направляется в световод. В любой точке вдоль волокна возникает комбинационный рассеянный свет, излучаемый во всех направлениях. Часть света движется в обратном направлении к блоку формирования сигнала. Затем выполняется спектральная фильтрация света, его преобразование в измерительных каналах в электрические сигналы, усиление и электронная обработка. Из отношения кривых обратного рассеивания света получают температуру волокна вдоль световодного кабеля [10]. Для устранения влияния агрессивной скважинной среды оптоволокно помещается в бронированный геофизический кабель или металлическую трубку.

Высокую надежность и длительный срок

работы системы дает отсутствие в скважине сложных электронных и механических устройств, герметичных разъемов. Распределенный датчик характеризуется высокой стабильностью и помехозащищенностью.

Основными техническими параметрами ОВ-систем для определения работы пластов являются:

- Разрешение по длине подключенного распределенного датчика. Не менее 0,2 м.
- Минимально доступная величина, изменение показателя температуры (чувствительность) на единичном отрезке распределенного датчика, не менее 0,1°C.
- Максимально возможная длина подключенного распределенного датчика температуры. Зависит от глубины скважин. Как правило, достаточно 3–5 км.
- Контролируемый температурный диапазон. Зависит от региона работ. Как правило. достаточно -20 до +250°С.
- Инерционность измерительной системы (учитывающей время накопления сигнала и инерционность геофизического кабеля)
 не более 20 минут.

Поскольку это параметры взаимосвязаны, подбор ОВ системы должен вестись по

сумме всех параметров. Многие предлагаемые на рынке ОВ-системы разрабатывались для более простых с технической точки зрения задач, не могут обеспечить необходимые технические параметры в комплексе и не пригодны для решения задач контроля за разработкой месторождения.

В ОВ системе, предназначенной для интеллектуальной скважины, должна быть предусмотрена возможность для удаленного мониторинга объекта, с целью принятия решений в интеллектуальных центрах нефтяных компаний, вплоть до автоматической реакции на нештатные ситуации.

В течение 2012—2013 г. г. ООО «ПИТЦ «Геофизика» активно проводило испытания оптоволоконных регистраторов (DTS) различных изготовителей (3 разработчика), дорабатывало технологию получения и обработки скважинного материала, технологию визуализации и интерпретации полученных данных.

Внедрение оптоволоконных технологий

Опытно-промышленные работы по внедрению оптоволоконных технологий производились на скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в 2012—2013 г. г. Одновременно проводился

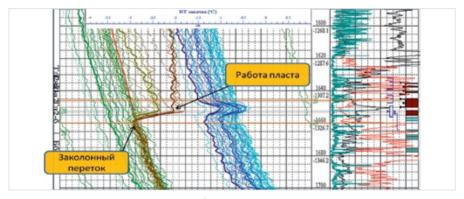


Рис. 3— Примеры выделения заколонных перетоков и негерметичности колонны

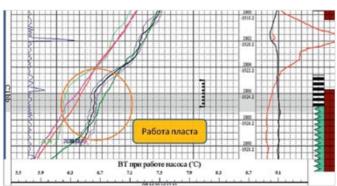


Рис. 4— Пример отображения на диаграммах работы пласта на кривых оптоволоконного исследования

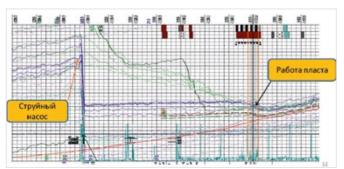


Рис. 5— Пример температурных аномалий, связанных с движением фронта жидкости

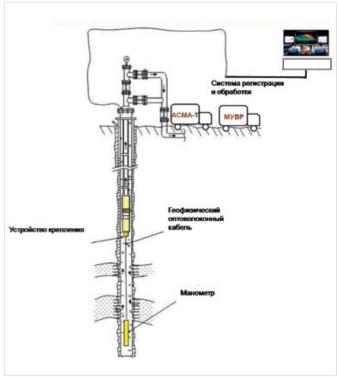


Рис. 6 — Схема подключения оборудования

подбор оборудования и разработка технологии проведения работ, обработки и интерпретации результатов. Работы проводились ООО «ПИТЦ «Геофизика» совместно с ООО «Универсал-сервис». Аппаратуру для замера температуры по стволу предоставило ООО «Техногеника». Использовался геофизический ОВ-кабель ООО «Пермь геокабель»

Для интерпретации данных были разработаны модули фильтрации и визуализации к специализированному ПО «Прайм», результат работы которых представлен на рис. 2.

Далее, после обработки, по результатам измерений были сделаны следующие выводы:

- данные термометрии, полученные при помощи оптоволокна хорошо выделяют места притока (ухода) жидкости и газа, достаточно явно показывают зоны негерметичности и заколонные перетоки (рис. 3, 4);
- при остановке струйного насоса (во время откачки жидкости из мерной емкости) в интервалах о-120, 1310-1381,6 м, по данным оптоволоконных измерений наблюдаются температурные аномалии, связанные с движением фронта жидкости (рис. 5);

Замеры температуры оптоволоконным кабелем достаточно хорошо совпадают с замерами ВТ, сделанными прибором СОВА.Подобран оптимальный режим записи со временем накопления 12 мин, что позволило уменьшить шумы сигнала до приемлемого уровня 0,1°С, и путем фильтрации получить гладкие кривые без искажения интерпретационных аномалий. При этом, инерционность измерительной системы не мешала интерпретации.

Опытные работы при освоении скважины ЭЦН

Для разработки технологии распределенной термометрии при освоении скважины и подбору оптимального режима работы ЭЦН, были проведены исследования в скважине 4 на X месторождении.

Работы с применением оптоволоконного кабеля проводились с 26.02.13 и продолжались до 30.04.13, с использованием

технологии спуска глубинного манометра на оптоволоконном геофизическом кабеле под насос. Кроме того, был проведен мониторинг работы пластов через 3 месяца после освоения.

Во время освоения скважины постоянно проводились замеры температуры по стволу скважины, с помощью оптоволокна производился отбор и анализ проб жидкости, замер дебита, замер динамического уровня, замер давлений на забое, в линии и затрубном пространстве. Кроме того, изменялась частота питания ЭЦН для изменения его производительности. (Схема подключения оборудования приведена на рис. 6)

В результате первичной обработки данных были построены 3D модели, позволяющие оценить работу скважины в целом, на качественном уровне. Модель наглядно отобразила полученные данные, и позволила провести предварительную оценку информации (рис. 7, 8).

В последующем, обработка данных проводилась на более детальном уровне. Данные термометрии были представлены на планшетах, совмещены с данными манометров и проб жидкости. На планшетах отслежены характерные температурные аномалии, интерпретация которых позволила определить работу пластов: опускание воды к забою скважины от продуктивного пласта (рис. 9), возникновение аномалии связанной с гравитационным распределением флюидов и формированием ВНР (рис. 10), негерметичность колонны (рис. 11). Также, по данным измерений, можно оценить вклад интервалов в общую работу скважины (рис. 12).

Режим работы насоса: начало, перерывы, перегрев — и опускание уровня (рис. 13) хорошо определяются по планшетам, сделанным во всем интервале скважины.

Подбор оптимального режима работы насоса может быть осуществлен подбором частоты, обеспечивающей минимальный динамический уровень длительное время — для максимальной добычи или обеспечивающий

максимальную работу необходимых попластков — для уменьшения обводненности продукции.

Совмещение результатов температурных наблюдений с данными манометров и результатами анализа проб жидкости позволило точнее определить гидродинамические свойства пластов и модель фильтрации, рассчитать пластовое давление, фильтрационные свойства, скин-фактор, определить контур питания залежи.

Последующий мониторинг работы пластов, проведенный через три месяца после освоения скважины выявил практическое отключение из работы верхнего интервала перфорации, раннее дававшего не менее 35% дебита, а так же перераспределение дебита между пластами. Перераспределение работы пластов связано с истощением ограниченной залежи и дегазацией продукции в глубине пласта.

Итоги

Построение системы непрерывного мониторинга на основе оптико-волоконных технологий возможно на имеющихся программно-аппаратных средствах.

Оптоволоконные системы, в комплексе со стандартными системами манометров и анализом состава, предоставляют полную информацию о работе пластов.

Получаемая информация позволяет проводить:

- подбор оптимального режима работы скважинного оборудования;
- фиксацию и предотвращение работы ЭЦН в «экстремальных» режимах;
- определение изменений в работе пластов в режиме реального времени;
- определение проблем в скважине (негерметичность, заколонные перетоки);
- мониторинг работы скважины в течение всего межремонтного периода.

Выводы

Оптоволоконные геофизические технологии перспективны на газовых месторождениях, ввиду большого различия термодинамических

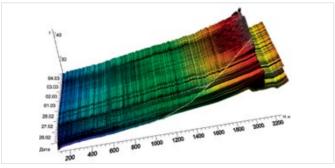


Рис. 7 — Изменение уровня во время работы насоса

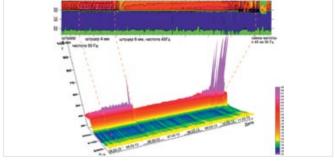


Рис. 8— Изменение температуры при различных режимах работы скважины

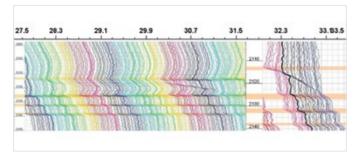


Рис. 9— Пласт 2112—2114 в продукции содержит воду, которая опускается к забою скважины

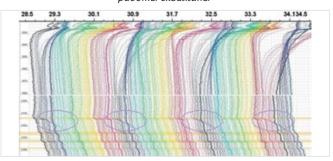


Рис. 10— Возникновение аномалии связанной с гравитационным распределением флюидов и формированием ВНР при периодической работе насоса

свойств жидкости и газа, отсутствия необходимости движения кабеля во время замера и длительному времени эксплуатации без необходимости глушения скважины.

Дальнейшее развитие ОВ-технологий и построение на их основе систем интеллектуальная скважина лежит в обеспечении более устойчивого определения дебита пластов и состава поступающего продукта.

Это возможно с помощью распределенных датчиками расходометрии и состава флюида, оптоволоконных систем измерения давления, распределенной скважинной шумометрии.

Кроме того, необходимо построение систем автоматического сбора всей скважинной информации и передачи ее в центры обработки, систем распознавания и реагирования на нештатные ситуации.

Разработка и внедрение этих систем, позволит более достоверно и оперативно принимать управляющие решения, а с появлением систем управления работой скважинного оборудования автоматизировать весь процесс работы скважины.

Список используемой литературы

- Валиуллин Р.А., Вахитова Г.Р., Назаров В.Ф. и др. Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождения. Уфа: РИО БашГУ, 2004. 250 с.
- 2. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. М.: Недра, 1990. 398 с.
- 3. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1982. 448 с.
- 4. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1988. 476 с.
- 5. Косарев В.Е. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Казань: Казанский государственный университет, 2009. 145 с.
- 6. Интеллектуальные скважины открывают новые горизонты. New Horizons Smart Wells // ROGTEC. №6. С. 44–46
- Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: курс лекций. Екатеринбург: УГГГА, 2003. 294 с.
- Аксельрод С.М. Оптико-волоконная технология при геофизических исследованиях в скважинах // Каротажник. 2006. №1 (142). С. 184–204.
- 9. Оптоволоконные технологии геофизических исследований нефтяных и газовых, нагнетательных скважинах, «ГИРСОФТ», Москва.
- 10. www.weatherford.com
- 11. Круглый стол на тему «Интеллектуальная скважина» в рамках V Международной специализированной выставки «Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия» // Нефть. Газ. Новации. 2011. №11. С. 16-21.



ПЕРМСКИЙ ИНЖЕНЕРНО- ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

«ГЕОФИЗИКА»

614000, г. Пермь, ул. Петропавловская, 16-а. Телефон/факс: +7(342) 2171 090 Email: pitc@pitc.ru

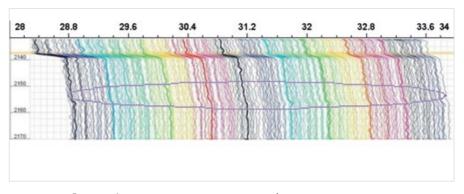


Рис. 11— Аномалия, возникающая ниже перфорированных пластов связана с негерметичностью колонны в районе муфтового соединения. Приток из негерметичности незначителен

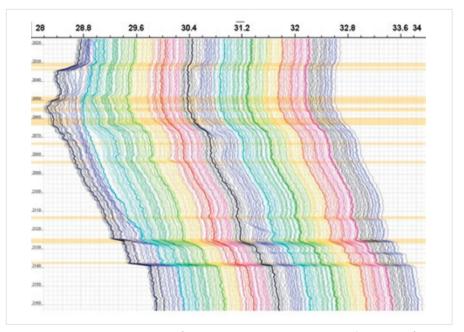


Рис. 12— Негерметичность на глубине 2138 и нижние интервалы перфорации работают охлажденной жидкостью, но вклад в работу скважины составляет не более 15%, основной вклад вносят 2 верхних интервала перфорации— по 35%, порядка 10% дает интервал 2061,0—2065,0. Остальные интервалы практически не работают— не более 5%

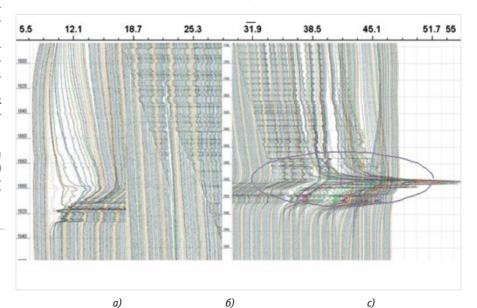


Рис. 13 — Изменение температуры и уровня в скважине в процессе работы насоса а) Термограммы, полученные до (блок практически прямых кривых) и после включения насоса. В процессе работы насоса происходит постепенное увеличение температуры. b) Опускание уровня в результате работы насоса. А также кратковременное повышение уровня из-за перерывов в работе насоса. При этом температура на уровне насоса начинает снижаться.

с) Перегрев насоса (до 106°С на оптоволокне) в результате опускания уровня ниже приема насоса (Выделено овалом).

ENGLISH OIL PRODUCTION

The result of the application of distributed fiber-optic technology in thermometry of development wells with ESP

UDC 622.276+550.3

Authors

Yuliya V. Lapshina — bachelor¹, technician interpreter²; lapshina@pitc.pnsh.ru Valeriy F. Rybka — head of scientific and technical department²; ryf@pitc.ru

¹PSU, Perm, Russian Federation ²PITC Geofizika, Perm, Russian Federation

Abstract

Article briefly describes the methodology of processing and measurements of data thermometry obtained using optical fiber. The paper gives the practical examples derived from the pilot projects.

Materials and methods

thermometry, DTS

Results

Building continuous monitoring system based on fiber-optic technology is possible using existing software and hardware. Fiber optic systems, in conjunction with standard systems manometers and analysis of the composition, provide complete information on the work of recovery.

References

- Valiullin R.A., Vakhitova G.R., Nazarov V.F. and others. Termogidrodinamicheskie issledovaniya plastov i skvazhin neftyanykh mestorozhdeniya [Thermohydrodynamic reservoir and well oilfields studies]. Ufa: BashSU, 2004, 250 p.
- Gorbachev Yu.I. Geofizicheskie issledovaniya skvazhin [Well logging]. Moscow: Nedra, 1990, 398 p.
- 3. Dakhnov V.N. Interpretation of the results of geophysical studies of well sections [Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy razrezov skvazhin]. Moscow: Nedra, 1982, 448 p.
- 4. Dobrynin V.M. Interpretatsiya rezul'tatov

The resulting information allows to perform:

- selection of optimal operation of well equipment:
- retention and prevention of ESP performance in "extreme" conditions;
- identification of changes in the reservoir in real time;
- identification of problems in the well (leaks, casing flows);
- monitoring of the well during the entire overhaul period.

Conclusions

Fiber optic geophysical technologies are perspective on gas fields, due to the large difference of the thermodynamic properties of liquid and gas, there is no need movement of the cable during measurement

- geofizicheskikh issledovaniy neftyanykh i gazovykh skvazhin [Interpretation of the results of geophysical studies of oil and gas wells]. Moscow: Nedra, 1988, 476 p.
- Kosarev V.E. Kontrol' za razrabotkoy neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Monitoring the development of oil and gas fields]. Kazan: Kazan State University, 2009, 145 p.
- 6. Intellektual'nye skvazhiny otkryvayut novye gorizonty [New Horizons Smart Wells]. ROGTEC, issue 6. 44–46 pp.
- Skovorodnikov I.G. Geofizicheskie issledovaniya skvazhin: kurs lektsiy [Well logging: a course of lectures]. Ekaterinburg: USMU, 2003, 294 p.

and long operating time without having to kill the well.

Further development of DTS and building systems based on their intellectual well lies in ensuring more sustainable production rate determination of reservoir production rate and the composition of the incoming product. Development and implementation of these systems will more reliably and quickly take administering decision, and with the advent of systems control the operation of of well equipment automates the entire process of the well.

Keywords

fiber optic geophysical cable, thermometry, ESP, development control, DTS, Distributed Temperature Sensors

- 8. Aksel'rod S.M. *Optiko-volokonnaya tekhnologiya pri geofizicheskikh issledovaniyakh v skvazhinakh* [Fiber-optic technology for geophysical studies in wells]. *Karotazhnik*, 2006, issue 1 (142), 184–204 pp.
- Optovolokonnye tekhnologii geofizicheskikh issledovaniy neftyanykh i gazovykh, nagnetatel'nykh skvazhinakh [Fiber optic technology geophysical oil and gas, injection wells]. Girsoft, Moscow.
- 10. www.weatherford.com
- 11. Round table "Intellectual well" in the 5-th International specialized exhibition "Oil extracting. Oil processing. Chemistry 2014". *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2011, isuue 11, 16–21 pp.



Дополнительную информацию о предстоящих конференциях можно получить

по тел. + 7 (495) 797-49-07 или e-mail: org@creonenergy.ru.





ПРОИЗВОДСТВО СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

ЛИДЕР

по разработке, производству и внедрению резьбоуплотнительных смазок для нефтегазового комплекса!









Производим следующие виды продукции:

- Смазки резьбовые, арматурные, уплотнительные
- Смазки общего назначения для обычных и повышенных температур, смазки низкотемпературные
- Смазки авиационные, приборные, редукторные, электроконтактные, автомобильные, железнодорожные, индустриальные, консервационные, морские смазки
- Масла индустриальные, гидравлические, моторные, трансмиссионные и др.
- Пасты приработочные
- сож
- Заполнители кабельные
- Присадки к маслам и смазкам

Система менеджмента качества сертифицирована на соответствие требованиям стандарта ИСО 9001:2008 (ISO 9001:2008)

ПРИГЛАШАЕМ К ВЫГОДНОМУ СОТРУДНИЧЕСТВУ!

РОССИЯ, 192177, Санкт-Петербург, 3-ий Рыбацкий проезд, 7

Тел.: (812) 676-58-86 (83,84), 707-31-32, 707-31-08

Факс: (812) 707-31-24

info@rusma-spb.ru

www.rusma-spb.ru



ДОБЫЧА УДК 622.276 **19**

Новые математические методы адаптации геолого-технологических моделей сеноманских газовых залежей

А.В. Красовский

к.т.н., зам. генерального директора по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газовых месторождений '
Krasovskiy@tngg.ru

3.Н. Шандрыголов

зав. лабораторией геолого-технологического моделирования разработки месторождений: Shandrygolov@tngg.info

С.Ю. Свентский

зав. лабораторией проектирования и управления разработкой газовых месторождений subseteq SventskySU@tngg.ru

М.А. Казанцев

инженер 2 категории лаборатории геологотехнологического моделирования разработки месторождений¹

KazantsevMA@tngg.ru

¹000 «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В данной статье рассматривается алгоритм адаптации пластового давления гидродинамической модели газового месторождения на примере модели сеноманской залежи Юбилейного НГКМ. В рамках работы проанализированы методы определения фильтрационно емкостных свойств (ФЕС) пласта и их погрешности. Составлен алгоритм создания куба модификаторов ФЕС пласта, учитывающий погрешности определения этих параметров при построении геологической модели. Разработанная методика применена на практике, проведен анализ результатов адаптации.

Материалы и методы

Изучение литературных источников, научных публикаций по теме работы.

Ключевые слова

гидродинамическая модель, адаптация, куб модификаторов ФЕС, определение ФЕС

Одним из важных этапов создания гидродинамической модели является процесс адаптации, заключающийся в корректировке параметров пласта с целью достижения наилучшей сходимости между фактическими и модельными показателями разработки. Корректировке подвергаются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, в определении которых присутствует погрешность.

На сегодняшний день существует ряд специализированных программных продуктов предназначенных для адаптации пластового давления гидродинамических моделей модификацией ФЕС. Модификация параметров модели происходитдо тех пор, пока не будет достигнуто сходство расчетных и модельных показателей в пределах допустимой погрешности корректируемого параметра. Адаптированная модель объекта разработки в дальнейшем используется для расчета прогнозных показателей разработки [1].

Актуальность данной работы обуславливается тем, что существующие на сегодняшний день методы и программные продукты, упрощающие процесс адаптации, имеют ряд недостатков и не полностью автоматизированы.

Адаптация пластового давления гидродинамических моделей заключается в корректировке ФЕС в регионах модификации, построенных на основе интерполируемой карты значений среднего квадратичного отклонения (СКО) модельных значений от фактических замеров по истории разработки [2].

При построении куба модификаторов возможен учет значений градиентов, показывающих чувствительность модельных значений к изменению выбранного ФЕС. Такой подход к адаптации может повлечь чрезмерную, выходящую за допустимые пределыкорректировку параметра, а так же корректировку в регионах, где ФЕС были определены

достаточно достоверно.

Алгоритм адаптации пластового давления, учитывающий карты надежности построения ФЕС пласта, позволяет сохранить адекватные для конкретного месторождения границы варьирования корректируемых свойств и избежать модификации в регионах с достаточно точным определением параметров, и как следствие, адаптировать гидродинамическую модель на фактические показатели разработки.

Для адаптации пластового давления гидродинамической модели Юбилейного месторождения модифицируемым параметром выбрана проницаемость, так как этот параметр имеет высокую степень погрешности определения и не оказывает влияния на начальные геологические запасы.

В гидродинамической модели параметр проницаемости рассчитан по трендовой зависимостиот пористости, полученной в результате анализа керновых исследований, с учетом данных интерпретации ГИС. Исходя из этого, погрешность определения проницаемости принята как погрешность определениякоэффициента пористости.

Алгоритмы определения коэффициентов пористости базируются на петрофизических зависимостях типа «керн-ГИС». Выбор метода определения коэффициента пористости обуславливается массовостью выполненных исследований в скважинах месторождения.

Основной метод определения коэффициента пористости в интервале залегания сеноманских отложений — метод ПС. Основой определения коэффициента пористости по ПС служит корреляционная связь типа «керн-ГИС», при построении которой используются пласты, отвечающие следующим требованиям: толщина не менее 1 метра, плотность анализов не менее 2–3 на 1 метр вынесенного керна.

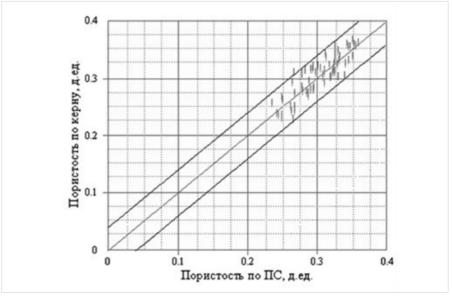


Рис. 1 — Сопоставление коэффициентов пористости по ПС и керну

Достоверность определения пористости по ГИС оценивается сопоставлением с данными определений по керну. При определении пористости с использованием петрофизических связей типа «керн-ГИС» дополнительного обоснования достоверности величин К_(ГИС) не требуется.

Сопоставление K_n (керн)- K_n (ГИС) (рис. 1) строится по пластопересечениям, которые выбираются по тем же критериям, что и для построения связей типа «керн-ГИС», т.е. сопоставляются оценки K_n по пластам толщиной не менее 1 м, выносом керна из исследуемых пластов (интервалов, дроблений) не менее 80% и плотностью анализов не менее 3–5 на 1 м вынесенного керна.

Таким образом, точность оценки параметра Кп по ГИС определяется относительной погрешностью определения геофизического параметра спс и относительной погрешностью связи типа «керн-ГИС» (формула 2).

$$\delta_{K_n} = \sqrt{\delta_1^2 + \delta_2^2}, \qquad (2)$$

где: δ_{κ_n} — погрешность определения пористости по ГИС; δ_1 — относительная погрешность определения геофизического параметра опс;

 δ_{2} — относительная погрешность связи типа «керн-ГИС».

По вышеописанной методике рассчитано значение относительной погрешности определения параметра проницаемости, которая составила 8%. С учетом рассчитанной относительной погрешности определяется диапазон возможного варьирования параметра проницаемости, таким образом, что нижняя граница диапазона равна

 $K_{\text{мин}} = K(Kn) - K(Kn) * \delta \kappa_n$, а верхняя соответственно — $K_{\text{макс}} = K(Kn) + K(Kn) * \delta \kappa_n$. Принимая во внимание значения абсолютной проницаемости, полученные после интерпретации ГДИС, границы диапазона варьирования параметра расширены по алгоритму, приведенному на на рис. 2.

Из полученного диапазона данных вычислены коэффициенты варьирования адаптируемого параметра по формуле 3

$$N = \frac{K_{CP} - K_{MNH}}{K_{CP}}$$
(3)

где: N— коэффициент варьирования проницаемости; K_{cp} — среднее значение проницаемости, мД;

 $K_{\text{мин}}-$ минимальное граничное значение проницаемости. м Ω .

Полученные коэффициенты в скважинах интерполированы в пределах границ гидродинамической модели при помощи алгоритма интерполяции Кригинга [3]. Таким образом, получена карта коэффициентов варьирования параметра проницаемости. На основе интерполированной карты в гидродинамической модели выделены регионы модификации проницаемости с примерно одинаковым количеством скважин. Выделение регионов с большим количеством скважин нежелательно, так как одна и та же модификация параметра в регионе может различно повлиять на технологические показатели отдельно рассматриваемой скважины.

Построенная карта варьирования проницаемости используется для модификации параметра, путем корректировки куба гидродинамической модели рассчитанного по зависимости от пористости. На рис. 3 приведены кубы проницаемости гидродинамической модели до и после адаптации.

Итоги

Такой подход позволяет адаптировать гидродинамическую модель на фактические показатели разработки путем модификации параметра проницаемости в допустимых пределах погрешности его определения полученной на основе описанной методики.

Использование описанного подхода для адаптации пластового давления гидродинамической модели сеноманской залежи Юбилейного месторождения привело к снижению СКО до допустимого значения 2,39. На рис. 4 представлено распределение расхождений по пластовому давлению на последнюю точку в модели с фактическими данными по эксплуатационному фонду скважин.

Выводы

Исходя из этого, можно сделать вывод о пригодности адаптированной гидродинамической модели для дальнейшего использования в рамках расчетов прогнозных технологических показателей.

На основании выполненной работы, можно сделать следующие выводы:

- алгоритм разработан на основе существующих методов определения фильтрационно-емкостных свойств породы;
- найдено решение рационального ограничения диапазона варьирования параметра проницаемости;
- разработанный алгоритм создания куба модификаторов позволяет сократить

время, затрачиваемое на адаптацию.

Список используемой литературы

- Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2002. 140 с.
- 2. Shlumberger, "SimOpt User Guide" version 2007.1, 2007, 336 p.
- 3. Goeff Bohling. Kriging. C&PE, 2005, 107 p.

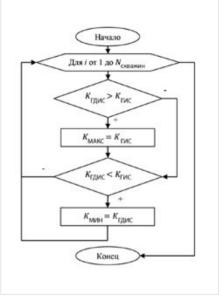


Рис. 2 — Блок-схема расчета границ определения проницаемости



Рис. 3 — Кубы проницаемости гидродинамической модели до (а) и после (б) адаптации

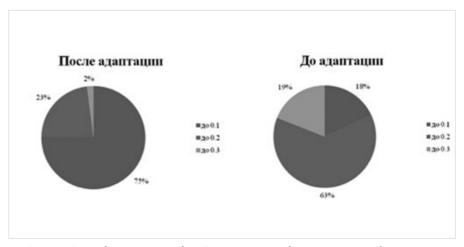


Рис. 4— Распределение расхождений по пластовому давлению на последнюю точку в модели с фактическими данными по эксплуатационному фонду скважин

ENGLISH OIL PRODUCTION

New mathematical methods of adaptation of geotechnical models Cenomanian gas pools

Aleksandr V. Krasovskiy — ph.d., deputy general director on scientific and design work on the development and operation of gas pools; Krasovskiy@tngg.ru Zakhar N. Shandrygolov — laboratory head of geological and technological modeling of pools development; Shandrygolov@tngg.info Sergey Y. Sventskiy — laboratory head of design and manage the development of gas pools; SventskySU@tngg.ru Maksim A. Kazantsev — laboratory's 2 grade engineer of geological and technological modeling of pools development'; KazantsevMA@tngg.ru

¹"TyumenNllgiprogaz" Ltd., Tyumen, Russian Federation

Abstract

This article describes the algorithm of adaptation the reservoir pressure of hydrodynamic model the gas field on the model of the Cenomanian deposits of Yubileiniy condensate field. As part of the analyzed methods for determining the filtration reservoir properties (FRP) of the formation and error. Drafted an algorithm of creating FRP cube modifiers, which takes into account error in the determination of these parameters in the construction of the geological model. The developed method is applied in practice, the results of adaptation is analyzed.

Materials and methods

study of literature, scientific publications on the subject of the work

References

1. Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov

Results

This approach allows us to adapt the simulation model for the development of the actual performance by modifying the parameter of permeability within the permissible limits of error of its determination obtained on the basis of the described technique.

The use of this approach to adapt the reservoir pressure hydrodynamic model of the Cenomanian deposits of the Yubilejniy field has reduced to an acceptable standard deviation values of 2.39. Fig. 4 shows the distribution of differences on the formation pressure at the last point in the model with actual data on wells operated.

Conclusions

On this basis, it can be concluded about the

[Mathematical modeling of hydrodynamic processes of development of hydrocarbon deposits]. Moscow-Izhevsk: Institute of computer researchments, 2002, 140 p.

suitability of the hydrodynamic model adapted for use within Predictive technology indicators. Based on the work performed, it is possible to draw the following conclusions:

- algorithm is developed based on existing methods for the determination of reservoir rock properties;
- found rational decision limiting the range of variation of the parameter of permeability;
- developed the algorithm for creating a cube modifiers to reduce the time it takes to adapt.

Keywords

hydrodynamic model, adaptation, FRP cube modifiers, FRP definition

- 2. Shlumberger, "SimOpt User Guide" version 2007.1, 2007, 336 p.
- 3. Goeff Bohling, Kriging. C & PE, 2005, 107 p.





НЕ ПРОПУСТИТЕ КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ!



18 апреля 2014, Москва

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2014

ОСНОВНЫЕ ФОРМАТЫ СИМПОЗИУМА

- ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ: узнайте из уст органов власти, регулирующих развитие отрасли, о тенденциях и перспективах развития транспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса; системе тарифообразования на транспортировку нефти трубопроводным транспортом; требованиях к промышленной безопасности при эксплуатации трубопроводного транспорта; стандартизации и техническом регулировании в области трубопроводного транспорта и других важнейших аспектах развития отрасли
- ИНТЕРАКТИВНЫЕ ДИСКУССИИ: примите участие в обсуждении наиболее актуальных вопросов развития отрасли и получите четкие ответы на волнующие вопросы о проблемах, тенденциях, перспективах развития трубопроводной
- CASE-STUDIES: получите открытый доступ к инновационным решениям отрасли и уникальному опыту российских и зарубежных лидеров рынка
- СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА: заявите лидерам нефтегазовой отрасли о своих услугах, технологиях, оборудовании
- МНОГОЧИСЛЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ НЕФОРМАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ: установите деловые контакты с основными игроками отрасли во время кофе-брейков, ланчей, коктейль-приема в торжественной и вместе с тем непринужденной атмосфере

НЕМАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ В РОССИИ



В России в течение 2013-2020 годов ежегодно в среднем будут вводиться около 30 новых месторождений, из них примерно 14 мелких. Темпы их ввода, а также сильно различающийся размер месторождений станет главным определяющим фактором для инвестиционного процесса в области немагистрального трубопроводного транспорта нефти и газа. Как следствие, годовой объем инвести-

ций в строительство немагистральных подводящих трубопроводов в течение этого периода времени будет значительно изменяться год от года. Максимальные значения годовых инвестиций (87-91 млрд рублей в год) можно ожидать в 2014-2015 годах, когда начнется интенсивное строительство подводящих трубопроводов в Юрубчено-Тохомской зоне, в Большехетской впадине и на российском каспийском шельфе



Система цифровой радиографии «КАРАТ» и её применение для аттестации сварщиков ОАО «Газпром»

К.А. Багаев

к.ф.-м.н., специалист III уровня по РК, технический директор¹ kb@newcom-ndt.ru

А.Н. Варламов

специалист III уровня по РК, начальник лаборатории неразрушающего контроля² andreyvarlamov@mail.ru

¹ООО «Ньюком-НДТ», Санкт-Петербург, Россия ²Управления Аварийно-Восстановительных Работ ООО «Газпром Трансгаз Санкт-Петербург», Санкт-Петербург, Россия

Статья посвящена описанию рентген-телевизионного комплекса «КАРАТ», разработанного ООО «Ньюком-НДТ». Данный комплекс был успешно применён в сентябре 2013 года на всероссийском конкурсе сварщиков ОАО «Газпром».

Описаны технические решения, использованные при изготовлении комплекса, описано программное обеспечение. Приведена информация о достигнутой чувствительности и производительности контроля.

Ключевые слова

цифровая радиография, плоскопанельные детекторы, запоминающие пластины, радиографическая плёнка

Введение

Современная газовая промышленность предъявляет требования к контролю качества сварных соединений, согласно стандартам. Рентгеновский метод неразрушающего контроля является одним из наиболее информативных методов, используемых для решения этой задачи.

Важнейшим преимуществом рентген-телевизионного метода контроля по сравнению с плёночной радиографией является его оперативность, цифровая информативность и отсутствие вспомогательных расходных материалов.

В августе 2013 года в лаборатории НК на базе Колпинского участка Аварийно-восстановительного поезда (АВП) ОАО «Газпром» был сдан в эксплуатацию рентген-телевизионный комплекс «КАРАТ», предназначенный для контроля сварных катушек аттестационного пункта сварщиков. Комплекс был разработан и изготовлен ООО «Ньюком-НДТ».

Долгие годы в лаборатории НК на базе Колпинского участка АВП использовалась радиографическая плёнка, затем более четырех лет лаборатория работала с запоминающими пластинами — системой компьютерной радиографии Duerr. Эта система хорошо зарекомендовала себя при эксплуатации в полевых условиях [1].

В настоящий момент лаборатория получила инструмент, позволяющий в реальном времени и с высоким качеством контролировать сварной шов. Естественно, речь идёт о контроле в стационарных условиях лаборатории. В полевых условиях используется система компьютерной радиографии Duerr.

В сентябре 2013 года на базе Колпинского участка АВП проводился всероссийский конкурс сварщиков ОАО «Газпром». На базу приехали лучшие сварщики 28 дочерних предприятий компании. Для контроля сварных катушек впервые было решено использовать не рентгеновскую плёнку, а рентген-телевизионный комплекс «КАРАТ». Нашлось немало противников, которые не хотели этого, субъективно отмечая ненадежность

метода и оборудования. Однако руководство приняло беспрецедентное решение и разрешило использовать комплекс «КАРАТ» для проведения контроля сварных швов конкурсных катушек.

Контроль катушек показал, что комплекс отвечает самым высоким требованиям качества. Мы смогли увидеть даже следы от кард щётки рядом со швом. На полученном изображении можно различить в деталях мерный пояс с прострочкой из ниток и пластмассовые наборные кассеты для свинцовых цифр.

Таким образом, качество рентгеновских снимков оказалось много лучше аналогичных снимков, получаемых на плёнку и даже на запоминающие пластины.

Комплекс «КАРАТ»

Кратко опишем возможности комплекса «КАРАТ» и детали его исполнения.

Согласно техническому заданию комплекс должен был обеспечить контроль заготовок аттестационного пункта сварщиков – кольцевых сварных швов катушек стальных труб диаметром от 57 до 1020 мм, при толщине стенок от 4 до 30 мм и длине от 100 до 1000 мм. Качество контроля должно было соответствовать требованиям II класса чувствительности СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

Рентген-телевизионный комплекс «КАРАТ» функционально состоит из нескольких частей:

- Кабина радиационной защиты;
- Манипуляторы для загрузки катушек в кабину и их вращения;
- Рентгеновский аппарат;
- Плоскопанельный детектор;
- Программно-аппаратный комплекс на базе промышленного компьютера.

В техническом задании был указан широкий диапазон диаметров контролируемых катушек. В связи с этим объекты контроля (ОК) были разделены на две группы — катушки «больших» диаметров, внутрь которых можно поместить рентгеновскую трубку и контролировать по схеме через одну стенку и катушки «малых» диаметров, которые можно

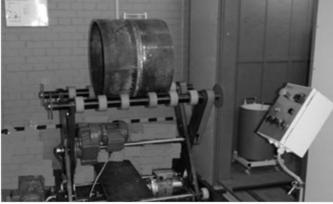


Рис. 1 — Транспортная система, манипулятор для катушек больших диаметров, выносной пульт управления и кабина радиационной защиты комплекса «КАРАТ»



Рис. 2 — Катушка внутри кабины, детектор придвинут максимально близко к катушке

контролировать через две стенки.

Для каждой из групп катушек был создан свой манипулятор. Задачей манипулятора являлось позиционирование сварного шва напротив рабочей зоны детектора и вращение катушки в процессе контроля.

Манипулятор для труб больших диаметров спроектирован таким образом, чтобы позиция центра катушки оставалась неизменной независимо от её диаметра. Это позволяет уменьшить число степеней свободы при перемещении рентгеновской трубки и детектора.

Манипулятор для катушек малого диаметра был сделан съёмным. Он устанавливается только на время контроля катушек диаметром от 57 до 300 мм. При этом конструкция малого манипулятора позволяет позиционировать сварной шов катушки напротив детектора. Также манипулятор позволяет развернуть катушку на заданный угол относительно оси детектор/трубка. Это обеспечивает возможность контроля «на эллипс» и контроля ближней к детектору стенки катушки без наложения одного шва на другой.

Внешний вид части комплекса представлен на рис. 1.

На рис. 1 тележка с манипулятором больших катушек находится вне кабины в позиции загрузки объектов контроля. Система центрирования катушки разведена под диаметр 530 мм.

После установки ОК на манипулятор тележка по команде с выносного пульта управления закатывается внутрь кабины радиационной зашиты.

После этого оператор может переместить детектор к ОК на требуемое расстояние, рис. 2. Это осуществляется с помощью джойстиков на выносном пульте управления или пульте управления оператора. Процесс перемещения детектора можно контролировать непосредственно — при открытой кабине, либо с помощью монитора видеонаблюдения, установленного на рабочем месте оператора.

Отметим, что автоматика системы спроектирована так, чтобы гарантировать безопасность перемещения трубки и детектора и не допустить их столкновения с ОК.

Для решения задач контроля нами были выбраны промышленный рентгеновский аппарат «Comet» XRS-225HP/11 и плоскопанельный детектор «PerkinElmer» XRD 0822 AP14 IND. Комплекс обеспечивает I класс чувствительности согласно СТО

Газпром 2-2.4-083-2006, что превосходит требования ТЗ. Это позволит использовать комплекс «КАРАТ» для решения более широкого круга задач.

Для работы с детектором было использовано программное обеспечение для цифровой радиографии «X-Vizor RT», являющееся собственной разработкой ООО «Ньюком-НДТ».

Данное ПО предназначено для получения цифровых рентгеновских изображений с различных типов рентгеновских детекторов — систем компьютерной и цифровой радиографии, оцифровщиков плёнок. В ПО интегрированы стандарты крупнейших российских компаний ОАО «Газпром», «Транснефть», а также российские и зарубежные стандарты — ГОСТ 7512-82 [2], ISO 17636-2, ISO 14096-1, EN 14784-1,2. ПО также содержит набор цифровых фильтров для улучшения изображений, измерительные инструменты, инструменты для работы с базами данных, архивирования в разных форматах файлов и т.д.

Широкая нормативная база стандартов позволяет ПО «X-Vizor RT» анализировать, классифицировать, объединять дефекты, принимать решения о допустимости найденных дефектов, выдавать протоколы заключений согласно требованиям активного нормативного документа. «X-Vizor RT» может вычислять ряд характеристик по области снимка или в целом для снимка. Это такие характеристики, как отношение сигнал/шум, интенсивность, среднеквадратичное отклонение, контрастная чувствительность по оптической плотности (для снимков, полученных в результате оцифровки плёнок) и т.д.

В версии «X-Vizor RT» введены два дополнительных модуля. Первый предназначен для управления детектором. В частности ПО позволяет калибровать детектор по темновому току (Offset), усилению (Gain), битым пикселям. «X-Vizor RT» получает изображения с детектора в режиме реального времени (25 кадров в секунду) и с той же скоростью выводит его на монитор в полноэкранном режиме. На рис. 3 показано «живое» изображение на экране монитора:

Даже на «живом» изображении, получаемом за 1/25 секунды, комплекс позволяет добиться требуемой чувствительности контроля. Статическое изображение, получаемое в результате суммирования и усреднения кадров, имеет ещё более высокое качество, рис. 4.

В комплексе был реализован механизм, обеспечивающий крепление эталонов чувствительности таким образом, что они всегда присутствуют на рентгеновском изображении, не зависимо от того, на какой угол повернулась катушка. Канавочные эталоны чувствительности прижимаются к поверхности ОК.

Второй дополнительный модуль «X-Vizor RT» предназначен для мониторинга состояния системы и управления комплексом в автоматическом режиме. ПО позволяет отследить исправность отдельных узлов системы, немедленно вывести сообщения о неисправности на экпан.

В автоматическом режиме оператор с помощью ПО задает позицию трубки и детектора относительно объекта контроля, число поворотов катушки и количество кадров, используемых для накопления снимка. После этого комплекс автоматически проводит контроль катушки, задачей оператора является лишь нажать на кнопку «Пуск» на пульте управления.

Итоги

Комплекс «КАРАТ» отлично зарекомендовал себя на всероссийском конкурсе сварщиков ОАО «Газпром». Впервые все катушки были проконтролированы с помощью цифровой техники, без дублирующего контроля с использованием плёнки. Была достигнута чувствительность контроля 0,1 мм на объектах с радиационной толщиной 12 мм. Оборудование может в дальнейшем успешно применяться для целей аттестационного пункта сварщиков.

Время контроля с использованием системы «КАРАТ» стало в несколько раз меньше, если сравнивать с предыдущими конкурсами сварщиков, где для контроля применялась радиографическая плёнка.

Приведем статистику по производительности контроля. 14 труб диаметром 530 мм были проконтролированы за 1 час 40 минут. т.е. в среднем около 7 минут на заготовку. Это время включало в себя доставку ОК до кабины от места сварки, погрузка на манипулятор с помощью тельфера, заезд тележки в кабину, установку мерного пояса, закрывание кабины, перемешение детектора от стенки к ОК, цикл контроля всего кольцевого стыка, выезд из кабины тележки с ОК, выгрузка ОК с манипулятора и доставка его к месту временного хранения. Во время контроля применялось интегрирование в 200 кадров на каждый снимок, т.е. непосредственно цикл контроля кольцевого стыка занимал примерно 1 мин 15 секунд.



Рис. 3— Видеоизображение на экране монитора, полученное за 1/25 секунды

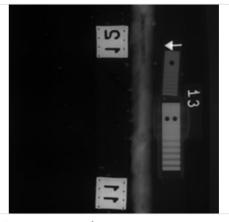


Рис. 4— Статическое изображение, полученное в результате накопления 100 кадров— за 4 секунды

14 труб диаметром 159 мм были проконтролированы за 1 час 15 минут. Уменьшение времени контроля связано с тем, что катушки малых диаметров не требовали при погрузке применения тельфера и устанавливались вручную непосредственно в кабине.



Рис. 5 — Окно мониторинга комплекса «КАРАТ»

Выводы

Цифровые технологии все шире используются при радиационном контроле различных изделий. Новое поколение молодых дефектоскопистов хорошо ориентируется в цифровых технологиях и поэтому им намного интересней и перспективней работать с данной аппаратурой. Они хотят с ней работать. Им нужно помочь в этом.

На сегодняшний день отсутствие государственных стандартов по цифровым технологиям весьма тормозит их внедрение. ГОСТУ 7512-82 уже более 30 лет, а ведь это основной документ по радиографии. И он явно не



Рис. 6 — Пульт управления оператора

отвечает современным методам и задачам. В этом вопросе мы сильно отстаём от других стран, где существует развитая система стандартов [3] по рентгеновскому методу контроля с помощью цифровой техники. Считаем правильным на первом этапе заимствовать положения и требования зарубежных стандартов, как это было сделано в частности в Украине. В противном случае наше отставание в технике будет всё больше увеличиваться. Это уже сказывается на производительности и качестве неразрушающего контроля.

Список используемой литературы

- Багаев К. А., Варламов А. Н. Применение компьютерной радиографии на основе запоминающих пластин для контроля сварных соединений нефте- и газопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 2 (20). С. 60-71.
- ГОСТ 7512-82, Контроль неразрушающий, соединения сварные, радиографический метод.
- 3. Багаев К.А. Цифровая радиография, обзор технологий и зарубежных стандартов // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №7 (25). С. 11–13

ENGLISH INDUSTRIAL SAFETY

Digital Radiography System "KARAT" and its application for certification of welders "Gazprom" JSC

UDC 331.45

Authors:

Kirill A. Bagaev — ph.d, the III level expert in radiography, technical director¹; <u>kb@newcom-ndt.ru</u> Andrey N. Varlamov — the III level expert in radiography, head of laboratory, NDT²; <u>andreyvarlamov@mail.ru</u>;

¹Newcom- NDT, LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation

²Office of Emergency restoration of the Gazprom Transgaz Ltd. Saint-Petersburg, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

The article describes the X-ray television complex "KARAT" developed by Newcom-NDT, LLC. This complex has been successfully applied in September 2013 at the All-Russian competition of welders "Gazprom" JSC. Describe the technical solutions used in the manufacture of complex, software described. The information on the present sensitivity and performance monitoring.

Results

Complex "KARAT" has proven itself in the national contest of welders "Gazprom" JSC. First all the coils were monitored using a digital technique, without using redundant control film. The sensitivity was 0.1 mm in the control sites with radiation thickness of 12 mm. The equipment can be further successfully applied for the purposes of paragraph attestation of welders. Time control with the use of "KARAT" was several times smaller when compared with the previous competitions welders, which was used for the control of radiographic film. We present

References

 Bagaev K. A., Varlamov A. N. Primenenie komp'yuternoy radiografii na osnove zapominayushchikh plastin dlya kontrolya svarnykh soedineniy nefte- i gazoprovodov [Application of Computed Radiographystatistics on the performance of control. 14 tubes of 530 mm diameter were monitored for 1 hour 40 minutes, i.e. an average of about 7 minutes on the workpiece. This time included the delivery of OA to the cockpit of the weld, the loading on the arm with a hoist, trolley check- in booth, the dimensional zone, closing the cockpit, moving the detector from the wall to the UC -control loop of the ring junction, exit the cab truck with OK, OK with unloading manipulator and its delivery to the place of temporary storage. While monitoring the integration will be applied to 200 frames per image, ie directly cycle control ring interface took about 1 minute 15 seconds.14 pipe diameters of 159 mm were monitored for 1 hour and 15 minutes. Reducing the control due to the fact that the coil of small diameter do not require the use of loading hoist and installed manually in the cockpit.

Conclusions

Digital technologies are increasingly being used for radiation monitoring of various products. A new generation of young

based storage plates for weld inspection of oil and gas pipelines]. *Exposition Oil Gas*, 2012, issue 2 (20), pp. 69–71.

 GOST 7512-82, Non-destructive testing, welded connections, radiographic method. radiographers is well-versed in digital technologies and are therefore much more interesting and challenging to work with this equipment. They want to work with her. They need help. To date, no national standards for the digital technology is very slow implementation. GOST 7512-82 for more than 30 years, and this is the main document for radiography. And he clearly does not meet the modern methods and objectives. In this issue, we are far behind other countries, where there is a developed system of standards [3] for the X-ray control method using digital technology. To be right at the first stage borrow provisions and requirements of international standards, as has been done in Ukraine in particular. Otherwise, our lag in technology will increasingly grow. This is already affecting the performance and quality of nondestructive testing.

Keywords

digital radiography, flat panel detectors, storage plate radiographic film

3. Bagaev K.A. *Tsifrovaya radiografiya*, *obzor tekhnologiy i zarubezhnykh standartov* [Digital radiography, an overview of technologies and international standards]. *Exposition Oil Gas*, 2012, issue 7 (25), pp. 11–13

Новый уровень в Компьютерной Радиографии

Три сканера в одном HD-CR 35 NDT





195220, Санкт-Петербург,

пр. Непокоренных, д. 49 А





Экспресс анализ масел – будущее диагностических служб

Р.А. Романов

к.т.н., директор по маркетингу и сбыту¹ RomanovRA@baltech.ru

А.А. Белоусов

доктор технических наук, профессор²

 1 ООО «Балтех», Санкт-Петербург, Россия 2 СПбГУКиТ, Санкт-Петербург, Россия

Анализ масла является самым необходимым инструментом на любом предприятии для раннего обнаружения проблем, которые имеют потенциальную опасность повреждения технологического оборудования и систем. В эпоху повышения требований к безопасности производства, надежности оборудования и охране окружающей среды владельцы предприятий продолжают искать способы уменьшения эксплуатационных расходов и расходов на обслуживание и ремонт. В статье описывается применение нескольких методов технической диагностики и неразрушающего контроля для оптимизации производственных расходов — концепция «Технология надежности» (Reliability technologies), разработанная компанией BALTECH.

Ключевые слова

трибология, техническая диагностика, анализ масла

Трибология и анализ масел является относительно новым направлением для диагностических служб промышленных предприятий России и стран СНГ. Анализ масла является крайне необходимым инструментом на предприятии для раннего обнаружения проблем, которые имеют потенциальную опасность повреждения технологического оборудования и для эффективного проведения технического обслуживания. Сегодня анализ масла в центральных заводских лабораториях предприятий повторяют лабораторные методы, так называемой «мокрой химии», которые являются длительными, требуют значительного количества реагентов и растворителей, а также квалифицированных лаборантов для работы, имеющих допуск к работе с опасными химическими реактивами. Возможно уменьшить использование этих реактивов с помощью использования современных тестовых наборов. но это порождает необходимость перехода к новому лабораторному парку.

Ряд промышленных компаний уже перешли на портативные приборы, которые работают по тем же принципам, что и лабораторное оборудование, но с существенным уменьшением времени анализа, уменьшением необходимости в реагентах и растворителях, а также с устранением использования опасных и вредных химических реагентов.

Одно из нефтехимических предприятий снизило стоимость своих затрат с помощью данного подхода и уменьшило потребность в персонале, проводящем анализа масла на 25%, а стоимость анализа уменьшилась на 75%, ограничив необходимость в покупке, транспортировке и утилизации опасных реактивов. Данная технология представляет большой интерес у технологов, механиков и энергетиков, но требует более высоких первоначальных инвестиций, чем использование существующих решений. Как построить эффективную стратегию диагностики, чтобы сохранить финансовые вложения?

Портативные минилаборатории BALTECH OA — новый подход в диагностике оборудования

Новое поколение портативных минилабораторий для анализа масел серии BALTECH ОА «Oil Analizer» устраняют необходимость в опасных реактивах и интерпретации результатов анализа масла диагностом, чтобы значительно снизить стоимость и время, требуемое для диагностики (например, динамического оборудования, гидравлики, трансформаторов). Портативность новых минилабораторий дает возможность доставить их к машинному оборудованию, которое следует периодически диагностировать.

С помощью минилабораторий BALTECH ОА результаты анализа и диагностика технического состояния могут быть выполнены за 2,5 минуты, что сокращает необходимость в большом количестве персонала в заводской лаборатории. Требуется только одна капля масла для диагностики и анализа, что значительно уменьшает количество требующих утилизации загрязняющих отходов. Данные портативные минилаборатории значительно упрощают процесс анализа масла и не требуют какой-либо интерпретации диагностами. Таким образом, результаты становятся более точными и воспроизводимыми. Приборы сохраняют результаты анализов и автоматически предупреждают о подходе к пороговому уровню, т.е. нет больше необходимости в заполнении таблиц и введения данных вручную.

Как работает портативная минилаборатория для анализа масел?

Портативная минилаборатория ВАLTECH ОА-5100 представляет собой прочный, переносной инфракрасный спектрометр с вискозиметром, которые измеряют ряд ключевых параметров состояния, как синтетических, так и минеральных масел. Она может определять вязкость, загрязнение масла, деградацию и перекрестное загрязнение на месте эксплуатации диагностируемого оборудования. Минилаборатория полностью помещается в один небольшой транспортировочный кейс.

Данная технология работает путем первоначальной идентификации и классификации масла по его инфракрасному спектру. Из этой информации анализатор выбирает соответствующий набор хемометрических алгоритмов для анализа масла и обеспечивает получение количественных значений общего



Рис. 1 — BALTECH OA-5100, диагностика подшипников, диагностика смазок



Рис. 2 — Анализатор масел Q1100, ИК-анализатор, трибология

щелочного/кислотного числа, окисления, нитрования, сульфирования, истощения присадок, неправильного масла, воды, гликоля, сажи, глицерина в дизельных установках.

Вискозиметр дает значения кинематической вязкости (согласно ГОСТам и международным стандартам) при стандартной температуре 40°С. Данный прибор не требует реагентов кроме кусочка бумаги или полотенца для очистки камеры анализа и 60 мкл образца. Он работает по принципу капиллярного вискозиметра.

Используемый в данном вискозиметре капиллярный канал позволяет очистить его путем открывания кюветы и протирки его полотенцем вместо введения растворителя в этот канал так, как это обычно делается в лабораторных крупногабаритных вискозиметрах.

Каждый образец измеряется при постоянной температуре с постоянной точностью без предварительных измерений плотности.

Пример применения минилабораторий BALTECH OA

Один из крупных промышленных холдингов России выполнил оценку новой технологии анализа масла, чтобы сравнить ее с используемыми ранее тестовыми наборами. Программа оценки на рабочем месте показала, что новый подход устраняет использование и утилизацию опасных реагентов. Было оценено, что для 65 цехов, находящихся на разных предприятиях данного холдинга в удаленных друг от друга регионах, данная технология позволяет сократить на 5200 литров отходов масла и 650 литров опасных вешеств в гол. Также было оценено, что затраты на заводские лаборатории, лаборантов и техническое обслуживание уменьшаются на 260 человекочасов на один цех, что потенциально экономит 3 275 000 руб. в год при полном вводе в действие двух минилабораторий. Данный пример показывает возможность возврата инвестиций менее чем за 12 месяцев. Высокая точность портативных приборов и быстрое получение данных анализа обеспечивает сохранение миллионов рублей при увеличении доступности активов. Это связано с тем, что во многих случаях критическое (основное) оборудование вынуждено ждать пусков, пока лабораторные анализы подтвердят, что масло еще пригодно для использования. Более высокая скорость, низкая цена и простота применения портативных минилабораторий серии BALTECH ОА дает возможность быстрее проводить мониторинг динамического оборудования (насосов, редукторов, компрессоров, электродвигателей, вентиляторов) и их узлов, что сейчас производится только средствами вибромониторинга. Согласно концепции Reliability technologies, разработанной компанией BALTECH, для повышения достоверности диагноза необходимо применять два или три метода технической диагностики. С помощью экспресс анализа масел дефекты оборудования могут быть определены оперативно в цеховых условиях, что позволяет потенциально увеличить жизненный цикл оборудования всех типов.

Перспективы портативной трибодиагностики

Портативный инфракрасный спектрометр 1100 и кинематический вискозиметр

3050 способны эффективно распределить небольшие ресурсы путем правильного планирования технического обслуживания, основанного на действительных потребностях, а не на временных интервалах согласно идеологии планово-профилактического обслуживания. Возможность портативной трибодиагностики для значительного сокращения затрат и улучшения мониторинга является новым шагом к переводу оборудования на обслуживание по фактическому состоянию.

Аудит стоимости существующей системы анализа масел на предприятиях

Промышленные предприятия (цеха) обычно используют комбинацию методов, включая периодическую отправку образцов в экспертную лабораторию (по аутсорсингу) или в собственную ЦЗЛ (центральную заводскую лабораторию) на предприятии, использующую обычно методы классической аналитической химии.

Механики и энергетики обычно отбирают образцы масла из оборудования, приносят их на контрольный участок, маркируют и упаковывают их для отправки в ЦЗЛ. Образцы, предназначенные для лабораторного анализа на предприятии, переливают и смешивают с растворителями и реагентами из тестового набора. Многие реагенты и растворители, используемые с этими тестами, очень вредны и опасны, например такие как, гидрид кальция, растворитель для экстракции растворенных газов, ортофосфорная кислота, растворитель Стоддарта.

Себестоимость анализа масла экспертной сторонней лаборатории по аутсорсингу

Данная себестоимость может быть рассчитана по стоимости анализа образца или программы. Обычная рыночная стоимость анализа образца составляет 65—150 руб. Себестоимость и объем эталонного образца,

Используемая система	Традиционная система анализа масел и смазок	Портативная минилаборатория BALTECH OA-5100
Опасные реактивы	Опасные реактивы в наборе: тидрид кальция растворитель для экстракции газов ортофосфорная кислота растворитель Стоддарта требуется система очистки от использованных реактивов и материалов стоимость реактивов и материалов необходимых для анализа	Нет опасных реактивов: нет взрывоопасных веществ нет химических реактивов нет очистителей нет доставки нет заказа нет перчаток минимальные затраты, только на пипетки и салфетки
Безопасность	Влияние на работника. • Много мер предосторожностей следует принять перед тем, как специалисты будут работать с используемыми опасными реактивами	Нет влияния на работника. • Оператор может брать образцы непосредственно из источника, чтобы уменьшить поток загрязнений
Обучение	 только аттестованный специалист обучение транспортировке, хранению, работе и утилизации опасных реактивов обучение анализу воды/сажи в масла, общему кислотному/ щелочному числу 	 требуется минимальное обучение не требуется специальной аттестации
Тестовый набор: общее кислотное/ щелочное число	 18 минут ручная работа перенос данных вручную нет построения тренда общее количество используемого образца: 30–40 мл общее количество используемых реагентов: 50 мл 	5 минут автоматическая работа перенос данных автоматически построение тренда в анализаторе общее количество используемого образца: 120 мкл (6 капель)
Лабораторная калибровка	периодическая	не требуется
Универсальность	Современные, используемые главным образом только для специальных тестов	Универсальный, большая библиотека охватывает все смазочные системы на предприятии, включая технологические системы
Проведение анализа воды, общего кислотного/ щелочного числа, сажи, вязкости	Требуется 4 отдельных анализа. Для каждого анализа:	Требуется 2 отдельных анализа. Для каждого анализа: ■ поместить 3 капли масла (60 мкл) прямо в открывающуюся кювету ■ от 1 до 2 минут на анализ сохранение данных в приборе для построения тренда и переноса на компьютер

Таб. 1 — Сравнение систем анализа масла на предприятии

который необходимо хранить несколько лет с момента начала эксплуатации масла (смазки), следует пересмотреть, так как стоимость следует рассчитывать вместе с бутылочками (емкости для хранения), программным обеспечением, стоимостью доставки образцов в лабораторию и повторным пробоотбором масел.

Себестоимость анализа масла в собственной лаборатории на предприятии

Прямые расходы себестоимости анализа масла за один образец, включают растворители и реагенты, что приблизительно составляет 450 руб. Стоимость транспортировки и реактивов также является высокой, так как многие участки и специализированные цеха одного предприятия, могут находиться в удаленных друг от друга регионах. Сегодня на рынке появились новые менее опасные реактивы, способные уменьшить бюджет транспортных расходов по доставке в лабораторию, однако тестеры, находящиеся в отдельных цехах, должны быть модернизированы или заменены на новые для того, чтобы эффективно выполнять задачи трибодиагностики на современном уровне. В результате требуются значительные финансовые инвестиции предприятия.

Трудоемкость анализа масел в центральных заводских лабораториях

В настоящее время лаборант может выполнить серию необходимых анализов образца за 10-40 минут, но иногда проходит целая смена, пока заключение по анализу масла поступит обратно в цех. Точность данных в заводской лаборатории всех видов анализа масел зависит от квалификации, навыков и старательности лаборанта при полборе правильных пропорций масла и реактивов, а также наличия тестового (эталонного) образца. В начале и в конце исследования все полученные образцы обязательно должны быть зарегистрированы вручную, что занимает дополнительное время на проведение анализа масел и смазок (обычно это занимает 10-40 минут, в зависимости от партии).

Выводы

В современных быстроменяющихся производственных условиях каждому конкурентно способному промышленному предприятию необходимо применять самые передовые методы технической диагностики. Дефектоскопия, термография, вибродиагностика и другие методы технической диагностики хорошо

зарекомендовали себя во всех отраслях промышленности за последнее десятилетие, но научные разработки не стоят на месте. Компания BALTECH рекомендует обратить внимание руководителей технических служб на новые уникальные портативные решения для экспресс диагностики и определения технического состояния оборудования с помощью анализа масел и смазок, применяя минилабораторий серии BALTECH OA-5000 и BALTECH ОА-5100. Для более детального изучения основ трибодиагностики и изучения преимуществ по сравнению с другими методами неразрушающего контроля наша компания рекомендует пройти обучение на нашем новом учебном курсе TOP-105 «Трибодиагностика. Основы смазывания машин и оборудования».



000 «Балтех»

194044, РФ, г. СПб, Ул. Чугунная, 40 Тел./факс: (812)676-70-54, (812)335-00-85 E-mail: info@baltech.ru

Internet: www.baltech.ru





Рис. 3 — Вискозиметр Q3050, параметры вязкости, вязкость масел

Рис. 4 — Качество смазок, проверка масел, контроль масла

ENGLISH DIAGNOSTICS

Express oil analysis — the future of diagnostic services

UDC 620.1

Authors:

Roman A. Romanov — phD, director of marketing and sales¹; <u>RomanovRA@baltech.ru</u> **Aleksandr A. Belousov** — phD, professor²;

¹Baltech LLC, Saint Petersburg, Russian Federation

²St. Petersburg state university of cinema and television, Saint Petersburg, Russian Federation

Abstrac

In the era of increased requirements for production safety, equipment reliability and environmental protection, business owners continue to look for ways to reduce operating costs and the costs of maintenance and repair.

The article describes the use of multiple methods of technical diagnostics and NDT for the optimization of production costs —the concept of Reliability technologies, developed by BALTECH.

Conclusions

In the modern quickly changing production conditions each competitiveness industrial company have to apply the most advanced methods of technical diagnostics. Flaw detection, thermography, vibration analysis and other methods of technical diagnostics perform well in all sectors of the industry in the last decade, but research and development is not standing still. BALTECH company recommends to pay attention to the heads of technical services for new and unique portable solution for express diagnosis and determination of the

technical condition of the equipment through the analysis of oils and greases, using a series of minilabs BALTECH OA-5000 and BALTECH OA-5100. For a more detailed study of the foundations of tribodiagnostics and learning advantages over other methods of non-destructive testing, our company recommends to receive training on our new tutorial, TOR-105 "Tribodiagnostics. Fundamentals of lubrication of machinery and equipment".

Keywords

tribology, technical diagnostics, oil analysis

Установка вибрационная поверочная ВМВП

становка ВМВП сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 47483-11

Переносная установка ВМВП является рабочим эталоном 2-го разряда по МИ 2070-90 и предназначена для поверки и калибровки рабочих виброметров (аппаратуры контроля вибрации), пьезоэлектрических и токовихревых вибропреобразователей в условиях эксплуатации.

Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерения параметров вибрации ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и техническим характеристикам. соответствующим эталону 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда наличие встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики (СР)
- Встроенный мультиметр наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов.
 Отображение задаваемых и измеренных сигналов осуществляется при помощи дисплея ВМВП.
- Возможность крепления любых типов датчиков основание вибростола ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовихоевых.
- любые типы датчиков токовихревых.

 Универсальное питание ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (887–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает работу с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки более 4-х часов.
- Компактность установка ВМВП является переносной благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на корпусах которых закреплены ручки для их переноса

 Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикации и управления в съемной крышке, гибко соединенной с корпусом ВУ.

ехнические хапактепистики ВМВП

Диапазон воспроизводимых				
параметров вибрации:				
виброускорения	0,4 - 100 M/c			
виброскорости	0,8 - 200 MM/			

 Диапазон частот воспроизводимых параметров вибраций:
 10 – 5000 Гц

 виброускорения
 10 – 1000 Гц

 виброперемещения
 10 – 500 Гц

Коэффициент гармоник воспроизводимых параметров вибраций
 Не более 10 %
 Предел оновной разрешности

Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибраций:
на частоте 80 Гц и 160 Гц
в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц
в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц
максимальная нагрузочная масса
, 7 кг

 Диапазоны измерения сигналов: постоянного тока
 0,5 – 20 мА
 напряжения постоянного тока
 0,3 – 10 В
 размаха напряжения
 переменного тока
 14,0 – 2000 мВ

Относительная погрешность
 измерения электрических сигналов:
 постоянного тока и напряжения постоянного тока

Относительная погрешность встроенного виброметра



на частоте 80 Гц и 160 Гц	±1,5%
в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц	±3%
в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц	±4%
Характеристики встроенного	
преобразователя заряда:	
Диапазон преобразуемых зарядов	5 – 500 пКл
Коэффициент преобразования	1,0 мВ/пКл
Относительная погрешность	
коэффициента преобразования	±1,5%
Неравномерность АЧХ	
в полосе частот от 10 до 5000 Гц	±2,0%
Электрическое питание:	
напряжением постоянного тока	21,6 -
26,4	
напряжением переменного	
тока частотой (50±1) Гц	187 – 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

Аппаратура сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 44044-10

Аппаратура ИВ-Д-ПФ, предназначенная для непрерывного контроля вибрации различных агрегатов, нашла широкое применение в газовой промышленности и электроэнергетике. Одновременный контроль абсолютной и относительной вибрации позволяет обеспечить защиту всего контролируемого агрегата (двигателя, нагнетателя или редуктора). Имеющаяся статистика отказов аппаратуры является свидетельством ее надежности.

В аппаратуре решены следующие задачи:

- непрерывный контроль исправности изделий, входящих в состав каналов измерения аппаратуры: вибропреобразователей, преобразователей перемещений, блока электронного и соединительной проводки. Индикация неисправности отказавшего изделия и формирование по неисправному каналу измерения сигнала 2мА в систему защиты ГПА с целью предотвращения его аварийного останова;
- анализ отказа канала измерения с выдачей соответствующей информации;
- подавление цифровыми фильтрами высокого порядка шумов за пределами частотного диапазона с целью повышения помехоустойчивости;
- непрерывный контроль начального зазора и рабочего положения токовихревых датчиков в линейной зоне контроля при измерении виброперемещения;
- установка по цифровому табло рабочего положения токовихревых датчиков;
- настройка по цифровому табло преобразователей перемещений ВП под используемую марку материала ротора нагнетателя;
- формирование релейных сигналов при превышении вибрацией уровней предупредительных и аварийных значений уставок;
- цифровые выходы передачи полученных данных для подключения аппаратуры к пК с установленным ПО нашей разработки с возможностью гибкого управления и настройки измеряемых параметров вибрации

Технические характеристики аппаратуры • *Максимальное количество*

 Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение

Максимальное количество каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения,

не более 8

не более 8

не более з

радиальный зазор, осевой сдвиг Максимальное количество каналов измерения оборотов частоты вращения ротора

Предельные значения диапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком): виброускорения 2,5 – 500 м/с² виброскорости 0,35 – 141 мм/с виброперемещения 5–300 мкм размаха виброперемещения 10 – 500 мкм осевого сдвига (радиального зазора) 4,25 – 2,5 мм числа оборотов вращения ротора 240 – 9999 об/мин

 Предельные значения диапазона частот измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком);

пропорциональные

виброускорения 10 – 10000 Гц виброскорости 10 – 2000 Гц виброперемещения 10 – 100 Гц размаха виброперемещения 10 – 500 Гц Выходные сигналы, вибрации:
напряжение постоянного тока
выходной постоянный ток
Предел основной
относительной погрешности
измерения параметров абсолютной
вибрации и размаха виброперемещения
Предел основной
приведенной погрешности
измерения осевого сдвига
и радиального зазора
17%
Предел основной
относительной погрешности
измерения числа
оборотов вращения ротора
Напряжение питания
постоянного тока
18 — 72B





ЗАО «Вибро-прибор», Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.5а, корп.3 Тел.: (812) 369-69-90, 369-00-90 Факс (812) 327-74-02 www.vpribor.spb.ru

Komпaния Gayesco стала частью подразделения по измерению температуры группы компаний WIKA

В конце 2012 г. компания Gavesko стала частью подразделения по измерению температуры компании WIKA. Компания Gayesco была создана в 1958 году в Пасадене, Техас и является мировым лидером на рынке в области измерения температуры в реакторах и печах. Ассортимент продукции Gayesko включает многодиапазонные датчики температуры, датчики измерения поверхности трубопровода, датчики и сенсоры измерения температуры для различных применений. С приобретением компаниии Gayesco, компания WIKA намерена расширить свое портфолио приборов измерения температуры для химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Предприятия химической и нефтеперерабатывающей промышленности все чаще сталкиваются с жесткими требованиями к контролю технологического процесса в реакторах и колоннах. Измерение температуры внутри реактора (измерение

температуры катализатора, стенок реактора и т.д.) позволит повысить эффективность технологического процесса. Повышение производительности технологического процесса напрямую связано со сроком службы катализатора. Традиционные способы измерения температуры процесса в реакторах (горизонтальные и вертикальные трубопроводные галереи) ограничивают возможности точного и эффективного управления. Для решения задач измерения температуры катализатора внутри реактора и повышения эффективности управления технологическим процессом, компания Gayesco разработала специальную многоточечную систему измерения температуры FLEX-R®. Данная технология представляет собой систему, в которой реализован ряд новых, усовершенствованных функций в области измерения температуры. Система FLEX-R® доказала свою успешность и надежность при решении задач управления

процессом на многих предприятиях химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Технология FLEX-R® применяется:

При измерении температуры технологических режимов реакторов, колонного, сепарационного и другого оборудования во всех технологических процессах химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Преимущества применения многоточечной технологии FLEX-R® для измерения температуры внутри реактора или колонны:

- Измерение температуры катализатора на разных уровнях (слоях) гарантирует равномерное распределение катализатора внутри реактора и приводит к ровному течению технологического процесса.
- Точное измерение температуры обеспечивает точное управление процессом конверсии.
- Данная технология применяется в том числе для измерения и сигнализация изменения температуры в реакторах под высоким давлением и высокой температурой.
- Обеспечивается защита целостности реактора путем контроля температуры стенки.
- Оптимальный расход катализатора.



3AO «BUKA MEPA» +7 (495) 648-01-80 info@wika.ru www.wika.ru













Разработка, производство и внедрение на объекты нефтяной, газовой, и других отраслей промышленности специальных средств измерений, систем автомеханики, взрывозащищенного и электрораспределительного оборудования.





Производим:

- Ячейки КРУ класса напряжения 6-10 кВ серии MCset и Nexima с элегазовыми и вакуумными выключателями
- Шкафы НКУ до1000 В серии ОККЕN и Prisma Plus
- Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки (цеховые)
- Системы постоянного тока
- Шкафы управления двигателями ABO газа
- Узлы управления кранами (ЭПУУ)
- Взрывозащищенные оболочки (коробки)
- Щиты и пульты автоматизации производственных процессов
- Шкафную продукцию
- Прочие приборы и средства автоматизации

Завод изготавливает продукцию как по собственным разработкам, так и по лицензионным и партнерским соглашениям с компаниями Schneider Electric (Франция), Cortem group (Италия), Nuova ASP (Италия), Gutor (Швейцария).

Завод является поставщиком оборудования для предприятий ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ», ФСК ЕЭС, холдинга МРСК, ОАО «ГМК Норникель». ООО УК «Металлоинвест» и ряда других.



ООО Завод «Калининградгазавтоматика» 236040, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр-т, 15 Отдел продаж: (4012) 576-033, 576-028, 576-097, 576-125. Факс (4012) 576-024 www.kga.ru, e-mail: zavod@kga.ru, op@kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика» 119435, РФ, г. Москва, а/я 641, Саввинская наб., 25 тел.: (495) 933-62-30 факс.: (495) 933-62-32 www.invest-gaz.ru, e-mail: info@invest-gaz.ru

родукции

119435, РФ, г. Москва, а/я 641,

автоматика»

Саввинская наб., 25

сква, а/я 641,

тел.: (499) 580-41-40

факс.: (499) 580-41-36

2-30

www.gazauto.gazprom.ru

e-maîl: gazauto@gazauto.gazprom.ru

ОАО «Газпром автоматизация»

Перспективы развития системы телемеханики (СТМ) ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

В.П. Трошкин

Ведущий инженер НТК-филиала1

¹ФГУП ФНПЦ «ПО «Старт» им. М.В. Проценко»

Аппаратно-программные средства телемеханики и автоматики (АПСТМ) предназначены для оперативного контроля и управления рассредоточенными технологическими объектами, создания систем управления технологическими процессами (АСУТП) и контроля энергоресурсов (АСКУЭ), в т.ч. для объектов нефтепродуктопроводов, магистральных газопроводов, электроподстанций, а также для оснащения узлов учета расхода энергоресурсов.

Ключевые слова

предпроектное обследование, разработка технических решений, проектирование, собственное производство, монтажные и пусконаладочные работы, ввод в эксплуатацию, гарантийное и послегарантийное обслуживание

Система телемеханики ООО «Газпром трансгаз Махачкала» разработки и производства ФГУП ФНПЦ «ПО «Старт» им. М.В. Проценко» эксплуатируется с 2004 г. Система создана на базе сертифицированного комплекса Аппаратно-программные средства телемеханики и автоматики (АПСТМ), разработанного специалистами ПО «Старт». На настоящее время телемеханизировано 98% объектов. В эксплуатации находится пять систем телемеханики Тарумовского, Дербентского, Избербашского, Махачкалинского и Кизилюртовского линейных производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУ МГ), которые интегрированы в единую систему телемеханики с ЦДП в г. Махачкала. В их составе более 330 контролируемых пунктов (КП) телемеханики. Современный уровень развития программного обеспечения и технических средств диктует новые требования к функциональным возможностям системы телемеханики в целом. Модернизацией будут охвачены магистральные газопроводы, технологическая связь, газораспределительные и газоизмерительные станции, станции катодной защиты газопроводов и другие объекты.

Работы по дальнейшему развитию системы телемеханики в части расширения функций, повышения скорости передачи данных, резервирования каналов связи предусмотрены в проекте модернизации «Автоматизированной системы диспетчерского управления Единой системой газоснабжения ОАО «Газпром» и в проекте «Система мониторинга технологической безопасности объектов газотранспортной системы (ГТС) 000 «Газпром трансгаз Махачкала».

Планируется модернизация 240 контролируемых пунктов системы телемеханики, затрагивающая переход на высокоскоростные каналы связи, реализацию функций оперативного контроля качества электроэнергии от линий электропередач и эффективности её использования, обеспечение передачи режимно-технологической информации в Автоматизированную систему диспетчерского управления Единой системой газоснабжения ОАО «Газпром» в реальном масштабе времени.

Развитие систем связи предусматривает переход на волоконно-оптические линии связи (ВОЛС), которые станут основными после реконструкции системы связи. ФГУП ФНПЦ «ПО «Старт» им. М.В. Проценко» разработаны необходимые программно-технические средства, в том числе и новые КП телемеханики, обеспечивающие работу по высокоскоростным каналам связи, включая Ethernet.

В 2014-2015 гг. в центре подготовки кадров ООО «Газпром трансгаз Махачкала» будет выполнено обновление программного обеспечения тренажера системы телемеханики и оснащение его последними образцами КП АПСТМ.



ФГУП ФНПЦ «ПО «Старт» им. М.В. Проценко» 442960, Пензенская обл., г. Заречный, пр. Мира, 1 Телефон: (8412) 23-28-58 Факс: (8412) 65-17-34 market@startatom.ru www.startatom.ru





Рис. 1 — Новый контролируемый пункт для систем телемеханики магистральных газопроводов



MAHOMETP

413119, Саратовская область, г. Энгельс-19 Тел.:(8453) 75-03-58 lavrenova_ea@eposignal.ru www.manometr.com













Приборостроительный завод «Манометр» — одно из старейших российских предприятий, вот уже много лет выпускающее разнообразный ассортимент приборов для контроля и управления теплоэнергетическими процессами. Сегодня ООО «Манометр» является одним из лидеров российского приборостроения, сохраняя и приумножая свои лучшие традиции. Поэтому и ныне продукция, выпускаемая на нашем заводе, полностью отвечает современным требованиям качества, точности, надежности, и пользуется стабильным спросом у потребителей.

Приборостроительный завод «Манометр» на протяжении многих лет активно развивает и поддерживает деловые связи с рядом организаций различного профиля не только в России и странах СНГ, но и за рубежом.

Накоплен богатый опыт успешных поставок продукции в более чем 50 стран мира, в том числе: Иран, Ирак, Китай, Вьетнам, Индию и др.

В настоящий момент ООО «Манометр» располагает всеми необходимыми условиями для производства изделий — лицензиями, сертификатами, производственной базой, испытательным оборудованием, конструкторской и технологической документацией, квалифицированным персоналом и в течение последних лет обеспечивает неукоснительное выполнение заказов по всей номенклатуре изделий с приемкой ПЗ.

Основными направлениями деятельности нашего завода являются:

Разработка и производство средств промышленной автоматизации;

- манометров, мановакуумметров, вакуумметров;
- диафрагм, фланцев, сосудов;
- указателей температуры.

Разработка и производство метрологического оборудования;

- прессов
- преобразователей измерительных (калибраторов давления);
- задатчиков давления (грузопоршневых манометров).

Области применения:

- атомная энергетика
- газовая промышленность
- нефтяная промышленность
- металлургическая промышленность
- энергетическая промышленность
- химическая промышленность
- авиа- и судостроение
- коммунальное хозяйство и др.





ОАО Рязанское научно-техническое предприятие «НЕФТЕХИММАШСИСТЕМЫ»



Наша продукция

В арсенале предприятия имеются практически все типы регулирующих и отсечных клапанов, имеющих значительный диапазон основных технических характеристик (условный диаметр до 250 мм, условное давление до 32 МПа, предназначены для работы с продуктами с температурой рабочей среды от -180 до 510° C, при температуре окружающей среды от -60 до $+60^{\circ}$ C).





Клапан отсечной с пневматическим датчиком уровня налива является исполнительным элементом систем автоматического управления технологическими процессами и предназначен для установки на трубопроводах наливных эстакад нефтеперерабатывающих предприятий и обеспечения двухпозиционного управления (открыто и закрыто) потоком рабочей среды при наливе (загрузке) железнодорожных цистерн (емкостей) с контролем уровня налива относительно горловины цистерны.

Клапан автоматически прекращает налив при достижении нефтепродуктом заданного уровня в цистерне.

Пневмоприводы типа ПЗ и ПЗН предназначены для управления клиновых задвижек, позволяют автоматизировать товарные парки и установки, что значительно повышает удобство и качество работы обслуживающего персонала (выпускаются для задвижек с условным диаметром от 50 до 600 мм, с условным давлением 0,3....6,3 МПа, с пневматическими и электрическим управлением, с выдачей пневматического или электрического информационного сигнала «ОТКРЫТО-ЗАКРЫТО»).





Широкая гамма агрегатов электронасосных мембранных дозировочных позволяет перекачивать любые агрессивные жидкости без опасения их утечки в атмосферу (выпускаются на подачи от 0,63 л/час до 10000 л/час, с предельным давлением на выходе агрегата до 25,0 МПа; материал проточной части агрегата: 12X18H10T, 10X17H13M3T, 06XH28MДT, титан, ситалл; исполнение — обыкновенное и взрывозащищенное).

Уровнемеры поплавковые типа УПП, УПТ предназначены для оперативного контроля уровня жидкости, находящейся под атмосферным или избыточным давлением (выпускаются для измерения уровня от 1,6 до 12 м, предельное давление в резервуаре 1,6 МПа, элементы контактирующие с измеряемой средой выполнены из стали 12X18H1oT).





Машина трения четырехшариковая ЧМТ-1 предназначена для обеспечения испытаний, в том числе и в лабораторных условиях, жидких и пластичных смазочных материалов (устройство для нагрева испытуемого смазочного материала позволяет за 30 мин. достигнуть макс. температуры 300° С и поддерживать ее с точностью $\pm 5^{\circ}$ С; макс. нагрузка 1000 кгс; позволяет определять основные трибологические характеристики: несущую способность, предельную нагрузочную способность, противоизносные и противозадирные свойства).

Блок управления самозапуском Щ23М предназначен для эксплуатации в схемах управления низковольтными асинхронными электродвигателями и осуществления самозапуска асинхронных электродвигателей (автоматического восстановления работы электродвигателей) после кратковременного (не более 5 с) перерыва электроснабжения или срабатывания устройств релейной защиты (номинальное коммутируемое напряжение до 380 В, номинальный ток выходных контактов до 6 А, полная мощность потребления в режиме ожидания не более 5 ВА).



В настоящее время ОАО «РНТП «НХМС» занимает одно из ведущих позиций в разработке и поставке оборудования для различных отраслей промышленности в т.ч. нефтяной, химической, газовой.

Наше предприятие — это производство полного цикла, включающее в себя конструкторские и технологические подразделения, испытательные лаборатории по проверке поступающих материалов и готовой продукции, производственный цех с участками по механообработке, термической обработке, литейным отделением, службу контроля качества и поддержки стандартов ИСО 9001:2000, отдел продаж. Основополагающей линией предприятия стала ориентация на максимально полное удовлетворение запросов потребителей, производство современной, качественной продукции и предоставление полного комплекса услуг по ремонту и обслуживанию оборудования в течение всего периода эксплуатации.

Продукцию нашего предприятия отличает, прежде всего, высокое качество и надежность. Мы оказываем широкий спектр услуг по установке и обслуживанию наших приборов и систем, осуществляем обратную связь, получая от потребителей материалы о работе наших изделий на конкретном производстве. Наши специалисты готовы ответить на все Ваши вопросы и прибыть к Вам для решения Ваших проблем.

Более детально ознакомиться с нашей продукцией Вы можете на нашем интернет сайте: www.nhms.ru
Почтовый адрес:

390046, Россия, г. Рязань, ул. Введенская, 115. Тел: (4912) 25-36-22 — секретарь

(4912) 25-66-35, (4912) 25-59-78,

(4912) 24–14–43 — отдел продаж Факс: (4912) 95–40–81 — секретарь, отдел продаж

E-mail: nhms@bk.ru

36

Полиамид 11 Rilsan — покрытие для трубопроводных систем

С.Н. Сарапулов

начальник отдела маркетинга¹ s.sarapulov@tissan.ru

¹000 «Тиссан», Набережные Челны, Россия

ООО «Тиссан» — это организация с высокой культурой производства, успешно конкурирующая на рынке России и стран Ближнего Зарубежья. Продукция организации поставляется на такие автомобильные заводы, как ОАО «КАМАЗ», ОАО «АЗ «УРАЛ», ОАО «ГАЗ», ОАО «АВТОВАЗ», ОАО «УАЗ» и другие.

Ключевые слова:

полиамид, покрытие, Rilsan, стойкость к эрозии, защита от коррозии, трубопровод, порошковая краска, polyamide, covering, Rilsan, resistance to an erosion, protection against corrosion, pipeline, powder paint



Рис. 1 — Трубопровод с полиамидным покрытием

Механизмы и агрегаты, эксплуатируемые в нефтегазовой отрасли зачастую работают в экстремальных условиях — это и предельные нагрузки, и воздействие агрессивных сред, и сложные климатические условия. Все эти факторы приводят к сокращению срока службы машин и их систем, что в свою очередь, тянет за собой аварийные ситуации и незапланированные расходы на их устранение.

Для защиты металлических изделий от воздействия вредных факторов, французкой компанией Arkema был разработан полимерный материал на основе полиамида 11 Rilsan. Данный материал защищает металл не только от воздействия агрессивных сред, но и от механического износа.

Покрытие Rilsan обладает следующими характеристиками:

- высокая ударостойкость при низких температурах;
- отличная стойкость к истиранию;
- химическая стойкость к воздействию сырой нефти, бензина, масел, солей и очищающих средств;
- термо- и электроизоляционные свойства;
- слабое поглощение воды;
- стойкость к коррозии;
- эластичность и амортизационные свойства;
- низкий коэффициент трения;
- стойкость к кавитационной эрозии;
- срок службы более 10 лет.

В мире данное покрытие уже зарекомендовало себя в автомобильной, судостроительной, нефтяной, пищевой, медицинской, машиностроительной и других областях

Широкое применение данного материала обусловлено большим количеством достоинств, способных решить задачи потребителя. Так, в трубопроводных системах (трубы, фитинги, клапаны, фланцы, муфты) покрытие позволяет получить коррозионную защиту, гладкую поверхность для оптимального потока, стойкость к

кавитации; в шлицевых и зубчатых соединениях, а также в подшипниках позволяет исключить смазку, появление люфтов, снизить ударные нагрузки, защитить детали от износа; в видовых деталях позволяет получить надежное покрытие, не требующее периодического обновления, имеющего эстетичный внешний вид, устойчивое к механической порче.

В России услуги, по нанесению данного покрытия, оказывает компания «Тиссан» — один из крупнейших переработчиков полиамидов в стране.

Специалисты ООО «Тиссан» совместно с сотрудниками Arkema освоили технологию нанесения полиамидного покрытия еще в 2003 г. Сегодня, благодаря накопленному опыту, это предприятие готово реализовать самый сложный проект по нанесению покрытия и оказать помощь в увеличении срока службы Ваших механизмов.



Если Вы хотите обратиться с запросом на приобретение продукции, просим Вас связаться по одному из телефонов:

+7 (8552) 46-53-11, 46-53-59 E-mail: info@tissan.ru

Сайт: www.tissan.ru

Адрес: 423800, РТ, г.Набережные Челны, БСИ, ул. Дорожная, 31





Рис. 2 — Детали с полиамидным покрытием

Рис. 3 — Линия по нанесению покрытия

ИЗОЛЯЦИЯ УДК 620.193 **37**

Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК

С.Н. Некрасов

генеральный директор¹ wiwa-olimp@mail.ru

1000 «ВИВА - РУС», Санкт-Петербург, Россия

Требования, предъявляемые сервисными компаниями к покрытиям резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов, постоянно ужесточаются. При этом качество покрытий в немалой степени определяется не только свойствами материалов, но и тем, как именно покрытие было нанесено. К примеру, широко применяемые в настоящее время Scotchkote, Amercoat, Copon Hycote, Protegol и их аналоги относятся к числу двухкомпонентных покрытий, для нанесения которых требуется специальное оборудование — такое, как установки WIWA для горячего распыления от немецкого производителя WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG.

Ключевые слова

WIWA, полиурея, полимочевина, пена, изоляция, антикоррозионной износостойкой защиты





Компания WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Со. КG занимает лидирующие позиции на рынке по производству 2К-установок для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни (pot-life) вот уже более 60 лет. За это время компанией накоплен значительный опыт в области разработки и совершенствования оборудования, неизменной характеристикой которого является знаменитое немецкое качество. Сочетание этих факторов и обусловливает стабильный рост популярности — а следовательно, и продаж продукции под брендом WIWA в России и странах СНГ.

УСТАНОВКИ WIWA DUOMIX

Сравнительно недавно компания вывела на рынок модернизированные установки серии DUOMIX, предназначенные для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни. Специалисты, уже использующие установки в работе, сходятся в своих оценках. По их мнению, модернизированные установки серии DUOMIX отличает надежность в эксплуатации и простота в обслуживании, качество нанесения соответствует европейским стандартам. Кроме того, применение установок DUOMIX позволяет значительно сократить эксплуатационные издержки.

Для покрытия резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов WIWA предлагает три модели установок DUOMIX с фиксируемыми соотношениями смешивания (от 1:1 до 10:1 по объему). Каждая модель защищена системой слежения за соотношением смешивания, позволяющей избежать перерасхода материала в случае сбоя установки.

По желанию заказчика забор компонентов может выполняться как из оригинальных 200-литровых бочек либо из воронок насосами подачи, так и напрямую дозирующей установкой через шланги забора материала. Каждая установка оснащена трехступенчатой системой нагрева и комплектуется обогреваемыми шлангами раздельной подачи компонентов с циркуляцией, выносным смесительным блоком пневматического управления, системой промывки (очистки).

Что же касается областей применения, то WIWA DUOMIX 230 зарекомендовала себя как оптимальное решение при проведении ремонтных работ газопроводных магистралей в сложных климатических условиях, в агрессивной внешней среде. В то же время

установки WIWA DUOMIX 300 и 333 предпочтительно использовать на промышленных линиях нанесения покрытий, там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел. Благодаря особенностям конструкции установки WIWA DUOMIX 300 и 333 являются совершенным решением для всех областей применения, в т.ч. могут использоваться и как 3К-установки.

ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ АППАРАТ WIWA

Одним из ключевых направлений разработок WIWA является создание двухкомпонентных установок для нанесения полимочевины (полиуреи) и PU-пены, которые все шире применяются в нефтегазовой отрасли для гидро-тепло-шумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 460 позволяет наносить полиурею и PU-пену с высокоскоростным разогревом материала. Установка оборудована системой слежения за соотношением смешивания компонентов, давлением нанесения PU 460.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 280 была специально разработана для нанесения PU-пены на основе рекомендаций специалистов, работающих с WIWA DUOMIX PU 460. Отличительной чертой этой установки является ее компактность, что позволяет мобильно использовать WIWA DUOMIX PU 280 в труднодоступных местах.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубопроводы, внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов, объекты добычи, транспортировки, хранения и переработки углеводородов, химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества установки:

Высокая скорость нагрева компонентов, защита от перегрева материала, комплексное отслеживание заданных параметров, учет переработанного материала, возможность забора компонентов из различных емкостей, подходит и для пены, и для нанесения двухкомпонентных материалов, устойчивый к растворителям цветной дисплей, малые габариты (проходит в проем для стандартной двери), рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком, простота в эксплуатации и ремонте.





000 «ВИВА-РУС» 198152, Санкт - Петербург, ул. Краснопутиловская, д.69, офис 215 тел. +7 (812) 703-36-94, +7 (911) 972-74-81, тел./факс: +7 (812) 703-73-56 e-mail: wiwa-olimp@mail.ru www.wiwa-spb.ru

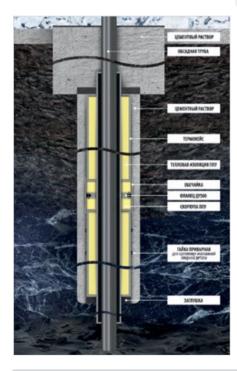
Бурение в вечной мерзлоте

В.В. Шанаенко

заместитель начальника конструкторско-технологического отдела¹

¹ЗАО «Сибпромкомплект», Тюмень, Россия

В настоящее время основная часть новых месторождений нефти и газа разрабатывается в северных широтах на вечной мерзлоте. Освоение месторождений в таких условиях приводит к значительному повышению капитальных затрат, связанных с необходимостью предотвращения растепления многолетнемерзлых пород. Эта проблема может быть решена путем применения при бурении скважины термоизолирующего направления обсадной трубы производства ЗАО «Сибпромкомплект» (г. Тюмень).



Согласно неофициальным данным, воздействие на многолетнемерзлые породы (растепление) в результате бурения становится причиной 23% отказа технических систем и 29% потерь добычи нефти и газа [1].

В случае слишком близкого расположения устьев скважин друг к другу, при эксплуатации происходит активное растепление окружающих пород, в результате чего возникают их просадки, обвалы, которые могут приводить к ряду осложнений и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин. Например, в результате образования протяженных каверн конструкция скважины может потерять продольную устойчивость и деформироваться.

Поэтому месторождения нефти и газа в северных широтах обустраиваются с достаточно большим расстоянием между устьями скважин. Например, на Заполярном и Ямбургском газовых месторождениях расстояние между кустовыми скважинам составляет 40 м. А ведь увеличение расстояния между устьями ведет к значительному увеличению капитальных затрат, в первую очередь на отсыпку грунтов. Толщина отсыпки традиционно составляет 1-2 метра. А учитывая то, что основная доля осваиваемых месторождений разрабатывается в удаленных и труднодоступных регионах, с учетом транспортировки песок на отсыпку становится, что называется, золотым.

Сближение устьев скважин существенно уменьшает расходы на отсыпку кустовых площадок из-за существенного уменьшения размеров самой площадки. За рубежом, где деньги считать умеют, при разработке месторождений в зоне вечной мерзлоты, применяют технологии, позволяющие максимально уменьшить размеры кустовых площадок. Например, при бурении месторождений на Аляске, расстояние между устьями составляло 9-15 м (сравните с 40 метрами в Ямбурге!). Там использовались теплоизолированные конструкции нефтяных скважин, предотвращающие интенсивное оттаивание многолетнемерзлых пород вокруг кустовых скважин и обеспечивающие эффективные тепловые режимы их эксплуатации.

В России теплоизолированные конструкции добывающих нефтяных скважин применяются редко, хотя такие примеры есть. Например, технология термоизолирующих направлений обсадных труб для добычи

нефти уже успешно применяется с 2008 г. на Ванкорском нефтяном месторождении в Красноярском крае.

Термоизолирующее направление обсадной трубы, другими словами, термокейс — запатентованная (патент №74415) технология тюменского завода «Сибпромкомплект» — одного из ведущих российских производителей трубопроводов в заводской изоляции. Термокейс изготавливается из стальных труб по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства пенополиуретаном (рис. 1).

Главные достоинства применения термокейсов:

- Снижение затрат на отсыпку грунтов и уменьшение размера кустовой площадки вследствие сокращения допустимого расстояния между устьями. В частности, если сравнивать термокейсы со стандартными нетеплоизолированными направлениями, применение разработки тюменского завода позволяет снизить это расстояние с 18 до 10 метров при одинаковых условиях. Согласно проектным расчетам, экономия только на отсыпке грунтов приводит к общей экономии на обустройстве кустовой площадки в 10% (представлена стоимость по конкретному проекту по состоянию на 2013 г.).
- Предотвращение порчи насосного оборудования вследствие растепления многолетнемерзлых грунтов.
- Уменьшение размера кустовой площадки уменьшает площадь негативного воздействия на окружающую природу.
- Обеспечение защиты окружающей среды в районе расположения скважин.

Выводь

Как видно, российские производители тоже идут в ногу с прогрессом, предлагая новые и эффективные технологии бурения на вечной мерзлоте. В условиях, когда новые месторождения расположены в труднодоступных районах севера и требуют повышенных затрат на разработку, на эти технологии стоит обратить особое внимание.

Список используемой литературы

1. Вечная мерзлота добычи газа и нефти не помеха // Российские недра [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://rosnedra.info/projects/vechmerzlota/(дата обращения 14.11.2013)

ENGLISH INSULATION

Drilling in the permafrost

Authors:

Vladimir V. Shanaenko — deputy head of design and technology department¹

¹JSC "Sibpromkomplekt", Tyumen, Russian Federation

Abstract

Currently, the bulk of new oil and gas fields being developed in the northern latitudes in permafrost. Development of mineral deposits in these conditions leads to a significant increase in capital costs associated with the need to prevent the thawing permafrost rocks. This problem can be solved by applying a thermal insulating in the direction of drilling the well casing manufactured by JSC "Sibpromkomplekt" (Tyumen).

Conclusions

As you can see, the Russian manufacturers

are also keeping pace with the progress, offering new and efficient drilling technology on permafrost. In conditions when new oil fields are located in remote areas of the north and require increased development costs for these technologies should pay special attention.

Reference

1. Vechnaya merzlota dobychi gaza i nefti ne

pomekha [Permafrost oil and gas production is not an obstacle]. Rossiyskie nedra.

Available at: http://rosnedra.info/projects/vechmerzlota/(accessed 14 November 2013).



15 лет сохраняем тепло!



1

Мы - лидеры отрасли изоляции труб





Трубы в нашей изоляции снижают теплопотери с 30% до 3%



У нас каждая труба проходит контроль качества **6** раз



Мы получили
7 патентов и разработали
21 техническое условие

защитатрубы.рф

8 (3452) 49-45-69

Тюмень, ул. Республики, 250

Эффективная теплогидроизоляция трубопроводов в полной комплектации





Работает с теплом!

www.extrol.org

ЭкстраСЕГМЕНТ™

Уникальный и единственный в России широкий монолитный сегмент из экструзионного пенополистирола «Экстрол», предназначенный для тепловой изоляции наружной поверхности трубопроводов диаметром от 57 мм до 1420 мм при подземной и надземной прокладке в сезоннопромерзающих и вечномерзлых грунтах. Рабочий диапазон температур для изделий из материала «Экстрол» от -63°С до +75°С. Долговечность материала составляет более 50 лет*.



ПРОЕКТИРОВАНИЕУДК 69.058.7 **41**

Технология лазерного сканирования в 3D проектировании

И.К. Киямов

доктор экономических наук, профессор, член-корреспондент¹, эксперт промышленной безопасности, действительный член Палаты судебных экспертов, директор² rnpso@mail.ru

Р.Х. Мингазов

доктор педагогических наук, профессор, член-корреспондент¹, директор³ rnpso@mail.ru

А.Ф. Музафаров

главный инженеря rnpso@mail.ru

Р.А. Ибрагимов

кандидат технических наук, ведущий инженер отдела ЭПБ зданий и сооружений³ rusmagoo7@yandex.ru

А.А. Сибгатуллин

магистр техники и технологии, инженер-проектировщик³ lemmymur@gmail.com

¹РАЕН (секция нефти и газа), Москва, Россия ²НОА «Ростехэкспертиза», Казань, Россия ³ООО «НИПИ Институт технологий» Казань, Россия

В статье приводятся результаты создания интеллектуальной 3D модели объекта при помощи наземного лазерного сканирования.

Материалы и методы

Наземное лазерное сканирование позволяет определять пространственные координаты точек объекта. Измерение проводится с очень высокой скоростью. Процесс реализуется посредством измерения расстояния до всех определяемых точек с помощью импульсного лазерного безотражательного дальномера.

Ключевые слова

наземное лазерное сканирование, моделирование, облако точек, интеллектуальная модель, AutoCAD Plant 3D Расширение ассортимента выпускаемой продукции или модернизация какого-либо продукта зачастую требует реконструкции, а иногда и создания новых производственных мощностей. Если речь идет о внедрении новой технологической цепочки в уже существующий процесс, тогда перед проектировщиком встает сложная задача: в существующее пространство вписать новое оборудование [1].

Использование систем проектирования с применением методик 2D требует больших трудозатрат на выдачу заданий, согласование решений и внесения изменений, что в целом существенно снижало эффективность всей работы.

В настоящее время организации, работающие с проектами по реконструкции или модернизации промышленных объектов, осуществляющие при проектировании технологию пространственного моделирования на этапе проектирования, сталкиваются с тем, что отсутствует необходимая документация. Очень часто нет сведений о строительных конструкциях, расположению инженерных коммуникаций и т.д. Для решения подобного рода задач, когда необходимо произвести десятки и сотни тысяч замеров, на помощь приходит технология наземного лазерного сканирования.

Для сбора пространственных данных по объекту, имеющему сложную конфигурацию в плане, насыщенном оборудованием, используется метод наземного «лазерного сканирования». На основе данных, полученных при сканировании (облаков точек) возможно создавать чертежи планов, разрезов, а также трехмерные модели площадок действующих производств.

Интеллектуальная модель — информационная система, основанная на трехмерной модели проектируемого объекта, с набором необходимой информации [2].

Создание интеллектуальной 3D модели можно рассматривать в два этапа:

I этап. Геодезические работы по наземному лазерному сканированию объекта.

II этап. Создание интеллектуальной 3D

модели объекта.

При проведении комплекса работ по наземному трехмерному лазерному сканированию можно использовать лазерную сканирующую систему Faro Focus 3D.

Наземное дазерное сканирование является самым оперативным и высокопроизводительным средством получения точной и наиболее полной информации о пространственном объекте. Суть технологии заключается в определении пространственных координат точек объекта. Процесс реализуется посредством измерения расстояния до всех определяемых точек с помощью импульсного лазерного безотражательного дальномера. Измерения производятся с очень высокой скоростью - тысячи измерений в секунду. На пути к объекту импульсы лазерного дальномера-сканера проходят через систему, состоящую из одного подвижного зеркала, которое отвечает за вертикальное смещение луча. Горизонтальное смещение луча лазера производится путем поворота верхней части сканера относительно нижней, жестко прикрепленной к штативу. Зеркало и верхняя часть сканера управляются прецизионными сервомоторами. В конечном итоге именно они обеспечивают точность направления луча лазера на снимаемый объект. Зная угол разворота зеркала и верхней части сканера в момент наблюдения и измеренное расстояние, процессор вычисляет координаты каждой точки.

Сканирование проводится с нескольких точек. В результате съемки лазерным сканером получается несколько групп точек, которые обыкновенно называют «облаками точек». Как при фотографировании, так и при сканировании можно видеть только одну часть объекта. А для того, чтобы снять объект полностью его нужно отсканировать со всех сторон. Уравнивание (объединение) всех «облаков точек» в единое геометрическое пространство возможно, если в каждом из «облаков точек» присутствует не менее трех общих сфер или марок. После уравнивания (объединения) всех «облаков точек» в единое

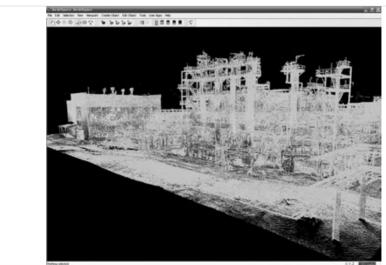


Рис. 1 — «Облако точек» всего объекта

геометрическое пространство получается единое описание объекта съемки. Модель после лазерного сканирования изображена на рис. 1. Процесс уравнивания называется регистрацией. Места стоянок выбираются таким образом, чтобы по возможности захватить в область сканирования все трубопроводы и промышленные сооружения с исключением так называемых «мертвых зон» (невидимых зон поверхности всех вышеперечисленных элементов).

Далее проводится 3D моделирование объекта в программном обеспечении Smart Plant 3D с использованием результатов наземного лазерного сканирования (рис. 2).

SmartPlant 3D — система для управления и информационного сопровождения промышленных объектов на базе интегрированных информационных 3D-моделей. Использование SmartPlant 3D обеспечивает пользователей многочисленными возможностями по интеграции технической информации и документации на базе центрального хранилища данных (единая база данных проекта), взаимосвязанного с объектно-иерархической структурой промышленного объекта.

Трехмерная модель, полученная в результате 3D моделирования, была адаптирована под специальную САПР проектировщиков. Использование трехмерной модели позволяет осуществлять не только геометрические измерения, а также формировать и производить рабочую или проектную документацию, выполнять необходимые расчеты, а также пользоваться другими программными комплексами, совместимыми с AutoCAD.

Одним из таких САПР является программное обеспечение AutoCAD Plant 3D, которая позволяет обрабатывать и дополнять полученные после лазерного сканирования модели. AutoCAD Plant 3D представляющее собой объединенный комплекс инструментов на основе AutoCAD для промышленного трехмерного проектирования. Примеры трехмерной модели, выполненные в программном пакете AutoCAD Plant 3D представлены на рис. 3 и 4.

Создание 3D-моделей аппаратов позволяет наиболее подробным образом изучить их принцип работы и визуализировать двумерные изображения: можно рассмотреть аппарат под любым углом, сделать интерактивную разборку и увидеть каждую деталь в отдельности, при необходимости скрыть мешающую деталь или произвести разрез.

Итоги

В результате съемки лазерным сканером получается несколько групп точек, которые обыкновенно называют «облаками точек». Далее проводится 3D моделирование объекта в программном обеспечении Smart Plant 3D с использованием результатов наземного лазерного сканирования. 3D моделирование может осуществляться и в других САПР совместимых с AutoCAD.

Выводы

Таким образом, использование технологий лазерного сканирования в 3D проектировании при создании или модернизации производства позволяет создать единую конструкторско-технологическую модель,

обеспечивает эффективное взаимодействие конструкторов, технологов и других специалистов предприятия, и в целом значительно сокращает сроки и повышает качество технологической подготовки производства.

3D проектные технологии позволяют повысить производительность работы за счет возможности внесения оперативных изменений на любой стадии проектирования, одновременной работы над моделью нескольких человек, упрощения разработки конструкторских решений посредством стандартизации [1].

Список используемой литературы

- Башкирцева Н.Ю., Сладовская О.Ю., Овчинникова Ю.С., Сибгатуллин А.А. Проектирование гибкой схемы производства антифризов в программе CADWorx // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 6. С. 21–23.
- Воробьев С. Интеллектуальные трехмерные модели для реконструкции и модернизации объектов ТЭК на основе технологий лазерного сканирования // Проектирование промышленных объектов. 2011. № 1. С. 80-85.

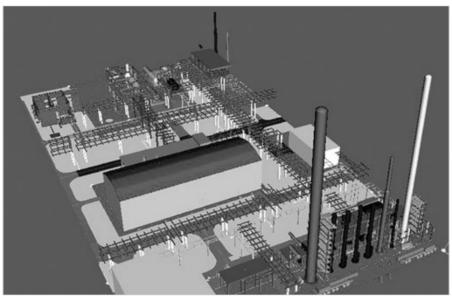


Рис. 2 — Общий вид 3D модели объекта



Рис. 3 — 3D модель гидроочистки дизельного топлива



Рис. 4 — Общий вид производства

ENGLISH DESIGN

Laser scanning technology in 3D design

UDC 69.058.7

Authors:

Il'gam K. Kiyamov — doctor of economic sciences, professor, corresponding member¹,

industry security expert, member of the house of chamber of judicial experts, director2; rnpso@mail.ru

Ramil' K. Mingazov — doctor of pedagogical sciences, professor, corresponding member¹, director³; rnpso@mail.ru

Azat F. Muzafarov — chief engineer²; rnpso@mail.ru

Ruslan A. Ibragimov — ph.d., leading engineer of the department of industrial safety of buildings and structures³; <u>rusmagoo7@yandex.ru</u> **Avrat A. Sibgatullin** — master, design engineer³; <u>lemmymur@gmail.com</u>

¹Academy of Natural Sciences (section of oil and gas), Moscow, Russian Federation

²Rostehekspertiza (Kazan branch), Kazan, Russian Federation

³Institute for Technology Research and Design Institute, Kazan, Russian Federation

Abstract

The article presents the results of creating intelligent 3D model of the object by means of terrestrial laser scanning.

Material and methods

Terrestrial laser scanning can determine the spatial coordinates of the object. The measurement is done at a very high speed.

The process is realized by measuring the distances to all the points determined by pulsed laser rangefinder reflectionless.

Results

The result obtained by the laser scanner taken several groups of points, which are commonly called "cloud point". Further held 3D object modeling in software Smart Plant 3D, using the results of terrestrial laser scanning. 3D modeling can be carried out in other CAD systems are compatible with AutoCAD.

Conclusions

Thus, the use of laser scanning technology in 3D design when creating or upgrading production to create a unified model of design and technology, provides an effective interaction

designers, engineers and other specialists of the enterprise, and generally significantly reduces the time and increases the quality of technological preparation of production.

3D design technology can increase productivity through the ability to make quick changes at any stage of the design, simultaneous operation on a model of several person, simplify the development of design solutions through standardization [1].

Keywords

terrestrial laser scanning, modeling, point cloud model of intelligent, AutoCAD Plant 3D

References

 Bashkirtseva N. Yu., Sladovskaya O. Yu., Ovchinnikova Yu. S., Sibgatullin A.A. Proektirovanie gibkoy skhemy proizvodstva antifrizov v programme CADWorx [Designing a flexible scheme of antifreeze production in the program CADWorx]. *Exposition Oil Gas*, 2012, issue 6, pp. 21–23.

2. Vorob'ev S. Intellektual'nye trekhmernye modeli dlya rekonstruktsii i modernizatsii ob"ektov TEK na osnove tekhnologiy lazernogo skanirovaniya [Intelligent threedimensional model for the reconstruction and modernization of the levonorgestreltech laser scanning]. *Proektirovanie* promyshlennykh ob "ektov, 2011, issue 1, pp. 80–85.



Компания «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ» проводит IV Всероссийскую производственную конференцию на тему: «Методы борьбы со скважинными осложнениями (коррозия, мех.примеси, АСПО, эмульсии, соли, СВБ и др.). Повышение МРП глубинно-насосного оборудования». Дата проведения 5-6 марта (два дня) 2014 года, в гостинице «Парк инн» г. Ижевск.

Цель мероприятия — обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей технологий и химических реагентов. Участие в этой конференции позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области эксплуатации скважинного насосного оборудования. Конференция рассчитана на аудиторию ведущих инженеров, технологов цехов добычи нефти и газа, руководителей и специалистов ПТО добычи нефти, геологических отделов, отделов внутрискважинных работ, разработки НГМ и работы с механизированным фондом и других производственных и научно-технических подразделений.

По вопросам участия в семинаре

Тел.: Анна, тел. 8-912-751-47-92, тел./факс: 8 (3412) 43-53-86

Email: info@konferenc-neft.ru www.konferenc-neft.ru



Новое решение проблемы герметичности резьбовых соединений обсадных колонн с использованием «Технологии чистого свинчивания» (Clear Make Up Technology) или СМТ

заместитель генерального директора по техническому сопровождению продаж и взаимодействию с потребителями по вопросам

С.П. Шатило

к.т.н., доцент, заместитель технического директора² sp@shatilo.com

¹ЗАО «ТД«ТМК», Москва, Россия ²ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск». Нижневартовск, Россия

Постоянное освоение старых и новых месторождений в условиях, отличающихся от предыдущих, требует непрерывного развития технологии добычи и совершенствования технологического оборудования. Обсадные трубы до последнего времени совершенствовались за счет новых видов резьбовых соединений и повышения коррозионной стойкости. Сегодня на повестке дня стоит освоение выпуска обсадных труб с технологией чистого свинчивания.

Ключевые слова

обсадная труба, самосмазывающее фторполимерное покрытие. резьбоуплотнительная смазка, герметичность труб, консервационная смазка, гарантия герметичности

Проблема герметичности и прочности резьбовых соединений труб нефтяного сортамента весьма актуальна, т.к. она неразрывно связана с безаварийностью проводки и крепления, долговечностью и безопасностью эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Актуальностью проблемы следует объяснить то внимание, которое ей постоянно оказывалось и оказывается в нефтепромысловой практике, на трубопрокатных заводах, а так же отечественными и зарубежными исследователями.

Вопросы герметичности резьбовых соединений в основном решают в двух направлениях:

- а) герметизация резьб путем применения различных герметизирующих материалов:
- б) создание резьбовых соединений Премиум, которые имеют узлы герметичности.

Над проблемой повышения технико-экономической эффективности и совершенствования конструкций резьбовых соединений работают лучшие специалисты отрасли. Мировые трубные компании инвестируют значительные средства в улучшение и разработку новых конструкций резьб. Так, что же такое герметичность резьбовых соединений труб? Герметичность резьбовых соединений труб — это свойство соединений, обеспечивающее их непроницаемость при нагружении избыточным давлением жидкости или газа в течении длительного времени.

В первую очередь на проницаемость резьбовых соединений влияют конструктивные особенности резьбы (рис. 1). Зазоры в резьбе (рис. 1) представляют собой винтовые

каналы и носят название конструктивных. Основное назначение конструктивных зазоров обеспечение удовлетворительного свинчивания резьбовых соединений.

Кроме конструктивных зазоров любой резьбе присущи так же зазоры технологического характера, которые определяются отклонением элементов профиля от теоретических (номинальных) размеров. Конструктивные и технологические зазоры в резьбе приводят к тому, что контакт трубы с муфтой в резьбовых соединениях оказывается проницаемым, т.е. соединение само по себе негерметично. Для снижения проницаемости контакта элементов резьбовых соединений в практике применяют различные заполнители конструкционных и технологических зазоров - резьбовые смазки. Резьбовые смазки кроме заполнения зазоров должны предупреждать задиры и заедания резьбовых соединений труб. поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- а) хорошая смазывающая (покрывающая) способность;
- б) постоянство свойств смазки с течением времени и при изменении температуры в определенных приделах;
- в) определенная консистенция, что бы давление жидкости или газа не смогли выдавить смазку из зазоров резьбы;
- г) предупреждение заеданий при свинчивании резьбовых соединений;
- д) защита от коррозии, и т.д.

Экспериментальные данные и международная практика эксплуатации труб показывают, что применение резьбовых смазок

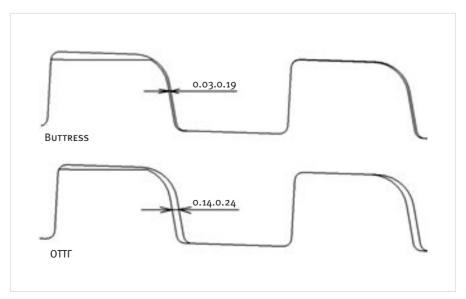


Рис. 1 — Конструктивные и технологические зазоры в резьбе Баттресс и ОТТГ (ОТТМ) (мм)

не всегда обеспечивает и тем более гарантирует резьбовым соединениям требуемую герметичность.

Так [2] подпункт 8.14.1 Классы 1, 2 и 3 гласит: «Цель ручного свинчивания муфт облегчить снятие муфт для очистки и контроля резьбы и нанесения свежей смазки перед эксплуатацией. Эта процедура обеспечивает меньшую вероятность утечки, поскольку соединения с механическим свинчиванием, хотя и не имеют утечек в момент сборки, могут потерять герметичность после транспортировки, погрузки-разгрузки и при использовании». Значительное количество причин, таких как недостаточно качественное удаление с резьбы консервационной смазки, излишнее или недостаточное нанесение смазки на резьбовые поверхности, ровно как неравномерное ее нанесение, грязная резьба, недостаточная затяжка труб, чрезмерные усилия при свинчивании, несовершенство резьб, неправильная технология спуска труб до забоя и т.д. могут привести к развитию негерметичности соединений.

Стандарт [3] гласит: «Эксплуатационные свойства резьбовой смазки — комплексная, взаимосвязанная характеристика. Незначительные различия в составе, изготовлении, способе нанесения смазки могут привести к значительным изменениям ее эксплуатационных свойств».

Как говорилось, в подавляющем большинстве случаев пропуски жидкости или газа в резьбовых соединениях связаны с наличием конструктивных и технологических зазоров, в которых смазки не удерживаются при нагружении соединений избыточным давлением. Таким образом, что бы смазка не выдавливалась избыточным давлением из резьбы, она в идеале должна обладать двумя главными свойствами:

- а) максимальная подвижность (низкая вязкость) в момент свинчивания резьбовых соединений, что обеспечивает надежное заполнение смазкой всех зазоров;
- б) минимальная подвижность (высокая вязкость) при нагружении резьбового соединения избыточным давлением.

Как видим, свойства смазки должны существенно меняться в период нанесения ее на поверхность резьбы и в период эксплуатации резьбового соединения. Таким требованиям в большей степени удовлетворяли герметизирующие составы на полимиризующихся основах. Например: разработанный совместно ОАО «ТАГМЕТ» (ВТУ ТМЗ №161-65) и ОАО «ВНИИГАЗ» состав УС-1. Основа уплотнительного состава — эпоксидный компаунд К-153, отвердитель и антифрикционные добавки. УС-1 показал себя в целом эффективно, хотя требовал особо качественного обезжиривания резьбы перед нанесением. Аналогичная по составу смазка КНИИНП-2 была разработана ОАО «ВНИИТнефть». Но их применение существенно ограничивалось и к настоящему времени сошло на нет, из-за существенных недостатков полимиризующихся уплотнительных смазок. Основными из которых являются их низкая технологичность, невозможность автоматизации процесса нанесения, недостаточные антизадирные свойства, токсичность, невозможность использования при

отрицательных температурах окружающей среды и самое главное практически полная неразъемность резьбовых соединений.

Так можно ли найти решение, в котором новая резьбовая смазка будет обладать совокупными преимуществами консистентной модифицированной и полимеризующейся систем смазок, и самое главное лишена их существенных недостатков?

Да можно! Такое решение найдено в отказе от традиционных систем резьбовых смазок и переходе на Clear Make Up Technology «СМТ» — Технология чистого свинчивания.

Это новейшая разработка ООО «МАОК» г.Санкт—Петербург в области обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных труб, внедренная в производство при активном участии и поддержке ЗАО «ТД «ТМК» и ОАО «ТАГМЕТ». Технология «СМТ»

основана на применении самосмазывающего фторполимерного сухого покрытия резьбы муфты «МАОК-ПЛАУН» на заводе изготовителе труб, рис. 2.

Данная технология, является уникальной для мировой нефтепромысловой практики т.к. сочетает в себе одновременное решение двух краеугольных задач:

во первых — однократное нанесение покрытия резьбы на заводе обеспечивает «сухое» многократное свинчивание резьбовых соединений без использования каких либо смазочных материалов в промысловых условиях;

во вторых — гарантирует герметичность резьбовых соединений обсадных труб даже после повторных свинчиваний.

Технология «СМТ» реально позволяет:

 отказаться от применения консистентных резьбоуплотнительных смазок, применяемых для обеспечения антифрикционных



Puc. 2 — Внешний вид резьбы Баттресс производства ОАО «ТАГМЕТ» с фторполимерным самосмазывающим сухим покрытием «МАОК-ПЛАУН™»



Рис. 3 — Применение «Технологии чистого свинчивания» в промысловых условиях

и герметизирующих функций в резьбах, содержащих в своем составе тяжелые металлы, минеральные смолы, жиры, ингибиторы, присадки и растворители;

- исключить попадание избыточной смазки в колонну:
- предотвратить дорогостоящую операцию по очистке ствола скважины:
- улучшить качество каротажных работ;
- при необходимости исключить операции по опрессовке труб перед спуском, т.к поставщиком СМТ гарантируется герметичность резьбового соединения;
- исключить операции последующего удаления с резьбы паром или растворителями консервационных смазок:
- исключить операции нанесения консистентных резьбоуплотнительных смазок, которые перед нанесением в зимнее время сами должны быть соответствующим образом разогреты;
- сократить время спуска обсадных колонн до 15%;
- существенно снизить человеческий фактор при обеспечении герметичности крепи скважины:
- снизить трудоемкость спуска обсадной колонны:
- улучшить условия работы буровой бригады,
- снизить риски травматизма при производстве буровых работ.

В настоящее время технология «СМТ» прошла этапы заводских, стендовых и промысловых испытаний, а также этап промышленного внедрения (рис. 3).

Заводские испытания проходили в условиях Заводов Группы ТМК. Стендовые испытания проводились в условиях ЗАО

«ВНИИТнефть», по результатам, котрых было получено заключение о высокой работоспособности и живучести фтор-полимерного покрытия резьб «МАОК-ПЛА-УН™», обеспечивающего комплекс антизадирных и герметизирующих свойства. Причем было зафиксировано постепенное падение момента крепления в процессе механического свинчивания-развинчивания резьбовых соединений на протяжении многошикловых испытаний, что обусловлено эффектом приработки резьбовых поверхностей. Применение «СМТ» на основе покрытия резьбы муфт «МАОК-ПЛАУНтм» в промысловых условиях на практике подтвердило возможность достижения высоких экологических и экономических эффектов в строительстве обсадных колонн нефтяных и газовых скважин.

Впервые в опытно-промышленных маштабах «Технология чистого свинчивания» была применена в декабре 2010года на двух скважинах Приразломнго месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», в условиях экстримально низких температур окружающей среды и получила высокую оценку буровых подрядчиков.

Итоги

В настоящее время российские нефтяные компании, в частности ОАО «НК Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Томскнефть ВНК» и др. проявляют большой интерес к практическому применению инновационных разработок, освоенных ОАО «ТМК» в промышленном производстве. К таким разработкам несомнено относится «Технологии

чистого свинчивания» обсадных труб.

Выводы

В ОАО «ТМК» уверены, что разработка и освоение новых технологий и новых видов продукции, обеспечивающих упрощенное использование своей продукции, снижающих эксплуатационное воздействие на окружающую среду, повышающих культуру производства и улучшающих условия труда персонала занятого в бурении и добыче полезных ископаемых будут значительно востребованы в ближайшие годы на российском промышленном пространстве.

Список используемой литературы

- 1. Трубы обсадные. Руководство по эксплуатации. ВНИИТнефть, 2010.
- 2. Стандарт АРІ 5СТ, восьмое издание, 1 июля 2005г, ISO 11960:2004, «Нефтегазовая промышленность стальные трубы, применяемые в качестве обсадных и насосно-компрессорных труб для скважин»
- 3. Стандарт ANCI/API рекомендованная методика 5А3, издание 3, ноябрь 2009.
- ГОСТ Р 53365-2009 Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования Москва: Стандартинформ, 2009.
- 5. ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004). Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия. Москва: Стандартинформ, 2010.

ENGLISH PIPES

The new solution of the problem of tightness of threaded connections casing using clear (Dope-free) Make Up (OCTG) Technology

UDC 621.643

Authors:

Aleksey V. Emel'yanov — deputy director for technical sales support and interaction with consumers on the quality¹; **Sergey P. Shatilo** — ph.d., associate professor, deputy technical director ²; **sp@shatilo.com**

 $^{\scriptscriptstyle 1}$ JSC "TH "TMK", Moscow, Russian Federation

²JSC "TH "TMK Neftegazservis-Nizhnevartovsk", Nizhnevartovsk, Russian Federation

Abstract

The constant development of new and old fields in contexts different from previous ones, requires continuous development of production techno the corrosion resistance. Today on the agenda is developing the production casing with a clean technology, make-up.

Results

At present, Russian oil companies, including OJSC "NK Rosneft", OJSC

"Surgutneftegaz", OJSC "TNK-BP", OJSC "Gazprom Neft", OJSC "Tomskneft" and others are showing great interest in the practical application of innovations that have been put OJSC "TMK" in the industry. — "Clear Make Up Technology".

Conclusions

At OJSC "TMK" confident that the development and introduction of new technologies and new products, providing easier use of their products, reduce

operational impact on the environment, enhancing corporate culture and improving the working conditions of staff employed in drilling and mining operations will be much in demand in the the coming years in the Russian industrial space.

Kevwords

casing, self-lubricating fluoropolymer coating, sealing grease for thread, tightness of tubes, conserving grease, warranty seal

References

- 1. *Truby obsadnye. Rukovodstvo po ekspluatatsii* [Casing Manual]. VNIITneft, 2010.
- 2. Standart API 5ST, vos'moe izdanie, 1 iyulya 2005g, ISO 11960:2004, "Neftegazovaya promyshlennost' – stal'nye truby, primenyaemye v kachestve obsadnykh i nasosno-kompressornykh trub dlya skvazhin" [The API 5CT, eighth edition, July 1, 2005, ISO 11960:2004, "Oil and gas industry
- steel pipes for use as casing and tubing for wells"].
- 3. Standart ANCI/API rekomendovannaya metodika 5A3 [Standard ANCI / API recommended procedure 5A3]. 2009, Issue 3.
- 4. GOST R 53365-2009 Truby obsadnye i nasosno-kompressornye i mufty k nim. Osnovnye parametry i kontrol' rez'bovykh soedineniy [Casing and tubing and couplings. Main parameters and control
- threads. General technical requirements]. Moscow: *Standartinform*, 2009.
- 5. GOST R 53366-2009 (ISO 11960:2004). Truby stal'nye, primenyaemye v kachestve obsadnykh ili nasosno-kompressornykh trub dlya skvazhin v neftyanoy i gazovoy promyshlennosti [Steel pipes for use as casing or tubing for wells in the oil and gas industry. General specifications]. Moscow: Standartinform, 2010.

ТРУБОПРОВОД УДК 622.692.4 **47**

Преимущество применения композитных материалов при ремонте трубопроводов

И. Н. Воробьев

кандидат технических наук1

¹Холдинговая Компания «ИНТРА ТУЛ», Санкт-Петербург, Россия

Композитные материалы одна из самых перспективных технологий ремонта трубопроводов, которая сочетает в себе такие преимущества как - прочность, легкость, коррозионную стойкость. Сфера применения композитных материалов чрезвычайно широка и постоянно расширяется (авиационная и космическая промышленность, машиностроение, энергетика, ОПК, нефтегазовая, строительная отрасли). Технология ремонта напорных трубопроводов с использованием композитных материалов уже давно доказала свою высокую эффективность, однако, наибольшую популярность она стала набирать лишь в 5-10 лет назад.

Ключевые слова

композитные материалы, рынок ремонта композитными материалами, специфика ремонта композитными материалами, ремонт трубопроводов Полимерные композитные материалы (ПКМ) для ответственных конструкционных и ремонтных целей, применяются в различных отраслях промышленности Германии с середины 30-х годов, в США — с начала 50-х, а в нашей стране, в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности — с начала 60-х годов.

Исходя из ряда существенных преимуществ соединений металлов композитными материалами перед другими способами при массовых ремонтах, в начале 70-х годов была создана отечественная научно-обоснованная технология ремонта металлоконструкций, длительно работающих в углеводородных и водных средах.

По этой технологии, получившей название «холодная сварка», на нефтеперерабатывающих заводах ремонтировались аварийные участки подземных газопроводов, диаметром 100 мм с рабочим давлением до 20 кг/см², и нефтепроводы, диаметром до 200 мм. Устранялись крупные свищи и большие трещины на трубопроводах работающих под давлением более 16 кг/см². Ремонт трубопроводов, работающих под давлением 6-7 кг/см², производился без прекращения подачи жидкости или газа [2].

При этом технология ремонта, в том виде, в котором применяется сейчас, появилась более 20 лет назад [1].

На сегодняшний день существует несколько разновидностей подобного ремонта. Различия заключаются в применяемых материалах и устройствах. Самыми известными на рынке среди зарубежных брендов являются Res-q (TDW), FibaRoll (Fibatech), Clockspring, Diamondwrap (citadeltechnologies). А среди российских брендов наиболее известны Интра КРМ), Муфты ГАРС, Муфты УКМТ, Муфты РСМ, Технопласт.

Что такое композитный материал и как он применяется в ремонтных работах?

По общему определению, композитный материал состоит из двух или более материалов с взаимно усиливающим их свойства эффектом. В случае с некоторыми композитными

ремонтными муфтами, комбинация армирующего волокна и полиуретанового/эпоксидного связующего, дает возможность достичь максимальных прочностных характеристик, в 1,5–2 раза выше, чем у стали. В зависимости от задачи, в качестве армирующего компонента используется стекловолокно, либо углеволокно.

Сам принцип устранения дефектов трубопроводов с помощью композитных материалов состоит в перераспределении кольцевых нагрузок в стенке трубы, посредством перенесения их на волокно (в отвержденном состоянии). Равномерный перенос напряжений, осуществляется специальными эпоксидными составами — праймерами. Несмотря на то, что сталь будет подвержена пластической деформации, степень последней будет ограничена наружным слоем композитного материала, имеющего много больший предел прочности, что обеспечит безопасность эксплуатации трубопровода при максимально допустимом рабочем давлении.

Стандартный и эффективный метод ремонта с применением композитных материалов предусматривает использование трехкомпонентной системы, включающей армирующую волокнистую ткань, связующее вещество для сцепления композитного материала с трубой и каждым последующим витком ткани и наносимый на зону дефекта состав (праймер), имеющий высокую прочность при сжатии (для передачи нагрузки).

Сфера применения композитных материалов в качестве средства ремонта трубопроводов и различных несущих конструкций достаточно широка. Данная технология может решать, в частности, следующие задачи:

- ремонт внутренних и внешних дефектов;
- устранение изгибов;
- ремонт сварных швов:
- устранение последствий механических повреждений;
- коррозия в местах установки опор трубопроводов;
- устранение заводских дефектов;
- ремонт в условиях высокой температуры трубопровода;
- ремонт при отрицательных температурах;

Название	Преимущества к композитному ремонту	Недостатки к композитному ремонту
Врезка катушек, замена участков с остановкой трубопровода	Полностью меняется участок	Высокая стоимость, необходимость остановки трубопровода, необходимость в специальном оборудовании
Врезка катушек, замена участков без остановки трубопровода	Полностью меняется участок	Высокая стоимость, необходимость в специальном оборудовании
Аварийный ремонт (наложение заплат, хомутов; установка чопиков)	Низкая стоимость, скорость	Временный ремонт (высокая ответственность при повторной поломке)
Полноохватывающие стальные обжимные муфты		Высокая стоимость, необходимо специальное оборудование (особенно на трубопроводах больших диаметров), в некоторых случаях необходимость огневых работ
Ремонт мелких дефектов	Низкая стоимость, скорость	Временный ремонт
Полноохватывающие стальные не обжимные муфты		Высокая стоимость, Временный ремонт

Таб. 1 — Преимущества композитного ремонта по отношению к другим видам ремонта

- усиление конструкции;
- остановка распространения трещины;
- ремонт коррозионных повреждений. Основные потребители композитного ремонта:
- нефтегазодобывающая промышленность;
- нефтеперерабатывающая
- и нефтехимическая промышленность;
- магистральный трубопроводный транспорт;
- энергетика (в т. ч. атомная);
- горнодобывающая промышленность;
- целлюлозно-бумажная промышленность;
- жкх:
- строительство:
- морские терминалы/нефтеперевалочные базы.

Ремонт композитными муфтами

Композитная муфта — это современное технологичное средство для ремонта трубопроводов и соединительных деталей трубопроводов (СДТ) с геометрией любой сложности (отводы, переходы, тройники, крестовины и т.п.).

Существует несколько типов ремонтных конструкций, традиционно называемых «композитными муфтами». Следует различать конструкции с болтовыми соединениями (РСМ, КСМ, УКМТ и т.д.) от адгезионных муфт, образующих единое целое со стенкой трубопровода (ИНТРА КРМ, Порсил-РЭМ, Технопласт). Существует несколько типов последних, отличающихся полимерного связующего, равно как и многими другими основными эксплуатационными характеристиками.

Расчет обеих композитных ремонтных конструкций производится по стандартам ISO 24817 и ASME PCC-2, регламентирующихразмеры муфт (толщина и осевая длина) в зависимости от типа дефекта, параметров трубопровода и перекачиваемой среды (температура, давление, число циклов и т.п., а также предполагаемого/желаемого срока эксплуатации данного трубопровода. Нанесение возможно как на

прямые участки, так и на геометрически сложные (отводы, тройники, крестовины и т.п.), при этом не требуется использование специального оборудования, а сам процесс намотки ткани можно осуществлять силами двух человек (на малых диаметрах даже одного). Таким образом, даже масштабные ремонтно-восстановительные работы не потребуют привлечения большого количества рабочего персонала. Процедура нанесения материала несложна и не требует специальной квалификации (в отличие от сварки), однако для успешного применения необходимы теоретическое и практическое обучение, а также, дальнейший супервайзинг проводимых работ.

Супервайзинг — комплекс мероприятий по обеспечению качества ремонтных работ, является прогрессивной формой организации, управления капитального ремонта и строительства технологического оборудования и трубопроводов.

Цель этих мероприятий обеспечить качество работ для сведения к минимуму риска возникновения утечки на фланцевых соединениях и деталях трубопроводов, возникновения остановок оборудования в межремонтный период, исключение возможности аварии во время эксплуатации, увеличение срока службы и межремонтного цикла оборудования.

Независимый контроль супервайзинговой компанией позволяет максимально снизить коррупционные риски, экономические риски, повысить квалификацию персонала.

Технология герметизации утечек композитными муфтами успешно применяется и остается обязательной составляющей при внеплановом ремонте на таких предприятиях как RoyalDutchShell (Голландлия), ВР (Великобритания), «ЛУКОЙЛ Оверсиз» (заводы в Европе), AGIP (Италия) и др.

Преимущества использования этой технологии значительны, как в рамках одного отдельно взятого предприятия, так и

в рамках промышленности в целом. При ее использовании: сокращается количество простоев, которые влекут колоссальные издержки, сохраняется целостность систем и установок предприятий, увеличивается срок эксплуатации основных фондов, достигается значительная экономия материалов, вырабатываемых продуктов наибольшую выгоду от использования композитных муфт можно получить, применяя их в превентивном порядке, не допуская развития дефекта на проблемном участке до сквозного. Таким образом, исключается сама возможность появления утечки и необходимость ликвидировать ее, что, в свою очередь, снижает риск простоя оборудования и повышает эффективность и безопасность производства.

Наконец к весомым преимуществам можно отнести и ее промышленную и экологическую безопасность. Во время работы предприятия, на котором имеются не ликвидированные протечки, уровень шума значительно возрастает, превышая допустимые нормы. После проведения работ по герметизации протечки уровень шума снижается до нормативных показателей. Кроме этого, следует отметить и снижение выбросов вредных веществ в окружающую среду на предприятиях нефтехимии, которого также можно достичь путем применения данной технологии.

Рынок ремонта композитными материалами

На сегодняшний день рынок ремонта трубопроводов представлен на рис. 1 (по классификации института природных ресурсов):

Также необходимо учитывать конкуренцию ремонта композитными материалами с другими видами ремонта.

В данном случае нужно отметить специфику ремонта композитными материалами – их применение основано на необходимости быстро и с минимальными затратами устранить

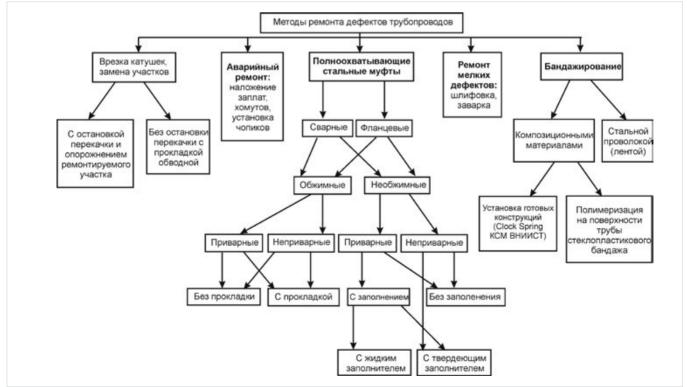


Рис. 1 — Рынок ремонта трубопроводов

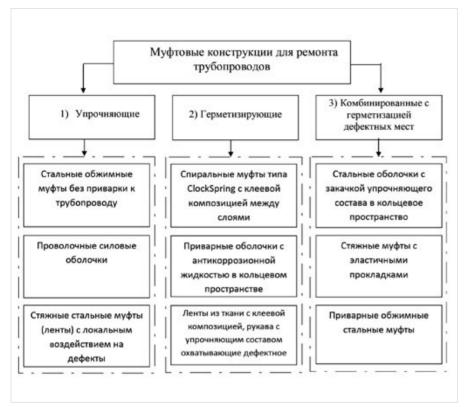


Рис. 2 — Виды муфтового ремонта

утечку или восстановить несущую способность трубопровода без остановки. При этом, если остановка все же предусматривается, то актуальность данного метода падает, так как в этом случае применяются более тяжелые и дорогие методы ремонта (таб. 1).

Композитный ремонт представлен на рис. 2. Из данной схемы видно, что и стальные и композитные муфты могут использоваться для одних и тех же целей. При этом композитные материалы могут использоваться, в том числе и со стальными муфтами. Методы ремонта с композитными материалами являются методами постоянного ремонта (обычно гарантия на такие работы от 20 лет). Как правило, композитные материалы используются в тех случаях, когда нужен оперативный ремонт без остановки трубопровода и огневых работ.

Итоги

Очевидна перспективность рынка композитного ремонта:

- Данный ремонт наиболее эффективен по соотношению цена-качество (достаточно низкая цена, при этом выгоды, которые предоставляет данный вид ремонта, очень существенны: восстановление несущей способности, коррозионная стойкость и т.д.);
- Так как применение композитных материалов не требует специальной квалификации, то компания в максимально короткие сроки может обучить свой персонал

Название	Температура нанесения материала (°C)	Температура рабочей среды, эксплуатации	Полное отверждение	Состав
Интра КРМ	от о до 100	до 250	1-8 4	Стекло- или углеволокно, эпоксидные смолы, полиуретановый состав
ClockSpring		до 100	2 4	Армирующая стеклополимерная композитная лента из стеклопластика. Полиэфирная смола
DiamondWrap		до 150		Углеродистое волокно и эпоксид
ТехноПласт Рулон	от (-15 до 40)	до 100 (255— деформация материала)	14	нейлоновая пленка; обогащенный слой смолы; вуаль из стекловолокна С-типа; матрица из стекловолокна Е-типа. Винил эфирная эпоксидная смола
ТехноПласт Рулон ПС (пожаросдерживающий)	от (-15 до 40)	150 (220 — кратковременное воздействие) 255 — деформация материала	14	нейлоновая пленка; обогащенный слой смолы; вуаль из стекловолокна С-типа; матрица из стекловолокна Е-типа. Винил эфирная эпоксидная смола
Res-q	OT -20	80 (до 177 высокотемпературный)		
PCM	от -60	до +80		Стеклопластик из анизотропных стекловолокон, пропитанных связующим составом
ГАРС	от -60	до +80	До 2 часов	Анизотропный рулонный стеклопластик
УКМТ (smartlock)	от -7	-60 до 110		
КСМ	от +5	-150 до 110	1,5 часа (24 часа — набор прочности)	Стеклопластик
Сварная П1				
БИУРС	от 5 до 50		От 2 до 8 часов	Стеклосетка, материалы РЭМ-сталь Рэм-алюминий (выравнивающие материалы), адгезив ПГР 4
Арбис	от -60	до +140		Металлизированная пленка, изолон, мастика, углеволокно

Таб. 2 — Сравнительная таблица характеристик

данному методу ремонта;

- Не требует специального или тяжелого оборудования, следовательно, содержать какой-либо парк техники для ремонтной бригады не нужно;
- Ремонт можно осуществлять на действующем трубопроводе (снижение затрат на ремонт);
- Относится к постоянному ремонту.

Выводы

Преимущества ремонта трубопровода композитными материалами:

- возможность проведения на оборудовании в режиме работы;
- низкие временные затраты;
- увеличение срока службы всего оборудования;
- прочнее и легче стали;
- коррозионная стойкость и износостойкость;
- возможность применения на изогнутых участках, тройниках, отводах, а также участках с трудным доступом

- (например, где расстояние от стены до трубы минимально);
- полностью восстанавливается несущая способность конструкции;
- экономически выгоднее планового ремонта;
- не требует специальной квалификации персонала;
- отсутствие температурного воздействия (так как нет сварки — то безопасность гораздо выше);
- инженерный расчет в соответствии с ISO TS 24817 и ASME PCC-2 ст. 4.1. в течение 20 лет обеспечивает надежность ремонта;
- обеспечивает надежность ремонта;не требует специального оборудования при выполнении работ;
- композитный ремонт может выполняться под водой;
- широкий диапазон сред и температур;
- экологичность.

Главные плюсы:

низкая стоимость;
 (по отношению к другим методам ремонта);

- низкие временные затраты (по отношению к другим методам ремонта);
- универсальность применения;
- постоянный метод ремонта.

Композитные материалы востребованы, прежде всего, из-за следующих свойств:

- Легкость;
- Прочность;
- Экономичность;
- Коррозионная стойкость;
- Износостойкость.

Список используемой литературы

- 1. Ремонт трубопроводов полимерными композитными материалами. Режим доступа: http://lib.znate.ru/docs/index-197659.html (дата обращения: 29.11.2012.).
- 2. Эндрю Дж. Патрик Композитные материалы: конкретные примеры применения для ремонтных работ на трубопроводах. Режим доступа: http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue_004/11.pdf.

ENGLISH PIPELINE

The advantage of using the composite materials for repair pipelines

UDC 622.692.4

Authors

Ivan N. Vorobyov — candidate of technical sciences¹

¹Holding company "INTRA TOOL", Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

Composite materials — one of the most promising technologies for repair of pipelines, which combines the advantages of both — strength, lightness, corrosion resistance.

Scope of application of composite materials is very wide and is constantly expanding (the aerospace industry, mechanical engineering, energy, defense, oil and gas, construction industries).

Pressure pipeline repair technology of composite materials has long been proven to be very effective, however, it has become the most popular type only 5–10 years ago.

Results

Obvious market prospect composite repair work is:

- this repair is most effective in terms of price - quality (low enough price, and the benefits that providing this type of repair is very important: the restoration of loadbearing capacity, corrosion resistance, etc.);
- as the use of composite materials do not require any special skills, the company as soon as terms can train your staff to this method of repair;

- do not require any special or heavy equipment therefore contain a fleet of equipment for repair teams do not have to:
- repairs can be carried out on the existing pipeline (reduced repair costs);
- refers to the constant repair;

Conclusions

Benefits of pipeline repair composite materials:

- the possibility of holding the equipment in operation;
- low time costs;
- Increased service life of the equipment;
- stronger and lighter than steel;
- corrosion and wear resistance;
- the possibility of application on curved sections, tees, elbows, and areas with difficult access (for example, where distance from the pipe wall to a minimum);
- fully restored carrying capacity of the structure:
- cost of planned maintenance;
- does not require any special qualifications of personnel;
- no thermal effects (as there is no welding that security is much higher);
- engineering calculation in accordance with ISO TS 24817 and ASME PCC- 2 tbsp. 4.1.

for 20 years, ensures the reliability of repair;

- does not require special equipment while performing work;
- composite repair can be performed under water;
- a wide range of environments and temperatures;
- ecology;

Main benefits:

- low cost (relative to other methods of repair);
- low time costs (in relation to other methods of repair);
- versatility;
- a permanent method of repair;

Composite materials are in demand, primarily due to the following properties:

- easv:
- strength;
- cost-effective;
- corrosion resistance;
- · durability.

Keywords

composite materials, composite materials repair market, the specific repair composite materials, piping repairs

References

- Remont truboprovodov polimernymi kompozitnymi materialami [Repair of pipelines polymeric composite materials]. Available at: http://lib.znate.ru/docs/
- index-197659.html (date accessed: 29.11.2012.).
- 2. Endryu Dzh. Patrik. Kompozitnye materialy: konkretnye primery primeneniya dlya remontnykh rabot na

truboprovodakh [Composite materials: concrete examples of applications for repair work on the pipelines]. Available at: http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue_004/11.pdf.



ООО «САПОЖОКГАЗ» ПРЕДЛАГАЕТ

- Неразъемные соединения «полиэтилен-сталь»
- Цокольные вводы с неразъемными соединениями «полиэтилен-сталь»

Области применения: газопроводы, водопроводы (в том числе для питьевой воды), канализация

Диапазон диаметров: от 32/25 мм до 630/630 мм Диапазон SDR: 9; 11; 13,6; 17,6; 21

Возможен выпуск любых типоразмеров по индивидуальному заказу

Адрес: 391940, Рязанская область, р.п. Сапожок, ул. 50 лет Октября, 1А Телефон/факс: (49152) 2-27-01, 2-15-43

Товар сертифицирован и разрешен к применения на территории РФ Разрешение Ростехнадзора № РРС 00-33217 от 03.03.2009 Сертификат соответствия № РОСС RU.AЯ12.Н000943 от 02.08.2013

Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.МО.01.224 П.009225.07.09 от 15.07.2009







ВЫСТАВКА

11-14 ©EBPANS CAMAPA • 2014





знеигозколент



ул. Мичурина, 23А тел.: (846) 207-11-50 www.expo-volga.ru

52 CBAPKA YAK 621.791.927.5

Совершенствование технологии восстановления внутренней поверхности корпуса спайдера СПГ-80 с применением прогрессивных сварочных материалов

В.А. Рыбин

ассистент кафедры¹ Vtec11@mail.ru

В.А. Иванов

доктор технических наук, профессор кафедры¹ Ivanov V A@list.ru

¹Транспорт углеводородных ресурсов, Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень, Россия

В настоящее время существенно возросла доля сооружений, оборудования и деталей в ряде отраслей промышленности, в частности в нефтегазодобывающей отрасли, приближающихся к критическому сроку службы либо уже отработавших свой нормативный срок. В связи с этим перед предприятиями встает вопрос о покупке дорогостоящего оборудования и деталей.

Материалы и методы

Электродуговая наплавка порошковой проволокой ВЕЛТЕК-Н300РМ.

Ключевые слова

наплавка, порошковая проволока

В условиях экономического кризиса, закупка нового оборудования и его составляющих ставит предприятия в затруднительное финансовое положение. Таким образом, в сложившихся условиях первоочередной задачей в нефтегазодобывающей отрасли является обеспечение надежного упрочнения и восстановления изношенных поверхностей деталей машин и оборудования нефтегазодобывающей отрасли, как наиболее экономичного варианта хозяйствования.

В настоящее время широкое распространение получают технологии упрочнения и восстановления поверхностных слоев деталей машин и оборудования, одной из которых является наплавка.

Наплавка — нанесение с помощью сварки плавлением слоя металла на поверхность изделия. Процесс осуществляют нанесением металла на поверхность изделия, нагретую до оплавления или до температуры надежного смачивания жидким наплавляемым металлом, что образует одно целое с основным металлом (металлическая связь). Толщина наплавленного металла, образованного одним или несколькими слоями, может быть в 0,5...10 мм и более.

Необходимые свойства металла наплавленного слоя зависят от его химического состава, который определяется составом основного и наплавляемого металла и долями их участия в образовании покрытия. Влияние разбавления слоев основным металлом тем меньше, чем меньше доля основного металла в формировании слоя покрытия (уо). В связи с этим в большинстве случаев, когда требуется иметь в наплавленном слое состав, максимально приближающийся к составу наплавляемого металла, значение уо следует увеличивать.

Наплавка может осуществляться различными способами (рис. 1). Выбор способа наплавки зависит от конкретных требований предъявляемых к получаемой поверхности изделия (износостойкость, коррозионная стойкость и т.д.), характеристик деталей и поверхностей, типа производства, а также условий эксплуатации.

В нефтегазодобывающей отрасли особое место занимают машины и оборудование, предназначенные для разработки месторождений и добычи нефти и газа. Одним из которых является спайдер СПГ-80 (см. рис. 2), предназначенный для захватывания и удержания на весу колонны насосно-компрессорных труб общей массой до 80 тонн. Спайдер работает в процессе спускоподъемных операций при ремонте нефтяных скважин гидрофицированным методом или с агрегатами типа УПА-60А, а также и при бурении скважин агрегатами А50МБ в условиях умеренного и холодного (район 12) макроклиматического района по ГОСТ 16350-80.

Нормативный срок службы корпуса спайдера составляет 9–12 месяцев, после чего подлежит замене.

В процессе эксплуатации постепенно изнашивается внутренняя поверхность корпуса спайдера, т.к. она работает на подъем и удержание в условиях абразивного износа, вызванного трением металла трубы о металл внутренней поверхности корпуса спайдера.

На рис. 3 изображены поверхности наиболее подверженные истиранию, износ которых в целом определяет срок службы корпуса и спайдера в целом.

Изначально корпус спайдера изготавливают литьем из стали 32ХобЛ, по ГОСТ 977-88. Кроме изготовления корпусов спайдера СПГ-80, СПГ-50 и др., из стали 32ХобЛ также отливают различные детали вагоностроения, кронштейны, балансиры, катки и другие ответственные детали со стенкой толщиной до 50 мм.

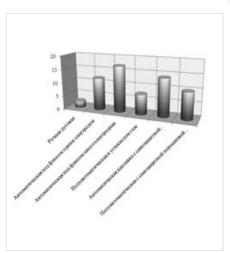


Рис. 1 — Примерная производительность различных способов дуговой наплавки, кг/ч



Рис. 2 — Общий вид спайдера СПГ-80 1 — корпус, 2 — блок клиньев и вкладышей, 3 — дверца, 4 — цилиндр, 5 — система рычагов с защелкой

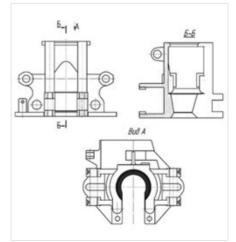


Рис. 3 — Общий вид корпуса спайдера СПГ-8о (заливкой обозначена изнашиваемая поверхность)

В таб. 1 приведен химический состав стали 32ХобЛ, а в таб. 2 ее механические свойства.

Наличие в структуре стали хрома повышает ее коррозионную стойкость, но вместе с тем снижает свариваемость вследствие образования тугоплавких окислов и закалочных структур, что может создать дополнительные трудности в процессе наплавки.

В исследовательских работах восстановления работоспособности корпуса спайдера первоначально наплавка велась ручным дуговым способом электродами типа Э46 марки МР-3. Твердость внутренней поверхности корпуса спайдера после наплавки ручным дуговым способом и термообработки составила 8-12 HRC, а твердость внутренней поверхности у нового корпуса спайдера составляет 24 HRC. Поэтому было принято решение отказаться от ручной дуговой наплавки электродами МР-3, т.к срок службы опытного образца наплавленного этими электродами составил 4 месяца, что более чем в 2 раза меньше твердости нового корпуса спайдера и нормативного срока эксплуатации.

В ходе исследования было принято решение о замене ручного дугового способа на автоматический под слоем флюса. Автоматическая наплавка под слоем флюса обладает рядом преимуществ перед ручным дуговым способом — более высокая производительность процесса наплавки, защита сварочной ванны флюсом, сведение к минимуму влияние человеческого фактора на процесс наплавки и как следствие на качество наплавленного слоя. Но самое главное преимущество заключается в том, что автоматическая наплавка под флюсом обеспечивает стабильный химический состав и механические характеристики наплавленного слоя.

Для обеспечения более высокого качества и твердости наплавляемой поверхности выбор сварочных материалов велся комплексно. Для этого после тщательного анализа сварочных материалов, были выбраны стальная проволока для наплавки марки ВЕЛТЕК-Н300РМ и флюс АН-348-А.

Используемый при наплавке флюс АН-348-А ГОСТ 9087-69 способствует: стабильности горения дуги; хорошему формированию наплавочного валика и показал пониженную склонность к образованию пор в наплавленном металле.

В таблице 3, 4 и 5 приведены химический состав проволоки ВЕЛТЕК-Н3ооРМ, флюса АН-348-А и режимы наплавки внутренней поверхности корпуса спайдера.

Наплавка корпуса спайдера велась на специализированном наплавочном станке СН-4-1. Также для установки и закрепления корпуса спайдера под наплавку была спроектирована подставка для наплавки, оборудованная распоркой, пневматическими прижимами и упором, а также опорами регулируемыми по высоте и наклону.

На рис. 4 приведены характеристики по твердости наплавленного слоя металла.

На рис. 5 показана схема расположения оборудования для наплавки корпуса спайдера.

Наплавка корпуса спайдера велась в 3 прохода. После наложения каждого стоя выполнялась механическая обработка на токарно-карусельном станке.

После окончания процесса наплавки, наплавленное изделие подвергалось термообработке, которая необходима

С	Si	Mn	S	P	Cr
0.25-0.35	0.20-0.40	0.40-0.90	≤0.050	≤0.050	0.50-0.80

Таб. 1 — Химический состав, % по ГОСТ 977-88

н/д	Размер сечения, мм	σ _в ,ΜΠα	σ _{0.2} ,ΜΠα	δ,%	Ψ,%	т.0
ГОСТ 977-88	До 100	638	441	10	20	Закалка, 890-910°С, масло. Отпуск, 620-660°С, воздух.

Таб. 2 — Механические свойства стали 32ХобЛ при Т=20°С

Марка проволоки Химический состав, %							
	С	Si	Mn	Cr	Ni	S, не более	Р, не более
ВЕЛТЕК-Н300РМ	0,27-0,35	0,9-1,2	0,8-1,1	0,8-1,1	0,4	0,030	0,040

Таб. 3 — Химический состав проволоки ВЕЛТЕК-Н300РМ

Марка флюса	Массовая доля, %							
	Кремния (IV) оксид	Марганца (II) оксид	Кальция оксид	Магния оксид	Алюминия оксид			
AH-348-A	40-44	31-38	Не более 12	Не более 7	Не более 6			

Таб. 4 — Химический состав флюса

Сила тока, А	320
Напряжение, В	34
Коэффициент наплавки, г/Ач	12,7
Толщина наплавляемого слоя, мм	4
Скорость наплавки, м/ч	26
Скорость вращения сварочной головки, об/мин	1,02
Скорость подачи электродной проволоки, м/ч	26,4
Число проходов	3

Таб. 5 — Режимы наплавки корпуса спайдера

для достижения требуемых механических свойств, а также устранения внутренних напряжений образовывающихся в процес-

Термическая обработка корпуса спайдера состоит из закалки и последующего отпуска. Сначала корпус спайдера нагревался до 890–910°С, затем осуществлялось охлаждение в масле. После закалки, для снятия внутренних напряжений проводился отпуск, заключающийся в нагреве до 620–660°С, и медленном охлаждении на воздухе.

После процесса наплавки и термообработки, твердость наплавленного слоя составила 28 HRC, что на 4 единицы больше чем у заводской детали. Срок службы опытного образца составил 1 год.

Итоги

Предложенная технология за счет увеличения твердости наплавленной поверхности позволяет продлить ресурс корпуса спайдера до 1 года.

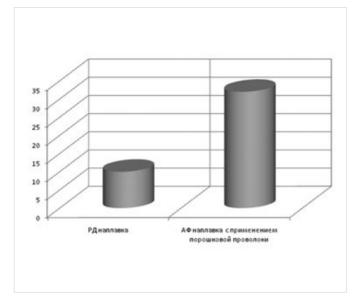
Выводы

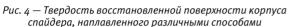
- 1. Автоматическая наплавка с использованием наплавочной проволоки ВЕЛТЕК-Н300РМ и флюса АН-348-А позволяет получить твердость внутренней поверхности корпуса спайдера СПГ-80 на 4 единицы больше, чем у заводской детали, что позволяет увеличить эксплуатационный ресурс восстановленного изделия до 1года.
- Предлагаемая технология восстановления внутренней поверхности является более производительной, по сравнению с ручной

- дуговой наплавкой, т.к. процесс наплавки ведется в автоматическом режиме.
- Использование автоматической наплавки ведет к снижению влияния человеческого фактора на качество наплавляемой поверхности.
- 4. Замена ручной дуговой наплавки на автоматическую под слоем флюса, способствует снижению себестоимости восстановленного изделия, т.к. уменьшаются потери на угар и разбрызгивание, а также снижается расход электроэнергии.
- Отсутствие огарков от электродной проволоки, а также снижение вредных выбросов образующихся при сгорании металлов и сварочных материалов, делают процесс наплавки более экологичным, по сравнению с ручным дуговым способом.

Список используемой литературы

- Акулов А.И., Алехин В.П., Ермаков С.И. Акулова А.И. Технология и оборудование сварки плавлением и термической резки: Учебник для вузов — 2-е изд. испр. и доп. М.: Машиностроение, 2003. 560 с.
- 2. Макаренко В.Д. Надежность нефтяного оборудования: Учебное пособие. Тюмень: Вектор Бук, 2008. 352 с.
- Сущенко А.П., Сущенко С.А. Многоэлектродная наплавка цилиндрических деталей малого диаметра // Сварочное производство. 1968. № 7.
- 4. Островский О.И., Григорян В.А., Станюкович В.Н., Денисов С.Ю. Теплофизические свойства стали // Сталь. 1988. № 3. С. 37–39.





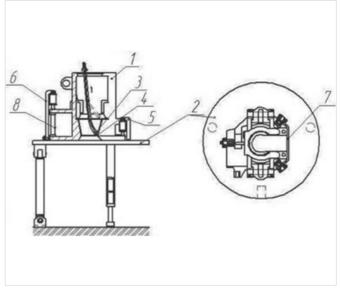


Рис. 5— Схема установки и закрепления корпуса спайдера под наплавку. 1— корпус спайдера, 2— стол для наплавки, 3— сварочная головка, 4— наплавляемая поверхность, 5— пневматические прижимы без откидного механизма, 6— пневматический прижим с откидным механизмом, 7— установочный упор, 8— распорка

ENGLISH WELDING

Improvement of the technology of recovery of the internal surface of the body spider SPG-80 with the use of advanced welding materials

UDC 621.791.927.5

Authors:

Vasiliy A. Rybin — assistant professor¹; vtec11@mail.ru

Vadim A. Ivanov — doctor of technical sciences, professor¹; <u>Ivanov V A@list.ru</u>

¹Transport of hydrocarbon resources, Tyumen State Oil and Gas University. Tyumen, Russian Federation

Abstract

Currently, substantially increased the proportion of facilities, equipment and parts in a range of industries, particularly in the oil and gas industry is approaching a critical service life or have already exhausted their standard period. In connection this there is a question to enterprises about buying expensive equipment and parts.

Materials and methods

Electric arc welding with powder wire VELTEK-N300RM.

Results

The proposed technology by increasing the hardness of the surface build-up can extend

the resources spider body up to 1 year.

Conclusions

- Automatic welding with the use of welding wire VELTEK-N300RM and flux of AN-348-A allows to get the hardness of the internal surface of the body spider SPG-80 4 units more than at the factory parts, that allows to increase the operating life of the repaired item up to 1 year.
- The proposed technology of restoration of the inner surface is more productive, compared with manual arc welding, because the process of welding is conducted in automatic mode.
- 3. The use of automatic welding leads to a decrease in the influence of the human

factor on quality of a weld surface.

- 4. Replacement of manual arc welding of automatic submerged arc welding, contributes to the reduction in the cost of recovered products, because losses are reduced through burning and splashing, and also reduces power consumption.
- 5. Lack of the wire electrode, as well as the reduction of harmful emissions from the combustion of metals and welding materials make the process of surfacing more environmentally friendly than manual arc method.

Keywords

welding, flux-cored wire

References

- Akulov A.I., Alekhin V.P., Ermakov S.I.
 Akulova A.I. Tekhnologiya i oborudovanie
 svarki plavleniem i termicheskoy rezki:
 Uchebnik dlya vuzov 2-e izd. ispr. i dop.
 ω[Technology and equipment for fusion
 welding and thermal cutting: A Textbook
 for high schools 2nd ed. corr. and add.].
- Moscow: Mashinostroenie, 2003. 560 p.
- Makarenko V.D. Nadezhnost' neftyanogo oborudovaniya: Uchebnoe posobie [Reliability of oil equipment: Textbook]. Tyumen': Vektor Buk, 2008, 352 p.
- Sushchenko A.P., Sushchenko
 S.A. Mnogoelektrodnaya naplavka tsilindricheskikh detaley malogo diametra
- [Multi-electrode welding of small diameter cylindrical parts]. Svarochnoe proizvodstvo, 1968, issue 7.
- Ostrovskiy O.I., Grigoryan V.A., Stanyukovich V.N., Denisov S.Yu. Teplofizicheskie svoystva stali [Thermophysical properties of steel] Stal', 1988, issue 3, pp. 37–39.

Исследование влияния конструктивных особенностей и химического состава наполнителя, порошковых проволок на режимы электродуговой сварки

В.А. Рыбин

ассистент кафедры¹ Vtec11@mail.ru

В.А. Иванов

доктор технических наук, профессор кафедры¹ Ivanov_V_A@list.ru_

•Транспорт углеводородных ресурсов, Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень, Россия

Нефтегазодобывающая отрасль, является одной из наиболее быстро развивающейся отраслью. Для добычи, транспортировки и хранения нефти, газа, а также различных нефтепродуктов внедряется новое, более совершенное оборудование, отличающееся более высокой надежность и технологичностью.

Материалы и методы

Сварка порошковой проволокой.

Ключевые слова

электродуговая сварка, порошковая проволока

Несмотря на ускорение технического и технологического прогресса основным материалом, для изготовления различного бурового инструмента, трубопроводов, емкостей и резервуаров служит сталь. Поэтому основные технические характеристики различных конструктивов оборудования нефтегазовой отрасли напрямую зависят от способа изготовления. Основным способом получения неразъемных соединений линейной части трубопроводов, компрессорных и насосных станциях является сварка.

От способа сварки и качества сварных швов зависит долговечность, надежность и себестоимость сооружаемых и ремонтируемых объектов нефтегазового профиля. В свою очередь на качество и скорость выполнения сварочных работ, оказывает влияние большое количество факторов, основными из них являются: применяемое оборудование; квалификация сварщиков; вид и качество сварочных материалов.

Из перечисленных факторов наибольшее внимание заслуживают сварочные материалы. Так как, от их вида напрямую зависит не только качество сварных швов, но и структура, механические свойства наплавленного металла и всего сварного соединения в целом. Отсюда следует, что именно грамотный инженерный подход к выбору сварочных материалов, является основополагающим фактором.

В настоящее время широкое применение нашли следующие виды сварочных материалов: покрытые электроды для ручной дуговой сварки; сварочная проволока сплошного сечения; порошковая и порошковая самозащитная проволока.

Покрытые сварочные электроды получили широкое применение при сооружении и ремонте трубопроводов, резервуаров, дожимных и перекачивающих насосных станций, а также изготовления различных емкостей хранения и обработки нефтепродуктов. Этот вид материалов отличает сравнительно низкая стоимость, а также достаточно высокая маневренность при ручной дуговой сварке. Одновременно с этим покрытые электроды обладают существенными недостатками: низкая степень защиты дуги и сварочной ванны от воздействия внешней среды; потери

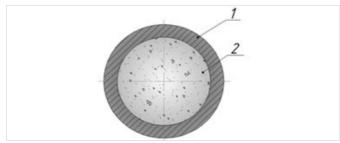
на угар и разбрызгивание достигают 25–30%; склонность к насыщению покрытием влаги, требующей дополнительных мероприятий связанных с сушкой электродов; низкая производительность процесса сварки.

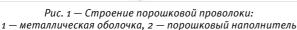
Стальная проволока сплошного сечения является одним из основных сварочных материалов при выполнении швов полуавтоматической и автоматической сваркой. Этот вид сварочных материалов имеет сравнительно невысокую себестоимость и достаточно высокую производительность, которая достигается возможностью использования повышенных режимов сварки. Также сварочная проволока сплошного сечения не имеет предрасположенности к поглощению влаги, поэтому перед ее использованием никаких дополнительных технологических мероприятий не требуется.

Однако этот вид сварочных материалов в «чистом виде» использовать нельзя, а только при наличии защитной среды флюсом или защитным газом, что ведет к дополнительным материальным затратам. Также один из основных недостатков этих материалов кроется в технологии изготовления, а именно: неравномерное распределение легирующих элементов и примесей по сечению проволоки; неоднородность химического состава по сечению проволоки; невозможность получения проволоки одной марки с абсолютно одинаковым химическим составом, что может оказать отрицательное влияние на процесс сварки и качество сварного шва или наплавленного слоя металла; средний коэффициент наплавки, требующий выполнение большего числа проходов обуславливающих многократное термическое воздействие на свариваемые детали, что приводит к снижению производительности проводимых работ.

Учитывая недостатки сварочных электродов и проволоки сплошного сечения, был разработан принципиально новый вид сварочных материалов — порошковая проволока.

Порошковая проволока представляет собой непрерывный электрод трубчатой или другой, более сложной конструкции с порошкообразным наполнителем — сердечником. Сердечник состоит из смеси минералов, руд, ферросплавов металлических порошков,





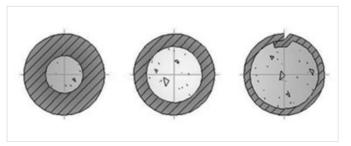


Рис. 2 — Виды (простых) сечений порошковой проволоки

химикатов и других материалов. Строение порошковой проволоки показано на рис. 1.

Назначение различных составляющих сердечника подобно назначению электродных покрытий - защита расплавленного металла от вредного влияния воздуха, раскисление, легирование металла связывание азота в стойкие нитриды, стабилизация дугового разряда и т.д. Составляющие сердечника, должны удовлетворять общепринятым требованиямпрелъявляемым ко всем сварочным материалам и обеспечивать: хорошее формирование швов; легкую отделимость шлаковой корки; провар основного металла; минимальное разбрызгивание металла; отсутствие пор и трещин; шлаковых включений и других дефектов; определенные механические свойства швов и сварных соединений. Наиболее распространенные виды сечений порошковой проволоки представлены на рис. 2.

Для повышения производительности сварки и наплавки была разработана проволока сложного сечения с порошковым наполнителем (рис. 3). Такая форма сечения проволоки отличает от цилиндрической (рис. 2) то, что металлическая оболочка вводится внутрь сердечника. Это позволяет увеличить количество наплавляемого металла в расплав ванны при сварке и наплавке, а значит позволяет повысить производительность данного процесса.

В зависимости от вида сварочных работ следует применять проволоку различных диаметров и сечений. Так для сварки корневого слоя следует использовать проволоку диаметром до 2 мм с более простой формой сечения, это позволит добиться полного проплавления свариваемых кромок и стабильного формирования обратного валика. Для формирования заполняющих слоев, в зависимости от толщины кромок и числа проходов, наиболее рациональной является порошковая проволока диаметром от 2,0 мм. с простой или более сложной (в зависимости от требуемого количества наплавляемого металла) формой сечения.

Отдельного внимания заслуживает процесс наплавки. Для выполнения наплавочных работ наиболее подходящей является порошковая проволока со сложной формой сечения, т.к. наличие дополнительного металла внутри тела проволоки позволяет значительно увеличить объем наплавляемого слоя, повышая стабильность горения сварочной дуги, что благоприятно сказывается на качестве изделия.

Выбор определенного сечения порошковой проволоки, непосредственно зависит от толщины свариваемых деталей и необходимого количества слоев.

Наружный	Толщина	Тип сердечн				
диаметр проволоки D, мм	оболочки h ₁ , мм.	Рутиловые	Рутил- флюоритные	Карбонатно- флюоритные	Рутил- органиче- ские	Металло- порошко- вые
Ø1,2	0,2	Х	Х	Х	Х	Х
Ø1,4	0,2	Х	Х	Х	Х	Х
Ø1,6	0,2	Х	Х	Х	Х	Х
	0,3	Х	Х	Х	Х	Х
Ø2,0	0,2	Х	Х	Х	Х	Х
	0,3	Х	Х	Х	Х	Х
	0,5	Х	Х	Х	Х	Х
Ø2,4	0,2	Х	Х	Х	Х	Х
	0,3	Х	Х	Х	Х	Х
	0,5	Х	Х	Х	Х	Х
Ø2,8-3,0	0,2	Х	Х	Х	Х	Х
	0,3	Х	Х	Х	Х	Х
	0,5	Х	Х	Х	Х	Х

Таб. 1— Сводная таблица экспериментальных образцов порошковых материалов по диаметру, толщине оболочки и типу (химическому составу) сердечника

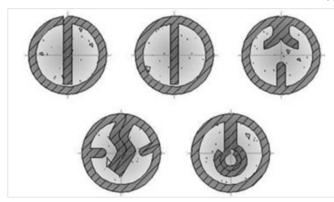


Рис. 3— Виды (сложных) сечений порошковой проволоки с введенной внутрь сердечника оболочкой

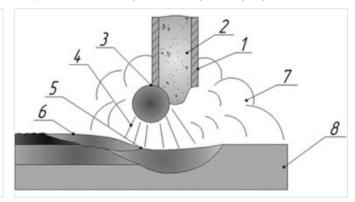


Рис. 4— Схема процесса сварки самозащитной порошковой проволокой. 1— стальная оболочка, 2— порошковый сердечник, 3— капля металла, 4— электрическая дуга, 5— сварочная ванна, 6— шлак, 7— образующийся защитный газ, 8— свариваемая (наплавляемая) поверхность

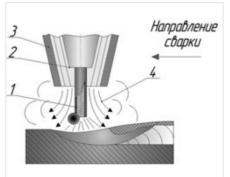


Рис. 5 — Схема процесса сварки порошковой проволокой в защитном газе.
1 — проволока, 2 — токоподвод, 3 — сопло,
4 — защитный газ

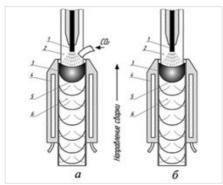


Рис. 6 — Схема электродугового процесса сварки с принудительнымформированием шва: а — в углекислом газе, б — открытой дугой. 1 — порошковая проволока, 2 — свариваемый металл, 3 — шлак, 4 — ползуны, 5 — сварочная ванна, 6 — шов.

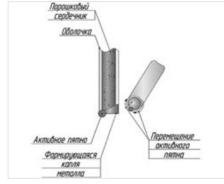


Рис. 7— Схема образования и перемещения активного пятна по сечению порошковой проволоки

Для увеличения количества наплавленного металла, рекомендуется использовать проволоку большего диаметра и более сложным строением, т.к. это повысит производительность сварки (наплавки) и позволит уменьшить число термических циклов, оказываемых на металл шва и околошовной зоны, что благоприятно сказывается на структуре сварного соединения.

Однако существует ряд проблем, связанных с выбором наиболее рационального сечения порошковой проволоки. Главной проблемой в этом является отсутствие методики выбора режимов сварки в зависимости от формы сечения и химического состава проволоки. Это приводит к дополнительным материальным затратам связанным с практическим поиском режимов сварки и настройки сварочного оборудования. Для решения упомянутой проблемы автором разработана конструкция

и методика расчета режимов сварки порошковыми проволоками с различным видом металлического поперечного сечения.

Порошковые проволоки классифициру-

- назначению:
- способу защиты металла от влияния воздуха;
- типу сердечника, механических свойств металла шва

Порошковые проволоки применяют для сварки и наплавки малоуглеродистых и низколегированных конструкционных сталей, чугуна, цветных металлов и сплавов.

По способу защиты порошковые проволоки делят на два вида: самозащитные; для сварки с дополнительной защитой газом или флюсом.

Схема процесса сварки самозащитной порошковой проволокой со свободным формированием шва приведена на рис. 4.

В зависимости от состава сердечника

порошковые проволоки, делят на пять типов: рутил — органические; рутиловые; карбонатно — флюоритные; рутил — флюоритные; флюоритные.

Основу сердечника проволоки рутил-органического типа составляет рутиловый концентрат и алюмосиликаты (полевой шпат, слюда, гранит). В качестве раскислителей используется ферромарганец. Газообразующими материалами служат крахмал или целлюлоза. Порошковые проволоки рутил-органического типа используются как самозащитные.

Сердечник порошковых проволок рутилового типа в основном состоит из рутилового концентрата, алюмосиликатов и руды. Раскислителями служат ферромарганец, ферросилиций, ферроалюминий. Порошковые проволоки рутилового типа используются с дополнительной защитой. В качестве защитного газа чаще всего используют углекислый газ.

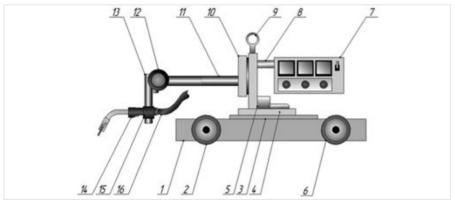


Рис. 8— Автоматизированная исследовательская установка УН-8
1— самоходная тележка; 2— холостое колесо; 3— основание; 4— горизонтальный суппорт с электроприводным механизмом перемещения; 5— вертикальный суппорт с электроприводным механизмом перемещения; 6— приводное колесо; 7— пульт управления; 8— штанга; 9— рым-болт; 10— суппорт настройки вертикального перемещения; 11— штанга; 12— у механический регулятор вертикального перемещения горелки; 13— вертикальная штанга; 14— сварочная горелка; 15— фиксатор горелки; 16— сварочный кабель.



Рис. 9 — Общий вид образцов для проведения экспериментов по исследованию режимов сварки трубопроводов порошковыми проволоками. а) общий вид образца с V — образной разделкой для отработки режимов сварки корневого шва; б) общий вид образца с выборкой имитирующей готовый корневой шов сварного соединения магистрального трубопровода

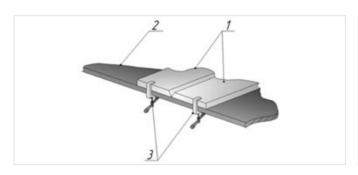


Рис. 10— Схема сборки пластин исследований режимов полуавтоматической сварки.

1— пластина, 2— поверхность сварочного стола, 3— винтовые прижимы (струбцины)

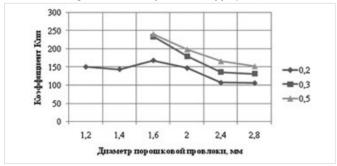


Рис. 12— Номограмма зависимости коэффициента К от толщины оболочки порошковой проволоки ø1,2—2,8мм с рутил-флюоритным типом сердечника

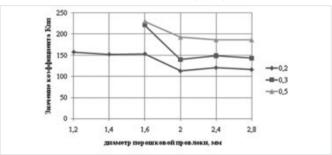


Рис. 11 — Зависимость коэффициента K_{nn} от толщины оболочки порошковой проволоки \emptyset 1,2–2,8мм с рутиловым типом сердечника

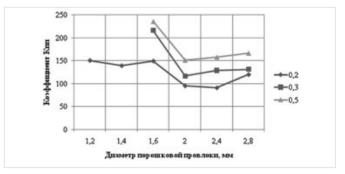


Рис. 13— Зависимость коэффициента К_{пп} от толщины оболочки порошковой проволоки ø1,2–2,8мм с карбонатно-флюоритным типом сердечника

В состав сердечника порошковых проволок карбонатно-флюоритного типа в качестве газообразующих материалов вводят карбонаты кальция, магния, натрия. В качестве шлакообразующих компонентов используют рутиловый концентрат, алюмосиликаты, окислы щелочно земельных металлов, флюоритовый концентрат. Для раскисления металла в состав сердечника вводят ферромарганец и ферросилиций. Также для дополнительного раскисления и связывания азота в нитриды в сердечник проволок карбонатно-флюоритного типа вводят титан и алюминий. Чаше всего проволоки этого типа используют как самозащитные, но в некоторых случаях, для повышения степени защиты сварочной ванны их могут применять в сочетании с углекислым газом.

Основу сердечника проволок рутил-флюоритного типа составляют рутиловый и флюоритовый концентраты. В качестве шлакообразующих компонентов используют окислы щелочноземельных металлов и алюмосиликаты. Для раскисления металла сварочной ванны, в состав сердечника проволок рутил-флюоритного типа вводят ферромарганец и ферросилиций. Чаще всего проволоки рутил-флюоритного типа применяют в сочетании с дополнительной защитой углекислым газом.

Сердечник проволок флюоритного типа в основном состоит из флюоритового

концентрата и небольшого количества окислов щелочноземельных металлов. В качестве раскислителей используют ферромарганец, алюминий, магний. Алюминий в составе сердечника проволок флюоритного типа также связывает азот металла сварочной ванны в нитриды. Порошковые проволоки этого типа используют как самозащитные.

В состав сердечников порошковых проволок всех типов с целью увеличения производительности процесса сварки и придания благоприятных сварочно-технологических свойств вводят железный порошок.

Для определения зависимости основных режимов сварки от сечения и химического состава порошковой проволоки более подробно рассмотрим процесс горения порошковой проволоки.

В процессе сварки порошковая проволока проходит две стадии: нагрева и оплавления. Эти процессы сопровождаются окислением железа, легирующих элементов, а также разложением органических материалов. Развитие этих процессов в сердечнике оказывает существенное влияние на взаимодействие расплавленного металла с газами и шлаком, тем самым влияют на технологические показатели сварки.

Процесс нагрева оболочки порошковой проволоки при сварке и наплавке происходит в основном за счет тепла, выделяющегося при прохождении сварочного тока, а

также тепла выделяющегося в активном пятне. Тепло выделяющееся в активном пятне, нагревает лишь небольшой участок на торце проволоки, от 1–3 мм (рис. 7). На этом участке проволока нагревается до температуры плавления.

Для определения влияния химического состава сердечника и конструктивных особенностей, порошковых проволок на изменение основных параметров электродуговой сваркибыл проведен ряд экспериментов.

Для достоверности результатов получаемых в ходе проведения эксперимента, выборка велась исходя из следующих критериев для:

- марки порошковых представленной во всем диапазоне исследуемых диаметров (Ø1,2-2,8 мм) с условием однотипности формы поперечного сечения (кольцевое);
- экспериментальных образцов порошковых материалов по толщине оболочки находящейся в пределах 0,2-0,5 мм. Исключением являются порошковые материалы малых диаметров (ø1,2-1,4 мм), конструктивное исполнение которых не может иметь толщину стенки (h,) свыше 0,2-0,3 мм;
- экспериментальных образцов порошковых проволок по химическому составу сердечника представленный всеми типами (см. выше).

Экспериментальные образцы представлены в таб. 1.

Для снижения влияния человеческого

Наружный диаметр	Толщина оболочки h ₁ , мм	Значение силы сварочного тока (A), в зависимости от химического состава сердечника порошковой проволоки					
проволоки D, мм		Рутиловые	Рутил– флюоритные	Карбонатно– флюоритные	Рутил— органические	Металло- порошковые	
Ø1,2	0,2	K:180-200 3:250-280	K:150-200 3:250-300	K:150-220 3:200-300	K:160-220 3:260-330	K:180-200 3:250-270	
Ø1,4	0,2	K:190-240 3:260-335	K:170-240 3:240-330	K:160-220 3:220-320	K:190-260 3:260-360	K:195-240 3:260-340	
Ø1,6	0,2	200-290	250-290	190-285	150-180	200-300	
	0,3	300-400	350-400	300-400	210-355	300-405	
Ø2,0	0,2	200-250	250-340	180-200	140-190	200-250	
	0,3	230-330	335-385	220-240	180-210	230-330	
	0,5	350-420	375-420	250-350	220-240	250-420	
Ø2,4	0,2	280-300	220-300	180-260	220-250	280-330	
	0,3	340-380	300-355	270-340	240-270	340-380	
	0,5	400-500	350-450	360-400	260-310	390-505	
Ø2,8	0,2	300-350	250-345	320-350	240-305	300-355	
	0,3	350-353	340-400	340-380	295-355	350-450	
	0,5	460-580	400-450	450-490	340-390	450-580	

Таб. 2 — Изменение силы сварочного тока при сварке порошковыми проволоками с различным химическим составом порошкового сердечника

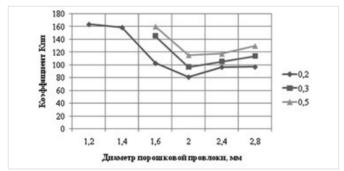


Рис. 14— Зависимость коэффициента К_{пп}от толщины оболочки порошковой проволоки в1,2—2,8мм с рутил-органическим типом сердечника

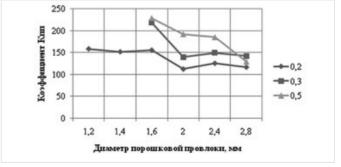


Рис. 15— Зависимость коэффициента К_{лл} от толщины оболочки порошковой проволоки Ø1,2–2,8мм с металлопорошковым типом сердечника

фактора на результаты проведения экспериментов была сконструирована экспериментальная установка, получившая обозначение УН-8 (рис. 8).

Для имитации производственных условий процесса сварки металлоконструкций, были использованы 2 вида образцов:

- комплект образцов для сварки корневого споя.
- комплект образцов с «канавкой» имитирующей сформированный корневой проход. для отработки режимов сварки заполняюших слоев.

На рис. 9 представлен общий вид образцов на которых отрабатывались режимы сварки.

предотвращения образования сварочных деформаций, сборка опытных образцов осуществлялась при помощи винтовых прижимов (рис. 10), на которых отрабатывались режимы сварки порошковыми проволоками.

По результатам проведенных исследований составлена таб. 2 с учетом типа сварочной проволоки и порошкового наполнителя.

Как видно из анализа экспериментальных данных представленных в таб. 2, сила сварочного тока значительно меняется в зависимости от:

- наружного диаметра порошковой проволоки;
- толщины оболочки порошковой проволоки;
- химического состава порошкообразного сердечника.

В ходе более детального анализа данных таб. 2 было установлено, что кроме диаметра порошковой проволоки, ключевое воздействие на изменение силы сварочного тока оказывает комплексное изменение

химического состава порошка сердечника, толщины оболочки и конструкции электрода.

Отсюда следует, что на изменение силы сварочного тока при электродуговой сварке порошковыми проволоками существенное влияние оказывает взаимосвязь диаметра. химсостава и конструктивных особенностей порошкового электрода.

На основании исследований авторами было предложено ввести безразмерный коэффициент К_{пп}, учитывающий взаимное изменение силы сварочного тока от химического состава сердечника и конструктивных особенностей порошковой проволоки.

Анализ экспериментальных данных позволил получить номограммы изменения в зависимости от изменения толщины оболочки проволоки (рис. 11-15).

Исследования показали, что на изменение силы сварочного тока существенное влияние оказывает комплексное воздействие таких факторов как конструктивные особенности порошковой проволоки и химический состав порошкового сердечника.

Выводы

- 1. Сварочная дуга, горит преимущественно между оболочкой и поверхностью изделия, причем активное пятно хаотично перемещается по сечению оболочки, с постоянно меняющейся скоростью.
- 2. Сердечник порошковой проволоки обладает значительным сопротивлением, которое зависит не только от конструкции но и химического состава порошкового сердечника.

- з. Химический состав сердечника порошковой проволоки приводит к существенным изменениям режимов сварки (при диаметре 2 мм и толщине оболочки о,2 мм сила сварочного тока изменяется от 200-340 А).
- 4. Толщина оболочки проволоки также оказывает существенное влияние на изменение величины силы тока (при диаметре проволоки 2,4 мм с рутиловым типом сердечника, сила сварочного тока меняется в пределах 280-500 А).
- 5. На основе анализа экспериментальных данных и проведенных математических расчетов, определено изменение силы сварочного тока в зависимости от конструктивных особенностей и химического состава порошковой проволоки. Для обозначения этой зависимости авторами статьи предложено ввести безразмерный коэффициент К прис. 11-15), который учитывает изменение величины силы сварочного тока от химического состава порошкового сердечника и конструктивных особенностей проволоки.

Список используемой литературы

- 1. Походня И.К., Суптель А.М., Шлепаков В.Н. Сварка порошковой проволокой. Киев: Наукова думка, 1972. 215 с.
- 2. Бабенко, Э.Г., Верхотуров. А.Д. Особенности формирования покрытий на металлах методом электроискрового легирования. Владивосток: Дальнаука, 1998. 89 с.
- 3. Макиенко В.М., Романов И.О., Строителев Д.В. Исследование влияния шлаковой системы порошковых проволок на основе двуокиси циркония // М.: Сварщик-Профессионал. 2005. № 6. С. 8-10.

UDC 621.791.042.3

ENGLISH WELDING

Study of the influence of structural characteristics and the chemical composition of the filler powder wires on the modes of arc welding

Vasiliy A. Rybin — assistant professor¹; vtec11@mail.ru

Vadim A. Ivanov — doctor of technical sciences, professor¹; <u>Ivanov V A@list.ru</u>

¹Transport of hydrocarbon resources, Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The oil and gas industry is one of the fastest growing. For the production, transportation and storage of oil, gas and petroleum products being introduced various new advanced equipment, characterized by higher reliability and manufacturability.

Materials and methods

Flux-cored wire welding.

Results

Studies have shown that the change of welding current is significantly influenced by the complex influence of such factors as the features of a powder wire and chemical composition the powder core.

References

- 1. Pokhodnya I.K., Suptel' A.M., Shlepakov V.N. Svarka poroshkovoy provolokoy [Cored welding wire]. Kiev: Naukova dumka, 1972,
- 2. Babenko, E.G., Verkhoturov. A.D.

Conclusions

- 1. Welding arc, burning mainly between the shell and the surface of the product, and active spot moves erratically on the cross section of the shell, with a constantly changing speed.
- 2. Core flux-cored wire has considerable resistance, which depends not only on the design and chemical composition the powder
- 3. The chemical composition of the core of powder wire leads to essential changes in the modes of welding (with a diameter of 2 mm and the shell thickness 0,2 mm amperage varies from 200-340 A).
- 4. Shell thickness of a wire also has a significant influence on change of size of a current strength (when the wire diameter is 2.4 mm

Osobennosti formirovaniya pokrytiy na metallakh metodom elektroiskrovogo legirovaniya [Features of formation of Vladivostok: Dal'nauka, 1998, 89 p.

3. Makienko V.M., Romanov I.O., Stroitelev

coatings on metals by the electric spark].

- rutile type core, amperage changes in the range of 280-500 A).
- 5. On the basis of analysis of experimental data and conducted by mathematical calculations, defined change in the welding current, depending on the design features and chemical composition of cored wire. To indicate this dependence the author of the article prompted to enter a dimensionless coefficient (look at table 3 and fig. 11-15), which takes into account the change in the value of welding current from the chemical composition of the powder core and design features of the wire.

Keywords

electric arc welding, flux-cored wire

D.V. Issledovanie vliyaniya shlakovoy sistemy poroshkovykh provolok na osnove dvuokisi tsirkoniya [Investigation of the influence of slag powder wires zirconiabased]. Moscow: Svarshchik-Professional, 2005, issue 6, pp. 8–10.

60 СВАРКА УДК 622.692.4

Проблемы повышения энерго- и ресурсоэффективности при сооружении и реконструкции магистральных трубопроводов

В.А. Рыбин

ассистент кафедры¹ Vtec11@mail.ru

В.А. Иванов

доктор технических наук, профессор кафедры¹ Ivanov V A@list.ru

Анализ добычи углеводородного сырья показал, что в настоящее время наблюдается интенсивный рост объемов потребления нефти, газа, а также различных нефтепродуктов. В связи с этим, мы сталкиваемся с необходимостью срочной модернизации и обновления объектов топливно-энергетического комплекса страны.

Материалы и методы

Анализ производительности работ при сооружении магистральных трубопроводов.

Ключевые слова

трубопровод



Рис. 1— Динамика потребления нефти в мире, тыс. баррелей в сутки (добыча нефти за 2013 год представлена плановым показателем)

Увеличение объемов добычи и потребления углеводородного сырья, способствует увеличению расходов на строительство, реконструкцию и содержание трубопроводов, что делает актуальной проблему энерго- и ресурсосбережения при сооружении новых трубопроводных систем и реконструкцию имеющихся.

Правительством Российской Федерации принят ряд законодательных документов призванных активизировать исследовательскую. научную и инновационную деятельность. В том числе российских институтов, проектных организации и ведущих трубостроительных предприятий нефтегазового комплекса направленную на повышение объемов перекачки нефти, газа и различных нефтепродуктов, путем не только реконструкции введенных в эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта, но и сооружению новых. Указ Президента РФ от 15 июня 2012 г. № 859 «О Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности».

Сеть трубопроводов России включает в себя сотни тысяч километров газопроводов, нефтепроводов, продуктопроводов диаметром от нескольких десятков сантиметров до труб диаметром свыше 1000 мм. Протяженность магистральных трубопроводов страны составляет более 220 тыс. км. Из них газопроводных магистралей более 150 тыс. км, магистральных нефтепроводов — более 48 тыс. км, протяженность нефтепродуктопроводов составляет примерно 19,8 тыс. км (рис. 2).

Проведенный анализ состояния магистральных трубопроводных систем РФ показал, что эксплуатируются:

- 24% более 20 лет;
- 37% 10÷20 лет;
- 7% преодолели рубеж нормативного срока в 33 года (рис. 3).

Поэтому, в настоящее время встает вопрос об организации большого количества ремонтно-восстановительных работ.

Согласно полученных данных по надзору в нефтяной и газовой промышленности Госгортехнадзора России, основными причинами отказов на трубопроводном транспорте являются:

Тазопроводные магистрали — 161

Магистральные нефтепроводы — 48

Нефтепроводы — 19.8

Рис. 2 — Протяженность магистральных трубопроводов Российской Федерации, тыс.км.

- повреждения в результате внешних воздействий 24%;
- брак, допущенный при проектировании и монтаже 31%;
- брак, допущенный при производстве заводских труб — 17%;
- наружная коррозия 20%;
- нарушение регламента эксплуатации -8%. На рис. 4 приведена статистика процент-

на рис. 4 приведена статистика процентного соотношения наиболее частых причин отказов и аварий.

Как следует из данных приведенных на рис. 4, примерно в 31% случаев отказов на объектах магистральных трубопроводов причиной является брак, допущенный на этапе проектирования и монтажа. Следовательно, сокращение брака допускаемого при монтаже объектов трубопроводного транспорта может в значительной степени повысить надежность и снизить время строительства и реконструкции магистральных трубопроводных систем.

Анализ работ, проводимых на стадии проектирования и монтажа магистральных трубопроводов (рис. 5) показал, что наибольший процент брака (свыше 50%) допускается при проведении сварочно-монтажных работ.

Поэтому, снижение брака допускаемого на стадии сварочно-монтажных работ, во многом будет определять производительность, энерго- и ресурсоэффективность всего цикла работ при сооружении и реконструкции магистральных трубопроводов.

Учитывая объемы строительно-монтажных работ, при сооружении и реконструкции магистральных трубопроводов, следует отметить необходимость совершенствования применяемых технологий соединения и ремонта трубных секций.

Основным процессом при соединении и ремонте неразъемных секций магистральных трубопроводов является сварка, которая в технологическом процессе выполнения монтажных работ наиболее широкое применение получила в виде следующих способов электродуговой сварки:

 автоматическая (под слоем флюса, в среде активных и инертных газов и их смесях, порошковыми самозащитными проволоками);

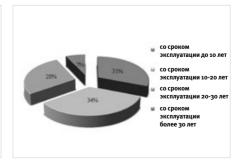


Рис. 3— Возрастные категории магистральных трубопроводных сетей Российской Федерации

¹Транспорт углеводородных ресурсов, Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень, Россия

- полуавтоматическая проволокой сплошного сечения (в среде активных и инертных газов, а также их смесях);
- полуавтоматическая порошковой самозащитной проволокой;
- ручная дуговая покрытыми электродами.

Каждый из вышеперечисленных способов имеет свои достоинства и недостатки. Например, автоматическая сварка под слоем флюса (рис. 6) применяется значительно реже, ввиду ограниченной маневренности и высокой стоимости основного и вспомогательного оборудования. Однако качество сварных швов и производительность при автоматической сварке под слоем флюса значительно выше, чем у ручной дуговой и полуавтоматической сварки.

Ручная дуговая сварка получила широкое применение при проведении монтажных работ при сооружении и ремонте магистральных трубопроводов, однако невысокие ее производительности делают способ неконкурентным в борьбе за повышение качества и производительности сварочно-монтажных работ. Основными явными недостатками ручной дуговой сварки являются:

- низкий КПД (порядка 0,67-0,7);
- большие потери металла на угар и разбрызгивание;
- существенное влияние человеческого фактора на качество сварных стыков трубопроводов:
- необходимость постоянной смены электродов.

Наиболее перспективным способом сварки при сооружении и ремонте магистральных трубопроводов является полуавтоматическая сварка.

Как правило, при полуавтоматической сварке стыков секций магистральных трубопроводов в качестве электрода применятся проволока сплошного сечения и защитный газ (или смесь газов). Однако применяемое для хранения и транспортировки защитных газов газобаллонное оборудование значительно снижает маневренность и повышает риск возникновения нештатных ситуаций при проведении сварочно-монтажных работ.

Повышением производительности сварочно-монтажных работ можно добиться:

- внедрением новых энергоэффективных способов сварки;
- частичной или полной заменой имеющегося сварочного оборудования;
- применением инновационных сварочных материалов.

Внедрение новых способов сварки и замена применяемого сварочного оборудования требуют существенных капиталовложений и временных затрат, что ведет к удорожанию сварочно-монтажных работ. Потому наиболее приоритетным путем развития электродуговой сварки на объектах трубопроводного транспорта является внедрение инновационных сварочных материалов, позволяющих при несложной модернизации имеющегося оборудования добиться существенного снижения энергои ресурсозатрат.

Одним из наиболее перспективных сварочных материалов, является порошковая самозащитная проволока.

На рис. 7 на примере полуавтоматической сварки, показана разница в производительности сварочных работ, при замене проволоки сплошного сечения на порошковую.

Разрабатываемые в настоящее время марки порошковых проволок, позволяют не только снизить энерго- и ресурсоемкость но и повысить экономическую эффективность сварочно-монтажных работ на объектах трубопроводного транспорта. Также следует учитывать, что инновации, применяемые при изготовлении порошковых проволок, позволяют повысить качество не только сварных швов, но и всего монтажного соединения трубопровода в целом.

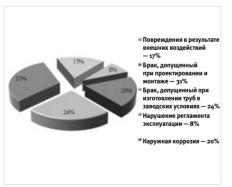


Рис. 4— Причины аварий и отказов магистральных трубопроводных сетей

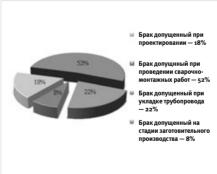


Рис. 5— Количество брака, допускаемого на этапе проектирования и монтажа МТ

Итоги

Одним из приоритетных направлений повышения энерго- и ресурсосбережения при производстве сварочно-монтажных работ является внедрение новых порошковых проволок.

Выводы

- Исследования показали, что применение порошковых проволок снижает время изготовления одного трубного стыка на 14– 18%, причем дефектность сварных швов остается в пределах требований предъявляемых современной нормативной документацией к качеству сварных швов.
- 2. Из приведенных данных видно, что применение новых марок порошковых проволок позволит не только снизить энерго- и ресурсопотребление, но и повысить качество выполнения сварочно- монтажных работ.
- 3. Однако существует ряд проблем связанных с использованием порошковых проволок, не позволяющих повысить рациональность использования порошковых проволок при электродуговой сварке объектов трубопроводного транспорта. К этим проблемам относят:
- малая изученность процессов протекающих при горении порошковых проволок;
- отсутствие методики выбора рациональных режимов сварки стыков магистральных трубопроводов.
- 4. Отсутствие методики расчета электродуговой сварки стыков магистральных трубопроводов с применением порошковых проволок приводит к необходимости проведения серии дорогостоящих лабораторных экспериментов, направленных на определение оптимальных режимов сварки. Поэтому, разработка подобной расчетной методики, позволит существенно снизить затраты ресурсов и времени на процедуру внедрения новых, перспективных образцов порошковых проволок.

Список используемой литературы

- 1. Рыбин В.А., Галинский А.А., Земенков Ю.Д. Нано- и энергосберегающие технологии сварочного производства на нефтегазовых объектах: Учебное пособие. ТюмГНГУ, 2012. 272 с.
- Акулов А.И., Алехин В.П., Ермаков С.И., Акулова А.И. Технология и оборудование сварки плавлением и термической резки: Учебник для вузов — 2-е изд. испр. и доп. М.: Машиностроение, 2003. 560 с.
- 3. Лебедева В.К., Черныша В.П. Автоматизация сварочных процессов. Киев: Вища школа, 1986. 296 с.

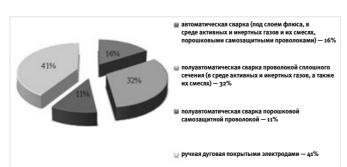


Рис. 6— Объемы применения различных способов электродуговой сварки на объектах трубопроводного транспорта

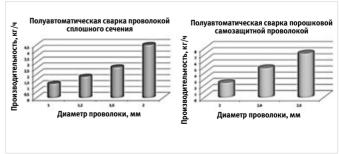


Рис. 7 — Примерная производительность полуавтоматической сварки с использованием различных видов проволок

ENGLISH WELDING

The problems of increasing energy and resource efficiency in construction and reconstruction of trunk pipelines

UDC 622.692.4

Vasiliv A. Rybin — assistant professor¹; vtec11@mail.ru

Vadim A. Ivanov — doctor of technical sciences, professor¹; <u>Ivanov V A@list.ru</u>

¹Transport of hydrocarbon resources, Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

Analysis of hydrocarbon production revealed that currently there intensive growth in consumption of oil, gas, and various petroleum products. In this regard, we are faced with the urgent necessity of modernization and upgrading objects of fuel and energy complex.

Materials and methods

Analysis of work performance in the construction of trunk pipelines.

Results

One of the priorities of improving energy and resource efficiency in the production of welding and assembly work is the introduction of new flux-cored wires.

References

1. Rybin V.A., Galinskiy A.A., Zemenkov Yu.D. Nano- i energosberegayushchie tekhnologii svarochnogo proizvodstva na neftegazovykh ob"ektakh: Uchebnoe posobie [Nanoand energy-saving technology of welding production at oil and gas facilities: the

Conclusions

- 1. Studies have demonstrated that using thr flux cored wires reduces time to produce one pipe joint by 14-18%, moreover defects of weld seams remains within the requirements made of a modern regulatory documentation to the quality of the weld seams.
- 2. Evident from these data that using new grades flux cored wires will not only reduce energy and resource consumption, but also improve the quality of welding and assembly work.
- 3. However, there are several problems associated with using flux cored wires, do not allow to increase the rationality of using flux cored wires for arc welding of pipeline transportation. These problems include:

manual]. TyumGNGU, 2012, 272 p. 2. Akulov A.I., Alekhin V.P., Ermakov S.I., Akulova A.I. Tekhnologiya i oborudovanie svarki plavleniem i termicheskov rezki: Uchebnik dlya vuzov − 2-e izd. ispr. i dop. [Technology and equipment for fusion welding and thermal cutting: A Textbook

- low level of study of the processes occurring in combustion cored wires;
- · labsence of methods of rational choice the welding conditions of trunk pipelines joints.
- 4. Lack of methodology for calculating arc welding joints of trunk pipelines using flux cored wires, leads to the necessity of carrying out expensive series of laboratory experiments designed to determine the optimal welding conditions. Therefore, the development of such a calculation method will significantly reduce the cost of resources and time for the procedure implement new, advanced models of flux cored wires.

Keywords

pipeline

for high schools — 2nd ed. corr. and add.]. Moscow: Mashinostroenie, 2003, 560 p.

3. Lebedeva V.K., Chernysha V.P. Avtomatizatsiya svarochnykh protsessov [Automation of welding processes]. Kiev: Vishcha shkola, 1986, 296 p.



wabwa

Ка3АНЬ - 2014

15-я международная специализированная выставка

PECYPCOCEPEKEHI

420059, г. Казань, Оренбургский тракт,8 тел.: (843) 570-51-06, 570-51-11 (круглосуточно),

факс: 570-51-23

E-mail: 5705106@expokazan.ru, kazanexpo@telebit.ru



Методика определения силы сварочного тока при соединении стыков секций магистральных трубопроводов с применением порошковых проволок

В.А. Рыбин

ассистент кафедры¹ Vtec11@mail.ru

В.А. Иванов

доктор технических наук, профессор кафедры Ivanov_V_A@list.ru

¹Транспорт углеводородных ресурсов. Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень, Россия

Отсутствие методики выбора наиболее рациональных режимов сварки порошковыми проволоками, приводит к существенному удорожанию процесса внедрения новых образцов этих материалов в технологическом процессе сварочных работ на магистральных трубопроводах.

Материалы и методы

Сварка порошковой проволокой.

Ключевые слова

электродуговая сварка, порошковая проволока

В настоящее время наблюдается существенный рост потребления углеводородного сырья, что привело к интенсификации работ по сооружению, ремонту и реконструкции объектов нефтегазовой отрасли.

Основным вилом транспорта для жилких и газообразных углеводородов являются стальные трубопроводы. Поэтому, для снижения затрат времени и ресурсов затрачиваемых на проведение монтажных работ в трубопроводном транспорте требуется внедрение новейших энерго- и ресурсоэффективных технологий.

Из общего цикла работ при сооружении и ремонте магистральных трубопроводов важным является этап соединения трубных секций. Проведенный анализ применяемых технологий заварки стыков трубопроводов показал, что наиболее перспективной является электродуговая сварка с применением порошковых проволок. Однако отсутствие методики выбора наиболее рациональных режимов сварки порошковыми проволоками, приводит к существенному удорожанию процесса внедрения новых образцов этих материалов в технологическом процессе сварочных работ на магистральных трубопроводах.

В отличие от других современных сварочных материалов, порошковые проволоки представляют собой непрерывный электрод полой конструкции, с размещенным внутри порошковым наполнителем. В состав заполнителя входят: минералы, руды, ферросплавы металлических порошков и др. Основным назначением порошкового сердечника является:

- раскисление и рафинирование металла соединения трубного стыка;
- шлакообразование;
- легирование металла;
- повышение стабильности дугового разряда;
- создание защитной газовой атмосферы.

В зависимости от диаметра и состава порошкового наполнителя, сварка такими проволоками может осуществляться во всех пространственных положениях, что позволяет соединять неповоротные стыки секций трубопроводов в монтажных условиях.

В процессе сварки электрическая дуга возбуждается между оболочкой порошковой проволоки и металлом кромки свариваемых труб (рис. 1). Посредством тепла, выделяемого в процессе горения сварочной дуги, начинает плавиться оболочка, и сердечник проволоки, приводя к образованию капли на торце проволоки. Далее следует процесс переноса капли расплавленного металла. При плавлении шлакообразующих компонентов порошкового наполнителя образуется шлак, покрывающий тонким слоем капли расплавленного металла и сварочную ванну. Входящие в состав порошкообразного сердечника проволоки карбонаты и органические вещества, под действием тепла выделяемого при горении дуги разлагаются с образованием газов, защищающих сварочную ванну от воздействий окружающей среды.

В процессе сварки порошковая проволока проходит стадии нагрева и плавления, сопровождающиеся процессами окисления железа и легирующих элементов, разложением органических веществ входящих в состав сердечника. Эти процессы оказывают существенное влияние на технологические показатели сварки и качество стыка трубопровода.

При сварке нагрев оболочки порошковой проволоки происходит за счет тепла выделяемого при прохождении тока и образовании активного пятна. При этом на вылете электрода создается квазистационарное температурное поле.

Тепло выделяющееся в активном пятне, нагревает не все сечение проволоки, а только участок от 1-3мм на торце проволоки. На этом участке проволока нагревается до температуры плавления и выше.

Нагрев и плавление порошкового сердечника проволоки осуществляется за счет передачи тепла от сварочной дуги и нагретой оболочки.

При сварке порошковыми проволоками параметры горения дуги зависят от химического состава сердечника. В свою очередь режимы

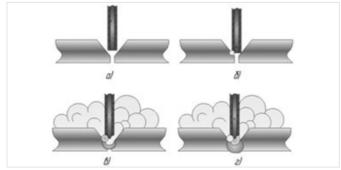


Рис. 1 — Схема процесса плавления порошковой проволоки при стыковке секций трубопроводов. а) подача порошковой проволоки в зону сварки стыка трубопровода; б) короткое замыкание и образование разряда; в) образование сварочной дуги, оплавление кромок свариваемых труб и образование защитного газа; г) образование капли расплавленного металла и

сварочной ванны

Рис. 2 — Формы плавления порошковой проволоки. а) при невысоких значениях силы тока и напряжения; б) при увеличении тока; в) при увеличении напряжения дуги

сварки оказывают существенное влияние на характер плавления проволоки.

Было установлено, что сила сварочного тока и напряжение сварочной дуги приводят к изменению формы плавления порошковой проволоки. Это объясняется тем, что металлическая оболочка сварочной проволоки обладает более высокой электропроводностью, чем порошковый сердечник. Поэтому в процесс горения сварочной проволоки наблюдается некоторое отставание скорости плавления сердечника от оболочки проволоки, рис. 2.

При малых токах и напряжении дуги, выступающая часть сердечника имеет цилиндрическую форму с высотой не более 3 мм. С ростом силы тока наблюдается более интенсивное отставание скорости плавления сердечника от оболочки, что приводит к удлинению выступающей части до 6 мм. При увеличении напряжения, также наблюдается процесс отставания скорости плавления сердечника, от оболочки, однако под воздействием тепла от столба дуги выступающая часть сердечника принимает коническую форму.

Таким образом, установлено, что режимы сварки оказывают непосредственное воздействие на скорость и форму плавления порошковой проволоки и как следствие на процесс переноса электродного металла в сварочную ванну.

Основным параметром при сварке порошковыми проволоками является сила сварочного тока. Проведенные эксперименты показали, что на изменение силы сварочного тока существенное влияние оказывают геометрические параметры проволоки и химический состав порошкового сердечника.

В настоящее время, ввиду отсутствия расчётной методики, определение величины силы сварочного тока при соединении секций трубопроводов с применением порошковых проволок осуществляется экспериментальным путем. Основными недостатками экспериментального способа являются:

- существенные затраты сварочных материалов и металлопроката на изготовление опытных образцов;
- дополнительные затраты на сбор и утилизацию отработанных материалов;
- повышенный расход электроэнергии;
- затраты связанные с организацией и обработкой эксперимента.

Поэтому разработка расчетной методики взамен экспериментального подбора режимов сварки, позволит избежать непредвиденных расходов при внедрении новых марок порошковых проволок. Это существенно снизит затраты связанные с внедрением инноваций

в процесс соединения стыков трубопроводов с применением порошковых проволок.

При проведении экспериментов установлено, что сила сварочного тока зависит от конструктивных особенностей порошковой проволоки и химического состава сердечника.

При плавлении порошковых проволок во время сварки стыков трубопроводов, величина силы сварочного тока должна быть достаточной для равномерного расплавления оболочки проволоки и порошкового сердечника, а также обеспечения полного проплавления кромок монтажного трубного стыка. При этом необходимо обеспечивать минимально возможное тепловложение в основной металл, с целью обеспечения требуемых прочностных характеристик стыка секции трубопровода.

Процесс плавления порошковой проволоки схож с процессом плавления покрытых электродов. Сердечник порошковых проволок во многом напоминает покрытие сварочных электродов, за исключением применения формовочных добавок и связующих компонентов. Поэтому, логично предположить, что и процессы, протекающие при плавлении порошковых проволок во многом будут схожи с процессами, протекающими при сварке стыков трубопроводов покрытыми электродами.

Как было установлено, одним из основных параметров определяющим производительность, энерго- и ресурсоемкость сварочных работ с применением порошковых проволок является сила сварочного тока I_{св}, зависящая от диаметра электрода и следующих факторов:

- диаметра;
- удельного сопротивления на вылете;
- формы и площади поперечного сечения;
- вылет электрода;
- химический состав порошкового наполнителя;
- конструктивных особенностей.

Следовательно, для определения силы сварочного тока необходимо учитывать все вышеперечисленные факторы.

Анализ экспериментальных данных в программно- вычислительном комплексе Mathcadпозволил построить номограммы зависимости силы сварочного тока от диаметра и толщины оболочки.

Путем аппроксимации полученных графиков (рис. 3–8) была получена искомая математическая модель, описываемая полиномом четвертой степени, причем достоверность аппроксимации в среднем составила R²=0,986.

Таким образом, разработанная математическая модель определения силы тока в зависимости от диаметра, толщины оболочки, химического состава порошкового наполнителя-сердечника, имеет следующий вид:

$y=ax^4+bx^3+cx^2+dx+e$

где у-соответствует искомой функции, т.е. I_{св}, A:

Разработанные авторами коэффициенты а, b, c, d, еучитывают изменения силы сварочного тока от толщины оболочки, химического состава сердечника, конструктивных особенностей проволоки и диаметра самой трубчатой оболочки:

 х — соответствует диаметру порошковой проволоки с установленной толщиной оболочки.

Для исследуемого процесса согласно рис.3: - при h_1 =0,2 и величине достоверности аппроксимации R^2 =0,968

Подставляя вместо х и у в выражение 1. значение действительных величин, получили:

$$I_{cs} = -3.3771d^4 + 64.151d^3 - 426.71d^2 + 1172.5d - 868.32$$
 (2)

- при $h_1 = 0.3$ и величине достоверности аппроксимации $R^2 = 1$

$$y=-13.7x^4+286.6x^3-2180.3x^2$$

+7125.4x-8102 (3)

- при h₁=0,5 и величине достоверности аппроксимации R²=1

$$I_{CB} = -9.1667d^4 + 163.33d^3 - 1043.3d^2 + 2789.2d - 2935$$
 (6)

Для исследуемого процесса рис.4: - при h_1 =0,2 и величине достоверности аппроксимации R^2 =0,9229

$$I_{CB} = 2,551d^4-44,155d^3+265,89d^2$$
 $-637,85d-750,65$ (8)

- при h_1 =0,3 и величине достоверности аппроксимации R^2 =1

$$y=0.8333x^4-2.9167x^3-90.833x^2$$

+672.92x-890 (9)

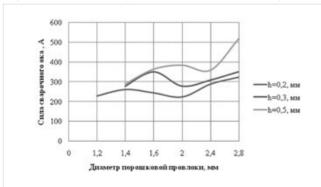


Рис. 3 — Зависимость среднего значения силы тока от внешнего диаметра порошковой проволоки с толщиной оболочки $h_{,=}$ 0,2-0,5 и рутиловым типом сердечника

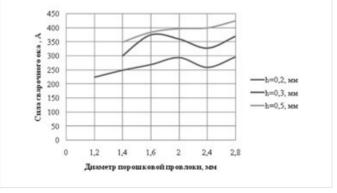


Рис. 4 — Зависимость среднего значения силы тока от внешнего диаметра порошковой проволоки с толщиной оболочки $h_{,=}$ 0,2–0,5 и рутил-флюоритным типом сердечника

ICB=0,8333d⁴-2,9167d³-90,833d² +672,92d-890 (10)

- при h_1 =0,5 и величине достоверности аппроксимации R^2 =1

$$y=0.8333X^{4}-12.917X^{3}+62.917X^{2}$$
 $-73.333X-285$ (11)

$$I_{CB} = 0.8333X^{4}-12.917X^{3}+62.917X^{2}$$

$$-73.333X-285$$
(12)

Для исследуемого процесса рис. 5: - при h_1 =0,2 и величине достоверности аппроксимации R^2 =0,9771

$$y=0,7292X^4-4,9769X^3-15,104X^2$$

+143,99X+24,524 (13)

$$I_{cs} = 0,7292d^{4}-4,9769d^{3}-15,104d^{2} +143,99d+24,524$$
 (14)

- при $h_1 = 0,3$ и величине достоверности аппроксимации $R^2 = 1$

$$I_{cs}$$
=-7,3438d⁴+231,67d³-1723,8d²
+5508,3d-6075 (16)

- при h_1 =0,5 и величине достоверности аппроксимации R^2 =1

$$I_{cs} = 0.8333X^{4}-12.917X^{3}+62.917X^{2}$$

$$-73.333X-285$$
(18)

Для исследуемого процесса рис. 6: при h_1 =0,2 и величине достоверности аппроксимации R^2 =0,9835

$$y=-7,3438x^4+136,05x^3-881,09x^2$$

+2322,4x-1845,4 (19)

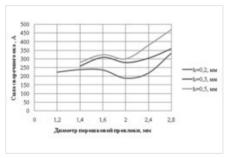


Рис. 5 — Зависимость среднего значения силы тока от внешнего диаметра порошковой проволоки с толщиной оболочки $h_i = 0,2-0,5$ и карбонатно-флюоритным типом сердечника

$$I_{cs}$$
=-7,3438d⁴+136,05d³-881,09d²
+2322,4d-1845,4 (20)

- при h₁=0,3 и величине достоверности аппроксимации R²=1

$$I_{CB} = -15,417d^4 + 316,25d^3 - 2342,1d^2 + 7388,8d-8092,5$$
 (22)

- при h_1 =0,5 и величине достоверности аппроксимации R^2 =1

$$I_{cB}$$
=-13,292d⁴+274,92d³-2051,7d²
+6525,1d-7160 (24)

Для исследуемого процесса рис. 7: - при h_1 =0,2 и величине достоверности аппроксимации R^2 =0,9501

$$y=-4,479x^4+83,866x^3-552,4x^2$$

+1510,2x-1186,3 (25)

$$I_{cs} = -4,479 d^{4} + 83,866 d^{3} - 552,4 d^{2} + 1510,2 d - 1186,3$$
 (26)

- при h_1 =0,3 и величине достоверности аппроксимации R^2 =1

$$I_{cs} = -18,75d^4 + 380,42d^3 - 2798,8d^2 + 8829,6d - 9732,5$$
 (28)

- при h_1 =0,5 и величине достоверности аппроксимации R^2 =1

$$y=-16,208x^4+324,5x^3-2346,3x^2$$

+7268x-7780 (29)

$$I_{cs} = -16,208d^4 + 324,5d^3 - 2346,3d^2 + 7268d - 7780$$
 (30)

Как видно из выражений 1–30 значение силы тока во всех рассматриваемых случаях при переменной «х=1,2–2,8» зависит от коэффициентова, b, c, d и е, значение которых описывает влияние химического состава сердечника и конструктивных особенностей порошковой проволоки на изменение силы сварочного тока при соединении стыков секций магистральных трубопроводов.

При расчете силы сварочного тока при ручной дуговой сварке, сила сварочного тока определяется произведением диаметра электрода и безразмерного коэффициента «К»,

зависящего от диаметра сварочного электрода.

При сварке порошковыми проволоками, количество факторов влияющих на величину силы сварочного тока значительно больше, чем при сварке проволоками сплошного сечения и покрытыми электродами. Поэтому для описания влияния этих факторов на изменение силы сварочного тока авторами было предложено ввести коэффициент К....

После упрощения выражений 1–30, формула для расчета силы сварочного тока приняла следующий вид:

$$I_{ca} = K_{mn} \cdot d_{21} \tag{31}$$

где K_{nn} — безразмерный коэффициент, учитывающий особенности плавления порошковых проволок.

Учитывая, что при сварке корня шва требуется достижение полного проплавления кромок, то как правило режимы сварки увеличивают.

Поэтому для сварки корневого шва выражение 31 примет вид:

$$I_{co} = K_{nn} \cdot d_{xx} \cdot K_{nx} \tag{32}$$

где К_ш— безразмерный коэффициент учитывающий увеличение силы сварочного тока при сварке корневых проходов сварных стыков магистральных трубопроводов.

Как показал анализ режимов сварки порошковыми проволоками, изменение режимов сварки корневого слоя отличается от режимов сварки заполняющих слоев на 25–40%. Следовательно, коэффициент К =1,25–1,4.

Таким образом, коэффициент К_{nn} описывает взаимное влияние таких факторов как химический состав сердечника и конструктивные особенности строения проволоки на изменение силы сварочного тока.

В таб. 1 приведены значения коэффициента полученные путем математической обработки данных проведенных экспериментов.

Анализ данных таб. 1 показал, что коэффициент К_{пп} наибольшее влияние на изменение величины силы сварочного тока оказывают диаметр и химический состав сердечника порошковой проволоки.

Итоги

Проведенные исследования позволили получить рабочую формулу для определения силы сварочного тока при электродуговой сварки магистральных трубопроводов с применением порошковых проволок.

Выводы

1. Проведенные эксперименты показали, что при сварке порошковыми проволоками существенное влияние на изменение силы сварочного тока оказывает комплексное

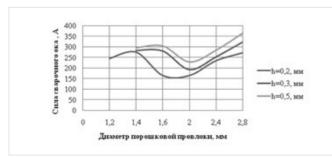


Рис. 6— Зависимость среднего значения силы тока от внешнего диаметра порошковой проволоки с толщиной оболочки h¹= 0,2-0,5 и рутил-органическим типом сердечника

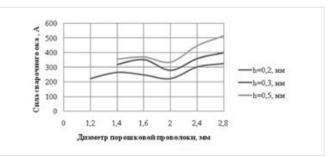


Рис. 7-3ависимость среднего значения силы тока от внешнего диаметра порошковой проволоки с толщиной оболочки $h_{\underline{i}}=0,2-0,5$ и металлопорошковым типом сердечника

- изменение таких факторов как: геометрические параметры проволоки, химический состав порошкового наполнителя.
- Анализ номограмм построенных на основе математической обработки экспериментальных данных показал, что искомая математическая модель имеет форму полинома 4 степени. Это подтверждает гипотезу о комплексном воздействии геометрических параметров проволоки и химического состава порошкового наполнителя на изменение силы сварочного тока.
- Полученные выражения позволяют с высокой точностью определять значение силы сварочного тока при сварке стыков секций трубопроводов с использованием порошковых проволок, что существенно снижает затраты времени и материально-технических ресурсов на определение искомого параметра.

Список используемой литературы

- Рыбин В.А., Галинский А.А., Земенков Ю.Д. Нано- и энергосберегающие технологии сварочного производства
- на нефтегазовых объектах»: Учебное пособие. ТюмГНГУ, 2012. 272 с.
- 2. Тарахов, Н.А. Сидлин, А.Д., Романов З.А. Производство металлических электродов. М.: Высш. шк., 1986. 288 с.
- 3. Походня И.К., Суптель А.М., Шлепаков В.Н. Сварка порошковой проволокой. Киев: Наукова думка, 1972. 215 с.
- Юзвенко Ю.А., Кирилюк Г.А., Кривченков С.Ю. Модель плавления самозащитной порошковой проволоки // Автоматическая сварка. 1983. № 1. с. 26–29.

C	Толщина оболочки h ₁ , мм.	Тип порошковой проволоки в зависимости от химического состава					
		Рутиловые	Рутил- флюоритные	Карбонатно- флюоритные	Рутил- органические	Металло- порошковые	
Ø1,2	0,2	K:149,4-166,4 3:149,41-166,4	K:124,7-168 3:161,25-176,96	K:122,08-178,54 3:122,1-178,6	K:133,28-177,12 3:154,7-194,34	K:150,42-167,25 3:146,06-162,79	
Ø1 , 4	0,2	K:133,8-171 3:133,8-171	K:120,4-168 3:120,4-168	K:113,36-153,68 3:113,4-164,98	K:133,28-184,5 3:133,3-184,5	K:137,34-171,71 3:132,98-171,71	
ø1,6	0,2	124,88-182,4	154,8-181,44	119,9-178,54	92,82-113,16	124,26-187,32	
	0,3	191,78-250,8	217,15-250,88	185,3-246,34	130,9-159,9	185,3-251,99	
Ø2,0	0,2	100,35-125,4	124,7-170,24	89,38-101,7	69,02-93,48	100,28-124,88	
	0,3	115,96-164,16	167,7-192,64	111,18-122,04	90,44-103,32	115,54-165,02	
	0,5	175-210	187,32-209,76	124,88-177,84	109,27-120,84	174,4-209,62	
Ø2,4	0,2	115,96-125,4	90,3-125,44	74,12-108,48	90,44-103,32	115,54-136,03	
	0,3	140,5-157,32	124,7-147,84	115,54-142,38	99,96-110,7	141,7-158,33	
	0,5	165,02-207,48	144,95–186,96	149,41–166,44	107,04-127,68	161,32-209,62	
Ø2,8	0,2	107,04-125,4	90,3-123,2	113,36–126,56	85,68-108,24	106,82-127,11	
	0,3	124,88-161,88	120,4-143,36	124,26-137,86	104,72-123	124,26-160,56	
	0,5	165,02-207,48	142,72-161,88	160,56-173,28	120,42-139,08	163,5-207,39	

Таб. 1— Значение коэффициента Кпп в зависимости от химического состава сердечника и конструктивных особенностей порошковой проволоки

ENGLISH WELDING

Technique of definition of welding current when connecting joints of trunk pipelines using flux-cored wires

UDC 621.791.042.3

Authors:

Vasiliy A. Rybin — assistant professor¹; vtec11@mail.ru

Vadim A. Ivanov — doctor of technical sciences, professor¹; <u>Ivanov_V_A@list.ru</u>

¹Transport of hydrocarbon resources, Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

Lack of methodology selection of the most rational modes of welding flux-cored wires, leads to a substantial increase in the cost of introducing new samples of these materials in the technological process of welding works on trunk pipelines.

Materials and methods

Flux-cored wire welding.

Results

Carried out researches allowed to get a working formula to determine the welding current for arc

References

 Rybin V.A., Galinskiy A.A., Zemenkov Yu.D. Nano- i energosberegayushchie tekhnologii svarochnogo proizvodstva na neftegazovykh ob"ektakh»: Uchebnoe posobie [Nanoand energy-saving technology of welding production at oil and gas facilities: Manual]. welding of trunk pipelines using flux cored wires.

Conclusions

- The experiments showed that a significant effect to change welding current in welding flux-cored wires has a complex changing of such factors as: geometrical parameters of wire and the chemical composition particulate filler.
- Analysis of nomograms constructed on the basis of mathematical processing of the experimental data showed that the required mathematical model takes the form of a polynomial of degree 4. It confirms the

TyumGNGU, 2012. 272p.

- 2. Tarakhov, N.A. Sidlin, A.D., Romanov Z.A. *Proizvodstvo metallicheskikh elektrodov* [Production of metal electrodes]. Moscow: *Vyssh.* shk., 1986. 288 p.
- 3. Pokhodnya I.K., Suptel' A.M., Shlepakov V.N. *Svarka poroshkovoy provolokoy*

- hypothesis that geometric parameters of the combined action of wire and the chemical composition particulate filler to change welding current.
- 3. Obtained expressions allows to accurately determine the value of welding current in welding joints of the sections of pipelines using flux cored wires, which significantly reduces the time and cost of material and technical resources for the definition of the desired parameter.

Keywords

electric arc welding, flux-cored wire

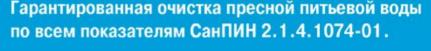
[Cored welding wire]. Kiev: *Naukova dumka*, 1972. 215 p.

 Yuzvenko Yu.A., Kirilyuk G.A., Krivchenkov S.Yu. Model' plavleniya samozashchitnoy poroshkovoy provoloki [Model of self-shielded flux-cored wire melting]. Avtomaticheskaya svarka. 1983. Issue 1. pp. 26–27 ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»



Станции подготовки воды «Водопад» и водонапорные станции





Технические характеристики

- блочное исполнение полной заводской готовности;
- производительность от 5 до 8000 $\text{м}^3/\text{сут}$. (с дополнительными модулями до 25 000 $\text{м}^3/\text{сут}$.).

Водонапорные подстанции собственного производства.



Преимущества

- не требуется подогрев исходной воды;
- очищенная вода имеет нулевой индекс токсичности;
- потери питьевой воды сокращаются до 2,5-3 %;
- использование электрокоагуляционных осадков в качестве вторичного коагулянта при очистке сточных вод;
- сокращение расхода топлива на 25-50 %;
- увеличение срока службы котлов в 4-5 раз;
- минимальная численность персонала;
- низкие эксплуатационные расходы.





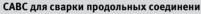
000 «ТюменНИИгипрогаз»
625019 г. Тюмень, ул. Воровского, 2
http://www.tngg.ru
http://zavod.tngg.ru

ОТДЕЛ МАРКЕТИНГА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ЗАВОДА тел.: (3452) 284-315, факс: (3452) 284-392



Стандартные системы автоматической сварки (САВС)







САВС для сварки корпусного оборудования



САВС для сварки кольцевых и продольных соединений

Назначение:

поворотная автоматическая сварка под флюсом:

- кольцевых, продольных сварных соединений
- угловых, тавровых сварных соединений

Применение:

- котлоаппаратурное производство
- нефтехимическое производство
- энергетическое производство



САВС для сварки корпусного энергетического оборудования (угловые, тавровые)



Цифровая панель оператора



Стандартные системы автоматической сварки (САВС)



САВС для сварки нефтегазовых сепараторов



САВС в нефтехимическом производстве

Состав:

- колонна-манипулятор в передвижном или стационарном исполнении, с выдвижной или жесткой консолью
- сварочная головка
- источник питания
- система позиционирования (одно- или двухкоординатная)
- система сбора и подачи флюса
- единая система управления
- роликоопорный стенд

Особенности:

- min настроек при переходе с кольцевых на продольные швы (без поворотного устройства)
- бесконтактное позиционирование электрода

(тактильные системы не применяются!)

- цифровое видеонаблюдение
- автоматическая раскладка валиков
- контроль проплавления
- нижнее расположение оператора
- настройка электрода относительно стыка с нижней точки

Оснащение:

Защита блокировки:

- от опрокидывания
- от столкновения с препятствием
- от отсутствия флюса в бункере флюсовой головки
- по постоянному вылету электрода



Защита от опрокидывания



Головка для внутренней сварки малых диаметров



454085, Россия, г. Челябинск пр. Ленина, 2-Б, а/я 8814 тел./факс: (351) 775-10-20 sales@chkz.ru www.chkz.ru

Газовые компрессорные установки и станции



В нефтегазовой отрасли используются при утилизации попутного нефтяного газа для его дожатия и транспортировки к месту переработки. Давление на входе: от вакуума (-0,5-3 бар изб.), на выходе: 7-10 бар изб. По требованию заказчика возможно увеличение данных технических характеристик.

В энергетике используются для поднятия давления природного газа от 3-15 бар изб. (давление в трубопроводе) до давления, необходимого для работы газовых турбин (от 25-40 бар изб. – в зависимости от технических параметров турбины).

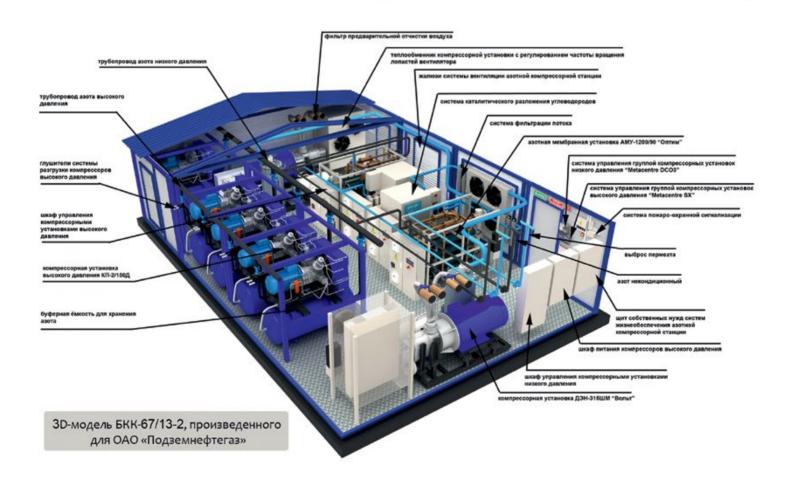


Азотные установки и станции

Чистота азота: от 90 до 99,9999%

Давление: до 400 атм.

Производительность: неограничена (по требованию заказчика).



Автономность, взрывозащищенность, энергоэффективность

- винтовые компрессорные установки с приводом от электрического и дизельного двигателя
 - компрессорные установки высокого давления блок-контейнеры компрессорные
 - мобильные азотные станции воздухосборники

Модернизация входных сепараторов на газовых промыслах сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (часть 2)

В.В. Ефимов

инженер по эксплуатации оборудования газовых объектов v.v.efimov-NU@yandex.ru

Д.В. Халиулин

аспирант²
d_khaliulin@mail.ru

¹ООО «Газпром добыча Ямбург», Новый Уренгой, Россия ²Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет, Уфа, Россия

В статье рассмотрены вопросы, связанные с конструктивными особенностями внутреннего устройства сепаратора, модернизируемого по проекту ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром», кратко представлены принцип функционирования конструктивной схемы сепарации газожидкостной смеси, приведены результаты обследования модернизированного оборудования при опытнопромышленной эксплуатации в промысловых условиях и внутреннего осмотра сепаратора.

Материалы и методы

Метод наблюдения, прогнозирования и обобщения.

Ключевые слова

добыча и транспорт газа, сепарация, подготовка природного газа

Сеноманские газоносные залежи характеризуются слабой устойчивостью продуктивных коллекторов к разрушению призабойной зоны эксплуатационных скважин вследствие как фильтрационных деформаций пород, так и внедрения в пласт краевых вод, способствуя превращению сеноманского песчаника в несцементированную смесь песка и глины. Добыча и промысловая подготовка сеноманского газа к дальнему транспорту, особенно на завершающем этапе разработки газовых месторождений, как правило, сопряжены с высокой концентрацией в газожидкостной смеси выносимых через скважины высокоминерализованной жидкости, частиц песка и конденсационной воды, что наряду с высоким уровнем дисперсности капельной жидкости в подаваемом в сепарационное оборудование газожидкостном потоке оказывает негативное воздействие на процесс промысловой очистки газа.

Очистка продукции скважин сеноманской залежи от капельной жидкости и твердой примеси на газовых промыслах Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения осуществляется в параллельно работающих газожидкостных сепараторах с проектными внутренними устройствами проекта ГП 1181.04.01 одноступенчатой установки подготовки газа (УОГ). В настоящей статье рассмотрены вопросы функционирования внутренних устройств сепаратора, модернизированного по проекту ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром», приведены их конструктивные особенности и принцип работы [1], а также результаты исследований сепаратора в процессе предварительных испытаний и опытно-промышленной эксплуатации в промысловых условиях и внутреннего осмотра. На основании этих материалов, с учетом отечественного и мирового академического опыта в области сепарации газожидкостных смесей, авторами статьи был проведен анализ и сделаны выводы, отражающие исключительно личное мнение авторов, об эффективности функционирования модернизированного сепарационного оборудования в условиях технологических осложнений промысловой очистки газа на

На рисунке 1 приведена схема модернизированного сепаратора, представляющего собой вертикальный корпус с внутренним диаметром 1800 мм, снабженный двумя патрубками диаметром 426 мм для подвода в аппарат газожидкостной смеси и отвода отсепарированного «сырого» газа, тремя приваренными к обечайке корпуса на разных уровнях люк-лазами диаметром 450 мм,

а также патрубками различного назначения с фланцами.

Внутри корпуса последовательно установлены [1]: узел предварительной очистки, включающий в себя тангенциальное входное устройство с отбойной пластиной (2) и смонтированное во входном патрубке устройство с трубой (3) «отсоса» содержимого бункера для сбора жидкости и мехпримеси; узел центробежной очистки с секцией минициклонов типа ГПР 2130 и «промывочной» секцией с центробежными массообменными элементами типа ГПР 2124; секция окончательной очистки газа с комплектом фильтр-патронов типа ГПР 2331.

Схема сепаратора, модернизированного по проекту ДОАО «ЦКБН» ОАО «Газпром»:

В процессе модернизации из корпуса аппарата удалены все сепарационные устройства проекта ГП 1181.04.01, за исключением тангенциального входного устройства (2), с последующим монтажом модернизируемых внутренних устройств через три люк-лаза.

Над входным тангенциальным устройством к корпусу аппарата приварены элементы двух горизонтальных решеток (5) и (7) с 72-мя концентрическими отверстиями в полотнах под установку между решетками минициклонов (6), закрепленных в решетках посредством сварки. В центральной части верхней решетки (7) выполнен смотровой люк диаметром 400 мм со съемной крышкой. Под секцией минициклонов к корпусу приварены элементы листа (4) с наклоном полотна в сторону тангенциального входного устройства (2). Между концентрическими отверстиями в полотнах наклонного листа (4) и нижней решетки (5) смонтирован и закреплен к полотнам посредством сварки патрубок (13) диаметром 600 мм для подвода газожидкостного потока к минициклонам (6). В замкнутом объеме, ограниченном полотнами листа (4) и решетки (5), обечайкой патрубка (13) и стенкой аппарата, образован бункер для сбора жидкости и мехпримеси, удаление содержимого из которого осуществляется через трубу «отсоса» посредством устройства (3). Над секцией минициклонов к корпусу аппарата приварены сегменты горизонтального полотна с 99тью отверстиями для установки центробежных массообменных элементов (9). Тарелка оборудована приемным (8) и сливным (12) «карманами» с переливным устройством для создания на полотне слоя жидкости и сливной трубой (10). Над полотном «промывочной» секции к корпусу аппарата

приварены элементы секции окончательной очистки газа, включающие горизонтальное полотно решетки со 162 отверстиями под установку фильтр-патронов (11), кольцо с прижимными балками и труба слива жидкости с полотна секции в кубовую часть аппарата. Фильтр-патроны (11) съемные, фиксируются относительно решетки с помощью прижимных балок и пружин. В нижней части аппарата смонтирован защитный лист (15) в виде усеченного конуса с центральным отверстием.

Газожидкостная смесь с диспергированной в турбулентном потоке капельной жидкостью и твердой примесью через входной патрубок подается в аппарат на отбойную пластину тангенциального входного устройства (2). Наиболее крупные взвешенные в потоке частицы, сепарируются на стенке аппарата под воздействием центробежных сил и под собственным весом в виде жидкостно-песчаной пульпы отводятся в кубовую часть через отверстие в защитном листе (15).

Частично очищенный на отбойной пластине (2) поток через патрубок (13) поступает в пространство между решетками (5) и (7), где, поворачиваясь на 90°, распределяется между минициклонами (6), каждый из которых представляет собой противоточный циклон с корпусом, выхлопной трубой и смонтированным в кольцевом канале между ними завихрителем. Закрученный на завихрителе газожидкостный поток поступает внутрь элемента. Здесь основная часть взвешенных частиц жидкости и твердой

примеси отбрасывается под воздействием центробежных сил к стенке, собираясь в жгуты, и под собственным весом вместе с частью газового потока движется вниз. Пройдя по кольцевому каналу между донышком и конусом корпуса, водно-песчаная масса выводится из элемента в бункер для сбора жидкости и мехпримеси, где осаждается и отводится во входной патрубок аппарата через трубу «отсоса» посредством устройства (3). Очишенный от взвешенных частиц поток газа, отразившись от донышка в конусной части корпуса и присоединив к себе отделившуюся от нисходящей спирали часть потока, изменяет направление движения и в виде восходящей спирали через выхлопную трубу выводится из минициклона, направляясь под полотно «промывочной» секции, к центробежным массообменным элементам (9), где происходит дальнейшая очистка от взвешенных частиц и «промывка» газа от солей.

Центробежный массообменный элемент типа ГПР 2124:

Центробежный массообменный элемент ГПР 2124 состоит из обечайки корпуса (6 на рисунке 2) с опорным фланцем и выполненным в ее стенке разрывом (а), закрытым снаружи сетчатой насадкой (2). В верхней части корпуса (6) закреплен «грибок» каплесъемника (1), а в нижней — корпус оканчивается донышком с закрепленной по оси шпилькой (9). В стенке корпуса под полотном тарелки выполнены профилированные щели тангенциального завихрителя

(7), а внутри, в концентрических отверстиях стенки, над полотном тарелки, закреплены расположенные перпендикулярно одна над другой две рециркуляционные трубки. По трубке (5) через прорезь в приосевую зону элемента подводится жидкость, а по трубке (4) в элемент поступает газ рециркуляции. В верхней части трубки (4) закреплена оболочка вытеснителя (3). Центробежные элементы устанавливаются в отверстиях полотна тарелки и крепятся посредством скобы (8), шпильки (9) и гайки.

Закрученный на профилированных щелях завихрителя (7) газожидкостный поток поступает внутрь корпуса (6), обеспечивая через трубку (5) инжекционный ввод жидкости в приосевую зону с поверхности полотна, ее диспергирование и интенсивное перемешивание в турбулентном потоке газовой и жидкостной фаз. В результате контакта капель жидкости с рассекателем (3) на его выпуклой оболочке образуется пленка, движущаяся по ее поверхности под воздействием закрученного потока в виде расширяющейся спирали. Увеличение площади оболочки от оси к периферии и утонение вследствие этого неизменной в объеме жидкостной пленки с последующим ее разрывом на торце рассекателя (3), а также подача в элемент газа рециркуляции способствуют образованию развитой площади интенсивного межфазного контакта газа с жидкостью. Разделение потока на фазы происходит под воздействием центробежных сил с сепарированием жидкости и твердых частиц на внутренней стенке корпуса

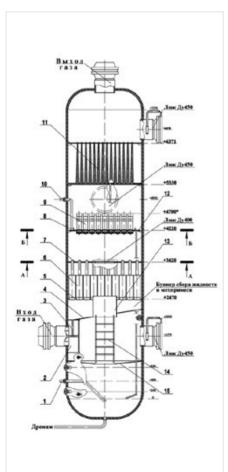


Рис. 1 — Схема сепаратора, модернизированного по проекту ДОАО «ЦКБН» ОАО «Газпром»

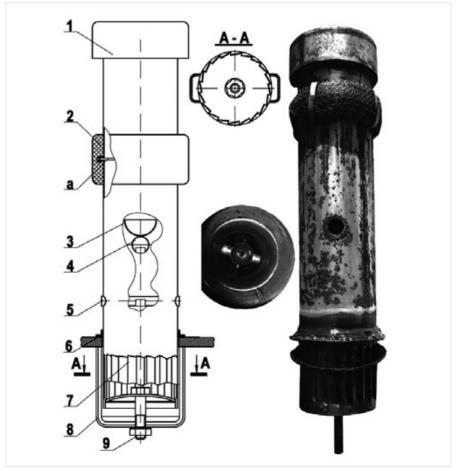


Рис. 2— Центробежный массообменный элемент типа ГПР 2124

(6), образуя увлекаемое потоком восходящее винтовое течение. Отвод из элемента подготовленного газа производится через центральный канал в пленкосъемнике (1), а жидкостно-песчаной массы с небольшой частью «вторичного» газа — через разрыв (а) и кольцевой канал между корпусом и пленко-съемником. Отводимая из элементов на поверхность полотна «промывочной» секции жидкость, смешиваясь в слое с жидкостью «орошения», повышает ее минерализацию, а механическая примесь, благодаря «барьерам», образует на полотне слой твердых отложений.

Требуемые показатели по концентрации уносимых с отсепарированным газом капельной жидкости и твердой примеси не более 5 мг/нм³ обеспечиваются секцией окончательной очистки, оборудованной фильтр-патронами (11), каждый из которых представляет собой проволочный каркас в виде усеченного конуса с цилиндрическим наконечником на нижнем основании и заглушкой — на верхнем. На боковую поверхность каркаса намотано расчетное количество слоев фильтрующего материала — технополотна, подкрепленного изнутри отбойником из рукавной сетки. В фильтр-патронах осуществляется окончательная очистка подаваемого по схеме «изнутри — наружу» газа от капельной жидкости и твердых частиц перед выводом «сырого» газа из сепаратора через выходной патрубок.

Отвод жидкости из сливного кармана (12) «промывочной» секции и с полотна секции окончательной очистки производится по сливным трубам самотеком под уровень жидкости в кубовой части аппарата. «Гидравлический затвор» сливных труб обеспечивается поддерживаемый в сборнике кубовой части аппарата уровнем жидкости.

В следующей части статьи приведены результаты анализа воздействия негативных технологических факторов и конструктивных особенностей элементов внутренних устройств на эффективность очистки скважинной продукции в модернизированном сепараторе, дана оценка качества очистки и технического состояния сепарационных устройств на основании результатов замеров рабочих параметров и внутреннего осмотра элементов сепаратора.

В процессе исследований, проводимых согласно «Программы и методики приемосдаточных испытаний оборудования» [2], производились замеры следующих параметров:

- давления и температуры газожидкостной смеси на входе в аппарат;
- перепада давлений на внутренних устройствах сепаратора, включая участок выходного коллектора;
- производительности сепаратора по газу (рекомендованным к использованию на предприятиях ОАО «Газпром» измерителем расхода газа «TURBO FLOW TFG-M»);
- количества сепарируемой на внутренних устройствах жидкости, определяемого как разность показаний уровня накапливаемой в кубовой части за определенный

- период времени жидкости и подачи в аппарат «промывочной» жидкости за этот же период времени;
- массовой концентрации капельной жидкости в очищенном газе на выходе из сепараторов.

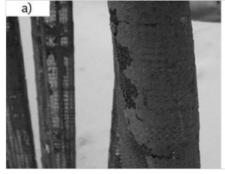
Забегая вперед, отметим, что в процессе предварительных испытаний модернизированного сепаратора и его опытно-промышленной эксплуатации в промысловых условиях значения параметров концентрации уносимой с отсепарированным газом капельной жидкости и перепада давлений на внутренних устройствах превышали предельные регламентированные значения 5 мг/нм^3 и 20 кПа, соответственно. При внутреннем осмотре сепаратора повреждений элементов устройств обнаружено не было, в кубовой части аппарата присутствовало значительное количество твердых отложений, на полотне «промывочной» секции обнаружен незначительный слой твердой примеси 2...3 мм. Результаты осмотра фильтр-патронов (рис. 3).

В процессе исследования нагрузка модернизированного сепаратора по газу увеличивалась последовательной остановкой работающих параллельно аппаратов промысловой установки очистки газа. Значительное (почти двукратное) превышение нагрузки сепараторов с внутренними устройствами проекта ГП 1181.04.01 над расчетным значением производительности по газу вызвало интенсивный «всплеск» суммарного гидравлического сопротивления УОГ, «спровоцировав» тем самым залповый приток из промысловой газосборной сети на вход УКПГ большого объема жидкости. Значительный рост концентрации присутствующей в газожидкостной смеси мелкодисперсной капельной жидкости во входном коллекторе сепараторов вызвал резкий «бросок» уровня жидкости в кубовой части всех работающих в тот момент аппаратов, что сопровождалось скачкообразным ростом (выше 20 кПа) перепада давлений на внутренних устройствах всех сепараторов, в том числе и исследуемого. Концентрация уносимой с отсепарированным в модернизированном сепараторе «сырым» газом капельной жидкости при этом многократно превысила регламентированное значение 5 мг/нм3.

После снижения нагрузки на сепараторы по газу пуском в работу ранее остановленных аппаратов и прекращения поступления на УКПГ из промысловой газосборной сети больших объемов жидкости,

значения перепада давлений на аппаратах с внутренними устройствами проекта ГП 1181.04.01 «вернулись» к прежним значениям. Значения параметров перепада давлений на внутренних устройствах и концентрации уносимой с газом из модернизированного сепаратора капельной жидкости остались повышенными.

Проведем анализ данной ситуации. Повышение перепада давлений на внутренних устройствах, сопровождающееся многократным ростом количества уносимой с газом из модернизированного сепаратора капельной жидкости, связано с многократным ростом жидкостной нагрузки на секцию окончательной очистки газа вследствие «транзита» через узел центробежной очистки (секцию минициклонов и «промывочную» секцию) содержащей частицы твердой примеси газожидкостной смеси. Анализ причин «транзита» через узел центробежной очистки неочищенной смеси будет приведен ниже. Накопление в межволоконном пространстве фильтрующего материала твердых отложений является причиной снижения дренирующей способности технополотна и уменьшения площади фильтрации, что проявилось в наличии остаточного перепада давлений на внутренних устройствах. На рисунках з представлены последствия такого «транзита» — накопление отложений крупной фракции твердой примеси на отбойнике из рукавной сетки (а) и загрязнение первых по ходу газа пяти-шести слоев фильтрующего материала отложениями мелкой фракции песка (~90...96%) и придающего загрязнению черный цвет сульфида железа. Многократное увеличение жидкостной нагрузки на секцию окончательной очистки газа в сочетании с загрязнением фильтрующего полотна и связанное с этим накопление [3]. [4] в фильтрующей перегородке жидкости привели к сокращению площади сечения для прохода газового потока. При этом рост концентрации уносимой с газом капельной жидкости был вызван повышением в отдельных локальных точках фильтр-патронов линейных скоростей. Повышенный уровень концентрации в «сыром» газе капельной жидкости после снижения жидкостной нагрузки связан с расширением пор [3] фильтрующего материала вследствие повышенного гидравлического сопротивления, что характер но для подачи газа по схеме «изнутри-наружу», и «проскоком» через фильтрующую перегородку частиц капельной жидкости.



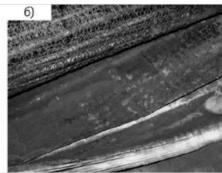


Рис. 3 — Накопление твердых отложений на рукавной сетке отбойника (а) и загрязнение фильтрующего материала мехпримесью (б) фильтр-элементов

Опытно-промышленная эксплуатация модернизированного сепаратора с «намоченными» на предварительных испытаниях фильтр-патронами секции окончательной очистки с подачей в аппарат жидкости орошения сопровождалась дальнейшим снижением производительности аппарата по газу (по показаниям измерителя расхода газа «TURBO FLOW TFG-M»), ростом перепада давлений на внутренних устройствах и высокой концентрацией уносимой с газом из аппарата капельной жидкости.

Эксплуатация сепаратора с демонтированными фильтр-патронами секции окончательной очистки характеризуется относительно низким гидравлическим сопротивлением внутренних устройств, высокими параметрами производительности и относительно низким значением концентрации в отсепарированном газе капельной жидкости. Однако функционирование сепаратора без фильтр-патронов с подачей на «промывочную» секцию жидкости «орошения» сопровождается уносом с отсепарированным газом значительного объема жидкости (более 1000 мг/ нм3). Аналогичная ситуация с ростом концентрации в отсепарированном газе капельной жидкости отмечается и при увеличении на аппарат жидкостной нагрузки во время залпового поступления на УКПГ из промысловой газосборной сети больших объемов жидкости и «всплеску» уровня жидкости в кубовой части всех аппаратов. При этом рост величины уноса жидкости с газом из сепаратора отмечается по колебаниям показаний перепада давлений на его внутренних устройствах, вследствие воздействия на мембрану прибора замера перепада давлений накапливающейся в рабочей камере жидкости, поступающей туда по трубке из выходного коллектора сепаратора. После удаления из камеры прибора жидкости при ее продувке колебания показаний перепада прекращались.

Центробежный массообменный элемент типа ГПР 2124:

Проведем анализа причин «транзита» неочишенной газожидкостной смеси через узел центробежной очистки. Для этого сначала выясним причину уноса жидкости из секции минициклонов на примере приведенного в [5] влияния центробежных сил на распределение концентрации взвешенных в потоке примесей по сечению «батарейного мультициклона» при подводе газожидкостной смеси к минициклонам по схеме «снизу-вверх с последующим поворотом вбок на 90°» (рисунок 4, слева). Итак, вследствие «поджатия» струя газожидкостного потока на входе в пространство между решетками (5 и 7 на рисунке 1) имеет более узкий профиль, нежели во входном патрубке (13), а значит и более высокую скорость, как течения потока, так и движения взвешенных в нем частиц примеси (в том числе и капельной жидкости). В результате инерционного движения основная часть взвешенных в потоке частиц транспортируется через ближние к стенке аппарата ряды минициклонов, хотя распределение несущего их потока по элементам имеет достаточно равномерную картину, поскольку минициклоны обладают сравнительно большим гидравлическим сопротивлением. На рисунке 4 линия (I) отражает картину распределения по сечению аппарата скорости потока, а линия (II) концентрации взвешенных в потоке частиц. Таким образом, многократное увеличение содержания в подводимом к секции минициклонов потоке капельной жидкости вызывает скопление у стенки аппарата газа с высокой ее концентрацией, «запирая» при этом часть циклонных элементов и увеличивая нагрузку на остальные. С увеличением расхода и связанным с этим ростом в минициклонах скоростей течения создаются условия для «транзита» через секцию больших объемов неочищенной газожидкостной смеси к «промывочной» секции.

части поперечного сечения «А-А» образуется так называемая «теневая» зона «А» (на рисунке 5). Вследствие малого расстояния между полотнами решетки (7 на рисунке 1), по срезу выхлопных патрубков, и полотном тарелки с завихрителями центробежных элементов «промывочной» секции, составляющее ~800 мм, имеет место неравномерное распределения газожидкостного потока в поперечном сечении «Б-Б» аппарата, в центральной части которого образуется «теневая» зона «Б» (на рисунке 5), по размерам соизмеримая с «теневой» зоной «А». Следствием малых расходов через центробежные массообменные элементы (9 на рисунке 1), расположенные в «теневой» зоне «Б», и связанной с этим «недозакрутки» потока, является снижение эффективности от воздействия центробежных сил в контактно-сепарационных устройствах элементов при сепарировании из потока капельной жидкости и твердых частиц. С образованием на полотне тарелки «промывочной» секции слоя жидкости, будь то повышение жидкостной нагрузки на сепаратор, когда слой образуется при отделении из потока содержащейся в нем капельной жидкости в центробежных массообменных элементах, расположенных в периферийной части тарелки, либо, когда слой жидкости образуется при подаче в аппарат «промывочной» жидкости, в любом из этих случаев поступающая с полотна по трубке (5 на рисунке 2) в приосевую зону центробежных массообменных элементов «теневой» зоны жидкость, диспергируется турбулентным потоком и, образуя на оболочке вытеснителя (3) слой, срывается с торца оболочки в виде мелкодисперсных капель, уносимых из элементов потоком, так как эффекта от воздействия центробежных сил для сепарации жидкости при этом недостаточно. Присутствующая в потоке сепарируемой среды твердая уно-

В соответствии с конструктивными осо-

бенностями узла центробежной очистки и

результатами наблюдений в процессе опыт-

но-промышленной эксплуатации модерни-

зированного сепаратора в промысловых

условиях, авторы настоящей статьи при-

шли к выводу, что «транзит» неочищенной

газожидкостной смеси через «промывоч-

ную» секцию с ростом жидкостной нагруз-

ки на сепаратор, в том числе и при подаче

в аппарат промывочной жидкости, вызван

неравномерным распределением потока

в поперечном сечении «А-А» (на рисун-

ках 1, 5) по выходу из узла минициклонов,

вследствие периферийного расположения

их выхлопных патрубков. В центральной

фильтр-элементов.

Приведем подтверждение связи повышения количества уносимой с отсепарированным газом капельной жидкости с образованием в центральной части поперечных сечений аппарата «А-А» и «Б-Б» «теневых» зон «А» и «Б». В процессе очередного планового обследования сепарационного оборудования УОГ по «всплеску» уровня жидкости в кубовой части всех работающих аппаратов было зарегистрировано поступление на УКПГ из промысловой газосборной сети большого объема жидкости.

сится из элементов «теневой» зоны вместе с жидкостью, чем и объясняется загрязнение

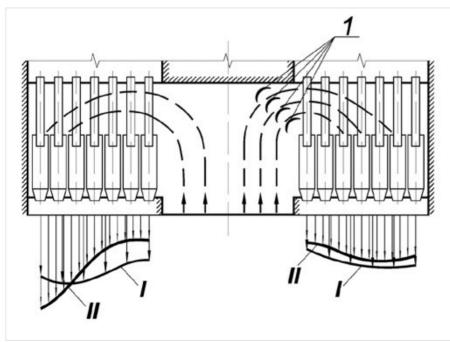


Рис. 4 — Схема распределения скоростей и концентрации пыли в батарейном циклоне

Однако, результаты проводимых в этот момент замеров концентрации уносимой из модернизированного сепаратора капельной жидкости прибором ИУ-1 [2] показали, что величина концентрации уносимой капельной жидкости лишь незначительно превышает регламентированное значение 5 мг/нм³. При внутреннем осмотре аппарата было обнаружено отсутствие на штатном месте крышки выполненного в полотне решетки (7 на рисунке 1) смотрового люка Ду400, чем был «обеспечен» равномерный подвод сепарируемой смеси к тарелке с центробежными массообменными элементами (9) по всему поперечному сечению аппарата. Таким образом, значительное снижение концентрации уносимой из модернизированного сепаратора с отсепарированным газом капельной жидкости в условиях повышенной на него жидкостной нагрузки по сравнению с отмеченным ранее высоким уровней (порядка 1000 мг/нм³) свидетельствует об эффективности процесса сепарации при равномерном распределении газожидкостного потока между всеми центробежными массообменными элементами «промывочной» секции.

Необходимо отметить и целый ряд других недостатков модернизированных по проекту ДОАО «ЦКБН» ОАО «Газпром» внутренних устройств. Это, прежде всего, большой объем сварочно-монтажных работ в процессе модернизации сепаратора. Конструктивный недостаток примененных в конструкции «промывочной» секции центробежных массообменных элементов типа ГПР 2124, отмеченные в приведенном анализе конструктивных недостатков центробежных элементов [6]:

- наличие процесса дробления капель жидкости за вытеснителем (3 на рисунке 2),
- наличие процесса дробления капель жидкости при обтекании турбулентным газожидкостным потоком цилиндрических поверхностей трубок (4 и 5).

Конструктивный недостаток модернизированных внутренних устройств, связанный с затруднениями их обслуживания в процессе эксплуатации аппарата: внутреннего осмотра, очистки от отложений, замены и ремонта вышедших из строя элементов, а именно затрудненный доступ персонала к центробежным массообменным элементам. Так, для доступа к скобам и гайкам при необходимости демонтажа центробежным элементов работнику, выполняющему газоопасную работу внутри сосуда и экипированному, согласно «Правил...», страховочным поясом со спасательной сигнальной веревкой, находясь в шланговом противогазе, необходимо проделать следующий путь внутри аппарата. Вход в аппарат через нижний люк Ду450, далее вверх по лестнице (14 на рисунке 1), через тоннель внутри патрубка (13) диаметром 600мм к люку диаметром 400мм в полотне решетки (7), закрытому крышкой, которую необходимо демонтировать, отвернув гайки, и спустить вниз, после чего, протиснуться через люк Ду400, работая в замкнутом пространстве высотой ~800 мм между полотнами решетки (7) и тарелкой «промывочной» секции.

Итоги

Проведя анализ материалов исследований и наблюдений в процессе опытно-промышленной эксплуатации сепаратора с модернизированными внутренними устройствами ДОАО «ЦКБН» ОАО «Газпром» в промысловых условиях Ямбургского месторождения, в том числе их конструктивных особенностей, объемов и сроков модернизации, условий обслуживания, технического состояния устройств после воздействия «негативных» факторов и др., с учетом отечественного академического опыта в области сепарирования газожидкостных смесей [3], [4], [5], [6], [7], [8], [9], авторами настоящей статьи были сделаны следующие выводы.

Выводы

Необходимо отметить удачное конструктивное сочетание тангенциального входного устройства с отбойной пластиной и проектного решения полотна с центральным патрубком, обеспечивающее эффективную очистку газа в кубовой части от крупно фракционных частиц твердой примеси. Несмотря на целый ряд выявленных в процессе опытно-промышленной

эксплуатации аппарата недостатков авторами статьи предложены мероприятия, направленные на повышение эффективности процесса промысловой очистки газожидкостной смеси в модернизированном сепараторе. Ниже приведены некоторые из них.

Минимизации влияния «транзита» неочищенной газожидкостной смеси через секцию минициклонов можно добиться [5], если в месте поворота содержащего частицы капельной жидкости и твердой примеси газожидкостного потока между решетками (5 и 7 на рис. 1) установить направляющие лопатки (1 на рисунке 4, справа). Это позволит обеспечить, во-первых, более равномерное распределение скоростей потока в сечении аппарата на входе в минициклоны и соответствующее снижение скорости взвешенных в потоке частиц примеси, а, во-вторых, позволит более равномерно распределить взвешенную в потоке примесь между всеми циклонными элементами. При этом характеристики распределения скорости потока (I) и концентрации примеси (II) будут почти идентичны.

С целью минимизации уносов жидкости из «промывочной» секции предлагается исключить из конструкции тарелки центробежные массообменные элементы, расположенные в «теневой» зоне «Б» на рисунке 5, что также позволит повысить уровень безопасности производства при обслуживании аппарата, так как на месте исключенных элементов станет возможным исполнение в полотне тарелки технического люка диаметром 450мм. При этом для удобства работы персонала крышка технического люка Ду400 в центральной части решетки (7) должна откидываться в сторону «промывочной» секции.

Список используемой литературы

- Пигарев А.А., Толстов В.А., Немцов М.В., Соколов В.А., Кудояр Ю.А., Малышкин М.А. Новое оборудование для очистки природного газа перед промысловой ДКС на Ямсовейском месторождении // Газовая промышленность. 2001. № 1. С. 79-81.
- 2. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К.

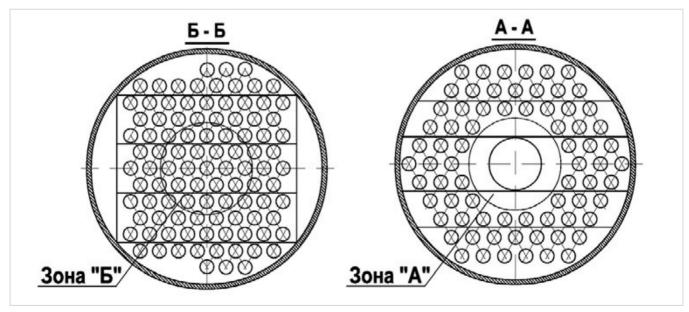


Рис. 5 — Центральная часть поперечного сечения, в которой образуется так называемая «теневая» зона

- Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2009. 279 с.
- Каспарянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа. М.: Недра, 1977. 254 с.
- Мильштейн Л.М., Бойко С.И., Запорожец Е.П. Нефтегазопромысловая сепарационная техника. М.: Недра, 1992. 236 с.
- 5. Идельчик И.Е. Аэродинамика

- технологических аппаратов. М.: Машиностроение, 1983. 351 с.
- 6. Зиберт А.Г., Зиберт Г.К., Валиуллин И.М. Совершенствование оборудования с прямоточными центробежными элементами // Газовая промышленность. 2008. № 9. С. 72–74.
- 7. Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. Сепарация многофазных много-компонентных систем. М.: ООО Недра Бизнес центр, 2002. 621 с.
- 8. Гиматудинов Ш.К., Шировский А.И.

- Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. Изд. 3-е переаб. и доп. М.: Недра, 1982. 311 с.
- 9. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. М.: Недра, 1986. 261 с.
- 10. Ефимов В.В., Халиулин Д.В. Модернизация входных сепараторов на газовых промыслах сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (часть 1) // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №1. С. 11–15.

ENGLISH GAS INDUSTRY

Upgrade of inlet separators at the Senomantsky gas fields of Yamburg oil and gas deposits (part 2)

UDC 622.276.344.577

Authors

Vladimir V. Efimov — exploitation engineer of gas objects equipment¹; <u>v.v.efimov-NU@yandex.ru</u> **Khaliulin V. Damir** — post-graduate student², oil and gas production operator¹; <u>d_khaliulin@mail.ru</u>

¹Gazprom dobycha Yamburg LLC, Noviy Urengoy, Russian Federation ²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

Abstract

The given article continues [10] considers the issues, connected with the construction peculiarities of the inner part of the separators, upgraded according to the Central Construction Bureau of Oil and Technologies of the Subsidiary of the Open Joint Stock Company "Gazprom". A concise functional principal of each scheme of a gas-liquid mixture separation is also given in the presented article as well as the results of the inspection of the upgraded equipment during its' test exploitation in the production process and the results of the separators' inside inspection.

Materials and methods

Observation, forecasting, generalization.

Results

With an analysis of the studies and observations during the trial operation of the separator with upgraded internals CKBN Gazprom in field conditions Yamburg field, including their design, scope and terms of modernization, terms of service, the technical

condition of the device, after the impact of "negative" factors, and others, taking into account domestic academic experience in the field of separation of liquid mixtures [3], [4], [5], [6], [7], [8], [9], the authors of this article the following conclusions.

Conclusions

It should be noted successful constructive combination of tangential inlet device with sliding door stop plate and the web design solution with a central pipe that provides effective cleaning of the gas in the liquid waste from the largest faction of the particles of solid impurities. Despite a number of issues identified during pilot production unit deficiencies Contributor proposed measures aimed at strengthening the commercial cleaning liquid mixture in the upgraded separator. The following are some of them. Minimizing the impact of "transit" raw liquid mixture through a section minitsiklonov can achieve [5], if in turn containing particles of liquid drops and solids-liquid flow between the bars (5 and 7 in Figure 1) to guide vanes (1 in Figure 4, right). This will ensure, first,

a more even distribution of the flow velocity in the cross section at the inlet of the device minitsiklony and corresponding reduction in the flow velocity of suspended particles of impurities, and, secondly, to allow more evenly balanced in the flow of admixture between all elements of cyclone. At the same characteristics of the distribution flow rate (I) and the concentration of impurities (II) are almost identical.

In order to minimize entrainment of liquid from the "wash" section proposed to be deleted from the construction of dish centrifugal mass transfer elements located in the "shadow" zone "B" in Figure 5, which will also enhance the safety of production for maintenance staff as well as on-site elements will be excluded Design options for the leaf plates technical manhole diameter 450mm. In this case, for the convenience of staff cover technical DN400 hatch in the central part of the lattice (7) must be folded into a "wash" section.

Keywords

gas production and transportation, hydrate, natural gas preparation

References

- Pigarev A.A., Tolstov V.A., Nentsov M.V., Sokolov V.A., Kudoyar Yu.A., Malyshkin M.A. Novoe oborudovanie dlya ochistki prirodnogo gaza pered promyslovoj DKS na Yamsovejskom mestorozhdenii [New equipment for natural gas purification placed before the booster compressor station and used at the Yamsoveysk gas field]. Gazovaya Promyshlennost', 2008, issue 1, pp. 79–81.
- 2. Lanchakov G.A., Kulkov A.N., Zibert G.K. Tekhnologicheskie protsessy podgotovki prirodnogo gaza i metody rascheta oborudovaniya [The technological processes of natural gas preparation and methods of calculating the parameters of the preparatory equipment]. Moscow: Nedra-Business Center Itd., 2009, 279 p.
- Kasparyantz K.S., Kuzin V.I., Grigoryan L.G. Protsessy i apparaty dlya ob "ektov promyslovoj podgotovki nefti i gaza [Processes and apparatuses for the objects

- of field oil and gas preparation]. Moscow: *Nedra*, 1997, 254 p.
- Milshtein L.M., Boyko S.I., Zaporozhets Ye.P. Neftegazopromyslovaya separatsionnaya tekhnika [The separation equipment used in oil and gas production]. Moscow: Nedra, 1992, 236 p.
- Idelchik I.E. Aehrodinamika tekhnologicheskikh apparatov [Aerodynamics of the technological apparatuses]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1983, 351 p.
- Zilbert A.G., Zilbert G.K., Valiullin I.M. Sovershenstvovanie oborudovaniya s pryamotochnymi tsentrobezhnymi ehlementami [Upgrade of the equipment with the strait current centrifugal elements]. Gazovaya Promyshlennost', 2008, issue 9, pp. 72–74.
- Sinaysky E.G., Lapiga Ye.Ya., Zaytsev Yu.V. Separatsiya mnogofaznykh mnogokomponentnykh sistem [Separation of multiphase and

- multicomponent systems]. Moscow: *Nedra-Business Center Itd.*, 2002, 621 p.
- 8. Gimatutdinov Sh.K., Shirovsky A.I. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. Uchebnik dlya vuzov. Izd. 3-e pereab. i dop. [Oil and gas formation physics. Reference book for University Students. 3-nd edition, rev. and enlarged]. Moscow: Nedra, 1982 311 p.
- Bekirov T.M., Shatalov A.T. Sbor i podgotovka k transportu prirodnykh gazov [Gathering and pre-transportation preparation of natural gas]. Moscow: Nedra, 1986, 261 p.
- 10. Efimov V.V., Khaliulin D.V.

 Modernizatsiya vkhodnykh
 separatorov na gazovykh promyslakh
 senomanskoy zalezhi Yamburgskogo
 neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya
 (chast' 1) [Upgrade of inlet separators at
 the senomantsky gas fields of yamburg oil
 and gas deposits (part 1)]. Exposition Oil
 Gas, 2013, issue 1, pp. 11–15.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ УДК 622.279 **77**

Алгоритм подготовки PVT свойств газоконденсатной смеси при композиционном моделировании разработки ачимовских отложений

А.Н. Нестеренко

кандидат технических наук, заместитель генерального директора по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений Nesterenko@tngg.ru

И.Ю. Юшков

заведующий отделом разработки ачимовских залежей <u>YushkovlY@tngg.ru</u>

Д.Г. Фатеев

заведующий лабораторией анализа разработки ачимовских залежей¹ <u>fateev@tngg.ru</u>

¹000 «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В статье, на примере газоконденсатных смесей, насыщающих ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, приведены причины, влияющие на точность создаваемых флюидальных моделей. Приведена рекомендуемая методика выбора последовательности адаптационно-корректирующих и вычислительных процедур, которые позволяют, используя исходную информацию получать адекватные модели газоконденсатных смесей. Полученная модель пластового газа использована при создании композиционной гидродинамической модели разработки лицензионного участка Уренгойского НГКМ.

Ключевые слова

PVT свойства модели пластового газа, фазовое поведение, композиционное моделирование

Залежи углеводородного сырья в ачимовской толще Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) по своим масштабам и качеству представляют важнейший резерв топливно-энергетического комплекса России.

Однако, сложность и специфичность геологического строения, недостаточная изученность основных закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств, неоднозначность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокоепластовое давление создают существенные трудности при создании геологической и гидродинамической моделей залежей.

Сведения о составе, физико-химических и термодинамических свойствах пластового флюида являются важным звеном в структуре исходной информации, необходимой для создания и дальнейшего использования геолого-технологической документации различных уровней (подсчет запасов, технологические схемы разработки месторождений и т.п).

Источником информации о свойствах пластовых флюидов являются специальные промысловые и лабораторные исследования, которые позволяют получить разнообразные сведения о характеристиках газа, конденсата, воды. Однако при этом необходимо понимать, что данным исследованиям присущ фактор неопределенности, обусловленный различными неточностями и ошибками при проведении замеров, которые в свою очередь приводят к существенным искажениям и даже неверным представлениям в оценках фазового состояния и свойств компонентов флюида при создании модели газожидкостной смеси.

Ниже представлены основные источники неопределенности исходной информации:

- несоблюдение при промысловых исследованиях рекомендаций, изложенных в действующей Инструкции[1];
- отсутствие замера забойных параметров в процессе исследований;
- образование гидратов и парафинов в процессе исследовательских работ;
- ошибки и неточности при определении состава и физико-химических свойств пластового газа и продукции;
- нарушение условий отбора проб продукции, транспортировки и сроков хранения контейнеров с пробами;
- принципиальные расхождения методического характера, зависящие от исполнителя;

• отсутствие единой формы предоставления исходной информации.

Следовательно, при производстве расчетов в схеме вычислений в обязательном порядке должна присутствовать процедура учета неопределенности используемой информации.

Важной особенностью изучаемого объекта является то, что условия его природного существования находятся в области аномально высоких давлений (60 МПа) и температур порядка 100–120°С (рис. 1). Очевидно, что в связи с этим необходима модернизация имеющихся методов вычислений с учетом конкретной горно-геологический специфики.

При создании модели пластового флюида основной задачей является адекватное описание изменения фазового поведения реальной смеси, происходящие в пласте, скважине и наземном оборудовании для последующей корректной оценки эффективности разработки и обустройства месторождения.

Установлено, что несмотря на возрастающее число теоретических методов описания фазового поведения газоконденсатных систем, далеко не в каждом случае обеспечивается достаточное соответствие реально происходящим промысловым процессам.

В частности для газоконденсатной смеси ачимовских залежей в ходе анализа были определены основные сложности, которые препятствуют использованию при моделировании стандартных подходов:

- широкий углеводородный состав, присутствие неуглеводородных соединений CO,, N,, He;
- значительные изменения состава и свойств пластового газа по глубине и объему залежи;
- неопределенность исходной информации;
- отсутствие универсального правила
- пластовые условия существования залегающего флюида намного превышают допустимые интервалы применимости кубических уравнений состояния (до 30 МПа).

Таким образом, для создания модели газоконденсатной системы ачимовских отложений в рамках композиционного моделирования разработки Уренгойского НГКМ при условии неопределенности исходной информации и АВПД были применены новые подходы, сочетающие оптимальный объем лабораторных и промысловых исследований и расчетные планы, основанные на закономерностях состава и свойств газоконденсатных систем, выявленных в процессе анализа экспериментальных данных.

Свойство фракции:	Корреляция для расчета свойства
Температура кипения	Winn-Sim-Daubert
Критический объем	Hall-Yarborough
Ацентрический фактор	Pedersen et al. (2002)
Критическое давление	Willman-Teja
Критическая температура	Riazi-Daubert

Таб. 1 — Рекомендуемый перечень корреляций для расчета критических свойств фракций

В ходе выполненной работы по созданию моделей газоконденсатных систем и проведенного анализа был разработан алгоритм для получения адекватной модели пластовой газоконденсатной системы и его общий вид рекомендован для применения при проектировании разработки залежей, гидродинамических расчетов и т.п. (рис. 2). На основе полученного алгоритма по ключевым пунктам были подготовлены расчетные модули, которые объединены в единый программный комплекс по подготовке модели газоконденсатной системы.

Проверка исходной информации и ее отбраковка заключается в следующем:

- 1. Общепринято, что для получения достоверных данных о составе и свойствах углеводородной смеси, необходимым условием является проведение газоконденсатных исследований и отбор проб с депрессией, не превышающей 10–20% от уровня пластового давления. При этом скорость восходящего потока исследуемой смеси на входе в насосно-компрессорные трубы должна составлять не менее 2,5–4 м/с [1].
- 2. Для проверки на представительность полученных результатов и оценки согласованности отобранных из сепаратора пробнеобходимо проверять условия термодинамического равновесия газовой и жидкой фаз. Проверка на качество заключается в графическом сопоставлении фактических и теоретических констант равновесия по методу Хоффмана [2].
- 3. Характеристики группы углеводородов С₅, наиболее точно оцениваютсяпри разбиении ее на узкие температурные фракции с фиксацией свойств каждой из них. При этом общее значение молекулярного веса и плотности фракций должно соответствовать значению молекулярного веса и плотности всей группы С₅,. Кроме этого, любое явное отличие зависимости выхода фракций от их молекулярного веса от вида нормального распределения говорит о неточностях в проведении разгонки по истинным температурам кипения (ИТК).
- 4. Несомненно, что также требует проверки величина конденсатогазового фактора, определенная в ходе промысловых исследований. Необходимо проведение корректировки данной величины на результаты лабораторного определения истинных свойств газа сепарации и нестабильного конденсата.
- На стадии проверки качества исходной информации о фазовом поведении газоконденсатной системы требуется проводить анализ результатов термодинамических исследований.

Ключевые пункты корректировки и адаптации исходной информации, согласно предлагаемому алгоритму, заключаются в нижеследующем:

- Корректировка лабораторных данных, на основе принципов парожидкостного равновесия фаз при конкретных термобарических условиях и имеющихся фактических составах газа сепарации и нестабильного конденсата, а также теоретических значениях констант равновесия. На основе полученной методики можно произвести перерасчет состава добываемого пластового газа.
- 2. Корректировка исходных параметров, полученных при разгонке по ИТК, которая производится с помощью специальных

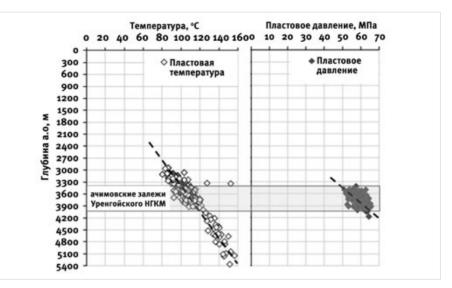


Рис. 1 — Термобарические условия залегания ачимовских отложений

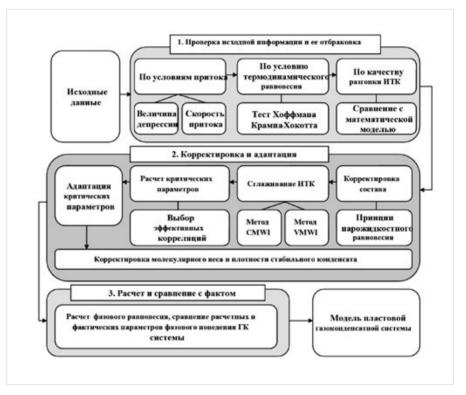


Рис. 2 — Рекомендуемая схема подготовки модели газоконденсатной смеси

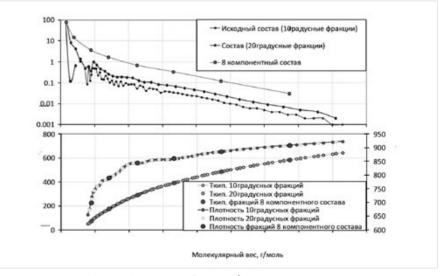


Рис. 3 — Состав и свойства модели пластового газа

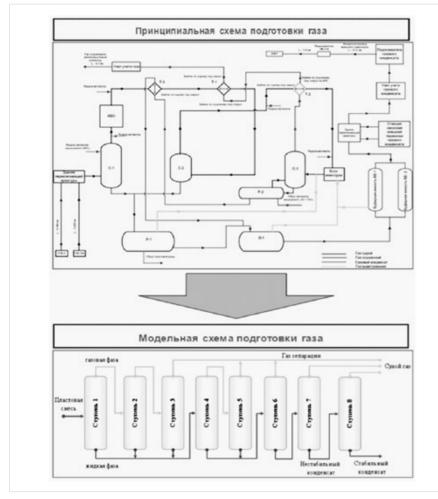


Рис. 4 — Фактическая и модельная схемы подготовки продукции

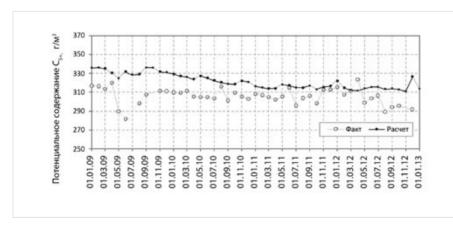


Рис. 5 — Изменение фактического и расчетного значения потенциального содержания конденсата

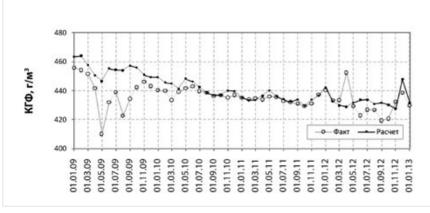


Рис. 6 — Изменение фактического и расчетного значения КГФ

- функций распределения. Для достижения более достоверных результатов рекомендуется два метода корректировки ИТК и описания фракций C_{s+} : гамма-распределение с постоянным шагом молекулярной массы, гамма-распределение с переменным шагом молекулярной массы [3].
- Определение критических свойств фракций согласно рекомендованному набору наиболее эффективных корреляций (таб. 1).
- Корректировка и адаптация к кубическому уравнению состояния критических свойств, полученных по корреляции, включая, кроме критического давления фракции и ацентрического фактора, также значение критической температуры фракции [4].
- 5. Корректировка свойств углеводородов группы $C_{\text{\tiny C+R}}$ по разработанной методике [5].

Таким образом, моделирование фазового поведения пластовой газоконденсатной системы ачимовских отложений проводилось на основе данных о начальном составе и свойствах пластового газа, полученных в результате рекомбинации проб газа и конденсата с предварительной проверкой их представительности и адаптацией согласно схеме (рис. 2), а так же данных PVT-экспериментов.

С целью снизить время расчета при гидродинамическом композиционном моделировании, дальнейшая подготовка композиционной модели проводилась поэтапным объединением компонентно-фракционного состава пластового газа на первом этапе в состав из 20 псевдокомпонент и далее в состав из 8 псевдокомпонент (рис. 3).

Полученная модель пластового газа была использована при создании в гидродинамическом симуляторецифровой гидродинамической модели ачимовских залежей Уренгойского НГКМ.

Реализованная на промысле система подготовки продукции моделировалась с использованием возможностей композиционного симулятора заданием системы сепараторов, выветривателей и емкостей с указанием фактических термобарических параметров их эксплуатации (рис. 4).

Адаптация цифровой фильтрационной модели на фактические данные происходила в три этапа: модификация петрофизических зависимостей, настройка параметров эксплуатации скважин и настройка качества добываемой продукции.

В качестве фактических данных были использованы измеренные и расчетные промысловые данные:

- ежемесячные эксплуатационные рапорта (МЭР) с указанием добычи пластового газа по каждой скважине и в целом по УКПГ;
- результаты гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин;
- результаты замеров забойных и устьевых давлений на режимах эксплуатации скважин;
- паспорта качества газа и конденсата, которые содержат информацию о составе и свойствах продукции промысла.

По результатам настройки и адаптации цифровой гидродинамической модели ачимовских отложений Уренгойского месторождения отклонение модельной накопленной добычи пластового газа от фактической составило 1,62%, что подтверждает возможность использования указанной модели для расчета прогнозных технологических показателей разработки.

В таб. 2 представлено сопоставление рассчитанных по данным моделирования и определения состава пластового газа, путем рекомбинирования проб нестабильного конденсата и газа сепарации, потенциального содержания углеводородов С₅₊₈, конденсатогазового фактора и плотности нестабильного конденсата. Результаты сопоставления этих параметров представлены на рисунках 5–7.

Отметим, что используя данные адаптации модели на гидродинамическом симуляторе, получен состав углеводородной смеси поступающей на УКПГ и продукции технологической линии, а также его изменение с течением времени. Используя фактические данные о составе продукции УКПГ, была произведена рекомбинация смеси, поступающей на промысел. Модель пластовой системы, использованная при гидродинамическом моделировании, состоит из восьми псевдокомпонентов, поэтому для сопоставления проведено объединение компонентов фактического состава (рис. 8).

Анализируя полученные результаты можно сделать следующие выводы:

- состав продукции, а как следствие и компонентный состав рекомбинированного газа и содержание углеводородов С₅₊₈ в рекомбинированных системах пластового газа может изменяться в достаточно широком диапазоне. Такое изменение может быть обусловлено как погрешностями при отборе и определении состава товарного газа и нестабильного конденсата, так и фактическими колебаниями режимов работы скважины;
- логично, что фактическое и расчетное потенциальное содержание конденсата в добываемом газе в период разработки с 2009 по 2012 гг. снижается, и как следствие, снижается величина выхода конденсата;
- реальная пластовая система состоит из большого набора различных углеводородов с широким интервалом изменения физико-химических свойств данных компонент. В результате количественного ограничения набора компонентов модельной пластовой системыв композиционном симуляторе расчет парожидкостного равновесия и определение фазового поведения модели пластовой смеси при различных термобарических условиях происходит более грубо, но с допустимым отклонением от реального поведения фактической смеси:
- для снижения различия в компонентном составе расчетного и фактического газа сепарации обусловленного различием между реальной и модельной системой подготовки газа, необходимо композиционное моделирование проводить с использованием интегрированной модели, в которой возможно реализовать процесс рециркуляции газовой фазы;
- допустимое отклонение расчетных величин потенциального содержания и конденсатогазового фактора показывает, что производится адекватный факту расчет добываемой смеси и разделение продукции на УКПГ. Кроме этого, представлена удовлетворительная сходимость компонентного состава и плотности фактического и расчетного добываемого нестабильного конденсата.

Итоги

Представлен алгоритм подготовки модели газоконденсатной смеси, описан процесс создания PVT модели пластовой смеси,

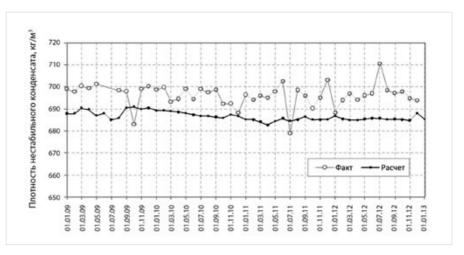


Рис. 7— Изменение фактического и расчетного значения плотности нестабильного конденсата

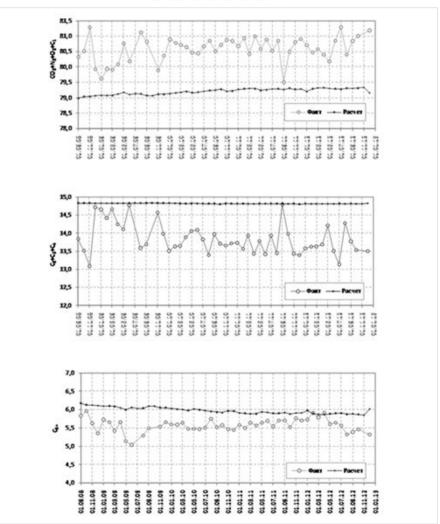


Рис. 8— Сопоставление фактического и расчетного компонентного состава добываемой пластовой смеси

Среднее за год	Потенциальное содержание C_{5+} , г/м ³			Конденсатогазовый фактор, г/м³			Плотность нестабильного конденсата, кг/м³		
	Факт	Расчет	Погреш., %	Факт	Расчет	Погреш., %	Факт	Расчет	Погреш., %
2009	306,4	332,1	8,5	439,3	454,9	3,6	697,6	688,6	-1,2
2010	306,8	323,4	5,4	438,3	442,4	0,9	695,7	687,6	-1,2
2011	305,8	315,4	3,2	433,5	434,5	0,2	695,3	684,9	-1,5
2012	303,2	315,1	4,2	431,3	433,3	0,5	696,6	685,6	-1,6

Таб. 2— Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, конденсатогазовый фактор и плотность нестабильного конденсата

UDC 622.279

насыщающей ачимовские отложения, приведены результаты композиционного моделирования.

Выводы

Используя предлагаемый алгоритм, поучена модель газоконденсатной смеси, которая полностью характеризует исходный пластовый флюид и его фазовое поведение при различных термобарических условиях.

Список используемой литературы

- 1. Газпром о86-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. II ч. М.: Газпром экспо, 2011.
- 2. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph. Texas: Richardson, Volume 20, 2000, 233 p.
- 3. Whitson C.H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. SPE Journal, U. of Trondheim,

August 1983, pp. 683-694.

- 4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
- 5. Фатеев Д.Г., Козубовский А.Г., Ефимов А.Д. Способ корректировки молекулярной массы С₅₊₈ при создании моделей газоконденсатных систем // Известия высших учебных заведений, Нефть и газ, ТГНГУ, 2012. №5. С. 64–69.

ENGLISH GAS INDUSTRY

Algorithm of PVT parameters of gas condensate mixture for compositional modeling of Achim deposits

Authors

Aleksandr N. Nesterenko — doctor of science, deputy general director, research and design in gas condensate and oil fields development and operation¹; Nesterenko@tngg.ru Ilia Y. Yushkov — section head, achim deposits¹; YushkovlY@tngg.ru

Dmitry G. Fateev — laboratory head, achim deposits development analysis¹; fateev@tngg.ru

¹LLC TyumenNllgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The causes affecting the accuracy of fluid modeling are provided in the article by the example of gas condensate mixtures saturating the Achim deposits of Urengoyskoe oil and gas condensate field. The algorithm is recommended for selecting a sequence of adjusting and calculating procedures allowing obtain adequate models of gas condensate mixtures. The model of formation gas is

used for compositional reservoir simulation modeling of the license site of Urengoyskoe oil and gas condensate field.

Results

The algorithm of gas condensate mixture preparation is given. The process of PVT model of formation mixture saturating the Achim deposits is described. The compositional modeling results are provided.

Conclusions

The proposed algorithm allowed obtaining a gas condensate mixture model fully characterizing the original formation fluid and its phase performance at various PT conditions.

Keywords

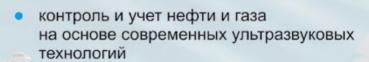
PVT parameters of formation gas model, phase performance, compositional modeling

References

- Gazprom o86-2010. Instruktsiya po kompleksnym issledovaniyam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin. [The instruction on comprehensive surveys of gas and gas condensate wells II ch.]. Moscow: Gazprom expo, 2011.
- 2. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior.
- SPE Monograph. Texas, Richardson, volume 20, 2000, 233 p.
- 3. Whitson C.H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. SPE Journal, U. of Trondheim, August 1983, pp. 683–694.
- 4. Brusilovskiy A.I. Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza. [Phase transformations in oil and gas fields
- development]. Moscow: *Graal'*, 2002, 575 p. 5. Fateev D.G., Kozubovskiy A.G., Efimov A.D.
- Sposob korrektirovki molekulyarnoy massy C_{5+8} pri sozdanii modeley gazokondensatnykh system [Way of molecular mass C_{5+8} correction for gas condensate systems modeling]. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy, Neft' i gaz, TGNGU, 2012, issue 5, pp. 64–69.









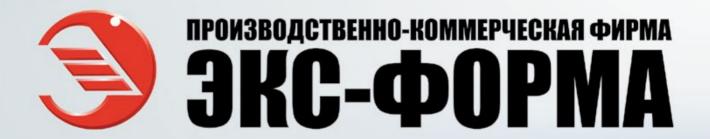
 создание источников автономного энергоснабжения линейных потребителей нефтегазопроводов



техническое обслуживание оборудования магистральных газопроводов

ООО "НПП-Техноавтомат", www.tehnoavtomat.ru 413100, Саратовская область, г. Энгельс, пл. Свободы 14а тел/факс: +7(8453)55-80-74, +7(8453)55-69-49, info@tehnoavtomat.ru





ПКФ «ЭКС-ФОРМА» ПРОИЗВОДИТ:

- регуляторы давления газа прямоточные марки РДП с пропускной способностью до 100 тыс. м3/ч;
- регуляторы давления газа пружинные комбинированные (с встроенным клапаном-отсекателем) РДК;
- пункты газорегуляторные блочные ПГБ;
- газорегуляторные установки шкафные марки УГРШ, УГРШ(К) с одной и двумя линиями редуцирования, с узлом учета расхода газа на базе собственных регуляторов;
- пункты учета расхода газа ПУРГ;
- газорегуляторные пункты шкафные ГРПШ-FE 10(25);
- краны шаровые марки ГШК DN 15-100, PN 1,6-4,0 МП, в том числе и в «северном» исполнении;
- клапаны предохранительные запорные ПЗК DN 50, DN 100, DN 200;
- клапаны предохранительные сбросные ПСК DN 25-50;
- клапаны предохранительные электромагнитные газовые КПЭГ

DN 50-200;

- фильтры газовые DN 50-200;
- автоматизированные газораспределительные станции (АГРС).

410012, Россия, г. Саратов, а/я 1497 тел./факс: (8452) 52-21-31, 50-78-03 exform@exform.ru

WWW.EXFORM.RU

Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов

магистр физики, начальник отдела продаж¹ Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина

генеральный директор¹ Tyabina@rvs-ltd.ru

¹000 «РВС», Санкт-Петербург, Россия

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

Материалы и методы

Оборудование для нефтегазовой промышленности. Анализатор серы.

Ключевые слова

анализаторы серы. анализаторы грансостава

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

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

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-950V2A успешно применяется для гранулометрических исследований при разведывании недр. Благодаря двум лазерным источникам света прибор может анализировать как миллиметровые пески/супеси от 3мм, так и глины субмикронного диапазона до о,о1мкм. Конструкция прибора состоит из измерительной ячейки, лазеров и приёмных детекторов. Частицы породы циркулируют в жидкости по закрытому контуру через измерительную ячейку. Лазерные лучи направлены на ячейку, за которой расположены регистрирующие детекторы, свет, рассеянный пропорционально размеру частиц, фокусируется на них. По распределению рассеянного света, при помощи теории Ми, рассчитываются распределение частиц по размерам.

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

Для анализа серы в нефти и нефтепродуктах компания HORIBA разработала линейку анализаторов серы SLFA включающую в себя: SLFA-20, SLFA-2100/2800, SLFA - IIV21ANS

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

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

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

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

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

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

Анализатор серы HORIBA SLFA-UV21A является последней модификацией, которая удовлетворяет потребностям измерения





сверхмалых концентраций серы в различных видах топлива, дизеля и кровельных материалах.

Комбинация многолетних исследований компании HORIBA в анализе серы и проверенная технология атмосферного детектора серы создали революционную технологию анализа с высокой точностью и чувствительностью. SLFA-UV21A отвечает стандарту ASTM D5453 (USA) — стандартному методу определения содержания общей серы в легких гидрокарбонатах, топливе двигателя искрового зажигания, дизельного топлива и

моторного масла с помощью ультрафиолетовой флуоресценции.

Используя метод ультрафиолетовой флюоресценции удалось достигнуть низкого уровня детектирования около 3 oppb и большого диапазона измерений от 3 oppm до 1 wt%.

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

позволяет легко производить измерения и варьировать различные функции.

Итоги

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

Выводы

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



Puc. 3 — LA950 V2 with DryUnit



ENGLISH LABORATORY EQUIPMENT

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:

Andrey V. Gerasimov — Master of Physics, Head of Sales¹; <u>Gerasimov@rvs-ltd.ru</u> Irina V. Tyabina — General manager; <u>Tyabina@rvs-ltd.ru</u>¹

¹RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

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

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry. Sulfur Analyzer.

Results

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

Conclusions

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

Keywords

sulfur analyzers, analyzers granule composition

86 ХРАНЕНИЕ УДК 621.64

Полимерные эластичные резервуары — опыт применения

И.Г. Барышев

магистр, научный руководитель ibaryshev@mail.ru

¹000 Научно-производственная фирма «Политехника», Москва, Россия

В статье рассмотрен опыт проведения спасательных операций при наводнениях и применение мобильных средств и систем обеспечения безопасного развития северных территорий, Сибири и Дальнего Востока. Также поднята проблематика обеспечения топливом отдаленных объектов освоения Сибири, Крайнего Севера и Дальнего Востока. Дан краткий обзор истории создания и применения эластичных мягких резервуаров, современных термопластичных эластомеров и эластичных резервуаров для ликвидации аварийных разливов и длительного хранения ГСМ в экстремальных климатических **VCЛОВИЯХ.**

Ключевые слова

рукавные дамбы, передвижные эластичные резервуары, мягкие резервуары, эластичные оболочки, термопластичные эластомеры, термопластичный полиуретан, ТПУ, поливинилхлорид, ПВХ, ПВХ+ТПУ, ликвидация аварийных разливов нефтепродуктов, ЛАРН, полевые склады горючего, мобильные нефтебазы, мобильные АЗС, полевые магистральные трубопроводы

24 октября в Москве на базе Академии МЧС прошла конференция, темами которой стали опыт проведения спасательных операций при наводнениях и применение мобильных средств и систем обеспечения безопасного развития северных территорий, Сибири и Дальнего Востока. На мероприятии выступили представители МЧС, Минобороны, Газпрома и НПФ «Политехника», чья продукция — полевые склады горючего и рукавные дамбы — вызвала большой интерес гостей.

Эффективная борьба с паводками

Программа конференции состояла из двух секций: пленарного заседания и демонстрационных учений на плацу на территории Академии. Существенная часть мероприятия была посвящена обсуждению ситуации, сложившейся на Дальнем Востоке в августе текущего года.

Заведующий кафедрой Устойчивости экономики и систем жизнеобеспечения Академии МЧС, доцент Юрий РЕЙХОВ выступил с докладом о наводнении в Хабаровском крае, объяснив, почему произошло наводнение и прорвались дамбы, какие меры были приняты в МЧС и администрации района, рассказал, как на практике применялись эластичные рукавные дамбы производства НПФ «Политехника» в условиях чрезвычайной ситуации.

Эластичные рукавные дамбы— это очень легкие, простые в транспортировке и использовании конструкции, которые позволяют в

течение нескольких десятков минут при минимальных трудозатратах организовать надежную защиту жизненно важных объектов, домов, школ, больниц, колодцев, производственных предприятий от затопления.

Не секрет, что обычно для защиты населенных пунктов и промышленных объектов от наводнений и паводков используются мешки с песком. Но укладка таких дамб требует много времени, ручного труда и больших материальных затрат, в то время как только одна водоналивная дамба ВРД 25 метров заменяет 1000 мешков с песком и вмещает около 18 тонн воды.

Водоналивные дамбы были успешно применены в защите районов Дальнего Востока от наводнения в августе и сентябре 2013 года. В то время как обычные насыпные преграды рушились под напором воды за считанные секунды, рукавные дамбы позволяли остановить поток на несколько часов. При этом для их закрепления не требовалось большого числа людей, а время установки и заполнения дамб длиной 100 метров занимало всего 30 минут. По словам Юрия РЕЙХОВА, если бы такая технология была внедрена во время наводнения в Крымске, возможно число жертв было бы меньше.

Стоит отметить, что данный вид оборудования широко используется в США, ЕС и в других странах для эффективной защиты объектов от наводнений, при строительстве и ремонте гидротехнических сооружений,



Рис. 1 — Полимерный эластичный резервуар с вертолета

в том числе мостов, плотин и причалов, а также при проведении работ по прокладке и ремонту подводных участков магистральных трубопроводов.

Единственные в своем роде

НПФ «Политехника» первой в России освоила производство водоналивных рукавных противопаводковых дамб из новейших композитных эластомеров. Компания была основана в 1991 году, и основным направлением ее деятельности стали изготовление и внедрение изделий из полимеров. Сегодня организация производит эластичные резервуары различных модификаций.

Дмитрий АБРАМОВ, представлявший на конференции НПФ «Политехника», подробно рассказал о продукции компании, технологиях производства и практической целесообразности применения изделий.

НПФ «Политехника» использует инновационные материалы, которые очень долго проходили различные тестирования. Компания нашла идеальный сплав для производства — термопластический полиуретан, который позволяет производить легкие и компактные изделия, вмещающие до 600 кубометров воды. Экономически они намного более выгодны, чем их аналоги, поэтому сегодня активно внедряются, например, в российской армии, заменяя мягкие резервуары из запасов еще советских времен.

Водоналивные дамбы представляют собой эластичные резервуары — емкости, состоящие из полимерного армированного материала — в зависимости от задачи это может быть полиуретан, ПВХ, смесевые соединения. Ткань особого плетения, которая

обеспечивает высокие прочностные характеристики резервуара, с двух сторон покрыта термопластичным полимером. Эластичные резервуары и промышленные оболочки производства НПФ «Политехника» изготавливаются по передовым технологиям из материалов и сырья американского и европейского производства.

Резервуары для любых нужд

Помимо противопаводковых водоналивных дамб НПФ «Политехника» производит и эластичные резервуары для транспортировки горючего, и резервуары для хранения воды, при помощи которых любой автомобиль возможно превратить в пожарную машину, и купола для откачки нефти, применяемые в случае аварийных разливов.

В производстве продукции применяются все современные способы сваривания термопластичных материалов, предпочтение отдается самому современному и эффективному — сваривание токами высокой частоты. Компания располагает дополнительными производственными участками для комплектования изделий всем необходимым, чтобы поставлять не штучные изделия, а готовые комплекты для выполнения необходимых работ без привлечения дополнительных средств.

Каждое изделие проходит испытания на герметичность, одна емкость из каждой партии подвергается гидравлическим испытаниям — на несколько суток заполняется водой с избытком до 50%. Контроль качества материалов, технологического процесса и приемка готовой продукции осуществляется в соответствии с требованиями стандартов ГОСТ-Р ИСО 9000.

Юрий РЫБАКОВ, представитель 25 Гос-НИИ Минобороны России, являющегося соавтором НПФ «Политехника» по разработке эластичных резервуаров для ГСМ и технологического оборудования полевых складов горючего, выступая на конференции, отметил, что применение эластичных резервуаров имеет большие перспективы, ведь только за последнее время их показатели сильно повысились. Если раньше они выдерживали температуру от -35 до +55°C, то теперь они могут применяться при диапазоне температур от -60 до +60°C. В основном такие резервуары используются в местах, где невозможно фундаментальное хранение, например, на Севере.

Английские партнеры НПФ «Политехника» Майкл КОРНВЕЛЛ и Питер ДЖОРДЖ, которые уже три года сотрудничают с компанией, налаживая экспорт в европейские страны, на учениях впервые увидели продукцию и были восхищены технологией. Они отметили: «Мы очень заинтересованы в продукции «НПФ Политехника», особенно в рукавных дамбах и эластичных резервуарах, которые можно использовать в аграрной промышленности».

Кроме того, они также занимаются поставками мобильных эластичных куполов производства НПФ «Политехника», применяемых для локализации глубоководных разливов нефти, таких, например, как в Мексиканском заливе, на платформе ВР.

Современное решение для топливной логистики

Сегодня одним из основных видов деятельности компании является организация полевых топливных складов на базе



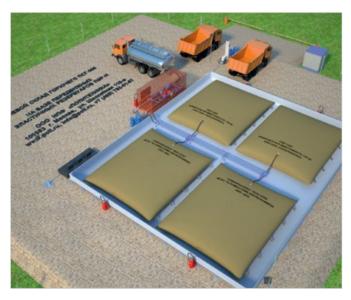
Рис. 2 — Проверка на прочность полимерного эластичного резервуара



Рис. 3 — Сварка полимерного материала линией ТВЧ



Рис. 4— Полимерный эластичный резервуар



Puc. 5 — 3D макет полевого склада горючего



Puc. 6







мягких резервуаров, ставших современной альтернативой устаревшим методам хранения топлива и воды в труднодоступных районах РФ.

Топливный склад состоит из резервуаров, соединенных коллектором, насосно-раздаточного модуля, мачт освещения, различных систем защиты и противопожарной системы, а также пункта массовой выдачи и приема топлива. ПСГ зарекомендовали себя как высокоэффективное решение в топливной логистике, многократно сокращая время доставки, монтажа и начала работ. Эти комплексы сегодня активно используются во многих нефтесервисных организациях, а также в компаниях ТНК, «Газпром бурение» и многих других.

ПСГ на базе эластичных резервуаров ПЭР-Н предназначены для приемки, хранения и выдачи топлива и ГСМ, а также для хранения сырой нефти в полевых условиях на период проведения работ в районе расположения, в постоянной готовности к перемещению. Главная отличительная особенность таких складов — компактность в сложенном виде и малый вес. Например, склад объемом три тысячи кубических метров помещается в один двадцатифутовый контейнер. Это

очень удобно для организации хранения в северных широтах, доставки продукции морем или по зимникам. Такой вариант технически проще и дешевле обычных решений.

Скорость производства и темпы разворачивания такого склада — также важные преимущества продукции НПФ «Политехника». Перевезти, развернуть склад объемом три тысячи кубических метров и организовать прием и выдачу топлива в течение месяца — возможно, пожалуй, только с применением полевых складов горючего. Важно отметить, что после выполнения поставленной задачи склад может быть свернут и перебазирован на другую точку без применения специальной техники.

После завершения работ в месте их проведения не остается полупорожних резервуаров и бочек, которые являются опасным источником техногенного загрязнения. Рекультивация земель после эксплуатации ПСГ не требуется.

ПСГ широко применяются как в военных, так и в гражданских целях, в том числе при строительстве и освоении отдаленных объектов (трубопроводов, нефтепромыслов, золотых приисков, рудников, вахтовых поселков, дорог и так далее).

Итоги

Показана и обоснована высокая экономическая и экологическая эффективность применения рукавных дамб, эластичных резервуаров и полевых складов горючего на их основе для обеспечения ГСМ отдаленных объектов строительства.

Выводы

- Сегодня сложно представить столь оперативное и рабочее решение в защите от наводнений, как применение водоналивных дамб производства ООО НПФ «Политехника».
- 2. Применение полевых складов горючего на базе эластичных резервуаров ПЭР-Н для длительного хранения ГСМ на отдаленных объектах значительно сокращает стоимость доставки оборудования и монтажных работ и радикально (более чем на 6–12 месяцев) сокращает срок введения объекта в эксплуатацию.

Полевые склады горючего на базе резервуаров ПЭР-Н позволяют исключить работы по очистке и рекультивации земли после сворачивания склада по завершении работ на объекте. На месте отработавшего полевого склада горючего не остается емкостного оборудования. Экологические риски исключаются.

ООО НПФ «Политехника» — ведущий российский разработчик и изготовитель передвижных эластичных (мягких) резервуаров и мобильных полевых складов горючего (ПСГ) для нужд госзаказа, нефтегазовых, строительных, геологоразведочных, горных и других предприятий и компаний, осваивающих отдаленные объекты российского Севера, Сибири и Дальнего Востока, а также для экспорта.



НПФ «Политехника» 109383 Москва, ул. Шоссейная 110-в. Тел./факс: +7 (495) 783-01-67 +7 (495) 783-01-68 E-mail: info@flexico.ru

ENGLISH STORAGE

Elastic Tanks — experience in the application

UDC 621.64

Authors

Igor G. Baryshev - magister, supervisor'; ibaryshev@mail.ru

¹Politehnica LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article describes the experience of rescue operations during floods and application mobile tools and systems to ensure the safe development of the northern territories of Siberia and the Far East. Also the article considers problems of fuel supply for distant objects development of Siberia, the Far North and the Far East. A short review history of creation and application of elastic soft tanks, advanced thermoplastic elastomers and elastic tanks for spill response and long-term storage of petroleum products in extreme climatic conditions.

Materials and methods

The material underlying this article was obtained from R & D, which were held in the period from 1998 to 2013, the "Politehnica" co-authored with VNIIGAZPROM, GOS NII № 25, the Defense Ministry, NIIRP, RI

"Podzemgazprom», TOTAL, SA (Fr), Cooley Group, Inc. (USA), ClearTechOil, Ltd. (UK).

Results

Shown and proved the high economic and environmental efficiency of water-filled dikes, elastic reservoirs and field fuel depots on their basis to ensure that petroleum remote construction sites. The advantages of application of elastic tanks made of fabric with 100% double-sided coating of thermoplastic polyurethane compared to rubber-soft tanks and reservoirs of elastic fabric with PVC and PVC + thermoplastic polyurethane coating.

Conclusions

 Today's hard to imagine such a operative and working solution to flood protection as applying water-filled dikes production NPF "Politehnica". 2. Application of field-based fuel depots on the base of elastic reservoirs PER-N for long-term fuel storage on distant objects significantly reduces the cost of delivery and assembly jobs and drastically (by more than 6–12 months) shortens the asset is commissioned.

Dumps fuel tanks on the basis of PER-N allow to exclude of the clean-up and reclamation of land after the rolling stock on completion of work on the project.

On-site spent fuel storage field does not remain containers. Environmental risks are excluded.

Keywords

water-filled dikes, portable elastic tanks, soft tanks, elastic shells, thermoplastic polyurethanes, PVC, eliminating accidental oil spills, spill response, fuel dumps, mobile depot, mobile stations, field pipelines **90** ЭКОЛОГИЯ УДК 504.06

Восстановление плодородия почв с помощью гумино-минерального комплекса «Гумиком»

ООО «Эмульсионные технологии» основано в 2003 году. Лицензия, выданная Федеральной службой по надзору в сфере природопользования, серия о77 № 00232 от 07.07.2011 г. позволяет осуществлять деятельность на территории 44 субъектов РФ (в 6 Федеральных округах-Центральный, Южный, Уральский, Приволжский, Сибирский, Северо-Кавказский).

Ключевые слова:

экология, рекультивация почвы, рекультивация грунта, обезвреживание отработанных буровых шламов, переработка и утилизация нефтезагрязненных грунтов, очистка и утилизация бурового шлама, ликвидация последствий аварийных ситуаций, зачистка емкостей и резервуаров для хранения нефти, гумино-минеральный комплекс, Гумиком, улучшение состояния почв сельскохозяйственного назначения, снижение затрат и повышение рентабельности сельхозпроизводства

ООО «Эмульсионные технологии» является членом Саморегулирующей организации Некоммерческое партнёрство «Добровольное строительное товарищество «Центр Специального строительства и ремонта» (С-248-6350007780-01 от 16 июля 2013 года).

Специализируется в области экологического бизнеса и является одним из крупных предприятий на территории Самарской области, осуществляющих свою деятельность в области обращения с нефтесодержащими отходами. Заказчиками предприятия на настоящий момент являются более 50 промышленных предприятий г. Самара и Самарской области, а также предприятия Оренбургской, Саратовской, Московской и др. областей. В частности, выполняет следующие виды работ: по рекультивации площадок; ликвидации находящихся на них буровых амбаров; по восстановлению плодородия выведенных из сельхозобращения земель. Имеет патент на изобретение № 2486166 «Способ обезвреживания нефтезагрязненных грунтов, способ обезвреживания отработанных буровых шламов».

Фирма оказывает следующие услуги:

- 1. Переработка и утилизация нефтезагрязненных грунтов (НЗГ) и нефтешламов, твердых нефтесодержащих отходов (ТНСО).
- 2. Очистка и утилизация бурового шлама и других буровых отходов.
- 3. Рекультивация нарушенных и загрязненных углеводородами земель.
- 4. Ликвидация последствий аварийных ситуаций, связанных с разливами углеводородов.
- 5. Переработка и очистка нефтесодержащей

- жидкости (НСЖ).
- Зачистка емкостей и резервуаров для хранения нефти, темных и светлых нефтепродуктов.
- 7. Производство органо-минеральных препаратов под торговой маркой «Гумиком».
- 8. Сбор и транспортировка отходов.
- 9. Разработка и производство биопрепаратов.

За 3 последних года силами фирмы было возвращено в сельскохозяйственное обращение более 50 участков — общей площадью более 90 га. Заказчиками выступали ООО «Оренбургская буровая компания», ЗАО «Оренбургбурнефть», ООО «РН-Сервис-Экология» и ЗАО «Удмуртнефть-Бурение». На всех участках было полностью восстановлено плодородие почв.

Предприятие производит гумино-минеральный комплекс «Гумиком». На него получены: Государственная экологическая экспертиза проекта технической документации «Ремедиация нефтезагрязненных почв, грунтов и буровых шламов» с использованием препарата «Гумиком»; Экспертное заключение по применению агрохимиката Гумино-минеральный комплекс «Гумиком» (марка A, Б, В) № 19/1705, имеется свидетельство на товарный знак №. 463312 «Гумиком». Используется препарат для обезвреживания нефтешламов, техногенно-нарушенных и нефтезагрязненных земель и грунтов обеспечивается за счет того, что гуматы обладают способностью активировать почвенную аборигенную микрофлору, обогащают почву гуминовыми кислотами, чем повышают устойчивость почвы к техногенному загрязнению.



Рис. 1 — Переработка бурового шлама

За счет активизации гуматами аборигенных форм микрофлоры происходит полное самоочищение загрязненных почв и грунтов со значительно более высокой скоростью (за 1–2 года вместо 5–6 лет при применении методов рекультивации без гуматов и 15–20 лет при естественном самоочищении почвы).

«Гумиком» применяется для рекультивации загрязненных земель на объектах ОАО «Приволжскнефтепровод», ОАО «Самаранефтегаз», где производится обезвреживание нефтесодержащих отходов (замазученный грунт) до 5 класса опасности. Благодаря применению «Гумикома» сроки обезвреживания составляют 6 месяцев.

Новым направлением работы компании является разработка и производство биопрепаратов на основе аборигенной почвенной микрофлоры для ремедиации загрязненных нефтепродуктами и СОЗ почв и грунтов. В настоящее время разработаны два технологических регламента.

Отдельным направлением работы фирмы является использование препарата «Гумиком» в качестве комплексного агротехнического препарата, микроудобрения, стимулятора роста растений. Его применение способствует повышению урожайности всех видов сельскохозяйственных культур, позволяет уменьшить норму внесения минеральных удобрений вдвое и средств защиты растений на 15%; повысить урожайность и качество сельскохозяйственной продукции; улучшить состояние почв сельскохозяйственного назначения; снизить затраты и повысить сельхозпроизводства. рентабельность



Рис. 2 — Емкость «Гумиком»

Технология является авторской разработкой. ООО «Эмульсионные технологии» принимает активное участие в решении экологических проблем г. Самара и Самарской

В настоящее время основным направлением деятельности компании является стремление к устойчивому развитию, т.е. достижение технологической, экономической, экологической и социальной эффективности.

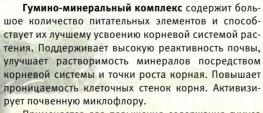
ООО «Эмульсионные технологии» занимается законотворческой деятельностью, участвует в круглых столах, выставках, семинарах, конференциях, имеет устойчивую тенденцию в развитии и расширении сфер деятельности фирмы.



000 «Эмульсионные технологии» 443066, РФ, Самарская область, г. Самара, ул. Сов. Армии, 107 Тел. +7 (846) 276-88-86, 276-88-77 Факс: +7 (846) 276-88-86 e-mail: emto6@mail.ru www.эмульсионныетехнологии.рф

ГУМИКОМ

Ресурсосберегающие технологии в растениеводстве Органо-миниральное удобрение, стимулятор роста, антистрессант



Применяется для повышения содержания гумуса в почве, предпосевной обработки семян, корневой и внекорневой обработки, как самостоятельное удобрение, так и в смеси с любыми протравитялями, гербицидами, средствами защиты растений и минеральными удобрениями. Также применяется для опрыскивания почты перед вспашкой (культивацией).

Совместим с однокомпонентными и комплексными минеральными удобрениями и средствами растений.

Применение «Гумикома» позволяет решить проблемы сельхозпроизводителей:

 уменьшить норму внесения минеральных удобрений и средств защиты растений.

Совместное внесение аммиачной селитры и других минеральных удобрений с ГУМИКОМОМ повышает коэффициент усвоения питательных веществ из минеральных

CONTRACTOR OF THE PROPERTY OF

удобрений и соответственно уменьшает затраты на применение минеральных удобрений вдвое;

- повысить урожайность
 - и качество сельскохозяйственной продукции;
- улучшить структуру почв сельскохозяйственного назначения:
- снизить затраты и повысить рентабельность сельхозпроизводства.

Гуминовые кислоты являются также мощными геохимическими агентами, способтвующими трансформации горных пород, минералов и органических веществ, а также концентрации, рассеянию и переотложению химических элементов. Гуминовые кислоты в форме гумино-минерального комплекса «Гумикома» содержат гуминовую (органическую) и минеральную части. Они эффективно связывают тяжелые металлы, сорбируют углеводороды нефти и нефтепродуктов, активируют деятельность нативной миклофлоры, стимулируют рост и развитие растений. Гуминовые кислоты ускоряют протекание биогеохимических процессов, в результате которых нейтрализуется и обезвреживается большое колисетчво органических и неорганических экотоксикантов.





АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И БЕСПЕРЕБОЙНОЕ ПИТАНИЕ

УНИВЕРСАЛЬНАЯ ГИБРИДНАЯ СИСТЕМА ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ

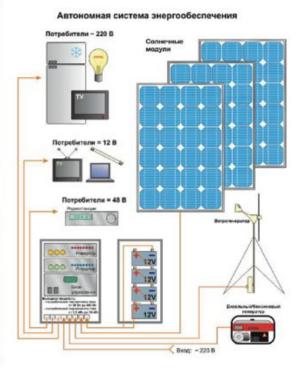
КОМПАНИЯ «НЕОТЕХНОЛОГИЯ» ПРЕДЛАГАЕТ ВАШЕМУ ВНИМАНИЮ СВОЮ РАЗРАБОТКУ, ПОЗВОЛЯЮЩУЮ ИЗБАВИТЬСЯ ОТ ПРОБЛЕМ С ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ В ОФИСЕ, НА ПРЕДПРИЯТИИ И ДОМА.

ОСНОВНОЙ ПРИНЦИП НАШЕЙ СИСТЕМЫ — ПОТРЕБИТЕЛЬ ПОЛУЧАЕТ ВСЮ ЭНЕРГИЮ, ГЕНЕРИРУЕМУЮ АЛЬТЕРНАТИВНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ, А НЕДОСТАЮЩАЯ ДОБИРАЕТСЯ ИЗ ОБЩЕЙ СЕТИ . СИСТЕМА ПОЗВОЛЯЕТ ДОБИТЬСЯ:

- ЭКОНОМИИ ЭНЕРГИИ, ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ОТ СЕТИ;
- УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА СЕТЕВОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ЕСЛИ ОНО НЕОБХОДИМО):
- БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ:
- НЕЗАВИСИМОСТИ ОТ СЕТИ, В МЕСТАХ, ГДЕ ОНА ПОЛНОСТЬЮ ОТСУТСТВУЕТ.

СИСТЕМА ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ НАБОР УСТРОЙСТВ С ВЫСОКИМ УРОВНЕМ КАЧЕСТВА И НАДЁЖНОСТИ, СОБРАННЫХ В ЕДИНОМ КОРПУСЕ НА ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЕ ВЕДУЩИХ МИРОВЫХ КОМПАНИЙ. В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТРЕБОВАНИЙ ЗАКАЗЧИКА СИСТЕМА МОЖЕТ ВКЛЮЧАТЬ В СЕБЯ:

- СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ;
- ВЕТРОГЕНЕРАТОР;
- ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОР;
- МИНИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ;
- СЕТЬ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ.



СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ

ГЕЛЕОЭНЕРГЕТИКА — ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СВЕТА СОЛНЦА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА. ОСНОВОЙ ГЕЛЕОЭНЕРГЕТИКИ ЯВЛЯЮТСЯ СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ КОТОРЫХ СОСТОИТ В ПРЯМОМ ПРЕОБРАЗОВАНИИ СОЛНЕЧНОГО СВЕТА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ТОК. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ДЛЯ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ НА ОСНОВЕ КРЕМНИЯ: МОНОКРИСТАЛЛИЧЕСКИЕ, ПОЛИКРИСТАЛЛИЧЕСКИЕ И ТОНКОПЛЕНОЧНЫЕ ПАНЕЛИ. СОЛНЕЧНЫЕ ПАНЕЛИ ИЗ МОНОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫ, НО И БОЛЕЕ ДОРОГИ В ПЕРЕСЧЕТЕ НА ВАТТ МОЩНОСТИ.

ИХ КПД, КАК ПРАВИЛО, В ДИАПАЗОНЕ 14-18%.

АЛЬТЕРНАТИВОЙ МОНОКРИСТАЛЛИЧЕСКОГО КРЕМНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ПОЛИКРИСТАЛЛИЧЕСКИЙ КРЕМНИЙ. У НЕГО БОЛЕЕ НИЗКАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ



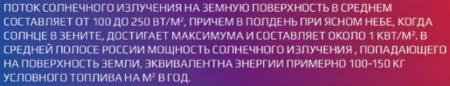




ГОРЯЧАЯ ВОДА И ОТОПЛЕНИЕ ОТ СОЛНЦА





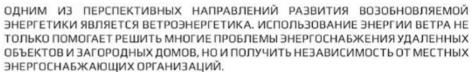


СОЗДАННЫЕ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ И ГВС, РАБОТАЮЩИЕ НА ЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ, ЧАЩЕ ВСЕГО ПРИМЕНЯЮТСЯ КАК ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ, В ДОПОЛНЕНИЕ К ОСНОВНЫМ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРАМ (ГАЗОВЫМ КОТЛАМ, ЭЛЕКТРООБОГРЕВАТЕЛЯМ, ТЕПЛОВЫМ НАСОСАМ И Т.Д.). ИСПОЛЬЗУЯ ЭНЕРГИЮ СОЛНЦА, ТАКИЕ СИСТЕМЫ ПОЗВОЛЯЮТ ЕЖЕГОДНО ЭКОНОМИТЬ ТРАДИЦИОННОЕ ТОПЛИВО:

- ДО 75% ДЛЯ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ (ГВС) ПРИ КРУГЛОГОДИЧНОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ;
- ДО 95% ДЛЯ ГВС ПРИ СЕЗОННОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ;
- до 50% для целей отопления;
- до 80% для целей дежурного отопления.

В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД БЛАГОДАРЯ ВЫСОКИМ ВНЕШНИМ ТЕМПЕРАТУРАМ ВОЗДУХА ОНИ СПОСОБНЫ ПОЛНОСТЬЮ ПОКРЫВАТЬ ПОТРЕБНОСТЬ В ГОРЯЧЕЙ ВОДЕ ОФИСА, КВАРТИРЫ, ЗАГОРОДНОГО ДОМА ИЛИ ДАЧИ, ПРЕДПРИЯТИЙ МАЛОГО И СРЕДНЕГО БИЗНЕСА, ОСУЩЕСТВЛЯТЬ ПОДОГРЕВ ВОДЫ В БАССЕЙНЕ, ПОДДЕРЖИВАТЬ НЕОБХОДИМЫЕ ТЕМПЕРАТУРНЫЕ РЕЖИМЫ В ТЕПЛИЦАХ И Т. Д.





СУЩЕСТВУЕТ ОЧЕНЬ МНОГО РАЗНОВИДНОСТЕЙ ВЕТРОГЕНЕРАТОРОВ, НО ВСЕ ОНИ ДЕЛЯТСЯ НА КОНСТРУКЦИИ С ГОРИЗОНТАЛЬНО - ОСЕВЫМИЛИ ВЕРТИКАЛЬНО - ОСЕВЫМ ВРАЩЕНИЕМ. У ОБЕИХ ЭТИХ КОНСТРУКЦИЙ ЕСТЬ КАК ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ, ТАК И ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ КАЧЕСТВА. ПОЭТОМУ ВЕТРОГЕНЕРАТОР, ЕГО КОНСТРУКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ, ПОДБИРАЕТСЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТАКИМ ОБРАЗОМ, ЧТОБЫ ИЗВЛЕЧЬ МАКСИМАЛЬНУЮ ВЫГОДУ ИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО КОНСТРУКЦИИ. СПЕЦИАЛИСТЫ НАШЕЙ КОМПАНИИ ПОМОГУТ ВАМ НАЙТИ НУЖНОЕ РЕШЕНИЕ И ВОПЛОТИТЬ ЕГО В ЖИЗНЬ.



МОБИЛЬНАЯ ВЕТРО-СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ



МОБИЛЬНАЯ ВЕТРО-СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ НА АВТОПРИЦЕПАХ — ЭТО ГИБРИДНАЯ СИСТЕМА ИНВЕРТОРНОГО ТИПА, ПОЛУЧАЮЩАЯ ЭНЕРГИЮ ОТ ВОСПОЛНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ИСТОЧНИКОВ (СОЛНЦЕ, ВЕТЕР) С ПОСЛЕДУЮЩИМ НАКОПЛЕНИЕМ ЭНЕРГИИ В БАТАРЕЕ АККУМУЛЯТОРОВ. ВХОДЯЩИЕ В КОМПЛЕКТ ДИЗЕЛЬНЫЕ ИЛИ БЕНЗИНОВЫЕ ГЕНЕРАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ С АВТОЗАПУСКОМ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ В КАЧЕСТВЕ РЕЗЕРВНОГО ИСТОЧНИКА.

СТАНЦИЯ ОБЛАДАЕТ БОЛЬШИМ СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПРАКТИЧЕСКИ НЕ ТРЕБУЕТ ОБСЛУЖИВАНИЯ, РАБОТАЕТ ПОЛНОСТЬЮ В АВТОНОМНОМ РЕЖИМЕ. ПРИ ДОСТАТОЧНОЙ СОЛНЕЧНОЙ ИНСОЛЯЦИИ, ВЕТРЕ СТАНЦИЯ РАБОТАЕТ БЕЗ ЗАПУСКА ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ, С ПОЛУЧЕНИЕМ ЭНЕРГИИ ТОЛЬКО ОТ ВОСПОЛНЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ. ПРИ ПОЛНОСТЬЮ ЗАРЯЖЕННЫХ АККУМУЛЯТОРАХ И ОТСУТСТВИИ ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ АВТОНОМНАЯ РАБОТА В ТЕЧЕНИЕ НЕСКОЛЬКИХ ЧАСОВ.

ОПЦИОНАЛЬНО СТАНЦИИ КОМПЛЕКТУЮТСЯ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКИМИ МАЧТАМИ СО СВЕТОДИОДНЫМИ СВЕРХЯРКИМИ ПРОЖЕКТОРАМИ, ВЫНОСНЫМИ МАРКЕРНЫМИ ЗАГРАДИТЕЛЬНЫМИ ОГНЯМИ, ВОДЯНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ, ЭЛЕКТРОИНСТРУМЕНТОМ.



ООО НПО «Неотехнология»

390047, город Рязань, улица Связи, дом 21 www.neotechnology.ru Телефон/факс: +7 (4912) 911-502 (многоканальный) E-mail: info@neotechnology.ru

ЭНЕРГЕТИКА УДК 621.3 94

Inmesol S.L. продукция высочайшего качества

История компании Inmesol начинается в минувшем 20 веке. В 1989 году, была зарегистрирована торговая марка Inmesol S.L., на то время Inmesol S.L. производила только открытые дизельные электростанции, но уже с 1993 года, отвечая на возросшие требования клиентов, запущены мощности по выпуску дизельгенераторов в шумозащитах капотах, что менее чем за 10 лет приводит к достижению объема производства более 10 000 электростанций закрытого типа.

Ключевые слова

дизельные электростанции, генераторы, шумозащитные капоты, электростанции закрытого типа. Инмесол, гибридные энергетические осветительные мачты, контейнеры

Произволственная коммерческая администрация компании Inmesol располагается в г.Корвера, в 20 километрах от г. Мурсия на юго-западе Испании. В настоящее время электростанции выпускаются на современном роботизированном оборудовании, размещенном на производственных площадях более 30 000 кв.м. Роботизированные производственные линии металлообработки, сварки, окраски, окончательной сборки, строгий контроль качества электростанций на каждом этапе производства и сборки, позволяет Inmesol S.L. конкурировать на мировом уровне с другими производителями, и предлагать клиентам продукцию высочайшего качества. Сохранение уровня производительности, качества выпускаемой продукции на мировом уровне, позволяет менеджменту компании гибко подходить к представлению и поддержанию бренда Inmesol на мировых рынках.

Наши клиенты подтверждают способность электростанций Inmesol одинаково хорошо работать, как в пустыне, так и в условиях вечной мерзлоты. Оборудование Inmesol оптимизируется для работы как для регионов тропической Африки, Океании, сверх жарких условиях пустыни Саудовской Аравии, резко-континентального климата Казахстана и России, так и для полярных широт таких стран как Норвегия, Финляндия, и конечно Россия.

Электростанции Inmesol производятся на базе различных типов двигателей ведущих мировых производителей: LOMBARDINI (Италия), FPT (IVECO) (Италия), MTU (Германия), DEUTZ (Германия), VOLVO (Швеция), MITSUBISHI (Япония), PERKINS (Великобритания). В настояшее время для промышленного потребителя предлагается линейка дизель — генераторных



установок (ДГУ) в диапазоне мощности 5 ... 2000 кВа, открытого, контейнерного, закрытого (в капоте) исполнения (рис. 1-5).

Особым вниманием наших клиентов пользуются альтернаторы MeccAlte (Италия). Применяемые при производстве промышленных электрогенераторов системы управления производства Deep Sea Electronics (Великобритания) позволяют обеспечить надежное и устойчивое управление электрогенератором. Автоматические панели управления DSE7320 (DSE7420) позволяют выполнить интеграцию генераторов в энергосистему большинства объектов, кроме того при применении блока управления DSE8610 возможно построение синхронизированной системы из 2-32 электростанций.

Производственная линейка компании не ограничена производством электростанций, Inmesol S.L. предлагает как гибридные энергетические, так и сварочные установки, осветительные мачты, которые пользуются заслуженным спросом на ответственных объектах нефте-газо добычи, позволяя превратить даже долгую полярную арктическую ночь в день (рис. 6).

Inmesol S.L. сохраняет свое присутствие в более чем в 50 странах мира с сохранением положительной динамики роста продаж. Это стало возможным благодаря формированию профессиональной команды, состоящей из коммерческих и технических специалистов. созданием новых инструментов по управлению продажами мирового уровня, наличием резервных производственных мощностей, позволяющих при необходимости быстро нарастить объем производства и обеспечить требования самого взыскательного



Puc. 1





Puc. 2



Puc. 3 Puc. 4

клиента, а также постоянным коммерческим, техническим контактом с дилерами представительствами компании по всему миру. Такой подход позволяет учесть требования самых взыскательных клиентов.

Inmesol S.L. в России

В 2009 году в России создается представительство Inmesol S.L. — ООО «Инмесол». В настоящее время на базе технопарка ООО «Инмесол» имеются складские и производственные мощности по производству контейнеров и доработки электрогенераторов под требования клиентов, что позволяет в кратчайшие сроки с максимальным качеством удовлетворить самые взыскательные потребности.

Установилось устойчивое сотрудничество ООО «Инмесол» с лидерами телекоммуникационного рынка России компаниями Ростелеком, Мегафон, МТС, Билайн. Кроме того, с нашей продукцией знакомы такие компании как: Сбербанк, Леруа Мерлен Восток, Росавтодор; государственные структуры России: Федеральное Казначейство, МЧС.

В сфере Нефть и Газ, ООО «Инмесол» поставляет свое оборудование на объекты Роснефти. Выполнены поставки, монтажные и пуско-наладочные работы электрогенераторов для АЗС и нефтебаз компании Лукойл. Прошедшая в июне 2013г. в ЭкспоЦентре выставка Нефть и газ 2013 подтвердила зачитересованность наших клиентов в продукции компании.

Наряду с поставкой ООО «Инмесол» осуществляет техническую поддержку поставляемого оборудования. Специалисты сервисного центра ООО «Инмесол» регулярно проходят обучение и сертификацию на заводе-изготовителе в Испании, а также на базе существующего научно-технического центра ООО «Инмесол».

Долговременные партнерские отношения ООО «Инмесол» с компанией производителем САУ ДГУ Deep Sea Electronics (Великобритания) позволили получить ООО «Инмесол»

статус официального дистрибьютора, данной компании, на территории России, что позволяет нашим клиентам получать непосредственную техническую поддержку производителя САУ ДГУ Deep Sea Electronics здесь в России (рис. 7).

Мы понимаем, что совокупная ценность всей интегрированной системы автономного/аварийного электроснабжения на базе ДГУ определяется качеством узлов и компонентов электрогенераторов. Налаженные 000 «Инмесол» контакты с производителями комплектующих позволяют проводить в России ежегодные технические семинары, посвященные особенностям работы узлов и компонентов электрогенераторов. Так 9-10 сентября 2013 года ООО «Инмесол» провело ежегодный технический семинар, ставший уже традиционным для наших партнеров. В текущем году семинар был посвящен САУ Deep Sea Electronics — удаленный мониторинг и специальные опции модулей управления, первый день. На второй день семинара рассматривался модельный ряд и новые решения в производстве дизельных двигателей DEUTZ, специальные решения для эксплуатации двигателей в тяжелых условиях. Практическая часть семинара включала в себя работу на открытой площадке с оборудованием Inmesol: ДГУ открытого исполнения, ДГУ в шумозащитного исполнения, ДГУ в контейнерном исполнении. Предоставляя нашим партнерам данную площадку для общения 000 «Инмесол» уверено в том, что все вопросы, поднятые перед производителями оборудования — найдут свое отражение в дальнейшем совершенствовании систем аварийного/ автономного электроснабжения на базе ДГУ.

Наша компания располагает собственными сервисными центрами в г. Краснодар, г. Сочи, г. Москва, г. Санкт-Петербург, г. Казань сервисные центры наших представителей в других регионах позволяют нам оперативно решать вопросы технической поддержки оборудования в г. Екатеринбург,

г. Красноярск, г. Якутск, г. Хабаровск, г. Владивосток. Особо можем отметить наши возможности по технической поддержке альтернаторов MeccAlte, и конечно систем управления Deep Sea Electronics. Мы готовы предлагать расходные материалы, запасные части, выполнять качественное обслуживание, техническую поддержку и ремонт оборудования.

Планы по работе на ближайшее время

Динамичный подход менеджмента Inmesol S.L. к влияниям рынка и наличие обратной связи с представительствами по всему миру позволяет поддерживать уровень конкурентоспособности оборудования Inmesol на мировом уровне. На основе анализа сложившегося в России рынка, с учетом наличия у ООО «Инмесол» научно-технического центра, способного обеспечить техническую поддержку проектов любого уровня, реализации таких проектов на всей территории России. Inmesol S.L. принято решение в 2014 г. все поставки оборудования Inmesol в Россию осуществлять через представительство Inmesol S.L. в России — 000 «Инмесол». Данное решение положительным образом скажется на: возможности Inmesol S.L. отслеживать пожелания и мнения конечных пользователей продукции; консолидации потоков продукции на территорию России и стран Таможенного союза, путем создания оперативных складов (планируются площадки в г. Краснодар, г. Москва, г. Казань), что в свою очередь обеспечит еще большие конкурентные преимущества продукции Inmesol на Российском рынке за счет улучшения логистики и оптимизации сроков поставки.

ООО «Инмесол»

Россия, г. Москва, ул. Люблинская, 151 info@inmesol.su www.inmesol.su

Тел.: +7 (495)641-25-60 +7 (495)287-03-02 Факс: +7 (495)287-03-02





Puc. 6



Puc. 7

Puc. 5

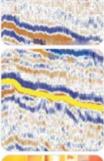


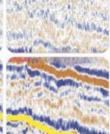


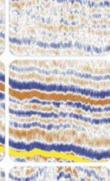


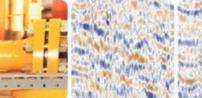


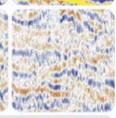




















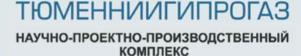


ООО «ТюменНИИгипрогаз» дочернее общество со 100% участием ОАО «Газпром»

основано в 1966 году

- научные исследования в области геологии, геофизики, разработки и эксплуатации газовых месторождений;
- проектирование разработки и обустройства газовых месторождений;
- производство оборудования для газовой отрасли и водоподготовки.































625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2 тел.: (3452) 286-481, факс: (3452) 274-045 **www.tngg.ru**















Высокотехнологичные инициативы корпорации Honeywell в области энергоэффективности и проблема подготовки квалифицированных кадров

Л.Р. Соркин

доктор технических наук, профессор, генеральный директор¹

¹Honeywell, Москва, Россия

Проблема энергоэффективности одна из насущных проблем для экономики России и постоянно находится в центре внимания как правительства, так и бизнес сообщества. То, что до сих пор промышленность России существенно более энергоемкая, чем промышленность не только развитых, но и развивающихся государств, например, партнеров по БРИК Китая и Бразилии, негативно сказывается на конкурентноспособности отечественной промышленности. Пути решения данной проблемы будут рассмотрены в статье.

Ключевые слова

энергоэффективность, энергосберегающие технологии

1. Актуальность внедрения энергосберегающих технологий

Ясно, что рост экономики неизбежно связан с ростом потребления энергии. Но пути возможного наращивания энергомощностей различны.

Вот некоторые характеристики различных способов наращивания энергомошностей.

Угольная промышленность: срок окупаемости 10–15 лет, плохое влияние на окружающую среду.

Атомная энергия: срок окупаемости не менее 20 лет, влияние на окружающую среду при нормальной работе АЭС допустимое, но последние события на АЭС вызывают серьезные опасения и протесты населения в связи с угрозой возникновения внештатных ситуаций с очень серьезными последствиями.

Возобновляемые источники энергии (ветер, солнечная энергии, морские приливы и т.п.): срок окупаемости превышает срок службы оборудования, на окружающую среду отрицательного влияния не оказывают.

Внергосберегающие технологии: срок окупаемости 3–5 лет, на окружающую среду отрицательного влияния не оказывают.

Приведенные характеристики убедительно свидетельствуют о преимуществах наращивания энергомощностей путем использования современных энергосберегающих технологий.

Вот как выглядят данные аналитического доклада компании McKinsey Company по возможностям сокращения потребления энергии в России за счет использования энергоэффективных мер по секторам России к 2030 году.

Строительство и обслуживание зданий и сооружений: 178 млн т.у.т. (т.у.т. — тонна условного топлива, 7 Гкал или 873 куб.м. природного газа).

Топливно энергетический комплекс (ТЭК): 80 млн. т.у.т.

Промышленность и транспорт (без ТЭК): 48 млн. т.у.т.

.8 млн. т.у.т. Итого общий потенциал: 306 млн. т.у.т.

Почему же, не смотря на то, что энергосберегающие технологии являются наилучшим вложением инвестиций, в России делается не достаточно в этой области?

Основными причинами на наш взгляд являются:

- незаинтересованность в современных экономических условиях производителей и продавцов энергии в снижении объемов энергопотребления;
- регламентная база работы предприятий коммунального обслуживания, а данная отрасль — один из крупнейших потребителей энергии, до сих пор стимулирует рост капиталовложений и не стимулирует энергосбережения;
- существующая законодательная база не гарантирует инвесторам возврат вложенных средств на внедрение решений по энергосбережению.

2. Корпорация Honeywell и решения по энергоэффективности

В настоящее время более 50% бизнеса корпорации связаны с энергоэффективностью.

Honeywell предлагает самые современные технологии для промышленности, транспорта, коммерческого и гражданского строительства.

Продукты Honeywell, направленные на снижение энергопотребления используются

Направления	Улучшение, %	Экономия энергии (млн./год при производстве 100000 баррелей продукта/сутки)
Улучшение управления технолоическими процессами	2-4	1,5-3
Улучшение регенерации тепла	4-8	3-6
Внедрение передовых технологий	3–8	3-6
Улучшение работы энергетических установок	2-3	1,5-2,5
Итого	11-23	9-17,5

более чем в 150 миллионов жилых домов, в 10 миллионах коммерческих зданий и сооружений и в 5000 промышленных предприятий по всему миру.

Опыт Honeywell показывает, что применение энергосберегающих технологий помогает снизить энергопотребление, например, в нефтепереработке до 20%. В нижеприведенной таблице показана сравнительная эффективность различных направлений по улучшению энергосбережения в нефтепереработке.

Ниже перечисляются некоторые решения корпорации Honeywell по снижению энергопотребления в различных отраслях экономики.

Промышленность

Решения подразделения корпорации Honeywell Process Solutions по автоматизации и управлению технологическими процессами позволяют снизить энергопотребление в химической, горнодобывающей, металлургической, целлюлозно-бумажной, нефтеперерабатывающей и нефтедобывающей отраслях.

Новые технологии и катализаторы компании Honeywell UOP обеспечивают снижение энергопотребления на технологических установках нефтеперерабатывающих заводов, повышая одновременно выход готовой продукции. Современные технологии горения фирм Maxon и Callidus, входящих в корпорацию, существенно снижают энергопотребление технологических установок (горелки, факельные системы и т.п.).

Разработка и внедрение беспроводных датчиков позволяет снизить потребление энергии по всем секторам промыщленности.

Жилые дома и коммерческие здания

Программируемые термостаты Honeywell позволяют регулировать обогрев или охлаждение помещения, снижая потребность в потреблении энергии.

Новые дома, где применяется вспененная изоляция по технологии Enovate, принажлежащей Honeywell, демонстрируют снижение энергопотребления по сравнению с домами, использующими изоляцию

из стекловолокна.

Регуляторы газовых водонагревателей позволяют сэкономить энергию, а солнечные водонагреватели с напыляемой вспененной тепплоизоляцией Honeywell позволяют снизить расход энергии на нагрев волы.

Холодильники и кондиционеры воздуха, использующие хладагент Honeywell, потребляют меньше энергии на 5% — 10% по сравнению с другими системами такой же стоимости.

Honeywell предлагает комплексные решения по минимизации энергопотребления систем жизнеобеспечения зданий и сооружений, основанные на технологии «умный дом».

Транспорт

Легковые автомобили и легкие грузовики с дизельными двигателями, оснащенные турбонагнетателями Honeywell, потребляют меньше топлива по сравнению с их бензиновыми аналогами.

Новые воздушные фильтры обеспечивают снижение расхода топлива.

Системы контроля давления воздуха в шинах, использующие датчики давления Honeywell, обеспечивают поддержание надлежащего давления, что позволяет экономить топливо.

Технология переработки растительных масел и жиров в дизельное топливо UOP/ ENI Ecofining снижает выбросы углерода при сжигании ископаемого топлива.

Технологическая безопасность

Существенную роль в экономии энергопотребления играет обеспечение безаварийной работы оборудования в номинальном энергосберегающем режиме. Нопеуwell предлагает целый набор продуктов по технологической безопасности и диагностике оборудования в различных отраслях.

Проблема подготовки квалифицированных кадров

Данной проблеме в корпорации традиционно уделяется большое внимание. Honeywell, и, в частности, его российское подразделение — компания ЗАО «Хоневелл»

реализует специальную программу сотрудничества с университетами. Ведущие сотрудники нашей компании читают лекции, мы передаем университетам на безвозмездной основе или по специальным «академическим» ценам (существенно меньшим, чем рыночные) продукты нашей корпорации для их внедрения в учебный процесс, помогаем в их освоении. Особенно тесные контакты налажены у компании с МФТИ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и Уфимским государственным нефтяным техническим университетом. Компания привлекает лучших студентов старших курсов и магистрантов к работе в реальных проектах еще на стадии их учебы. Это позволяет нам лучше узнать ребят и наиболее способным из них предложить работу в компании после завершения учебы. В свою очередь ребята видят работу компании изнутри и делают осознанный выбор. Надо сказать, что выпускники, как правило, с удовольствием остаются работать в нашей компании. Особенностью работы в Honeywell, как в транснациональной корпорации с десятками отделений по всему миру, являются то, что молодые сотрудники, начиная работать в российском отделении, могут в дальнейшем продолжить карьеру в различных странах. Надо отметить, что российские выпускники, несмотря на сегодняшнюю критику российского образования, во многом справедливую, заслужили высокую репутацию в рамках корпорации и их с удовольствием привлекаются к работе над проектами Honeywell по всему миру. Правда, речь идет о лучших выпускниках ведущих отечественных университетов. В Москве создан крупнейший в Вос-

В Москве создан крупнейший в Восточной Европе колледж по автоматизации корпорации Honeywell, который предлагает обучение по ряду курсов для наших заказчиков и партнеров, в том числе преподавателей университетов, сотрудничающих с ЗАО «Хоневелл».

Выводы

Опыт Honeywell показывает, что применение энергосберегающих технологий в разных отраслях помогает снизить энергопотребление.

ENGLISH ELECTRICAL ENGINEERING

Honeywell, high-tech initiatives in energy efficiency and the problem of training qualified personnel

Authors:

Leonid R. Sorkin — doctor of Technological Sciences, professor, CEO¹;

¹Honeywell, Moscow, Russian Federation

Abstract

The problem of energy — one of the most pressing problems for the Russian economy and a continuing focus of attention of both the Government and the business community.

The fact that the industry is still Russia significantly more energy-intensive than the industry not only developed but also developing countries such as BRIC partners in China and Brazil, have a negative impact

on the competitiveness of the domestic industry. The solutions will be discussed in the article.

Keywords

energy efficiency, energy-saving technology

UDC 621.3

Импульсный контроль распределённой ёмкости, индуктивности и параметра L/R искробезопасных кабелей

Д.В. Хвостов

генеральный директор¹

Е.М. Вишняков

старший преподаватель

¹ЗАО «СИМПЭК», Москва, Россия ²Озерский филиал МИФИ. Озерск, Россия

Разработаны импульсные методы прецизионного контроля первичных параметров кабелей связи С [Ф/м], L [Гн/м] и L/R с учётом частотной зависимости С(f), L(f) и R(f), а также эффектов, связанных с распределённым характером СД, LД, RД (Д — длина кабеля).

Ключевые слова

измерение, кабели, индуктивность, ёмкость, искробезопасность, перекрёстные помехи

Традиционно для этого применяют аналоговые мосты (погрешность 1%), в которых исследуемый объект подключают к мосту в качестве одного из плеч. Мост балансируют на заданной частоте (1 КГц в [4]) подбором реактивности Y и активности X остальных плеч. И вычисляют $L' = Y/\omega$, ёмкость $C' = 1/\omega Y$ и/или сопротивление R' = X.

В ручном исполнении процедура весьма трудоёмка, а для автоматизации— не простая.

Но ещё хуже то, что в сфере кабелей это — скорее индикативные оценки [5]. То есть, даже если параметры $C' \sim CD$, $L' \sim LD$, $R' \sim RD$ (где D — длина) кабелей измерили точно, то достоверность этих данных сомнительна.

С другой стороны, погрешность расчёта или измерения L' и/или C' около 2%, ведёт к двукратному промаху в оценке вероятности возникновения взрыва газообразных или пыле-воздушных взрывоопасных смесей в случае аварии кабеля [6, 7]. Это не приемлемо. Класс точности измерения C', L' и R' должен быть не хуже 0.1%. С учётом их распределённого характера и частотных зависимостей L и R. На первый взгляд, это невозможно. Ниже, однако, покажем, как можно решить эту проблему.

Укажем на некоторые причины упомянутого выше пессимизма в [5]. Низкочастотные измерения вообще проблематичны для получения L и L' с требуемой точностью. Так, на частоте 1 КГц ω L = 3...6 << R = 15...150 Ом/ км [2,5]. И потому $\omega L'$ — лишь малая часть (0.02 ... 8 %) полного импеданса ($R^{12} + \omega^2$ $L^{'2})^{1/2}$ действующего в плече моста. Есть и ряд общих вопросов: в какой мере вообще низкочастотные С', L' и R' могут характеризовать работу широкополосного кабеля цифровой связи (10...1000 МГц [8]), где существенна частотная зависимость L и R? Или характеризовать его безопасность, если надо учитывать распределённый характер С', L' и R' [9], а искровые процессы могут разворачиваться в течение микросекунд и быстрее [1, 10]?

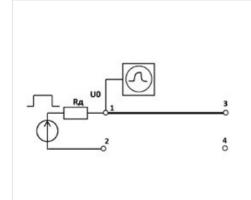
И, наконец, самое важное. Из-за волновых процессов [11] даже точное знание L/R или L'/R' на низкой частоте не даёт достоверного знания о процессах развития искры-дуги при аварии, которые могут быть весьма запутанными в шинах промсвязи, содержащих десятки сегментов и ответвлений [2, 9, 12]. Так что импульсные явления в шине могут существенно отличаться от таковых у кабеля, из которого она была изготовлена.

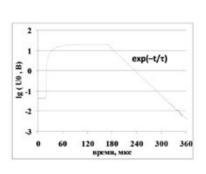
Ключ к задаче — исследование (почти) свободного движения импульсного электромагнитного поля в линии (и шине). Для чего следует обеспечить слабую связь объекта с тестирующей информационно-измерительной системой — ИИС, содержащей источник импульсной энергии и цифровой осциллограф. Здесь это — генератор импульсов ГСПФ-052 и ЛА-н4 (блоки фирмы «Руднев-Шиляев» составе ПК). Входной импеданс ЛА-н4 2 Мом и 33 пФ (с шагом дискретизации в 2 нс) позволяет прямо подключать её к кабелю. А вот выходное сопротивление генератора 50 Ом — нет. И его подключали к кабелю либо через дополнительное сопротивление Rd = 1...10 КОм, либо к третьему проводнику для генерации перекрёстной помехи.

Цель работы — демонстрация возможностей импульсных методов контроля.

Импульсное исследование распределённой ёмкости кабеля

С этой целью к генератору через Rd = 6.25 Ком (рис. 1) подключали одну из жил витой пары ЛАН-кабеля категории 5е класса F/UTP (50.2 м длиной). Экран кабеля — заземлен. С точки зрения безопасности важно то, что ёмкость жила-экран больше ёмкости жила-жила пары. Помимо этого, методом конформных отображений (рис. 2) можно показать, что по топологии этот опыт совпадает с описанным в [13]. Что придаёт полученным здесь результатам смысл, выходящий за рамки безопасности, и заслуживает





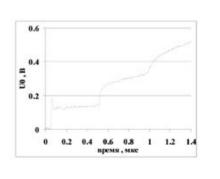


Рис.1— Схема импульсного измерения CD по времени т = RдC' заряд-разряда линии прямоугольным импульсом. Слева— осциллограмма в начале заряда C'. Здесь следует обратить внимание на ступенчатую структуру кривых. Справа— полная картина заряда-разряда в логарифмическом масштабе

отдельного обсуждения. На рис. 1 представлена осциллограмма входного напряжения линии Uo(t). В целом она похожа на кривую заряд-разряда ёмкости в составе интегрирующей RC-цепи (но ступеньки «выдают» её распределённую природу):

Здесь τ = 22.9 мкс получили подгонкой расчётных кривых (1) к наблюдаемым осциллограммам. Оно соответствует $C' = \tau/Rд = 3.66$ нФ или 73.0 нФ/км (жила-жила — 48.2). Точность метода характеризует среднеквадратичное отклонение CKO = 0.3% расчёта от опыта. При этом не видно препятствий на пути к 0.2 и даже 0.1.

Отметим, что τ = 22.9 мкс соответствует полосе ~40 КГц, совпадающую с частотой промсвязи [2, 3]. Подбором Rд полосу можно расширить до ~1Мгц (или ещё вдвое больше, если контакты 1-3 и 2-4 на рис. 1 подключить к ИИС параллельно). Дальнейшее расширение полосы, как видно из рисунка, блокируют ступеньки t' = 2D/V =0.23884 мкс (0.005% - получено прецизионным методом, заслуживающим специального обсуждения, равно как и метод измерения Z — волнового сопротивления по классу о.1%). Ступеньки можно сжать, уменьшив D. И тут предела нет, но надо учитывать, что выше 100 МГц резко растёт роль паразитных реактивностей и помех.

Импульсное исследование распределённой индуктивности кабеля

На низких частотах короткозамкнутая линия работает подобно индуктивности. Её подключали через Rd к источнику пилообразного напряжения с амплитудой E и периодом T (рис. 3):

$$U(t) = (L' dJ/dt + R' J) = 2E/T[L' + t R']/(RA + R')$$
 (2)

Но, как указано выше, эта трудность преодолима. Если, помимо сигнальной пары, в кабеле есть хотя бы ещё один проводник («третий» проводник, который, как правило, есть в кабелях шин безопасной промсвязи), то импульсную энергию целесообразно ввести через такой проводник, гальванически не связанный с сигнальной парой (рис. 4). Так как мощность перекрёстной помехи назад Ао и вперёд А1 намного больше сигнала на рис. 3, что позволяет уверенно проследить спад $Uo(t) \sim exp(-t/t)$ на протяжении $\sim 3\tau$ (($\tau = L'/R' = 11.32$ мкс) и обеспечить CKO = 0.4%, то открывается путь к 0.2 и даже к 0.1.

Таким образом, импульсные методы,

либо решают поставленную задачу (в части измерений Z и V), либо открывают путь к измерению C, C', L, L', R/L с надлежащей точностью.

Обсуждение

Впрочем, из рис. 4 видно, что для оценок безопасности точные величины C', L', L/R необходимы, но недостаточны. Так как на участках их определений выделяются лишь проценты от W = C'U2/2 + L'J2/2, где U и J – напряжение и ток. А основная часть W линии действует на искру-дугу в первые микросекунды «после аварии» (на рисунке помечен стрелкой). Где линия ещё «не забыла», что она — распределённая, и где сосредоточен максимум вероятности подрыва горючих смесей [1, 11]. Так что, нельзя верить величинам C', L', L/R из-за возможности ошибочного занижения опасности, а это не приемлемо.

Не оптимально судить и по величине W. Так как в [13] сообщают даже о снижении энергии разряда при длине кабеля больше 4 км (при очевидном повышении общей W).

И тут уже — завышение опасности.

Так что для адекватной оценки необходимо использовать не только C', L', L/R, а и весь массив данных, отображённых на рис. 4. Тем паче, что при этом автоматически учитывается частотная зависимость C, L, R, Z, V и распределённый характер C', L' и R'. Это, очевидно, справедливо для всей шины полевой связи, согласно [1, 2]. К тому же, необходимо учитывать многократные зажигания-гашения искры-дуги [13] и срабатывание (за микросекунды) быстродействующих искрозащитных барьеров [9].

И здесь не обойтись без детального анализа импульсного поведения отрезков кабеля строительных длин или кабельных сборок. И не только в заводских лабораториях, но и в смонтированных полевых шинах.

Следует также отметить, что обычно параметр С полагают не зависящим от частоты, так как теоретически тому есть существенные резоны. Но с точки зрения метрологии, этот факт всё равно следует устанавливать для каждого исследуемого кабеля.

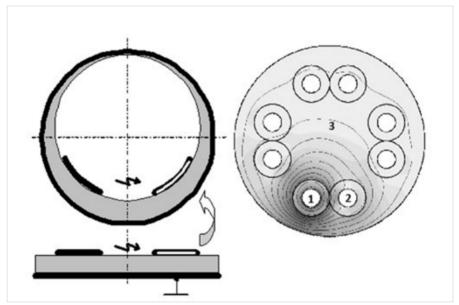


Рис. 2— Поперечное сечение объекта в экспериментах по исследованию перекрёстных помех в печатных платах высокочастотных цифровых схем в [13] (внизу). Выше— конформное отображение, где нулевой (земляной) провод отображается в замкнутый цилиндрический экран. Справа— сечение ЛАН-кабеля с картой электрического поля заряда жилы 1

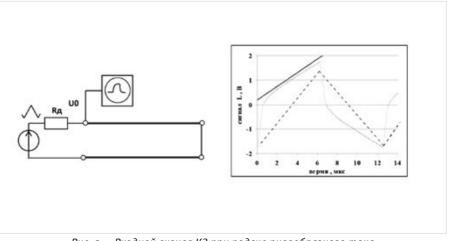


Рис. 3— Входной сигнал КЗ при подаче пилообразного тока (пунктир, масштаб условный). Следует обратить внимание на скачок сигнала, синхронный с изломом этого сигнала. Кривая— расчёт, точки— эксперимент

Итоги

Внимательный читатель может заметить, что заявленная в начале статьи «измерительная» программа С', L', L/R перешла в иное качество. Так как была установлена в общем-то очевидная вещь: параметры С, C', L, L', R, R' имеют разумный смысл лишь на протяжении достаточно больших интервалов времени и после ~1ot' после импульсного (ударного) возбуждения линии. После затухания в ней своболных колебаний электромагнитного поля (рис. 1 и 5). Всё это снижает ценность достигнутых выше измерительных успехов в виде погрешностей 2% для L', 0.4% для L/R и 0.3% для С'. Так как в «чисто» связном деле такая точность обычно не требуется (допуск на Z = ±20 % [3], а то и вовсе никакого [2]), а на остальные параметры — допуск практически не нормируется).

Выводы

- 1. Разработаны точные импульсные методы исследования параметров кабелей, определяющие их искробезопасность, в том числе C, L, L/R, а также V и Z.
- 2. Методы учитывают частотные изменения параметров L, R, V, Z и C (если таковая есть), а также распределённый характер C', L' и R' этих кабелей.
- 3. Установлено, что этого недостаточно для точных оценок искробезопасности кабелей, применяемых в шинах промсвязи. Для этого необходимо привлекать весь массив данных, получаемых методами по п. 1.

- 4. Исследования показали необходимость применения этих методов не только в выходном заводском контроле безопасности кабеля, но и в составе подготовленной к эксплуатации шины промсвязи, отвечающей концепции ГОСТ Р МЭК 60079-27-2012.
- Возбуждение перекрёстных помех в жилах кабелей позволяет исследовать (почти) свободное движения электромагнитных волн в кабелях в условиях, максимально приближенных к возникающим при авариях.

Список используемой литературы

- ГОСТ Р 51330.10-99. Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 11 Искробезопасная электрическая цепь «i».
- ГОСТ Р МЭК 60079-27-2012 (ГОСТ Р 52350.27-2005, ГОСТ Р МЭК 60079-27-2008) Концепция искробезопасной системы полевой шины (FISCO) и концепция.
- Foundation Fieldbus Application Guide. 31.25 kbit/s Intrinsically Safe Systems/ AG-181. Revision 2, 2004.
- 4. ГОСТ Р МЭК 60079-14-2011 Проектирование, выбор и монтаж электроустановок.
- D4566 o8. Standard Test Methods for Electrical Performance Properties of Insulations and Jackets for Telecommunications Wire and Cable. Rev. janu. 2012. Precision and Bias — The precision of this test has not been determined. No

- statement can be made about the bias of this ... test since the result merely states whether there is conformance to the criteria for success specified in the product specification.
- Хвостов Д.В., Вишняков Е.М. Искробезопасность кабелей полевой шины.
 Энергетическое и электротехническое оборудование, технология // Сфера Нефтегаз. 2011. №3. с. 204–210.
- 7. Вишняков Е.М., Хвостов Д.М. О взрывобезопасности кабелей связи // Кабель-news. 2011. № 2. С. 58–64
- ГОСТ Р 54429-2011 Кабели связи симметричные для цифровых систем передачи.
 Обшие технические условия
- Жданкин В. Применение fieldbus-систем во взрывоопасных зонах // СТА. 2006. №4. С. 76–80.
- 10. Ерыгин А.Т. Теоретические основы, методы и средства обеспечение искробезопасности рудничного электрооборудования. Диссертация. М.: ИП КОП АН СССР, 1987.
- Залогин А.С., Коган Э.Г., Малкович О.Б. Оценка искробезопасности систем с кабельными линиями связи // Exinfo – Ехинфо. 2006. № 2. С. 24–30.
- 12. Жданкин B.. Dart fieldbus: искробезопасноть без ограничения мощности // СТА. 2011. №4. С. 6–10.
- Джонсон Г., Грэхем М. Конструирование высокоскоростных цифровых устройств. Начальный курс чёрной магии. М.: Вильямс, 2008.

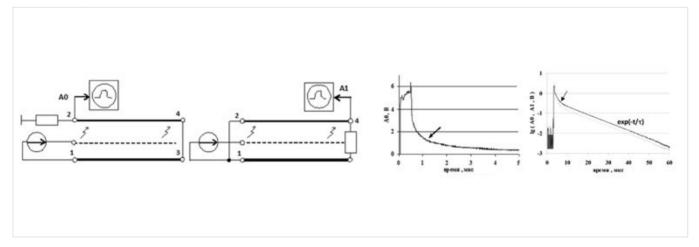


Рис. 4— Схема наблюдений релаксации Ao и A1 в отрезке K3-линии с помощью третьего проводника (пунктир). Стрелкой обозначен участок, где существенен распределённый характер параметров LD и RD линии

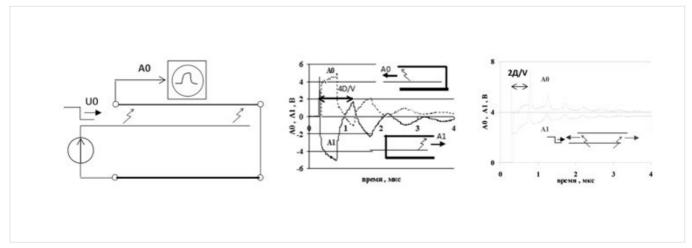


Рис. 5 — Свободное движение электромагнитного поля в линиях без концевых потерь после возбуждения с помощью третьего проводника

ENGLISH CABLES AND WIRES

Impulse control of distributed capacitance, inductance and parameterless L / R intrinsically safe cable

UDC 621.315.2

Dmitry V. Khyostoy — general manager¹: **E.M. Vishnjakov** — senior lecturer²;

¹SIMPEK. Moscow, Russian Federation

²Ozersky branch of National Research Nuclear University "MEPhl". Ozersk, Russian Federation

Abstract

Developed methods precise control of the pulse parameters of the primary communication cables C $[\Phi/M]$, L $[\Gamma H/M]$, and L/R for the frequency dependence of the C (f), L (f), and R (f), and the effects associated with the distributed nature of СД, Д, RД (Д — length of cable).

Results

The careful reader will note that the announced at the beginning of the article "Measuring" program C', L', L/R has moved into a different quality.

Since been established, in general, the obvious thing: the parameters of C, C', L, L', R, R' have a reasonable sense only for a sufficiently long intervals of time and after ~10t' after the pulse (shock) excitation line. After the decay in her free oscillations of the electromagnetic field (Fig. 1 and 5). All this reduces the value of the success achieved in the above measuring errors as 2% for L', 0.4% for L/R and 0.3% of C'.

Since for typical applications of the cable as a transmission medium in a "pure" really connected this accuracy is usually not necessary (tolerance

 $Z=\pm 20\%$ [3], or even none at all [2]), and other parameters — tolerance almost normalized).

Conclusions

- 1. Developed accurate pulse methods of research parameters of cables, determining their intrinsic safety, including C, L, L/R, and V and 7
- 2. Techniques include frequency changing parameters L, R, V, Z and C (if any), and the distributed character C', L' and R' of the cables.

used in tires PROMSVYAZ. To do this, draw the entire array of data obtained by methods of claim 1. 4. Studies have shown the need for the application of these methods, not only in

accurate estimates of intrinsic safety cables

3. It is established that it is not enough for

- factory output control security cable, but also as part of a tire prepared fieldbus corresponding to the concept of IEC 60079-27-2012.
- 5. Excitation cross-talk in the veins of cables allows you to explore (almost) free movement of electromagnetic waves in the cables in conditions as close to emerging during accidents.

Keywords

measurement, cables, inductance, capacitance, intrinsic safety, crosstalk

References

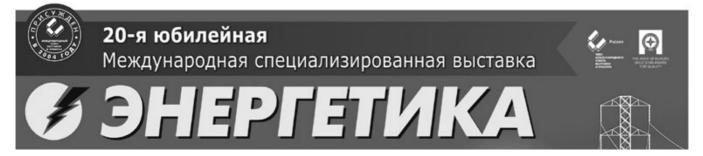
- 1. GOST R 51330.10-99. Elektrooborudovanie vzryvozashchishchennoe. Chast' 11 Iskrobezopasnaya elektricheskaya tsep' «i» [GOST R 51330.10-99. Electrical apparatus. Part 11: Intrinsic safety «i»].
- 2. GOSTR MEK 60079-27-2012 (GOSTR 52350.27-2005, GOST R MEK 60079-27-2008) Kontseptsiya iskrobezopasnoy sistemy polevoy shiny (FISCO) i kontseptsiya [IEC 60079-27-2012 (IEC 52350.27-2005, IEC 60079-27-2008) The concept of intrinsically safe fieldbus systems (FISCO) and the concept].
- 3. Foundation Fieldbus Application Guide. 31.25 kbit/s Intrinsically Safe Systems/ AG-181, Revision 2, 2004.
- GOSTR MEK 60079-14-2011 Proektirovanie, vybor i montazh elektroustanovok [IEC 60079-14-2011 design, selection and installation of electrical installations].
- D4566-08. Standard Test Methods for Electrical Performance Properties of Insulations and Jackets for Telecommunications Wire and Cable. Rev. janu., 2012. Precision and Bias

- The precision of this test has not been determined. No statement can be made about the bias of this ... test since the result merely states whether there is conformance to the criteria for success specified in the product specification.
- 6. Khvostov D.V., Vishnyakov E.M. Iskrobezopasnost' kabeley polevoy shiny. Energeticheskoe i elektrotekhnicheskoe oborudovanie, tekhnologiya [Intrinsically safe field bus cables. Energy and electrical equipment, technology]. Sfera Neftegaz, 2011, issue 3, pp. 204-210.
- 7. Vishnyakov E.M., Khvostov D.M. O vzryvobezopasnosti kabeley svyazi [On the explosion of communication cables]. Cablenews, 2011, issue 2, pp. 58-64.
- 8. GOST R 54429-2011 Kabeli svyazi simmetrichnye dlya tsifrovykh sistem peredachi. Obshchie tekhnicheskie usloviya [symmetrical communication cables for digital transmission systems. General specifications].
- 9. Zhdankin V. Primenenie fieldbus-sistem vo vzryvoopasnykh zonakh [Application of

- fieldbus- systems in hazardous areas]. STA, 2006, issue 4, pp. 76-80.
- 10. Erygin A.T. Teoreticheskie osnovy, metody i sredstva obespechenie iskrobezopasnosti rudnichnogo elektrooborudovaniya [Theoretical foundations, methods and means of providing Intrinsically mine electrical equipment]. Moscow: Thesis, IP CPC of the USSR, 1987.
- 11. Zalogin A.S., Kogan E.G., Malkovich O.B. Otsenka iskrobezopasnosti sistem s kabel'nymi liniyami svyazi [Intrinsic evaluation systems with a cable communication lines]. Exinfo, 2006, issue 2, pp. 24-30.
- 12. Zhdankin V. Dart fieldbus: iskrobezopasnot' bez ogranicheniya moshchnosti [Dart fieldbus: Intrinsic Safety unlimited power]. STA, 2011, issue 4, pp. 6-10.
- 13. Johnson G., Graham M. Konstruirovanie vysokoskorostnykh tsifrovykh ustroystv. Nachal'nyy kurs chernoy magii [Construction of high-speed digital devices. The initial course of black magic]. Moscow: Williams, 2008.



11-14 GEBPANS CAMAPA • 2014





125130, г. Москва, ул. Клары Цеткин д. 33, корп. 41 Тел./факс. 8-495-617-04-52 E-mail: simpec@rambler.ru; ssmk@bk.ru

В настоящее время, в связи с широким внедрением в России современных зарубежных нефтегазовых технологий, остается затруднительным выбор заказчиками и проектировщиками необходимого компонента – кабеля для КИП и А, применяемого преимущественно во взрывопожароопасных зонах.

Наше предприятие постоянно занимается с 2003 г. модификацией и разработкой новых кабельных изделий с целью удовлетворения взаимно противоречивых требований национальных российских и международных нормативов. регулирующих выбор и применение таких кабелей для взрывоопасных зон в нефтегазовом производстве, где основными являются такие параметры, как эксплуатационная надежность и, прежде всего, взрыво- и пожаробезопасность.

В результате кропотливой работы появился ряд оригинальных технических решений, внедренных в широкой линейке монтажных кабелей, выпускаемых по нашим патентам на заводах ОАО «Экспокабель» (ТУ 16.К46-017-2003, ТУ 16.К46-020-2006) и ОАО «Электрокабель «Кольчугинский завод» (ТУ 16.К01-52-2006, ТУ 16.К01-53-2006, ТУ 3581-067-21059747-2009). Данная продукция уже имеет обширный референц-лист в нефтегазовой Промышленности России. Исключительное право продажи данных кабелей принадлежит патентообладателям -ООО «СПЕЦСВЯЗЬМОНТАЖКОМПЛЕКТ» и ЗАО «СИМПЭК»

Отметим только некоторые отличительные черты нашей продукции. Это, при прочих равных условиях, гарантированное круглое сечение кабеля, наличие негигроскопичного полимерного заполнения большей части сечения кабеля, контролируемое изолирование экранов пар (или троек), применение оптимизированных полимерных материалов (прежде всего на базе ПВХ), и полное соответствие ПУЭ, современным ГОСТ Р и ГОСТ Р МЭК для взрывоопасных зон, Правилам безопасности для нефтегазовой отрасли, а также новым нормативам Пожарной безопасности.



Министерство экономического развилия, промышленной политики и торговли Оренбургской области

Горгово-промышленная палата Ореноургской области

000 «Урал®кепо»











ХІ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

«HEOTE» (FAS) **EHEPFO**

12-14 февраля

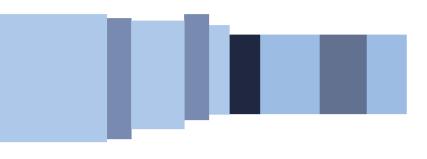
г. Оренбург

(3532) 67-11-02, 950-250, 560-560 www.UralExpo.ru uralexpo@yandex.ru

- добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
- геология
- геофизика
- сейсмическое оборудование и услуги
- транспортировка
- переработка и хранение нефти нефтепродуктов и газа
- трубы и трубопроводы
- инструменты



ВСЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СОБРАНЫ ВОЕДИНО!



Кабели с изоляцией из этиленпропиленовой резины СREOLON® идеально подходят для жестких условий эксплуатации на промышленных объектах и во взрывоопасных зонах, в первую очередь нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и химической промышленности. Кабели обеспечивают работы в условиях затопления, сейсмической активности, вибрации, широкого диапазона температурных перепадов (- 67°- +50°C) в т.ч. в условиях Крайнего Севера. Малый радиус изгиба (одно- и многожильные кабели бронированные и небронированные), эластичность облегчают монтаж в условиях низких температур (до -55°C). Высокая термическая стойкость изоляции позволяет повысить надежность при работе в условиях перегрузки.



влагостойкость

стойкость к УФ-излучению

минимальный радиус изгиба (до 5xD)

CREOLON® R PCP

морозостойкость (изгиб – 55°С,

статика - 67°C)

возможность вертикальной прокладки

вибростойкость

разрешены к прокладке во взрывоопасной зоне всех классов



141070, г. Королёв, МО, ул. Калининградская, д.16 Тел./факс.: +7(495) 745-2414 www.simross.ru www.simross-engineering.ru

e-mail: market@simross.ru



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



18 марта 2014

НЕФТЕГАЗСНАБ Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



22 мая 2014

НЕФТЕГАЗСТРОЙ Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с инофирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



11 сентября 2014

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



9 октября 2014

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



4 декабря 2014

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru



13-я Северо-Каспийская региональная выставка "Атырау нефть и газ"



1-3 апреля 2014

Спорткомплекс Атырау Атырау • Казахстан

> www.oil-gas.kz www.atyrauoilgas.com www.oiltech-atyrau.com



Региональное событие глобальной индустрии



ITE (Лондон) ITECA (Алматы) ITECA (Атырау) GIMA (Гамбург) Тел.: +44 (0) 20 7596 5000 Тел.: +7 (727) 258 34 34

Тел.: +7 (727) 238 34 34 Тел.: +7 (7122) 58 60 88 Тел.: +49 (0) 40 235 24 201 Факс:+ 44 (0)20 7596 5106 Факс: +7 (727) 258 34 44

Факс: +7 (727) 238 34 44 Факс: +7 (7122) 58 61 51 Факс: +49 (0) 40 235 24 410 E. oilgas@ite-exhibitions.com E. oil-gas@iteca.kz

E. natalia.makisheva@iteca.kz E. freckmann@gima.de

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ



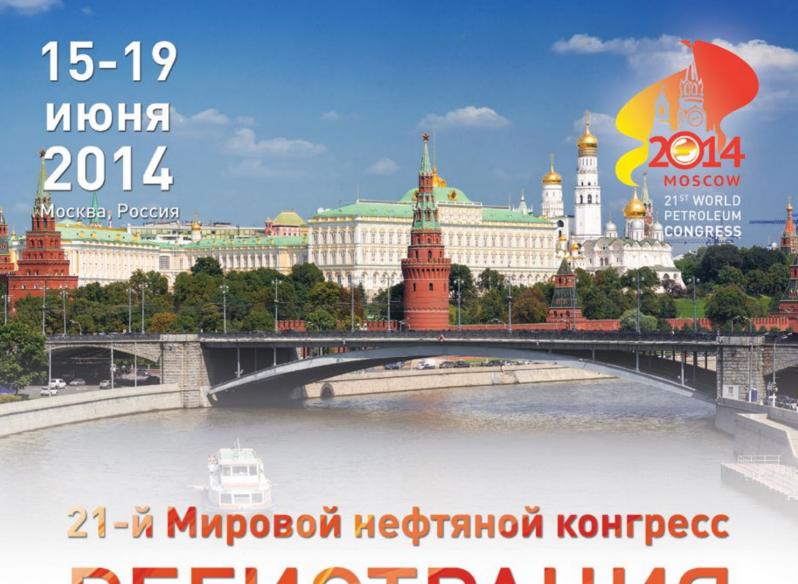
www.gntexpo.ru

22-25 апреля

XXII международная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ





РЕГИСТРАЦИЯ открыта

Вы можете зарегестрироваться сейчас на сайте www.21wpc.com

Забронировать выставочную площадь | Спонсорство

Национальные спонсоры



















Серебряные спонсоры



Официальное издание



Официальный партнёр









Золотые спонсоры























Единственный отраслевой проект на территории Восточной Сибири!

2-14 MAPTA Красноярск

^{олово}V юбилейный комплекс специализированных выставок

-----«Нефть. Газ. Химия» «Горное дело» «Сибирский GEO-форум»

Официальная поддержка:









ПРИГЛАШАЕМ К УЧАСТИЮ!

г. Красноярск МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19 тел.: +7 (391) 22-88-616, 22-88-614, 22-88-611 — круглосуточно nedra@krasfair.ru, www.krasfair.ru





При поддержке Комитета по энергетики Российской Государственной Думы 

17-20 февраля 2014 года

ШЕЛЬФ РОССИИ

Отель Radisson Royal, Москва

Где вы сможете:

- прочувствовать атмосферу процветающего рынка российского шельфа
- пообщаться с уникальным составом ведущих должностных лиц в одном помещении
- узнать о лучшем практическом опыте России и зарубежных стран в области разработки шельфа
- провести 100 часов в деловом общении с потенциальными клиентами

...на IX конференции
"Шельф России",
17-20 февраля
2014 года,
Москва,
Россия

СЕМИНАР ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ РАЗЛИВОВ НЕФТИ





СЕМИНАР ПО

350

70 докладчиков

15 CTPAH

ЦЕРЕМОНИЯ
НАГРАЖДЕНИЯ
В ОБЛАСТИ
ОСВОЕНИЯ
РОССИЙСКОГО
ШЕЛЬФА

www.russianshelf.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2014



www.oilgasconference.ru



Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2014

24 - 29 марта 2014 года г. Сочи



000 "НПФ "Нитпо"

nitpo.ru

 проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов, интегрированные проекты;

- строительство промысловых и магистральных трубопроводов; техника и технология ГНБ:
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- строительство и эксплуатация подземных хранилищ газа, интеллектуальные системы их мониторинга;

- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурнореологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ- технологии;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти.

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

12 - 17 мая 2014 года г. Геленджик

ОРГАНИЗАТОР нитпо 000 "НПФ "Нитпо"

nitpo.ru

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;зарезка вторых стволов;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;

- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин:
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискваженный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии;

Строительство и ремонт скважин - 2014

22 - 27 сентября 2014 г. г. Анапа



новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;

проектирование, организация, контроль и супервайзинг

буровых работ; геофизическое сопровождение процессов строительства и

- ремонта скважин; управление траекторией ствола скважины, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов:
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;

- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

20 - 25 октября 2014 года г. Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ нитпо OOO "НПФ "Нитпо" nitpo.ru

THE CONSTITUTION A

neft-gaz-novacii.ru

- передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна;
- моделирование разработки месторождений: инновационные подходы, интегрированное моделирование, программные комплексы;
- проектирование высокотехнологичных скважин;
- удаленный мониторинг буровых работ, инновации в бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов;
- технологии «интеллектуального» заканчивания скважин, многостадийные ГРП;
- проектирование, мониторинг и управление «интеллектуальной» разработкой нефтяного месторождения, планирование МУН;

- интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа, системы погружной телеметрии;
- материалы, реагенты и технологии для «интеллектуальных» скважин, пакерное и вспомогательное оборудование;
- оптимизация работы промысловых объектов нефтегазодобычи с помощью внедрения высокотехнологичных систем измерений и контроля, станции дистанционного управления;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающего производства;
- энергоэффективные технологии в добыче нефти и газа;
- технологии «интеллектуальных» скважин на ПХГ;
- «интеллектуальные» тренажеры для обучения специалистов нефтегазового комплекса.

информационные партнеры

информационные партнеры

информационные партнеры













































4-я ежегодная конференция Института Адама Смита VIP CKUJKA 10% VIP KOJ: AS2272ADRN*

НЕФТЬ И ГАЗ Российской арктики

14 – 16 апреля 2014, Марриотт Гранд Отель, Москва

www.arctic-oil-gas.com

Информационный партнер:

энспо€зиция НЕФТЬ ГАЗ

VIP СКИДКА 10% VIP КОД: AS2269ADRN*

ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ. Россия и СНГ

18 – 20 марта 2014, Марриотт Гранд Отель, Москва



Russia & CIS



www.oil-gas-safety.com

www.mioge.ru

2014-2015

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ **НЕФТЕГАЗОВЫХ**

ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ІТЕ



LEARNING FROM YESTERDAY DISCUSSING TODAY **PLANNING FOR TOMORROW**









11-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ РЕТРОТЕСН

12-15 января 2014 Нойда, Индия



НЕДЕЛЯ НЕФТИ И ГАЗА

24-27 февраля 2014 Янгон, Мьянма



3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»

25 - 26 февраля 2014 Ставангер, Норвегия



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ МОНГОЛИИ»

апрель 2014 Улан-Батор, Монголия

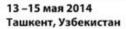


13-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

9 - 10 апреля 2014 Анкара, Турция



18-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»







5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА

20 - 21 мая 2014 Ашхабад, Туркменистан



16-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»

28 - 31 мая 2014 Киев, Украина



OIL & GAS

21-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ выставка и конференция «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

3-6 июня 2014 Баку, Азербайджан





21-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И **BЫСТАВКА 21 WPC**

15 - 19 июня 2014 Москва, Россия, МВЦ «Крокус Экспо»



SOUTH RUSSIA OIL & GAS

6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»

2 - 4 сентября 2014 Краснодар, Россия



EAST MEDITERRANEAN OIL & GAS

2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»

9 - 10 сентября 2014 Пафос, Кипр



KIOGE

22-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

30 сентября - 3 октября 2014 Алматы, Казахстан





MANGYSTAU OIL & GAS

9-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»

4-6 ноября 2014 Актау, Казахстан



19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»





EAST AFRICA

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ»

ноябрь 2014 Дар-эс-Салам, Танзания



13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

23 - 26 июня 2015 Москва, Россия





12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

23 -25 июня 2015 Москва, Россия



ITE MOSCOW

T + 7 495 935 7350

E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

T + 44 (0) 207 596 5000 E oilgas@ite-exhibitions.com



15-я международная выставка













26—29 мая 2014

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия), фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)







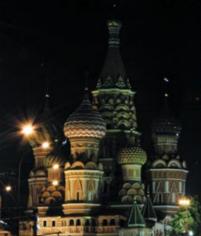
Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ» в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание», «Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru



ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!





Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18-20 марта 2014 | Москва

Совместно с Неделей российского бизнеса

«Сегодня российский нефтегазовый сектор стоит на пороге новых вызовов и перемен. Необходимо обсуждать вопросы, связанные с привлечением инвестиций в нефтегазовую отрасль страны, фискальной политикой в этой сфере, воспроизводством минерально-сырьевой базы, развитием рыночной инфраструктуры, внедрением инновационных технологий и новейших технических разработок».



А.В. Дворкович, Заместитель Председателя Правительства Российской Федерации



«Роль нефтегазового сектора в российской экономике продолжает оставаться высокой. Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ в 2012 году составила почти 50 %. За 12 лет добыча нефти в России выросла более чем в 1,5 раза, что соответствует уровню добычи примерно в 4 млн баррелей нефти в сутки. Сегодня Россия стала мировым лидером по объему добычи нефти и занимает шестое место по запасам, добывая каждый восьмой баррель нефти в мире».

А.В. Новак, Министр энергетики Российской Федерации

«Я надеюсь, что не только ежегодный Форум, но и наша постоянная работа в межфорумный период будет являться залогом хороших результатов, успешного развития нефтегазового комплекса и надежного позиционирования ТЭК в глобальной экономике».



А.Н. Шохин, Президент РСПП



«Главные задачи – это эффективное использование недр и эффективность работы самого нефтегазового комплекса. Структурные реформы, проведенные в НГК в 90-х годах прошлого века, в начале 2000-х дали свои плоды. Комплекс знает, что такое конкуренция и сейчас перед нефтяниками и газовиками стоят вопросы технологического перевооружения».

Ю. К. Шафраник, Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России

«Сегодня перед нами стоит ряд серьезных задач: развитие газовой отрасли на Востоке России, освоение арктического шельфа, укрепление сотрудничества со странами АТР – крайне перспективными рынками сбыта. Но стратегической целью нефтегазового сектора страны, безусловно, остается сохранение лидерства на глобальных энергетических рынках».



В.А. Зубков, Председатель Совета директоров ОАО «Газпром»



«Полагаю, что проведение Национального Нефтегазового Форума будет способствовать укреплению сотрудничества между представителями органов государственной власти и бизнеса, позволит уточнить перспективы инновационного развития отечественного топливно-энергетического комплекса».

С.Н. Катырин, Президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации

«Для нефтяной и газовой отраслей, достойно выполнивших стабилизирующую роль и обеспечивших надежное формирование бюджетов всех уровней в период кризисных экономических явлений, современный этап развития ставит ряд приоритетных вопросов и задач, многие из которых вам и предстоит обсудить в рамках Форума».

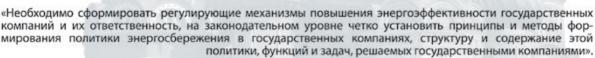


В.Ю. Алекперов, Председатель Комитета Российского союза промышленников и предпринимателей по энергетической политике и энергоэффективности



«Сейчас сложилась ситуация, когда нефти на мировом рынке много, но и стоит она недешево. Достаточно много нефти добывается на шельфах, что увеличивает затраты. Поэтому, что будет дальше, зависит от развития мировой экономики, какие страны окажутся лидерами по добыче».

Г.И. Шмаль, Президент Союза нефтегазопромышленников России





П.Н. Завальный, Заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике, Президент Российского газового общества



КОНФЕРЕНЦИЯ ВЫСТАВКА



20-я ВСЕРОССИЙСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО НК ВЫСТАВКА «ТЕРРИТОРИЯ NDT»

Организатор Российское общество по неразрушающему контролю

и технической диагностике (РОНКТД)

Конференция Техногенная диагностика

Антитеррористическая диагностика

Экологическая диагностика

Сертификация персонала, стандартизация и метрология

Прием тезисов докладов до 15.01.2014

Выставка Площадь 7 000 кв. м

Полигон для испытаний

Площадка для крупногабаритной техники

Скидки для партнеров РОНКТД

Актуальный список экспонентов, среди которых компании из России, СНГ и зарубежных стран, Вы можете посмотреть на сайте www.expo.ronktd.ru

Деловая программа

Круглые столы по применению методов и средств НК в следующих отраслях:

- Нефтегаз
- Авиация и Космос
- ЖКХ и строительство
- Энергетика
- Железнодорожный транспорт
- Металлургия / Машиностроение
- Техническая диагностика

Модераторы круглых столов:

ООО «МНПО «Спектр»; ООО «Энергодиагностика»; ЗАО НПЦ «Молния»; «СертиНК» ФГАУ НУЦ «Сварка и Контроль»; ООО НПЦ «Кропус»; «ИКЦ СЭКТ»; Ижевский ГТУ; ООО «Себа Спектрум»; «НИИ мостов и дефектоскопии»; НПП «Промприбор»

3-6 МАРТА 2014, «ЭКСПОЦЕНТР» НА КРАСНОЙ ПРЕСНЕ

Календарь нефтегазовых мероприятий на 2014 г.

Методы борьбы со скражинными осложнениями Ижевск 12 - 13 мар Нефть Газ Химия Красноврск 12 - 14 мар Нефтьегасикаб Москва 18 - 20 мар Национальный нефтегазовый форум Москва 18 - 20 мар Въретретинка, Ресурсосбережение Казань 18 - 20 мар Пром. и экол. безопас, нефтегазов. проектов, РФ и СНГ Москва 18 - 20 мар СІРРЕ - КИТАЙ ПЕКИН 19 - 21 мар Омски саманфиким Сибмаштэн Энергосиб Сибзавод Омск 19 - 22 мар Газ Нефть Новые Технологии Н. Уренгой 19 - 22 мар Соор, подтоговка и гранспортяровка углеводородов Соч 24 - 29 мар Полутный нефтяной газ Москва 27,мар Технологии GTL Москва 27,мар Ов. 4 баз- Казакстан Москва 27,мар Нефть и газ Российской архтики Москва 14 - 16 агр Трубопроводный транспорт Москва 18 агр Таз нефть Технологии УФА 22 - 25 агр Нафтье технологии капитального ремонта скважин Москва 13 - 14 май Токременные технология	Территория NDT	Москва	03 - 06 мар
Нефтегазснаб Национальный нефтегазовый форум Москва 18 - 20 мар Энергеника. Ресурссобережение Пром. и экол. безопас. нефтегазов. проектов. РФ и СНГ Москва 18 - 20 мар Пром. и экол. безопас. нефтегазов. проектов. РФ и СНГ Москва 18 - 20 мар Пром. и экол. безопас. нефтегазов. проектов. РФ и СНГ Москва 19 - 21 мар Омскгазнефтежим Сибмаштэк Энергосиб Сибзавод Омск 19 - 21 мар Паз Нефть Новые Технопогии Н. Уренгой 19 - 20 мар Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов Сочи 24 - 29 мар Полутный нефтаной газ Москва 26.мар Полутный нефтаной газ Москва 27.мар Полутный нефтаной газ Москва 27.мар Нефте Избар Кара Кара Кара Кара Кара Кара Кара Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 апр Трубопроводный транспорт Москва Москва 14 - 16 апр Трубопроводный транспорт Паз Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 апр Трубопроводный транспорт Москва 14 - 16 апр Примыпильные месторождения Москва 13 - 14 май Интеллентуальные месторождения Москва 13 - 14 май ОбО - УЗБЕКИСТАН Ташкент Так, разраб, в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Москва 13 - 15 май Промышленная химия в России и СНГ Москва 13 - 22 май Нефтегазовой суперенция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 22 - 23 май Нефтегазстрой Москва 23 - 34 май Оконференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 23 - 34 май Нефтегазстрой Москва 23 - 34 май Осеква Осеква Москва 24 - 29 май Москва 25 - 29 май Нефтегазорой Москва 26 - 29 май Промышленная химия Москва 26 - 29 май Промысловая химия Москва За - 26 май Москва За - 27 май Промысловая химия Москва За - 26 - 29 май Москва Осеква Салейоно Конференция главных жегрологов Конференция на предприят. нефтегазовой отрасли Москва Салехрор Посква Салехрор Посква Салехрор Посква Салехрор Посква Салехрор Посква Сал	Методы борьбы со скважинными осложнениями	Ижевск	12 - 13 мар
Национальний нефтегазовый форум Энергетика. Ресурсосбережение Пром. и экол. базолас. нефтегазов. проектов. РФ и СНГ Москва 18 - 20 мар Пром. и экол. базолас. нефтегазов. проектов. РФ и СНГ Москва ПЕКИН 19 - 21 мар Омск 24 - 29 мар Попутный нефтяной газ Москва 26.мар Попутный нефтяной газ Москва 27.мар Опа ара Пекнопогия СП Москва 28.мар Профоноводный транспорт Москва 14 - 16 япр Прубопроводный транспорт Москва 14 - 16 япр Профонивете месторождения Москва 13 - 17 май Оси - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Оси - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Оси - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Промышленная химия в России Казаль 20 - 23 май Промышленная химия в России Каххуіі конференция Ассоциации буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май Нефтегазстрой Москва 20 - 23 май Нефтегазстрой Москва 22 - 34 май Москва 23 - 34 май Оскоение шельфа России и СНГ Москва 24 - 29 май Москва 26 - 27 май Москва Осевение шельфа России и СНГ Москва 26 - 27 май Москва Осевение шельфа России и СНГ Москва 26 - 29 май Оскоение шельфа России и СНГ Москва 26 - 29 май Москва Осеренция галенах кимия Промысловая химия Москва 26 - 29 май Москва 27 май Промысловая химия Промысловая химия Промысловая химия Москва 26 - 29 май Москва 26 - 29 май Осеренция галенах россии Сатербург 17 - 20 июн Зателение рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Москва 12 - 13 июн Зательн	Нефть Газ Химия	Красноярск	12 - 14 мар
Энергетика. Ресурсосбережение Казань 18 - 20 мар Пром. и экол. безопас. нефтегазов. проектов. РФ и СНГ Москва 18 - 20 мар СІРРЕ - КИТАЙ ПЕКИН 39 - 21 мар Омскгазнефтехми Сибмаштэн Энергосиб Сибзавод Омск 19 - 21 мар Газ Нефть Новые Технологии Н. Уренгой 19 - 20 мар Софор, подготовка и транспортировка углеводородов Сочи 24 - 29 мар Полутный нефтьной газ Москва 26.мар Технологии GTL Москва 27.мар ОП. а GAS - КАЗАКСТАН АТЫРАУ 01 - 03 апр НЕФТБЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ - БЕЛАРУСЬ МИНСК 07 - 08 апр Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 апр Трубопроводный Транспорт Москва 14 - 16 апр Трубопроводный Транспорт Москва 12 - 25 апр Современные технологии капитального ремонта скважин Геленджик 12 - 17 май Интеллектуальные месторождения Москва 24 - 25 апр Современные технологии капитального ремонта скважин Геленджик 12 - 17 май Интеллектуальные месторождения Москва <td>Нефтегазснаб</td> <td>Москва</td> <td>18.мар</td>	Нефтегазснаб	Москва	18.мар
Пром. и экол. безопас. нефтегазов. проектов. РФ и СНГ ПЕКИН 19 - 21 мар Омскгаланфтехим Сибмаштэк Энергосиб Сибаваод Омск 19 - 21 мар Газ Нефть Новые Технологии Н. Уренгой 19 - 20 мар Собр, подготовка и транспортировка углеводородов Сочи 24 - 29 мар Полутный нефтеной газ Москва 27, мар Полутный нефтеной газ Москва 12 мар Полутный нефтеной газ Москва 27, мар Полутный нефтеной газ Москва 27, мар ОП. в GAS - КАЗАХСТАН АТЫРАУ О1 - 03 апр Нефте и газ Российской арктики Москва 14 - 16 апр Грубопроводный транспорт Нефте и газ Российской арктики Нефте таз Российской арктики Нефтетазовый сунервайзинг: проблемы и решения Москва 18 - 20 мар Коскве в Собременные технологии капитального ремонта скважин Геленджик Песенджик Песенд	Национальный нефтегазовый форум	Москва	18 - 20 мар
СІРРЕ - КИТАЙ Омскгазнефтехим Сибмаштэк Энергосиб Сибзавод Омск 19 - 21 мар Омскгазнефтехим Сибмаштэк Энергосиб Сибзавод Омск 19 - 21 мар Газ Нефть Новые Технологии Н. Уренгой 19 - 20 мар Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов Сочи 24 - 29 мар Попутный мефтяной газ Москва 26.мар Технологии GTL Москва 27,мар Попутный мефтяной газ Москва 26.мар Попутный мефтяной газ Москва 27,мар НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ - БЕЛАРУСЬ МИНСК О7 - 08 апр Нефть и газ Российской арктики Москва 18.апр Трубопроводный транспорт Москва 18.апр Трубопроводный транспорт Москва 18.апр Промовиленые технологии Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Москва 24 - 29 апр Современные технологии капитального ремонта скважин Геледжик Помышленная месторождения Москва 13 - 14 май ООU - УЗБЕКИСТАН Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Анапа 19 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20.май ХХХУИІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май ВІБОLD Юосквение шельфа России и СНГ Москва 22.май Москва 22.май Москва 22.май Москва 22.май Москва 23.май Рефетегазстрой Москва 23.май Москва 2429 май Нефтегаз Геология Москва 2629 май Нефтегаз Реологии и СНГ Москва 2629 май Нефтегаз Реологовкий нефтегазовый форум Владивосток 2627 май Москва 2629 май Нефтегаз Москва 2629 май	Энергетика. Ресурсосбережение	Казань	18 - 20 мар
Омскгазнефтехим Сибмаштэк Энергосиб Сибзавод Газ Нефть Новые Технологии Н. Уренгой 19 - 20 мар Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов Сочи 24 - 29 мар Попутный нефтяной газ Москва 26.мар Технологии GTL Москва 27.мар ОIL 8, GAS - КАЗАХСТАН АТЫРАУ 01 - 03 апр НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ - БЕЛАРУСЬ МИНСК 07 - 08 апр Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 апр Тубопроводный транспорт ГАЗ НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ Нефтегазовый супервайзиит: проблемы и решения Москва 13 - 14 май Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май ОGU - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Промышленная химия в России Казань 20 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20 - 23 май Нефтегазогрой Москва 21 - 22 май Нефтегазогрой Москва 22 - 23 май Нефтегазогрой Москва 22 - 23 май Нефтегазогрой Москва 22 - 23 май Нефтегазогрой Москва 23 - 34 май Осква 24 - 25 апр Москва 25 - 27 май Москва 26 - 27 май Нефтегазогрой Москва 26 - 27 май Промышленная нефтегазовый форум Владивосток Владивост	Пром. и экол. безопас. нефтегазов. проектов. РФ и СНГ	Москва	18 - 20 мар
Газ Нефть Новые Технологии Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов Сочи 24 - 29 мар Попутный нефтяной газ Москва 26.мар Технологии GTL Москва 27.мар ОІ. 8, GAS - КАЗАХСТАН АТЫРАУ О1 - 03 апр НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ - БЕЛАРУСЬ МИСК О7 - 08 апр Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 апр Трубопроводный транспорт Трубопроводный транспорт Таз НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Москва 24 - 25 апр Современные технологии напитального ремонта скважин Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май ООО - УЗБЕКИСТАН Ташкент Ташкент Ташкент Ташкент Таз 15 май Промышленная химия в России Казань 20.май ХХХУІІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 21 - 22 май Нефтегазстрой Москва 22 - 23 май Нефтегазстрой Москва 23 - май Нефтегазстрой Москва 24 - 29 май Москва 26 - 29 май Москва 26 - 27 май Москва 26 - 29 май Промышленная химия Вроссий ско-катайско-казахстанский нефтегазовый форум Владивосток 26 - 27 май Нефтегаз Фосква 26 - 29 май Москва 27 - май Москва 26 - 29 май Москва 27 - май Москва 28 - 29 май Москва 29 - 23 май ОСквоференция главных метрологов Конференция главных метрологов Современия главных метрологов Современие рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Москва С-1 етербург 17 - 20 июн С-Петербург 17 - 20 июн	СІРРЕ - КИТАЙ	ПЕКИН	19 - 21 мар
Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов Сочи 24 - 29 мар Попутный нефтяной газ Москва 26.мар Технологии GTL Москва 27.мар OIL & GAS - КАЗАХСТАН ATЫРАУ 01 - 03 апр Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 апр Трубопроводный транспорт Москва 18.апр ГАЗ НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ УФА 22 - 25 апр Нефтеазовый супервайзинг: проблемы и решения Москва 24 - 25 апр Современные технологии капитального ремонта скважин Геленджик 12 - 17 май Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май ОСИ - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Анапа 19 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20.май ХХХУИІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 22 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 23 май Российско-ктайско-казахстанский нефтегазовый форум Владивосток 26 - 27 май	Омскгазнефтехим Сибмаштэк Энергосиб Сибзавод	Омск	19 - 21 мар
Попутный нефтяной газ 26.мар Технологии GTL Москва 27,мар ОIL & GAS - КАЗАХСТАН АТЫРАУ 01 - 03 апр НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ - БЕЛАРУСЬ МИНСК 07 - 08 апр Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 апр Трубопроводный транспорт Москва 18.апр Трубопроводный транспорт Москва 18.апр Каз Нефть Технологии РуфА 22 - 25 апр Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Москва 24 - 25 апр Современные технологии капитального ремонта скважин Геленджик 12 - 17 май Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май ООU - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Промышленная химия в России Казань 20 - май Промышленная химия в России Казань 20 - май КХХХVII конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май Нефтегазстрой Москва 22 май ОСвоение шельфа России и СНГ Москва 23 май Нефтегазстрой Москва 23 май Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум Владивосток 26 - 27 май Инсфтегаз ОПромысловая химия Москва 26 - 29 май Влектро ЭлектроТехноЭкспо Москва 26 - 29 май ОСквоение региция главных метрологов Воскресенск 26 - 30 май САБРІАЛ ОІІЖАЗА - АЗЕРБАЙДЖАН БАКУ 03 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД 05 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ ОКОСКВА 15 - 19 июн ВТЕРОТЕГИКА ИСКВА 15 - 19 июн ВОСКВА 15 - 19 июн	Газ Нефть Новые Технологии	Н. Уренгой	19 - 20 мар
Технологии GTL ОIL & GAS - КАЗАХСТАН АТЫРАУ ОI - 03 апр НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ - БЕЛАРУСЬ МИНСК О7 - 08 апр Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 апр Трубопроводный транспорт Москва 18 апр ГАЗ НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Москва 24 - 25 апр Современные технологии капитального ремонта скважин Геленджик Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май ОGU - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Промышленная химия в России Казань 20 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20 - 24 май КХХУИІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 21 - 22 май Нефть Газ Геология Москва 22 - 23 амай Москва 20 - 23 май Нефтегазстрой Москва 21 - 22 май Москва 22 - 23 май Москва 22 - 23 май Москва 20 - 23 май Москва 20 - 23 май Промышленная кимия в России Москва 22 - 24 май Москва 23 - 24 май Москва 24 - 25 апр Москва 25 - 27 май Нефтегазстрой Москва 26 - 27 май Нефтегаз МОСКВА ВЛАДИВОСТОК Владивосток Владивосток 26 - 27 май Нефтегаз Косква Владивосток Владивосток Владивосток Владивосток 26 - 27 май Москва Орования главных метрологов Конференция главных метрологов Воскресенск 26 - 30 май САБРІАН ОІІ-ВСАК- АЗЕРБАЙДЖАН БАКУ О3 - 06 июн Конференция главных метрологов САЛЕХАРД О5 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ ОКОКВА 15 - 19 июн	Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов	Сочи	24 - 29 мар
OIL & GAS - KAЗАХСТАН ATЫРАУ 01 - 03 anp НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ - БЕЛАРУСЬ МИНСК 07 - 08 anp Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 anp Трубопроводный транспорт Москва 18.anp ГАЗ НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ УФА 22 - 25 anp Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Москва 24 - 25 anp Современные технологии капитального ремонта скважин Геленджик 12 - 17 май Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май ОСО - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Анапа 19 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20.май ХХХУИ Іконференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май КОВОЬ ЮЖНО-САХАЛИНСК 21 - 22 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 23 май Нефтегаз Геология Москва 22.май Освоение шельфа России и СНГ Москва 23.май Дальневосточная нефтегазовая конференция Владивосток 26 - 27 май	Попутный нефтяной газ	Москва	26.мар
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ - БЕЛАРУСЬ МИНСК 07 - 08 anp Нефть и газ Российской арктики Москва 14 - 16 anp Трубопроводный транспорт Москва 18.anp ГАЗ НЕФТь ТЕХНОЛОГИИ УФА 22 - 25 anp Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Москва 24 - 25 anp Современные технологии капитального ремонта скважин Геленджик 12 - 17 май Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май ОСОВ - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Анапа 19 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20.май ХХХУИІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май КУКУИІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 22 - 22 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 23 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 23 май Освоение шельфа России и СНГ Москва 22 - май ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ВЛАДИВОСТОК 26 - 27 май Роровая химия Москва<	Технологии GTL	Москва	27.мар
Нефть и газ Российской арктики Трубопроводный транспорт Таз НЕФТь ТЕХНОЛОГИИ УФА 22 - 25 апр Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Косква 24 - 25 апр Современные технологии капитального ремонта скважин Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май ООU - УЗБЕКИСТАН Ташкент Ташкент Ташкент 13 - 15 май Промышленная химия в России Казань 20 - май ХХХУІІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май Нефть Газ Геология Нефть Газ Геология Нефтегазстрой Москва 22 - май Освоение шельфа России и СНГ ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 27 май Москва 26 - 29 май Москва 27 - май Дольмый промысловая химия Доскра дольмый промыслова дольмый промысловая химия Доскра дольмый промысловая химия Доскра дольмый промыслова дольмый промыслова дольмый промысловая химия Доскра дольмый промысловай дольмый дольмы	OIL & GAS - KA3AXCTAH	АТЫРАУ	01 - 03 апр
Трубопроводный транспорт ГАЗ НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ УФА 22 - 25 апр Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Современные технологии капитального ремонта скважин Интеллектуальные месторождения ОGU - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май ОGU - УЗБЕКИСТАН Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Домашленная химия в России ХХХУІІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май ТОмск 10 - 22 май МОСКВа 21 - 22 май МОСКВа 22 . май МОСКВа 23 . май Освоение шельфа России и СНГ ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ВЛАДИВОСТОК ВЛАДИВОСТОК ВЛАДИВОСТОК 26 - 27 май НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Конференция главных метрологов Конференция главных метрологов САSРІАН ОІL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД О5 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ СПЕТЕРБУрг 17 - 20 июн 21 - 13 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21 - 13 июн	НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ - БЕЛАРУСЬ	минск	07 - 08 апр
ТАЗ НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Москва 24 - 25 апр Современные технологии капитального ремонта скважин Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май ООО - УЗБЕКИСТАН Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Промышленная химия в России Казань 20.май ХХХУІІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май Промышленная химия в России Москва 21 - 22 май Нефть Газ Геология Москва 22.май Москва 22.май Москва 23.май Освоение шельфа России и СНГ ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ВЛАДИВОСТОК ВЛАДИВОСТОК ВЛАДИВОСТОК 26 - 27 май НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Промышловая химия Москва 26 - 29 май Промысловая химия Москва 26 - 29 май Конференция главных метрологов Конференция главных метрологов САЗРІАН ОІЬВ БАКУ ОЗ - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД О5 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ СПЕТЕРБУрг 17 - 20 июн 21- 13 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21- 14 мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	Нефть и газ Российской арктики	Москва	14 - 16 апр
Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения Современные технологии капитального ремонта скважин Интеллектуальные месторождения ОGU - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май ТОВИ - УЗБЕКИСТАН ТЕХ. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Анапа 19 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20 май ХХХУІІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май ВІБОLD ЮЖНО-САХАЛИНСК 21 - 22 май Нефте Газ Геология Нефте Газ Геология Москва 22 май Освоение шельфа России и СНГ ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум В ЛАДИВОСТОК 26 - 27 май НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Буровая химия Москва 26 - 29 май Буровая химия Москва 26 - 30 май Конференция главных метрологов Конференция главных метрологов Конференция главных метрологов САSPIAN ОІL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД О5 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗОВЫЙ Конгресс МОСКВА 12 - 13 июн 21 - 13 июн 23 - 14 июн 24 - 19 июн	Трубопроводный транспорт	Москва	18.апр
Современные технологии капитального ремонта скважин Интеллектуальные месторождения ОGU - УЗБЕКИСТАН Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Анапа 19 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20.май ХХХУІІ конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май SIGOLD ЮЖНО-САХАЛИНСК 21 - 22 май Нефте Газ Геология Посква 22.май Освоение шельфа России и СНГ Москва 23.май Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум Владивосток В Владивосток В Москва 26 - 27 май НефтеГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Коровая химия Москва 26 - 29 май Буровая химия Москва Олектро Электро Техно Экспо Конференция главных метрологов САЗРІАN ОІL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН ВАКУ ОЗ - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ ОДЛЕХАРД О5 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГЕРАЗ ОДЛЕХАРД О5 - 06 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21 - 13 июн 21 - 13 июн	ГАЗ НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ	УФА	22 - 25 апр
Интеллектуальные месторождения Москва 13 - 14 май OGU - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Анапа 19 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20 май XXXVII конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май SIGOLD ЮЖНО-САХАЛИНСК 21 - 22 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 23 май Нефтегазстрой Москва 22 май Освоение шельфа России и СНГ Москва 23 май ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ВЛАДИВОСТОК 26 - 27 май НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Буровая химия МОСКВА 26 - 29 май Буровая химия Москва 27 май Олектро ЭлектроТехноЭкспо Москва 26 - 29 май Конференция главных метрологов Воскресенск 26 - 30 май САБРІАN ОІС&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН БАКУ 03 - 06 июн Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Москва 12 - 13 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21-14 Мировой Нефтег	Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения	Москва	24 - 25 апр
ОGU - УЗБЕКИСТАН ТАШКЕНТ 13 - 15 май Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Анапа 19 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20.май XXXVII конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май SIGOLD ЮЖНО-САХАЛИНСК 21 - 22 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 23 май Нефтегазстрой Москва 22.май Освоение шельфа России и СНГ Москва 23.май ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ВЛАДИВОСТОК 26 - 27 май Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум Владивосток 26 - 27 май НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Буровая химия Москва 26.май Промысловая химия Москва 27.май Электро ЭлектроТехноЭкспо Москва 26 - 29 май Конференция главных метрологов Воскресенск 26 - 30 май САРЕХАРД 05 - 06 июн Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Москва 12 - 13 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург <td>Современные технологии капитального ремонта скважин</td> <td>Геленджик</td> <td>12 - 17 май</td>	Современные технологии капитального ремонта скважин	Геленджик	12 - 17 май
Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ Анапа 19 - 23 май Промышленная химия в России Казань 20.май XXXVII конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Москва 20 - 23 май Москва 20 - 23 май Москва 21 - 22 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 23 май Нефтегазстрой Москва 22.май Освоение шельфа России и СНГ Москва 23.май ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ВЛАДИВОСТОК Владивосток 26 - 27 май НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Буровая химия Москва 27.май Промысловая химия Москва 26.май Промысловая химия Москва 27.май Олектро ЭлектроТехноЭкспо Конференция главных метрологов Конференция главных метрологов САЅРІАN ОІL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД О5 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ ОСПЕТЕРБУРГ 17 - 20 июн 21-13 июн 21-13 июн 21-19 июн	Интеллектуальные месторождения	Москва	13 - 14 май
Промышленная химия в России XXXVII конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков Mocква DMHO-CAXAЛИНСК 1-22 май Heфть Газ Геология Томск Москва 22.май Москва 22.май Освоение шельфа России и СНГ Москва ВЛАДИВОСТОК В	ОGU - УЗБЕКИСТАН	ТАШКЕНТ	13 - 15 май
ХХХХVII конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков КОЖНО-САХАЛИНСК 21 - 22 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 23 май Нефтегазстрой Москва 22.май Освоение шельфа России и СНГ Москва 23.май ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум Владивосток 26 - 27 май НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Воровая химия Москва 27.май Олектро Электро Техно Экспо Конференция главных метрологов Воскресенск САЯРІАN OIL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Онергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21 - 13 июн Салей Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	Тех. разраб. в обл. подготовки, транс-та газа и утил. ПНГ	Анапа	19 - 23 май
SIGOLD ЮЖНО-САХАЛИНСК 21 - 22 май Нефть Газ Геология Томск 21 - 23 май Нефтегазстрой Москва 22.май Освоение шельфа России и СНГ Москва 23.май ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ВЛАДИВОСТОК 26 - 27 май Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум Владивосток 26 - 27 май НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Буровая химия Москва 27.май Электро Электро ТехноЭкспо Москва 27.май Конференция главных метрологов Воскресенск 26 - 39 май КОНФеренция главных метрологов Воскресенск 26 - 30 май САЗРІАN ОІL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН БАКУ 03 - 06 июн Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Москва 12 - 13 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21-13 Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	Промышленная химия в России	Казань	20.май
Нефть Газ ГеологияТомск21 - 23 майНефтегазстройМосква22.майОсвоение шельфа России и СНГМосква23.майДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯВЛАДИВОСТОК26 - 27 майРоссийско-китайско-казахстанский нефтегазовый форумВладивосток26 - 27 майНЕФТЕГАЗМОСКВА26 - 29 майБуровая химияМосква26.майПромысловая химияМосква27.майЭлектро ЭлектроТехноЭкспоМосква26 - 29 майКонференция главных метрологовВоскресенск26 - 30 майСАSРІАN ОІL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАНБАКУ03 - 06 июнУправление рисками на предприят. нефтегазовой отраслиМосква12 - 13 июнЭнергетика и ЭлектротехникаС-Петербург17 - 20 июн21-й Мировой Нефтегазовый КонгрессМОСКВА15 - 19 июн	XXXVII конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков	Москва	20 - 23 май
Москва 22.май Освоение шельфа России и СНГ Москва 23.май ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ВЛАДИВОСТОК 26 - 27 май Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум Владивосток 26 - 27 май НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Буровая химия Москва 26.май Промысловая химия Москва 27.май Электро ЭлектроТехноЭкспо Москва 26 - 29 май Конференция главных метрологов Воскресенск 26 - 30 май САЅРІАN ОІL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН БАКУ 03 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД О5 - 06 июн Эмравление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Онерететика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21-й Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	SIGOLD	южно-сахалинск	21 - 22 май
Освоение шельфа России и СНГ ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ВЛАДИВОСТОК 26 - 27 май Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум НЕФТЕГАЗ МОСКВА 26 - 29 май Буровая химия Москва Олектро Электро ТехноЭкспо Конференция главных метрологов Конференция главных метрологов САSPIAN OIL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН ВАКУ ОЗ - 06 июн Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Онергетика и Электротехника С-Петербург Онектро Зисктро Зисктро Зисктро Зисками на предприят. нефтегазовой отрасли Онергетика и Электротехника	Нефть Газ Геология	Томск	21 - 23 май
ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РОССИЙСКО-КИТАЙСКО-КАЗАХСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ ВЛАДИВОСТОК 26 - 27 май МОСКВА 26 - 29 май Буровая химия Москва 27. май Олектро ЭлектроТехноЭкспо Конференция главных метрологов Воскресенск 26 - 30 май САSPIAN OIL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН ВАКУ ОЗ - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД О5 - 06 июн Онерететика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21-1 Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	Нефтегазстрой	Москва	22.май
Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум HEФТЕГАЗ MOCKBA 26 - 29 май Буровая химия Москва Оримысловая химия Воскресенск Оримысловая химия Воскресенск Оримысловая химия Оримысловая химия Восква Оримысловая химия Оримысловая химия Москва Оримысловая химия Оримысловая химия Воскресенск Оримысловая химия Оримыс	Освоение шельфа России и СНГ	Москва	23.май
НЕФТЕГАЗМОСКВА26 - 29 майБуровая химияМосква26.майПромысловая химияМосква27.майЭлектро ЭлектроТехноЭкспоМосква26 - 29 майКонференция главных метрологовВоскресенск26 - 30 майСАSPIAN OIL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАНБАКУ03 - 06 июнУправление рисками на предприят. нефтегазовой отраслиМосква12 - 13 июнЭнергетика и ЭлектротехникаС-Петербург17 - 20 июн21-й Мировой Нефтегазовый КонгрессМОСКВА15 - 19 июн	ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ	владивосток	26 - 27 май
Буровая химияМосква26.майПромысловая химияМосква27.майЭлектро ЭлектроТехноЭкспоМосква26 - 29 майКонференция главных метрологовВоскресенск26 - 30 майСАЅРІАN ОІL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАНБАКУ03 - 06 июнЯМАЛ НЕФТЕГАЗСАЛЕХАРД05 - 06 июнУправление рисками на предприят. нефтегазовой отраслиМосква12 - 13 июнЭнергетика и ЭлектротехникаС-Петербург17 - 20 июн21-й Мировой Нефтегазовый КонгрессМОСКВА15 - 19 июн	Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум	Владивосток	26 - 27 май
Промысловая химия Москва 27.май Электро ЭлектроТехноЭкспо Москва 26 - 29 май Конференция главных метрологов Воскресенск 26 - 30 май САSPIAN OIL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН БАКУ 03 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД 05 - 06 июн Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Москва 12 - 13 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21-й Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	НЕФТЕГАЗ	москва	26 - 29 май
Электро ЭлектроТехноЭкспоМосква26 - 29 майКонференция главных метрологовВоскресенск26 - 30 майСАЅРІАН ОІІ&GAS - АЗЕРБАЙДЖАНБАКУ03 - 06 июнЯМАЛ НЕФТЕГАЗСАЛЕХАРД05 - 06 июнУправление рисками на предприят. нефтегазовой отраслиМосква12 - 13 июнЭнергетика и ЭлектротехникаС-Петербург17 - 20 июн21-й Мировой Нефтегазовый КонгрессМОСКВА15 - 19 июн	Буровая химия	Москва	26.май
Конференция главных метрологовВоскресенск26 - 30 майCASPIAN OIL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАНБАКУ03 - 06 июнЯМАЛ НЕФТЕГАЗСАЛЕХАРД05 - 06 июнУправление рисками на предприят. нефтегазовой отраслиМосква12 - 13 июнЭнергетика и ЭлектротехникаС-Петербург17 - 20 июн21-й Мировой Нефтегазовый КонгрессМОСКВА15 - 19 июн	Промысловая химия	Москва	27.май
САЗРІАН ОІL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН БАКУ 03 - 06 июн ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД 05 - 06 июн Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Москва 12 - 13 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21-й Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	Электро ЭлектроТехноЭкспо	Москва	26 - 29 май
ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ САЛЕХАРД 05 - 06 июн Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Москва 12 - 13 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21-й Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	Конференция главных метрологов	Воскресенск	26 - 30 май
Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли Москва 12 - 13 июн Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21-й Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	CASPIAN OIL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН	БАКУ	03 - 06 июн
Энергетика и Электротехника С-Петербург 17 - 20 июн 21-й Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ	САЛЕХАРД	05 - 06 июн
21-й Мировой Нефтегазовый Конгресс МОСКВА 15 - 19 июн	Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли	Москва	12 - 13 ИЮН
	Энергетика и Электротехника	С-Петербург	17 - 20 ИЮН
Иннопром Екатеринбург 09 - 12 июл	21-й Мировой Нефтегазовый Конгресс	москва	15 - 19 июн
	Иннопром	Екатеринбург	09 - 12 июл

Самостоятельный монтаж калитки, не требующий особой квалификации, сварки и специального инструмента это реальность

М.С. Ковалев

технический директор¹ kovalev@fensys.ru

¹000 «Системы ограждений», Москва, Россия

Компания «Системы ограждений» презентовала калитку FENSYS серии PROM как коробочное решение, созданное по принципу «ВСЕ ВКЛЮЧЕНО». Все комплектующие калитки устанавливаются на заводе. Монтаж осуществляется в собранном виде в кондукторах-колодках, которые являются упаковкой.

Ключевые слова

калитка ограждения, ограждение периметра, системы ограждений, комплексная безопасность, защита периметра

Любая калитка состоит из двух столбов и открывающейся створки. Как правило, все производители калиток поставляют их на монтаж в разобранном виде. Т.е. отдельно столбы, отдельно створка и фурнитура. Такие калитки имеют существенные недостатки при монтаже и дальнейшей эксплуатации. Поскольку сборка и монтаж калитки осуществляется в «полевых» условиях, очень сложно добиться четкого выравнивания столбов, технологических зазоров между столбами и створкой для четкой работы замка.

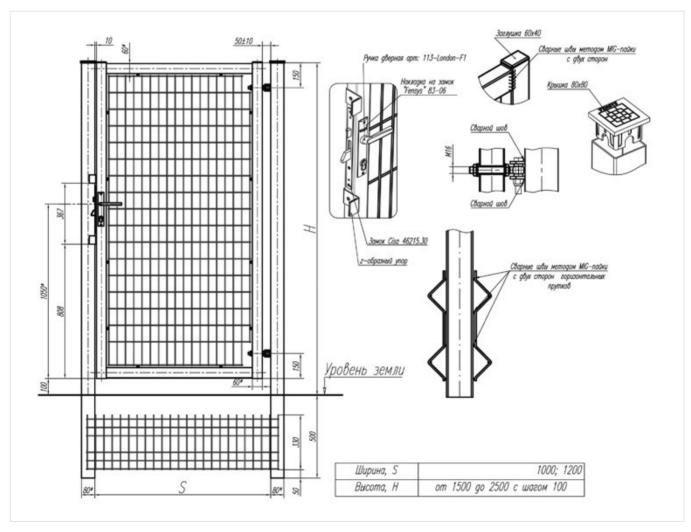
Кроме того, если столбы калитки не связаны фундаментом (бетонируются отдельно) со временем они могут перекоситься, что приведёт к невозможности не только запереть калитку на замок, но и открыть или закрыть створку станет проблематично.

Для устранения этого недостатка конструкторским бюро FENSYS была спроектирована калитка в кондукторе. Т.е. калитка

поставляется заказчику в собранном виде. На заводе-изготовителе калитка собирается, выдерживаются все рекомендованные технологические зазоры, столбы калитки связываются между собой (приваривается закладная решетка) и после этого жестко стягивается в специальном кондукторе и упаковывается.

Монтаж калитки также производится в собранном виде. После застывания фундамента кондуктор снимается с калитки. При таком варианте монтажа все зазоры будут такими, как заложено при сборке калитки на заводе. И при эксплуатации калитки зазоры не изменятся ни на миллиметр.

Калитка оснащена механическим врезным замком и выпускается в универсальном исполнении. Сторона открывания «левая» или «правая» определяется при монтаже калитки установкой язычка замка и z-образного упора.



ОАО «КрЭМЗ»

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов



Предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов:

- трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных газо- нефте- продуктопроводов);
- лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- лебедки скреперные шахтные (подземные);
- комплекс машин для строительства и переизоляции в процессе ремонта трубопроводов; линии, оборудование и приспособления для очистки изоляции новых или старых трубопроводов; котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные; станки СПК подготовки кромок труб;
- трубосварочные базы; станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые шнеки, буровые головки);
- другое специальное оборудование.

Внесено в Реестр оборудования, допущенного

к применению при капитальном ремонте газопроводов ОАО «Газпром»

Кропоткинский машиностроительный завод — одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работает в нефтегазовой отрасли. Несмотря на относительную удаленность нашего предприятия от основных нефте-газодобывающих регионов страны, география поставок продукции нашего завода очень обширна. Нашу продукцию можно найти от Сахалина до Калининграда, по всей России и странам ближнего зарубежья.



Россия, 352387, Краснодарский край, город Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, 3 тел: (86138) 7-23-67, 7-71-02 факс: 6-17-58, 7-23-67 e-mail: ko@kremz.ru www.kremz.ru, www.kremz.biz



















ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие» 423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58 +7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 +7 (499) 681-04-25 е-mail: new-m@mail.ru

www.nt-expo.ru



ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ





Правительство Республики Татарстан



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

энс∩о€зиция НЕФТЬ ГАЗ

