ISSN: 1997-2814

ПРЕДЛОЖЕНИЯ РЕГИОНОВ

ЭКСПОЗИЦИЯ

НЕФТЬ ГАЗ

THE PROPOSAL OF THE REGIONS EXPOSITION

SPECIALIZED PUBLICATION

OIL GAS

3/Н (64) JUNE 2008

ПРОМЫСЛОВАЯ УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

UTILIZATION OF THE ASSOCIATED PETROLEUM GAS IN THE OIL FIELD

АТОМКОНВЕРС

стр./page 14

ДОБЫЧА PRODUCTION 5

ПЕРЕРАБОТКА REFINING 43

ТРУБОПРОВОД PIPELINE 73

ООО «АЗСТРАСТСТРОЙ» сегодня — это более 9 лет успешной работы на рынке товаров и услуг, связанных с оборудованием для слива, налива, учета, перекачки и измерения светлых и темных нефтепродуктов, сжиженных углеводородов и агрессивных сред.

АЗСТРАСТСТРОЙ

Коммерческий отдел (846) **277-82-60 (61)**
Электронная почта **azs@sama.ru**
Сайт **www.azstraststroy.ru**

Это — сплоченный коллектив специалистов, прошедших профессиональное обучение и постоянно стажирующихся на предприятиях-производителях оборудования для нефтегазового комплекса.

Наша компания предлагает свое участие в реализации ваших проектов в части строительства и модернизации нефтеналивных пунктов, резервуарного парка, узлов учета и перекачки, используемых при хранении и транспортировке нефтепродуктов, СУГ и другие. Мы работаем в России, странах ближнего и дальнего зарубежья.

Проектирование опасных производственных объектов.
Проведение экспертизы промышленнойбезопасности.
Поставка, монтаж, пуско-наладочные работы, техническое обслуживание:
— оборудования для налива, слива и хранения светлых и темных нефтеродуктов, СУГ;
— автоматизированных систем учета;
— систем измерения для учета и регистрации товарных потоков на нефтебазах, АЗС, АГЗС;
— установок разогрева и слива вязких нефтепродуктов (нефть, мазут), налива агрессивных (кислоты, щелочи) и пищевых (масла) жидкостей;
— систем улавливания легких фракций нефтепродуктов (УЛФ) с установкой рекуперации для резервуарных парков и объектов нефтепродуктообеспечения.

Ремонт средств измерения, тарирования, поверка.

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ЖУРНАЛ ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Выпуск № 3/Н (64) июнь 2008

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Республика Татарстан,
г. Набережные Челны,
пр. Мира, 5/01, оф. 181

КОНТАКТЫ:
(8552) 38-23-34, 38-51-26
neft@expoz.ru
www.runeft.ru

ДИРЕКТОР:
Шарафутдинов И. Н.

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Кудряшов А.В.

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Маркин Д.В.

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ильдарханова Л.-А. Р.
Петриковская Е.Г.

АВТОРСКИЕ ПРАВА
За содержание рекламных материалов и объявлений редакция ответственность не несет. Весь рекламируемый товар подлежит обязательной сертификации (ПОС). Мнение редакции не всегда совпадает с мнением авторов. Материалы не рецензируются и не возвращаются. Любое использование материалов журнала допускается только с разрешения редакции.

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань,
ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 05-08/02-1

Подписано к печати: 30.05.2008
Тираж: 10000 экз.

СВИДЕТЕЛЬСТВО
Журнал зарегистрирован 27 июля 2006 года ПИ № ФС77-25309 Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия.

РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ
Республика Татарстан, Москва, Тюмень, Санкт-Петербург, Екатеринбург, Пермь, Саратов, Уфа, Ижевск, Оренбург, Сургут, Нижневартовск, Киев, Самара, Волгоград, Усинск, Иркутск, Ухта, Астрахань, Ноябрьск, Красноярск, Алматы.

СОДЕРЖАНИЕ:

ПРОМЫСЛОВАЯ УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯННОГО ГАЗА
UTILIZATION OF THE ASSOCIATED PETROLEUM GAS IN THE OIL FIELD
СТР./ PAGE 14

ДОБЫЧА / PRODUCTION

С. МАТВЕЕВ Опыт применения комплексной пластической перфорации скважин перед операциями гидроразрыва пласта.
S. MATVEEV Experience in Using Comprehensive PLASTIC Perforation of Wells before hydraulic fracturing of formation 6

А.П. ГЛУХОВ Обеспечение безопасной эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов
A.P. GLUKHOV Ensuring safe operation of the petroleum pipelines in the oil fields 9

Н.В. СКВОРЦОВ Торцовые уплотнения и насосы отечественного производства
N.V. SKVORTSOV End seals and the pumps of national manufacture 11

ООО «Крафт-М» Новый подход к технологиям энергоресурсосбережения
LLC «Craft-M» New Approach to Energy Saving and Resources Saving Technologies 18

И.Г. ЛАЧУГИН, В.Д. ГРИЦЕНКО Развитие автоматизации и совершенствование систем управления фонтанными арматурами нефтяных и газовых скважин в современных условиях
I.G.LACHUGIN, V.D. GRITSENKO Developing automation and improving control systems of the x tree for oil and gas wells in current conditions 22

С. В. ЖИТОВ, Н. А. СЕМЕНОВ Автоматика для систем поддержания пластового давления
N.A. SEMENOV Automatic controls for the systems which maintain the formation pressure 24

«ГидроМон» Объяснение долгосрочного набора прочности бетона обусловленного действием ускорителя сроков схватывания - нитратом кальция
«HydroMon» Explanation of long-term compressive strength of concrete caused by the set accelerator calcium nitrate 26

Ю. ШАШКОВА Применение титановых полуфабрикатов при изготовлении современных установок шельфовой нефтедобычи и энергоустановок
U. SHASHKOVA Use of titanium semi-finished products in the manufacture of modern off-shore oil production units and energy units 30

«Точка опоры» Восстановление роторов винтовых забойных двигателей
«Point of Support» Reconditioning the rotors of the downhole drilling motors 35

ОАО «Дзержинское Оргстекло» ПМА Д-210 – новое решение проблем при перекачке высокозастывающих нефтей
JSC «Dzerzhinskoe Orgsteklo» PMA D-210 is a new solution in pumping highly congealing oils 38

ЗАО «Курганстальмост» Продукция мостостроителей для нефтегазовой отрасли
CJSC «Kurganstalmost» Bridgebuilders' production for oil-gas branch 42

ПЕРЕРАБОТКА / REFINING

М.Ф.ШАГЕЕВ, Т.Н.ЮСУПОВА Сжигание в промышленных печах водомазутной эмульсии с добавлением присадки
M.F. SHAGEEV, T.N. YUSUPOVA Burning water based furnace oil emulsion in industrial furnaces with an additive 44

А.К. КУРОЧКИН, А.В. КУРОЧКИН «ВИСБРЕКИНГ-ТЕРМАКАТ®» – базовый процесс для современных НПЗ глубокой переработки нефти
A.K. KUROCHKIN, A.V. KUROCHKIN «VISBREAKING-THERMACAT®» – the basic process of the modern oil refineries for high level oil processing 47

А.В. АСТАХОВ Анализ нефтепродуктов с помощью хроматографических методов
A.V. ASTAKHOV Analysis of petroleum products using chromatographic methods 53

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА / GEOLOGY, GEOPHYSICS

Н.С. ТЯН Пути повышения коэффициента нефтеотдачи на завершающей стадии разработки месторождения
N.S. TYAN Ways of increasing oil recovery factor at the final stage of the oilfield development 58

С.Е.КОНОПЛЕВА Состояние российской системы аккредитации
S.E. KONOPLEVA Status of the Russian accreditation system 61

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

EXPOSITION OIL GAS MAGAZINE
Issue No.3/H (64) June 2008

FOUNDED AND PUBLISHED BY:
«Exposition» LLC

ADDRESS OF THE FOUNDER, PUBLISHER AND THE EDITORIAL BOARD:
5/01 Prospect Mira, Office 181
Naberezhnye Chelny
Republic of Tatarstan
423809

CONTACTS:
(8552) 38-23-34, 38-51-26
neft@expoz.ru
www.runeft.ru

DIRECTOR:
I.N. Sharafutdinov

EDITOR-IN-CHIEF:
A.V. Kudryashov

EDITOR:
D.V. Markin

DESIGN AND LAYOUT:
L.-A.R. Ildarkhanova
E.G. Petrikovskaya

COPYRIGHTS
The editorial board is not liable for the contents of the advertising materials and advertisements. All the goods being promoted are subject to mandatory certification.
The editorial board's opinion does not always coincide with the authors' opinion.
The materials are not commented on and are not returned. Any use of the materials from the magazine is allowed only with the approval of the editorial board.

PRINTED:
At the «Logos» Printing Works
25A Portovaya Street
Kazan 420108
Telephone: (843)231-05-46
citlogos@mail.ru
Order No. 05-08/02-1

Signed for Printing: 30.05.2008
Circulation: 10000 copies

CERTIFICATE
Magazine is registered on July 27-th 2006 ПИ № ФС77-25309 by the Federal Service for Supervision and Compliance with the Law in the Area of Mass Communications and Cultural Heritage Protection.

DISTRIBUTED
Republic of Tatarstan, Moscow, Tyumen, Sankt-Peterburg, Ekaterinburg, Perm, Saratov, Ufa, Izevsk, Orenburg, Surgut, Nizhnevartovsk, Kiev, Samara, Volgograd, Usinsk, Irkutsk, Ukhta, Astrakhan, Noyabrsk, Krasnoyarsk, Almaty.

И.Н. ПОЖИДАЕВА Департамент комплексного проектирования ЮганскНИПИ
I.N. POZHIDAEVA Department for package project engineering, Yugansk Research and project engineering institute 66

ЗАО «ГЕО-ТЕХНОЛОГИЯ» Сервисное обеспечение бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин предприятиями ООО НПП ПРОМГЕОСЕРВИС», ЗАО «ГЕО-ТЕХНОЛОГИЯ» с применением бескабельных телесистем с электромагнитным каналом связи
CJSC «GEO-TECHNOLOGY» Service Support for the Drilling of the Inclined and Horizontal Oil and Gas Wells by OOO «NPP PROMGEOSERVICE», ZAO «GEO-TECHNOLOGY» Using Cable Free Telecommunications Systems with Electromagnetic Communication Channel 70

«МНП «ГЕОДАТА» Двигаться вперед нам помогает здоровая амбициозность
«MNP «GEODATA» Healthy ambition helps us make progress 72

ТРУБОПРОВОД / PIPELINE

Г.С. ТОЛУШКИН Интеллектуальные датчики вибрации в АСУ ТП
G.S. TOLUSHKIN Intelligent vibratory sensors in Automatic Control Systems Of Computer Aided Production Processes 74

Г.Е. КИБРИК Датчики вибрации для систем контроля промышленного оборудования
G.E. KIBRIK Vibratory sensors for industrial equipment control systems 78

Н. ИВАНЦОВА Применение современных материалов и технологий для защиты нефтегазового оборудования от коррозии: новизна, актуальность, эффективность
N. IVANTSOVA Use of modern materials and technologies to protect oil and gas equipment from corrosion novelty, topicality, efficiency 83

А.Н. ЛИЗОГУБОВ, А.Н. ПИГИЛОВ Высокотемпературная антикоррозионная «Броня» для стальных трубопроводов
A.N. LIZOGUBOV, A.N. PIGILOV High temperature anti-corrosion Armour for steel pipelines 86

В.В. СИПКО FASTMIG™-Производительность и простота в стильном корпусе
V.V. SIPKO FastMigTM_ productivity and simplicity in a stylish casing 90

С.В. НОВИКОВ Проблемы защиты сварных стыков трубопроводов с покрытием и способы их решения
S.V. NOVIKOV Problems with protecting welded joints on the coated pipelines and methods of resolving them 91

ООО «Спец-М» Сборочная установка для соединения труб 0804
LLC «Spets-M» Assembly unit for pipe connection 0804 97

Арматурный завод **«ЮГОКАМА»**
«YUGOKAMA» Fittings and Valves Plant 100

ЗАО «ЗАВОД АКОР ЕЭЭК» Корпорация «Единый Электроэнергетический Комплекс России» Закрытое Акционерное Общество «Завод АКОР ЕЭЭК»
CJSC «AKOR EEEK PLANT» «Unified Electric Energy Compalex of Russia» Corporation «AKOR EEEK Plant» closed join Stock Company 106

Н.Г. КУРЕНКОВА, А.Д. МЕДВЕДЕВ Повышение эксплуатационной надежности нефтегазопроводных труб, эксплуатирующихся в коррозионно-активных средах
N.G. KURENKOVA, A.D. MEDVEDEV Increasing the operating reliability of oil and gas pipes operated in corrosive active media 108

ЭНЕРГЕТИКА / ENERGY

А.В. РАЗУВАЕВ Целесообразность применения систем утилизации теплоты ДВС
A.V. RAZUVAEV The practicality of using the systems for the utlization of the Internal Combustion Engine Heat 112

А.В. ВЫСОЦКИЙ, К.А.БУНТОВ Система визуализации для станций первичной переработки нефти
A.V. VYSOTSKY, K.A. BUNTOV Display system for primary crude oil processing stations 115

ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» Стратегия успешного развития
JSC «ELECTROZAVOD» Investments into technological innovations 116

Компания «ЭЛТЕХ-А» Низковольтные комплектные устройства в шкафах сборной конструкции
«ELTECH-A» company Complete low voltage devices in the control cabinets of modular design 118

ЗАО «ЧЕЛЯБИНСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД» – Надежный поставщик качественного сжатого воздуха
CJSC «CHELYABINSK COMPRESSOR PLANT» – Reliable Supplier of High Quality Compressed Air 123

«ЭЙ энд ДИ РУС» Измерение вязкости нефтепродуктов: прорыв технологий!
«A and D RUS» Measuring the Viscosity of Petroleum Products: Technology Breakthrough! 126

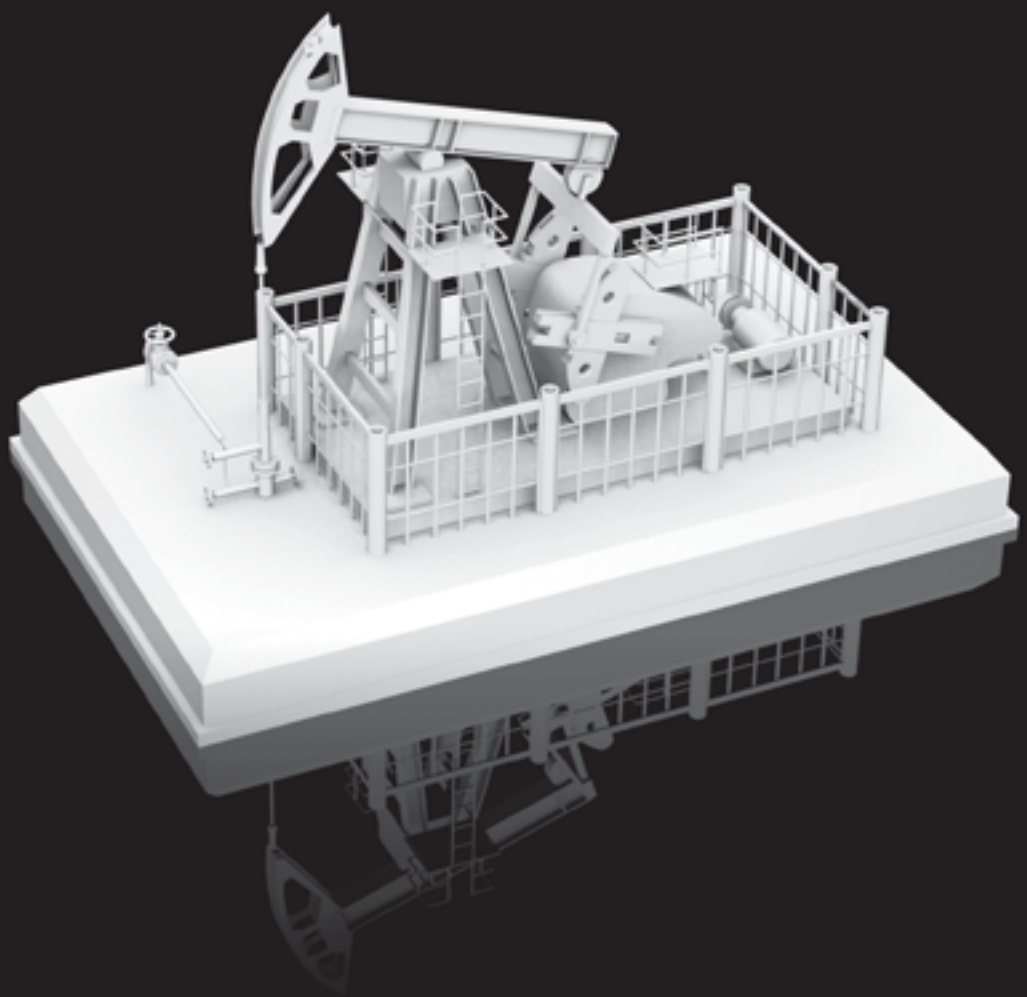
ЭКСПОЗИЦИЯ

ДОБЫЧА
PRODUCTION

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №3/Н^Д ИЮНЬ 2008

Информационная поддержка компаний, занимающихся добычей, бурением скважин, продажей оборудования для бурения или добычи, насосов, пакеров. Подробная техническая информация о новых технологиях бурения и добычи нефти.

Informational Support by the Companies Engaged in Production, Well Drilling, Sales of Drilling or Production Equipment, Sales of Pumps, Packers. Detailed Technical Information About New Drilling and Oil Production Technologies.



Проблемы, связанные с перфорацией скважин, существуют ровно столько, сколько существует сама нефтедобывающая отрасль. Многие специалисты бьются над созданием технологии, которая отвечала бы понятию «качественная перфорация».

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ПЛАСТИЧЕСКОЙ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН

ПЕРЕД ОПЕРАЦИЯМИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

С. МАТВЕЕВ | инженер производственного отдела ООО «НЕККО» | г. Екатеринбург

ЗАДАЧИ ПЕРФОРАЦИИ

Проведение перфорации подразумевает одновременное решение ряда важнейших задач. Среди них:

1. Вскрытие максимальной площади эксплуатационной колонны с сохранением её прочностных характеристик.
2. Сохранение целостности цементного кольца выше и ниже интервала перфорации во избежание возникновения заколонных перетоков и, как следствие, предотвращение преждевременного обводнения добываемой нефти.
3. Восстановление фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны скважин после бурения и при повторном вскрытии интервалов перфорации в скважинах, находящихся в длительной эксплуатации, с засоренной призабойной зоной пласта. Обеспечение хорошей гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом.

На сегодняшний день существует всего одна технология, которая наиболее полноценно и одновременно решает эти задачи. Комплексная ПЛАСТИЧЕСКАЯ™ перфорация скважин (КППС) максимально близка к определению «качественной перфорации».

Применяемая технология позволяет безударно достигать максимально большой площади вскрытия эксплуатационной колонны скважин, сохраняя при этом ее механическую прочность, производить намыв каверн в призабойной зоне скважин сквозь вскрытые щели гидромониторными струями перфораторов и осуществлять химико-кислотную обработку призабойной зоны через гидромониторные насадки под давлением.

ОСОБЕННОСТИ КППС

В чём же основные преимущества технологии комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации скважин перед стандартными методами перфорации? Почему так стремительно растет спрос на данный вид сервиса у нефтедобывающих компаний?

Вскрытие эксплуатационных колонн через образование продольных щелей не является новшеством в нефтяной истории. Однако применяемое ранее оборудование не могло обеспечить хорошие результаты в силу множества причин, как технических, так и технологических. И до сих пор некоторые компании пытаются применять одностороннюю щелевую перфорацию, полагая, что экономят средства, на деле же несут неоправданные расходы.

Во-первых, разработанный комплексный ПЛАСТИЧЕСКИЙ™ Перфоратор позволяет вскрывать эксплуатационную колонну сразу в двух проекциях, с фазировкой на 180 градусов. Это сокращает время работы.

Во-вторых, одной из особенностей КППС является возможность проведения ориентированной перфорации: ►

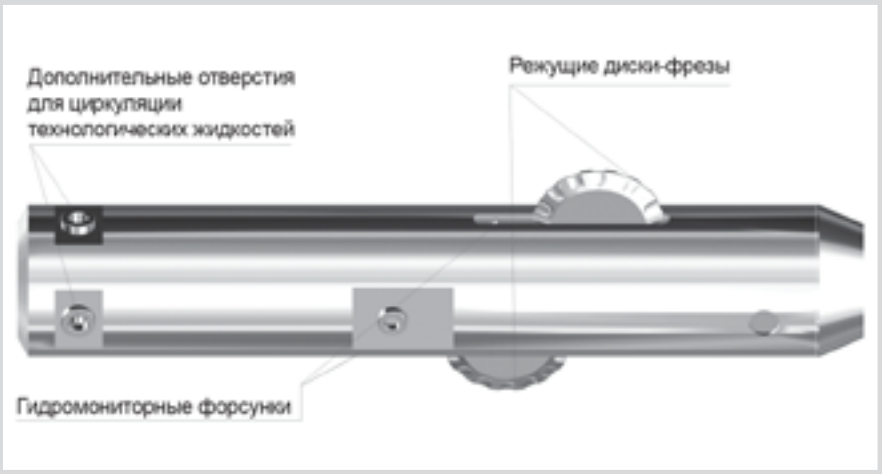


Рис.1 Внешний вид ПЛАСТИЧЕСКОГО™ Перфоратора
Fig. 1 External View of the PLASTICTM Perforator

EXPERIENCE IN USING COMPREHENSIVE PLASTIC PERFORATION OF WELLS BEFORE HYDRAULIC FRACTURING OF FORMATION

S.MATVEEV, ENGINEER OF THE PRODUCTION DEPARTMENT, LLC «NEKKO», EKATERINBURG

The Problems, relating to the perforation of wells, have been in existence for exactly as long as the oil producing industry itself has been in existence. Many experts have been tackling the challenge of creating a technology what would be consistent with the notion of «quality perforation».

THE TASKS OF THE PERFORATION

The carrying out of the perforation presupposes a simultaneous solution of a number of important tasks. Among them are:

1. Opening up the maximum area of the production string with its strength characteristics to be retained.
2. Retaining the integrity of the cement sheath above and below the interval of perforation, to prevent the behind-the-casing flows from happening and, as a consequence, to avoid premature water penetration into the oil produced.
3. Restoring filtration and capacity characteristics of the bottom-hole zone after drilling and during repeat opening of the perforation intervals in the wells, which have been in lengthy service with contaminated bottom-hole zone of the formation. Ensuring good connectivity of the well with the pay zone.

As of today, there exists only one process which deals with these issues in the most complete and simultaneous manner. The comprehensive PLASTIC™ Perforation of Wells (CPPW) is the closest to the definition of «quality perforation».

The technology used allows production string of the wells to be opened over the greatest area, while, at the same time, maintaining its mechanical strength, cavities in the bottom-hole zone of the wells to be washed through the crevices opened, using water jets of the perforators, and chemical and acidic treatment of the bottom-hole zone to be carried out through the pressure jet nozzles.

THE SPECIAL FEATURES OF THE CPPW

What are the key advantages of the Comprehensive PLASTIC™ Perforation of Wells over the standard methods of perforation? Why is the demand for such a type of service among the oil producing companies growing so fast? The opening of production strings through the formation of lengthwise crevices is not something new in the history of oil production. However, the equipment, used previously, was not able to produce good results for many reasons, both

Для анализа был выбран такой параметр, как дополнительный дебит скважины по нефти от проведения ГРП и его изменение во времени

technical and technological. Many companies have been trying to use unilateral crevice perforation to this day, assuming that they are saving money, while actually they have been going to unjustified expenses.

Firstly, the Comprehensive PLASTICTM Perforator developed, allows the production string to be opened in two projections at the same time, with 180 degree phasing. This cuts back on the working time.

Secondly, one of the features of the CPPW is the possibility of carrying out oriented perforation: the crevices to be opened can be oriented in azimuth in the direction of the natural fracturing of the pay horizons. This enables companies to make the hydraulic fracturing of the formation more effective. Orientation is done using geophysical crews.

The crevices can be opened using staggered pattern with a phasing of 60 or 90 degrees, which makes it possible to cover the formation with perforation in a circular way and to combine the opening of the crevice with a maximum quantity of fluid conducting crevices of the pay formation and the natural stress zone.

Thirdly, the Perforator opens during one descent a significant area – up to 30 m with the crevice width of 10-12 mm (the opening area of one meter of length of the production string is 10-12 times the opening area achieved using cumulative charges). This maximally reduces the likelihood of emergency «stops» during the hydraulic fracturing of the formation. The technology of Comprehensive PLASTIC™ Perforation successfully operates both in unperforated wells coming out of the drilling and in the wells which have been service for a long period of time. More than 400 wells have been perforated prior to the hydraulic fracturing of the formation in the oil field of Western Siberia. No «stops» have been recorded on a single well due to perforation. Moreover, hydraulic fracturing of the formation was carried out successfully on the wells where, prior to the CPPW, cumulative charge perforation had been employed, using Big Hole and Super Jet charges. After cumulative charge perforation, prior to the hydraulic fracturing of the formation, «stops» happened, and on some of the wells they happened on several occasions.

Additional yield

During 2006, in one of the oil field of Western Siberia, 115 hydraulic fracturings of the formation using preliminary re-perforation, and 55 hydraulic fracturings of the formation, using the CPPW, had been made. The results, given in diagram 1, are based on the data analysis on 170 wells.

The majority of the wells where the hydraulic fracturing of the formation had been made, had been out of use for a long time. It is rather difficult to make a comparative analysis and evaluate the efficiency of such wells, since there is no basis for comparison. Therefore, for the purpose of analysis, such a parameter was chosen as additional yield of the well, in terms of oil resulting from the hydraulic fracturing of the formation, and how it changes in time.

Before the work was begun, the customer's technicians had forecast an increase in the oil yield per one well, after the hydraulic fracturing of the formation using the CPPW. It amounted to 14.93 tons per day, while an increase in the case of cumulative re-perforation, equaled 16.19 tons per day, on the average.

вскрываемые щели можно ориентировать по азимуту в направлении естественной трещиноватости продуктивных горизонтов. Это позволяет компаниям повысить эффективность проведения гидравлического разрыва пласта. Ориентирование производится с привлечением геофизических партий.

Вскрытие щелей можно осуществлять в шахматном порядке с фазировкой на 60 или 90 градусов, что позволяет произвести круговой охват пласта перфорацией и совместить вскрытые щели с максимальным количеством флюидопроводящих трещин продуктивного пласта и зонами естественного стресса.

В-третьих, перфоратор вскрывает за один спуск значительную площадь – до 30 м с шириной щели 10-12 мм (площадь вскрытия одного погонного метра колонны в 10-12 раз превышает площадь вскрытия кумулятивными зарядами). Это максимально снижает вероятность аварийных «стопов» при проведении ГРП.

Технология комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации успешно работает как в неперфорированных скважинах, выходящих из бурения, так и в скважинах, находящихся в длительной эксплуатации. Были произведены перфорации более чем на 400 скважинах перед проведением ГРП на месторождениях Западной Сибири. Ни на одной из скважин не было зарегистрировано «стопов» по причине перфорации. Более того, успешно были проведены ГРП на скважинах, где до КППС использовалась кумулятивная перфорация зарядами типа Big Hole и Super Jet. После кумулятивной перфорации перед ГРП были получены «стопы», причем на некоторых скважинах неоднократно.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДЕБИТ

В течение 2006 года на одном из месторождений Западной Сибири было проведено 115 ГРП с предварительным кумулятивным дострелом и 55 ГРП с применением технологии комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации. Приведенные на диаграмме 1 результаты основаны на анализе данных по 170-ти скважинам.

Большинство скважин, на которых проводился гидроразрыв пласта, длительное время простаивали. Сделать сравнительный анализ и оценку эффекта в таких скважинах достаточно сложно, так как отсутствует база для сравнения. Поэтому для анализа был выбран такой параметр, как дополнительный дебит скважины по нефти от проведения ГРП и его изменение во времени.

Еще до начала работ специалисты заказчика спрогнозировали прирост дебита нефти на одну скважину после ГРП с применением технологии КППС. Он составил 14,93 т/сут., прирост при кумулятивном дострелe равнялся в среднем 16,19 т/сут.

Различие планируемых приростов дебитов нефти прежде всего свидетельствует о том, что специалисты заказчика, зная преимущества КППС перед кумулятивной перфорацией, подбирали более сложные и ответственные скважины для проведения гидравлического разрыва пласта с предварительным повторным вскрытием интервалов перфорации с использованием технологии КППС. ►

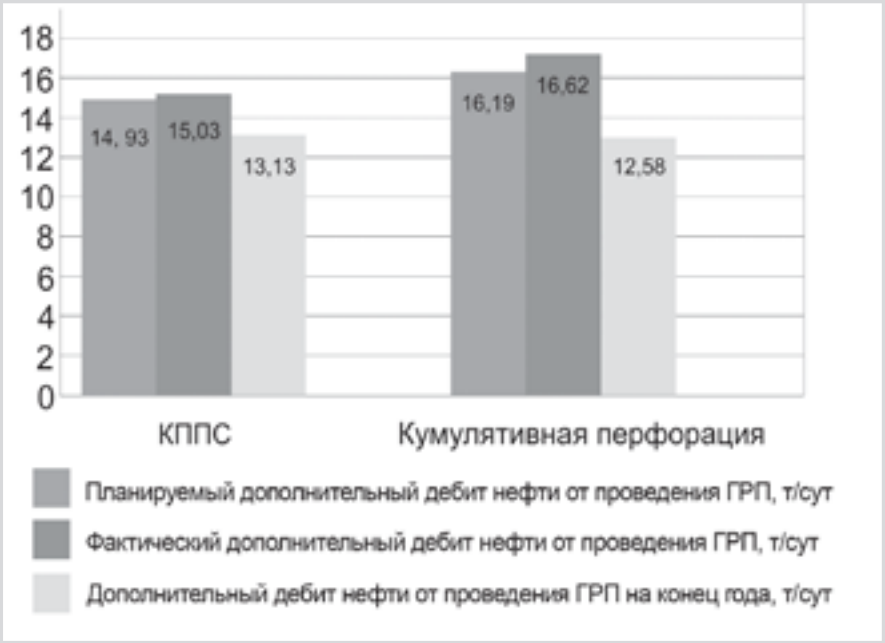


Диаграмма 1. Сравнение дополнительных дебитов после комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации и кумулятивной перфорации
Diagram 1. Comparison of additional yield after the Comprehensive PLASTICTM Perforation and cumulative perforation

Общий объем дополнительно добытой нефти после проведения комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации и гидроразрыва пласта существенно превышает общий объем дополнительной нефти, полученной после кумулятивной перфорации

Из диаграммы 1 видно, что как при использовании КППС, так и при кумулятивной перфорации после проведения ГРП был достигнут плановый прирост дебита нефти, и его показатели даже несколько превысили ожидаемые значения. Это говорит о правильном подборе скважин и высоком качестве проведения ГРП.

Однако в процессе эксплуатации скважин происходит засорение призабойной зоны скважины и, как следствие, увеличение гидравлических сопротивлений при фильтрации пластовых флюидов через призабойную зону пласта. Это влечет за собой снижение дебитов.

Каверны, намываемые в призабойной зоне пласта при проведении комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации, заполняются проппантом при проведении ГРП. В результате образуется своего рода искусственно созданный песчаный фильтр с высоким качеством гидродинамической связи между скважиной и удаленной зоной продуктивного пласта. Очевидно, что засорение такой зоны происходит менее интенсивно, чем засорение ПЗП в скважинах после проведения ГРП с кумулятивным дострелом, что подтвердили и полученные результаты.

В период эксплуатации скважин после проведения ГРП с предварительной КППС не было отмечено увеличение показателей выноса механических примесей, что подтвердили пробы на коэффициент взвешенных частиц.

Согласно последним показателям конца 2006 года, которые отражены в диаграмме 2, прирост дебита нефти от проведения ГРП с применением КППС снизился на 12,5% от первоначального и достиг значения 13,13 т/сут. В то время как на скважинах, где проводился ГРП после кумулятивной перфорации, снижение произошло на 24%, и дополнительный прирост дебита нефти на конец года составил только 12,58 т/сут.

ВЫВОДЫ

Приведенные выше данные свидетельствуют о том, что эффективность проведения гидравлического разрыва пласта во многом зависит от качества дополнительной перфорации объекта воздействия.

На основании сравнительного анализа по 170 скважинам можно сделать однозначный вывод: проведение ГРП после комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации приносит больший эффект по сравнению со стандартной кумулятивной перфорацией. Дополнительные дебиты после КППС снижаются вдвое медленнее, чем после кумулятивной перфорации. Вследствие этого длительность эффекта после КППС увеличивается.

Общий объем дополнительно добытой нефти после проведения комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации и гидроразрыва пласта существенно превышает общий объем дополнительной нефти, полученной после кумулятивной перфорации. ■

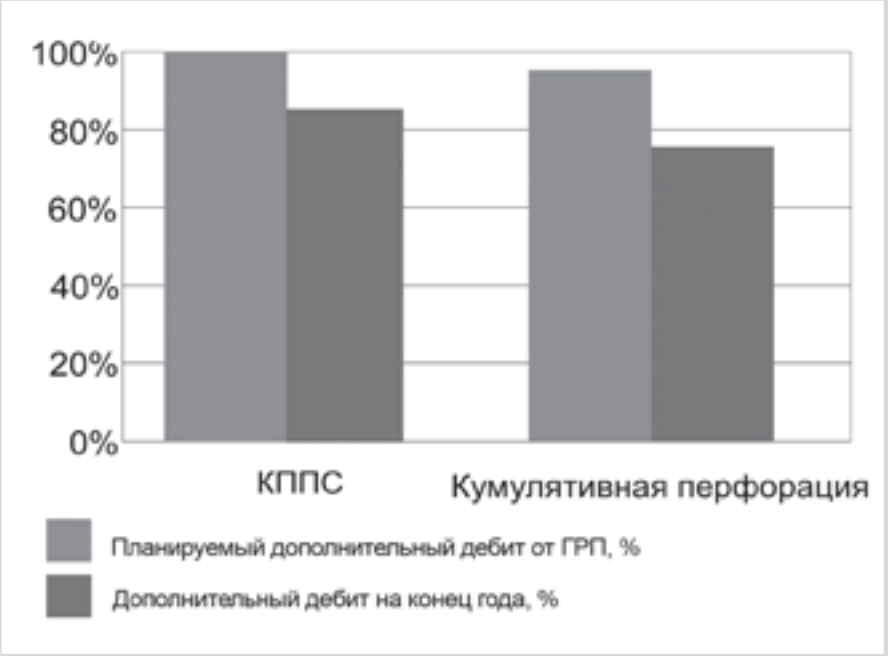


Диаграмма 2. Сравнение динамики снижения дополнительных дебитов при Комплексной ПЛАСТИЧЕСКОЙ™ Перфорации и кумулятивной перфорации
Diagram 2. Comparison of the trend pattern of the additional yields in the case of Comprehensive PLASTICTM Perforation and cumulative perforation

Differences in the planned oil yield increases, primarily, show that the customer's technicians, aware of the CPPW advantages over the cumulative perforation, selected more complicated and critical wells for the hydraulic fracturing of the formation with preliminary repeat opening of the perforation intervals using CPPW technology.

One can see from Diagram 1 that both when using the CPPW and the cumulative perforation after carrying out the hydraulic fracturing of the formation, the planned increase of the oil yield was achieved, and its values even somewhat exceeded the expected levels. This bears out the correct choice of wells and the high quality of the hydraulic fracturing of the formation performed.

However, during operation of the wells, the well bottom-hole zone gets plugged and, as a consequence, the hydraulic resistance in the filtration of the formation fluids through the bottom-hole zone of the formation increases. That results in reduced yields.

The cavities, washed in the bottom-hole zone of the formation during the Comprehensive PLASTIC™ Perforation, fill up with proppant, when the hydraulic fracturing of the formation is made. As a result, a kind of artificially created sand filter is formed with high quality of connectivity between the well and the remote zone of the pay form ation. Obviously, the plugging of such a zone occurs less intensively than the plugging of the bottom-hole zone of the formation in the wells after performing the hydraulic fracturing of the formation using cumulative re-perforation, which is confirmed also by the results obtained.

During the well operation after the hydraulic fracturing of the formation with preliminary CPPW, no increase in the carry-over of the mechanical impurities was recorded, which was confirmed by the samples for the suspended particles coefficient.

According to the recent data of late 2006 which are reflected in Diagram 2, the increase in oil yield, as a result of the hydraulic fracturing of the formation using the CPPW, reduced by 12.5% on the original one, and came up to 13.13 tons per day. While in the wells, where the hydraulic fracturing of the formation was done after the cumulative perforation, there occurred a reduction of 24% and the additional oil yield, as of the end of the year amounted to only 12.58 tons per day.

CONCLUSIONS

The data, set forth above, indicate that the efficiency of the hydraulic fracturing of the formation, in many respects, depends on the quality of the additional perforation of the object under the impact.

Based on the comparative analysis of 170 wells, one can make an unambiguous conclusion: the hydraulic fracturing of the formation after Comprehensive PLASTIC™ Perforation results in a great effect compared to the standard cumulative perforation. The additional oil yields after the CPPW go down twice as slowly as after the cumulative perforation. Hence, the duration of the effect after the CPPW increases.

The total volume of the oil additionally produced after performing Comprehensive PLASTIC™ Perforation and the hydraulic fracturing of the formation considerably exceeds the volume of additional oil produced after the cumulative perforation.

Руководитель Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Константин Пуликовский подписал Постановление об обследовании внутрипромысловых трубопроводов нефтяных месторождений в конце февраля текущего года. Рабочие группы по проведению проверок Ростехнадзора в течение 2008 года проведут обследования внутрипромысловых трубопроводов нефтяных месторождений.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.П. ГЛУХОВ | зав. кафедрой «Нефтяная и газовая промышленность» НОУ «Межотраслевой институт» | г. Уфа

ENSURING SAFE OPERATION OF THE PETROLEUM PIPELINES IN THE OIL FIELDS

A.P. GLUKHOV, Head of the Department «Oil and Gas Industry», Research and Educational Institution «Inter-Industry Institute», Ufa

Constantine Pulikovsky, Chief of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision, signed the Resolution on inspection of the internal oil field pipelines at the end of this February. During 2008, the working groups, conducting the checks of the Russian Technical Supervision, will inspect the internal oil field pipelines.

The purpose of this inspection is to determine the length of the pipelines of various applications at each oil company with actual time of service and actual technical condition of the internal oil field pipelines. The Russian Technical Supervision will assess the sufficiency of resources and the funds available to the company to deal with emergencies and their aftermath as well as prepare the proposals regarding development of normative and legal acts on the operation of the internal oil field pipelines. The technicians of the Russian Technical Supervision will be checking the internal oil field pipelines for their compliance with the industrial safety requirements and the requirements on prevention and elimination of hydrocarbon spillages and water.

The following pipelines belong to the internal oil field pipelines: oil pipelines, high pressure and low pressure water pipelines and high pressure gas pipelines. In the territory of the Republic of Bashkortostan, 22597 km of oil field pipelines are in operation. Today, the unsatisfactory condition of the oil field internal pipelines constitutes an acute problem. Bursts of the pipelines with oil spillages cause great economic damage to the oil producing enterprises. At the same time, still more relevant are the problems of environmental safety; when emergencies occur on the oil field pipelines a negative effect on the environment is often irreversible.

Ensuring safe operation of the oil field pipelines, improving their reliability, in many respects, depend on resolving the issues of corrosive protection. At the present time, the most important factor, causing the reliability of the oil field pipelines to be reduced, is the internal corrosion, the number of failures because of which, throughout the industry, amounts to approximately 90% of their total. What is of interest is that, today, there does not exit a single standard which would regulate the protective measures for the oil pipelines against internal corrosion. The problem is topical for the oil field pipelines because the well liquid, in the majority of cases, presents a rather corrosion prone medium which is in direct contact with the inner surface of the pipe. One of the most widespread types of internal corrosion is the so called «groove» wear, when a whole strain of micro-organisms precipitates at the point, where the oil pipeline bends, and excretes acids which dissolve steel. For the purpose of true evaluation of the emergency destruction risks, caused by internal corrosion, one needs an adequate evaluation of this process kinetics and

Цель проведения обследований – определение протяженности трубопроводов различного назначения в каждой нефтяной компании с фактическим сроком эксплуатации и фактическое техническое состояние внутрипромысловых трубопроводов. Ростехнадзор даст оценку достаточности сил и средств предприятия для ликвидации аварий и их последствий, а также подготовит предложения по разработке нормативных правовых актов по эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов. Специалисты Ростехнадзора проверят соответствие внутрипромысловых трубопроводов требованиям промышленной безопасности и выполнение требований по предупреждению и ликвидации разливов углеводородного сырья и воды.

К внутрипромысловым трубопроводам относятся нефтепроводы, водоводы высокого и низкого давления и газопроводы высокого давления. На территории Республики Башкортостан эксплуатируются 22597 км промысловых трубопроводов. Неудовлетворительное состояние внутрипромысловых трубопроводов нефтяных месторождений является острой проблемой на сегодняшний день. Порывы трубопроводов с проливом нефти наносят большой экономический ущерб нефтедобывающим предприятиям. Еще более актуальны при этом проблемы экологической безопасности, при авариях на нефтепромысловых трубопроводах негативное воздействие на окружающую природную среду зачастую бывает необратимым.

Обеспечение безопасной эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов, повышение их надежности во многом зависит от решения проблем защиты от коррозии. В настоящее время важнейшим фактором снижения надежности нефтепромысловых трубопроводов является внутренняя коррозия, количество отказов по причине которой составляет по отрасли порядка 90% от их общего числа. Что интересно, сегодня не существует единого стандарта, который регламентировал бы меры для защиты нефтепроводов от внутренней коррозии. Проблема актуальна для промысловых нефтепроводов, поскольку скважинная жидкость в большинстве случаев представляет собой весьма коррозионноопасную среду, которая находится в прямом контакте с открытой внутренней поверхностью трубы. Одним из наиболее распространенных видов внутренней коррозии является так называемый «канавочный» износ, когда целый штамм микроорганизмов осаждается в точке перегиба нефтепровода и выделяет кислоты, растворяющие сталь. Для достоверной оценки рисков аварийных разрушений нефтепроводов по причинам внутренней коррозии необходима адекватная оценка кинетики этого процесса и применение эффективных мер защиты от его разрушительного влияния. Наиболее частыми причинами внутренней коррозии являются аномальное обводнение добываемой и транспортируемой нефти, повышенное содержание в ней соединений серы, а также зараженность коррозионноактивными микроорганизмами. Аномальное обводнение происходит из-за чрезмерного использования «тяжелой» (с повышенным солесодержанием) законтурной воды для увеличения нефтеотдачи пластов.

Наиболее универсальное защитное действие при внутренней коррозии оказывают ингибиторы коррозии, ►

Одним из наиболее распространенных видов внутренней коррозии является так называемый «канавочный» износ, когда целый штамм микроорганизмов осаждается в точке перегиба нефтепровода и выделяет кислоты, растворяющие сталь

Основное назначение изоляции – максимально уменьшить контакт поверхности трубной стали с коррозионно-опасной окружающей средой. Уберечь нефтепровод от внешней коррозии способна лишь электрохимическая защита

поглотители сероводорода, применение гибких полимерно-металлических труб. В зарубежной практике в этих целях все чаще применяют внутреннее шланговое покрытие из пластика (так называемый метод санации). По сравнению с обычным изоляционным покрытием оно более надежно и долговечно, кроме того, решает проблему защиты стыков. Данный метод на протяжении первых 7-10 лет обеспечивает практически стопроцентную защиту от коррозии. Однако впоследствии покрытие истончается или теряет герметичность, что грозит образованием коррозионной среды между шланговым рукавом и внутренней поверхностью трубы.

Проблема защиты от наружной коррозии решается с использованием специальных изоляционных покрытий и надежной электрохимической защиты. Но сами по себе покрытия не могут полностью исключить опасность коррозионного разрушения, так как не обладают абсолютной сплошностью. Основное назначение изоляции – максимально уменьшить контакт поверхности трубной стали с коррозионноопасной окружающей средой. Уберечь нефтепровод от внешней коррозии способна лишь электрохимическая защита.

Обеспечение безопасной эксплуатации и повышение долговечности нефтепромысловых трубопроводов может быть достигнуто за счет улучшения качества проектирования и строительства трубопроводов, применения новых, более совершенных конструктивных и технологических решений, эффективной защиты от коррозии, совершенствования технологий и приемов технического обслуживания и эксплуатации. Среди факторов, влияющих на безопасность при эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов, немаловажное значение имеет профессиональная компетентность обслуживающих специалистов, повышение ответственности руководителей, соблюдение ими требований промышленной и экологической безопасности, требований нормативных и правовых документов. В НОУ «Межотраслевой институт» проводится предаттестационная подготовка, повышение квалификации руководителей и специалистов объектов нефтегазодобычи, включая безопасную эксплуатацию внутрипромысловых нефтепропроводов. ■

ПРЕСС-СЛУЖБА РОСТЕХНАДЗОРА

Ростехнадзор проведет обследования внутрипромысловых трубопроводов нефтяных месторождений.

Постановление об этом подписал руководитель Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Константин Пуликовский. Крайне неудовлетворительное состояние внутрипромысловых трубопроводов нефтяных месторождений является острой проблемой на сегодняшний день. Это наносит непоправимый ущерб окружающей среде.

Рабочие группы по проведению проверок факельных систем нефтедобывающей промышленности Ростехнадзора в течение 2008 года проведут обследования внутрипромысловых трубопроводов нефтяных месторождений.

Цель проведения обследований – определение протяженности трубопроводов различного назначения в каждой нефтяной компании с фактическим сроком эксплуатации и фактическое техническое состояние внутрипромысловых трубопроводов. В ходе проверок будут выявлены трубопроводы, выработавшие свой ресурс.

Специалисты Ростехнадзора проверят соответствие внутрипромысловых трубопроводов требованиям промышленной безопасности и выполнение требований по предупреждению и ликвидации разливов углеводородного сырья и воды.

Ростехнадзор даст оценку достаточности сил и средств предприятия для ликвидации аварий и их последствий, а также подготовит предложения по разработке нормативных правовых актов по эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов. ■

the use of effective protection measures against its destructive influence. The most frequent reasons for the internal corrosion are abnormal water content of the oil produced and transported, the increased content of sulfur compounds in it as well as the contamination with corrosively active microorganisms. Abnormal water content occurs due to excessive use of «heavy» (with increased salt content) edge water to increase the oil yield of the formations. The most universal protective action on internal corrosion is caused by corrosion inhibitors, hydrogen sulfide scavengers, the use of flexible polymer metallic pipes. In international practice, for these purposes, they use, more and more often, the internal hose coating from plastic (the so called sanitation method). Compared to the regular insulation coating, it is more reliable and durable; apart from that, it deals with the problem of protecting the joints. This method, during the first 7-10 years, ensures virtually one hundred percent corrosion proofing. However, subsequently, the coating thins out and loses its sealing effect which threatens to form a corrosive medium between the hose and the inner surface of the pipe.

The problem of protecting against outside corrosion is resolved by using special insulation coatings and reliable electro-chemical protection. However, the coatings themselves cannot eliminate completely the threat of corrosive destruction as they do not have absolute continuity. The principal purpose of the insulation is to reduce as much as possible the contact between the pipe steel surface and corrosively dangerous environment. It is only the electrochemical protection that can save the oil pipeline from outside corrosion.

Ensuring safe operation and increased durability of the oil field pipelines can be only achieved by improving the quality of project engineering and pipeline construction, by using new, more sophisticated designs and processes, by means of efficient anti-corrosion protection, by improving the technologies and techniques of technical service and operation. Among the factors which influence the safety in operation of the oil field pipelines, an important role is played by professional competence of the service technicians, making the managers more responsible, making sure that they comply with industrial and environmental safety, with the requirements of the normative and legal documents. At the Research and Educational Institution pre-validation training, refresher courses for executives and technicians, working at oil and gas producing facilities, including safe operation of the internal oil field, are provided.

PRESS SERVICE OF THE RUSSIAN TECHNICAL SUPERVISION

The Russian Technical Supervision will inspect the internal oil field pipelines.

The Resolution to that effect has been signed by Constantine Pulikovsky, Chief of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision. Extremely unsatisfactory condition of the internal oil field pipelines is today an acute problem. It causes irreparable damage to environment. The working groups set up to inspect flaring systems of the oil producing industry of the Russian Technical Supervision, during 2008, will examine the internal oil field pipelines.

The aim of the investigation is to determine the length of the pipelines of various applications at each oil company with actual period of operation and actual technical condition of the internal oil field pipelines. During these checks the pipelines which have reached the end of their service life will be identified.

The experts of the Russian Technical Supervision will check the internal oil field pipelines for compliance with the requirements of industrial safety and the requirements on prevention and elimination of hydrocarbon spillages and water spillages. The Russian Technical Supervision is expected to give their opinion of whether a company's resources and funds to deal with emergencies and their aftermath are sufficient as well as to prepare their proposals regarding development of normative and legal acts on the operation of internal oil filed pipelines.

Рассматриваются вопросы оснащения выпускаемых насосов торцовыми уплотнениями. С учетом конструкций уплотнений и условий эксплуатации сформулированы рекомендации разработчикам и производителям насосов для различных отраслей промышленности.

ТОРЦОВЫЕ УПЛОТНЕНИЯ И НАСОСЫ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Н.В. СКВОРЦОВ | начальник отдела микрозазорной механики ООО НПЦ «АНОД» | г. Нижний Новгород

END SEALS AND THE PUMPS OF NATIONAL MANUFACTURE

N.V. SKVORTSOV
Chief of the Department for Micro-Gap Mechanics, «ANODE» Research and Production Center, LLC, Nizhny Novgorod

The issues involved in equipping the pumps manufactured with end seals are under discussion here. Depending on the seal design and operating conditions, recommendations for developers and producers of pumps in different industries are given.

The pumps manufactured have a great variety of designs of the units where the shaft exits the housing and location of bearing supports. It is these particular components that significantly determine the possibility, the feasibility and the efficiency of using end seals.

There are some of the provisions which require mutually coordinated decisions on the part of the pump manufacturers and the designers of end seals:

- Diameter of the seal chamber is, as a rule, not enough for the end seal elements, ensuring convenient operation and required safety, to be located in it (Fig. 1). At the same time, it is easy to switch over to smaller diameter of the chamber using a reducer bushing.

Where Lk is the depth of the seal chamber, Lm is installation distance, Dk is diameter of the seal chamber, DB is the shaft diameter.

- The depth of the seal chamber on «hot» pumps must allow the shaft cooler (Fig.1) to be located. The shaft has shown itself to perform well in operation which ensures acceptable operating conditions not only for the seal but also for the operation of the pump bearing units.
- It would be practical to envisage an air removal duct from the seal chamber (Fig. 1) to provide an autonomous enclosed cavity in the pump which at low pressure at the pump entry is not filled up completely with the liquid being pumped and that leads to semi-dry operating mode of the seal and its failure. This duct can be also used to ensure circulation through the chamber of the cooled liquid being pumped and to supply protective liquid into the seal chamber.
- The number of attachment bolts or bolt holes has to provide not only for the possibility of installing a seal but also smooth tightening and reliable attachment when the end seal is installed. This especially applies to the pumps with horizontal parting line (Fig. 2).
- The surface finish of the seal chambers must provide for sealing components to be installed: rubber and other rings from elastomers, thermally expanding graphite and other materials (Figure 3 b).

Выпускаемые насосы имеют большое разнообразие конструкций узлов выхода вала из корпуса и расположения подшипниковых опор. Именно эти элементы существенным образом определяют возможность, целесообразность и эффективность применения торцовых уплотнений.

Вот некоторые положения, требующие взаимосогласованных решений со стороны производителей насосов и разработчиков торцовых уплотнений:

- диаметр сальниковой камеры, как правило, недостаточен для размещения в ней элементов торцового уплотнения, обеспечивающих удобство эксплуатации и требуемую безопасность (рисунок 1). В тоже время перейти на меньший диаметр камеры легко с помощью переходной втулки;

Где $L_к$ – глубина сальниковой камеры, $L_м$ – монтажное расстояние, $D_к$ – диаметр сальниковой камеры, $D_в$ – диаметр вала.

- глубина сальниковой камеры на «горячих» насосах должна позволять размещать в ней холодильник вала (рис. 1.), отлично зарекомендовавший себя в эксплуатации, позволяющий обеспечить не только приемлемые условия для работы уплотнения, но и для работы подшипниковых узлов насосов;
- целесообразно предусматривать канал воздухоудаления из сальниковой камеры (рис. 1), образующей в насосе автономную замкнутую полость, которая при низком давлении на входе в насос заполняется перекачиваемой жидкостью не полностью, что приводит к полусухому режиму работы уплотнения и выходу его из строя. Данный канал может быть использован также и для обеспечения циркуляции через камеру охлажденной перекачиваемой жидкости, и подачи защитной жидкости в сальниковую камеру;
- количество крепежных болтов или отверстий под них должно предусматривать не только возможность установки сальникового уплотнения, но и равномерную затяжку и надежное крепление при установке торцового уплотнения. Особенно это касается насосов с горизонтальным разъемом (рисунок 2);
- чистота поверхности сальниковых камер должна обеспечивать установку уплотнительных элементов: резиновых и других колец из эластомеров, терморасширенного графита и др. материалов (рисунок 3 б);

а) отклонение от перпендикулярности торцовой поверхности сальниковой камеры относительно вала не более 0,1 мм;
б) шероховатость посадочных поверхностей должна быть не более Ra 3,2;
в) несоосность вала по отношению к сальниковой камере уплотнения не более 0,2 мм.

- Торцовые поверхности сальниковых камер должны быть отторцованы относительно вала, т. к. установка уплотнения с перекосом приводит к быстрому его отказу (рис. 3 а);
- должен быть определен способ сборки и уплотнения горизонтального стыка верхней и нижней половин корпуса насоса, т. к. торцовые уплотнения имеют фиксированный неизменяемый диаметр корпуса или «патрона»; ►

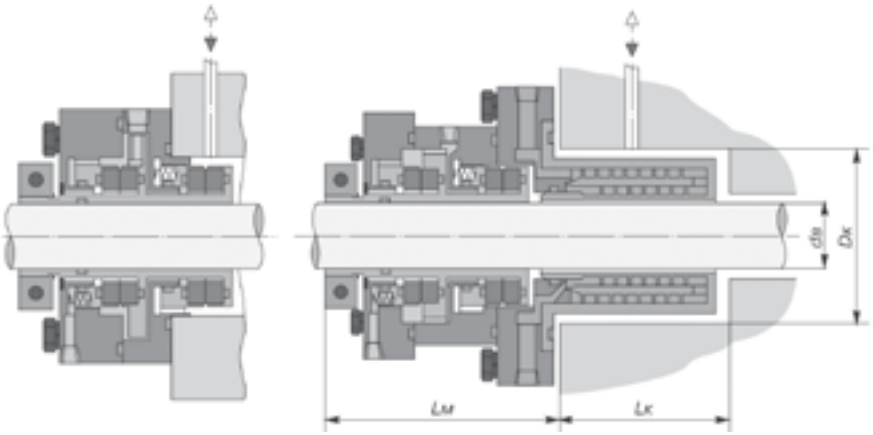


Рис. 1 Схемы размещения торцового уплотнения в насосе.
Где Lк – глубина сальниковой камеры, Lм – монтажное расстояние,
Dк – диаметр сальниковой камеры, Dв – диаметр вала.
Fig. 1 Diagram showing the location of the end seal in a pump.
Where Lk is the depth of the seal chamber, Lm is the installation distance, Dk is the diameter of the seal chamber, DB is the shaft diameter.

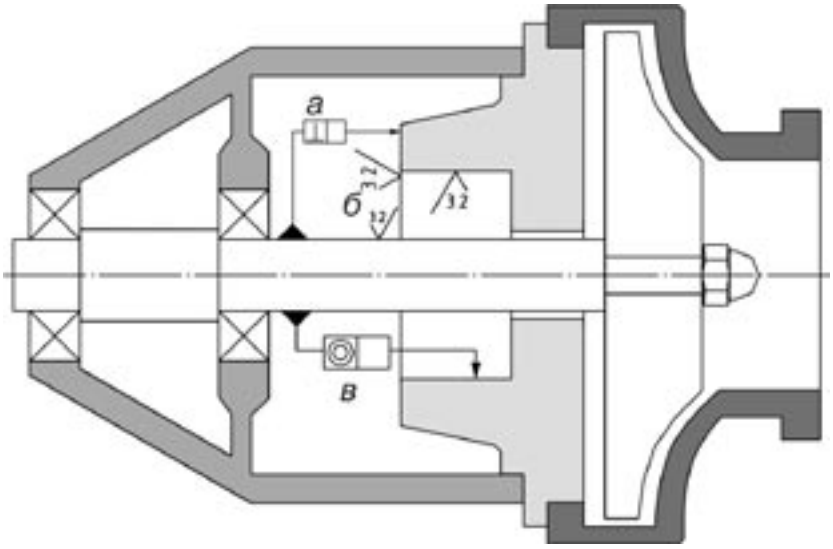


Рис. 3 Требования к насосному агрегату под установку торцового уплотнения
Fig. 3 Requirements to be met by the pump unit where the end seal is to be installed

- должно уделяться больше внимания обеспечению соосности сальниковых камер и валов насосов, т. к. детали торцового уплотнения базируются на обеих этих поверхностях, и от этого существенно зависит их работоспособность (рисунок 3 в);
- монтажное расстояние от торца сальниковой камеры до подшипниковой опоры должно допускать размещение в нем торцового уплотнения «двойного» или типа «тандем» или части их в случае, если размещение уплотнения целиком в сальниковой камере невозможно или нецелесообразно (рис. 1);
- конструкция фонарей и кронштейнов крепления подшипниковых опор насосов должна допускать ориентацию штуцеров подвода-отвода затворной жидкости в вертикальной плоскости. Штуцер входа затворной жидкости – со стороны подшипников снизу или сбоку, штуцер выхода – ближе к корпусу насоса в вертикальной или близкой к ней плоскости (рис. 4);
- прорезь под штуцер, устанавливаемый сверху, должна допускать выход его под углом с целью обеспечить доступ к частям фланцевого разъёма корпуса насоса;
- целесообразно не размещать прорезь под штуцер выхода затворной жидкости и сам штуцер в одной плоскости с рядом расположенными крепежными деталями корпуса. В противном случае трубопроводы, подходящие к штуцеру могут затеснить доступ инструмента к крепежу насоса (рис. 4);
- крепление к проточной части насоса узлов уплотнения и подшипниковых опор должно допускать пристыковку к проточной части модульных блоков, включающих подшипники скольжения и уплотнительные узлы без нарушения эстетики насосного агрегата и ухудшения его эксплуатационных качеств (рис. 2);
- с целью унификации уплотнений целесообразно иметь одинаковые диаметры уплотняемых валов для двухопорных насосов, что позволит сократить номенклатуру заменяемых и ремонтируемых деталей уплотнений. Изменение диаметров вала в месте установки уплотнений должно быть оправдано, т. к. с точки зрения установки уплотнений в насос оно нежелательно;
- должен быть создан и утвержден типовой ряд по диаметрам сальниковых камер, диаметрам уплотняемых валов, расположению и количеству крепежных элементов, что позволило бы исключить случаи неувязки установочных размеров или неоднозначного толкования исходных данных заказчика.

Выполнение вышеприведенных рекомендаций и пожеланий производителями насосов позволит существенно поднять качество и конкурентоспособность насосных агрегатов, облегчит их эксплуатацию при высоком уровне безопасности. ■

Рис. 2 Насосный агрегат с горизонтальным разъемом корпуса
Fig. 2 Pump Unit with the Housing Horizontal Parting Line

Рис. 4 Пример некорректного расположения штуцеров относительно крепежных деталей
Fig. 4 Example of Incorrect Location of the Unions with Reference to the Attachment Parts

a) Deviation from the perpendicular of the seal chamber end surface with reference to the shaft to be no more than 0.1 mm.
b) Irregularity of the seating surfaces must be no more than Ra 3.2
c) The shaft to be off center with reference to the seal chamber at no more than 0.2 mm.

- The end surfaces of the seal chambers are to be aligned with the shaft since when a seal installation is cocked that results in its early failure (Fig. 3 a).
- A method of assembling and sealing the horizontal joint between the upper and bottom halves of the pump housing must be determined as the end seals have a fixed unchangeable housing diameter or «cartridge».
- More attention should be given to ensuring concentricity of the seal chambers and pump shafts because the end seal parts have these surfaces as their datum surfaces and their operability considerably depends on that (Fig. 3 c).
- The installation distance from the end of the seal chamber to the bearing support must allow «double» or «tandem» type end seal or part of them to be placed in it, the latter being applicable to cases where the seal cannot be fully placed in the seal chamber or this is not practical (Fig. 1).
- The design of the canopies and the brackets for attachment of the pump bearing supports must allow for orientation of sealing liquid entry and exit unions in the vertical plane. The sealing liquid entry union is to be located on the side of the bearings at the bottom or on the side, while the exit union is to be located closer to the pump housing in the vertical plane or in the plane close to it (Fig. 4).
- The slit for the union to be installed on top must allow for its exit at an angle to provide access to the parts of the flange parting line of the pum p housing.
- It would be practical not to locate the slit for the union for the exit of the sealing liquid in the same plane as the attachment parts of the housing nearby. Otherwise the piping leading to the union may make tool access to the pump hardware difficult (Fig. 4).
- Attachment of the seal and the bearing supports to the flow section of the pump must allow for the hook-up of modular units flow section incorporating sleeve bearings and sealing components without disturbing the aesthetics of the pump unit appearance and compromising its performance (Fig. 2).
- With a view to commonizing the seals, it would make sense to have the same diameters of the shafts to be sealed for two-support pumps which will limit the range of seal components to be replaced and repaired. Change in the shaft diameter at the point of seal installation must be justifiable, since from the point of view of seal installation into the pump it is not desirable.
- A type line is to be created and approved for the diameters of the seal chambers, the diameters of the shafts to be sealed, for the location and number of the hardware items which would rule out possible discrepancies of installation dimensions or ambiguity of the customer's input data.

If the above listed recommendations and suggestions for the pump manufacturers are met, it will make it possible to significantly raise the quality level and the competitiveness of the pump units, to facilitate their operation with a high level of safety.

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Выставка проводится при поддержке
Аппарата Президента Татарстана,
Министерства торговли
и внешнеэкономического сотрудничества РТ,
Торгово-промышленной палаты РФ и РТ,Академии наук РТ

15-17 октября 2008 г.

ТАТАРСТАН, г. Альметьевск

VII международная специализированная выставка-конференция

Нефть. Газ. Энерго Химия. Экология

Генеральные информационные партнеры:

Выставочная Компания "Новое Тысячелетие"
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
т./ф. (8552) 38-17-25, 38-87-84, 72-82-93 e-mail: New-m@mail.ru
Подробная информация на сайте: www.nt-expo.ru

Мы в очередной раз возвращаемся к проблеме промысловой утилизации попутного нефтяного газа. Со времени предыдущих публикаций, докладов и активных дискуссий по уменьшению факельного горения на месторождениях прошло два-три года. За эти годы промысловая энергетика на попутном нефтяном газе получила большое развитие. Поставленная на государственном уровне задача практически полной утилизации попутного нефтяного газа в настоящее время обрела реальные очертания. Факельные установки повсеместно берутся на учет, устанавливаются расходомеры, ожидаемое налоговое воздействие адекватно объему сжигаемых углеводородов.

РЕАЛИИ ПРОМЫСЛОВОЙ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ

В.М. ЩЕРБАТЮК к.т.н., генеральный директор ООО «НПП «Атомконверс» г. Подольск

Чтобы правильно оценить ситуацию, вспомним предыдущие и выделим вновь появившиеся объективные реальности, вытекающие из нашего опыта работы с попутным нефтяным газом при разработке и эксплуатации установок УПТГ-РФ; УПТГ-ФМ; УПТГ-КНС (ТУ 3689-001-18161330-2005), обеспечивающих выработку из ПНГ топливного газа.

ПЕРВАЯ РЕАЛЬНОСТЬ. Исчезли все сомнения, что газопоршневые электростанции любых типов комплектуются приводными двигателями внутреннего сгорания, которые по техническим характеристикам, конструкционным материалам и условиям теплообмена рассчитаны для работы на природном газе. При использовании в качестве топлива попутного газа без надлежащей его подготовки детонация и перегрев двигателей неизбежны. Потери мощности достигают 50…60%.

ВТОРАЯ РЕАЛЬНОСТЬ. Исчезли также все сомнения в том, что подготовить топливный газ из попутного газа без изменения компонентного состава ПНГ только путем удаления капельных жидкостей с помощью различного рода фильтров, сепараторов, циклонов невозможно. Практический опыт подтверждает, что по меньшей мере необходимо сконденсировать и удалить из ПНГ фракции С5 и высшие.

ТРЕТЬЯ РЕАЛЬНОСТЬ. О компонентном составе и метановом числе. Мы многократно убедились в том, что определение характеристик попутного газа хроматографическим анализом в соответствии с ГОСТ 23781-87 не дает достоверных результатов. Прежде всего это связано с тем, что при отборе и подготовке пробы газа фракции С5 и высшие, определяющие характеристики ПНГ практически удаляются. В отличие от природного газа, для которого, собственно, и были разработаны методики хроматографического анализа, ПНГ является термодинамически нестабильным газом, определение его компонентного состава требует специальных методик.

Таковы объективные обстоятельства. Мы в полной мере учли их при разработке в 2003…2004гг принципиально новой промысловой установки подготовки топливного газа типа УПТГ (ТУ 3689-001-18161330-2005). Установки типа УПТГ прошли полный цикл постановки на производство, включая опытно-экспериментальные исследования, изготовление головных образцов и их подконтрольную эксплуатацию в промысловых условиях. УПТГ сертифицированы, оформлено разрешение Ростехнадзора на применение. Установки модульного типа полной заводской готовности (см. рис.). Изготавливается несколько модификаций УПТГ. Эффективность УПТГ подтверждается простым сравнением фиксируемых датчиками параметров двигателя при работе его на неподготовленном попутном газе и на топливном газе, вырабатываемом установкой. При использовании УПТГ полностью исключается появление конденсата в топливной аппаратуре двигателя. Этот факт подтвержден в натурных условиях при температуре наружного воздуха -50... +30 ^{0}С.

Наиболее высокотехнологичной является модификация УПТГ-КНС. Эта установка►

Рис. 1 УПТГ-КНС-1500

REAL FACTS ABOUT FIELD UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS

V.M. SHCHERBATYUK
Candidate, Engineering, General Director
LLC «NPP «Atomconverse», Podolsk

We are once again returning to the problem of field utilization of associated petroleum gas. Since the previous publications, reports and heated discussions about reducing the gas flaring in oil fields, two or three years have passed. In those years, the oil field energy utilization using associated petroleum gas has developed further. The issue of practically full utilization of associated petroleum gas, raised at government level, has now assumed real outlines. Flaring units are gradually being taken stock of, flow meters are being installed, the expected tax burden is adequate to the volume of hydrocarbons burnt.

In order to evaluate the situation correctly, let us recall the previous and isolate the newly emerged objective realities, stemming from our experience in working with associated petroleum gas, when developing and operating the UPTG-RF, UPTG-FM, UPTG-KNS units (Technical Requirements 3689-001-18161330-2005) ensuring the processing of associated petroleum gas into fuel gas.

The first fact. All doubts have been dispelled with respect to the idea that the gas piston electric power stations of any type are to be complete with drive internal combustion engines which, in terms of the technical specifications, structural materials and heat transfer conditions, are designed for operation on natural gas. When using associated natural gas as fuel without its proper preparation, detonation and engine overheat are inevitable. Loss of power reaches 50…60%.

The second fact. All doubts have been dispelled about the idea that to prepare fuel gas from associated petroleum gas without changing the component composition of the associated petroleum gas only by removing drop-like liquids using different kinds of filters, separators, cyclones, is not possible.

Practical experience shows that at least one needs to condense and remove from the associated petroleum C5 fractions and the top ones.

The third fact. Regarding the component composition and methane number. On many occasions we have been able to see for ourselves that determining the associated gas characteristics using chromatographic analysis pursuant to GOST 23781-87 Standard does not produce proper results. Mainly this has something to do with the fact that, when sampling and preparing a sample of

the C5 fraction and top fractions, the characteristics which determine the associated petroleum gas are virtually eliminated. Unlike natural gas, for which the chromatographic analysis methodologies were actually developed, the associated petroleum gas is a thermodynamically unstable gas and the determination of its composition requires special techniques.

These are the objective circumstances. In 2003…2004 we took into consideration all of them, when developing a fundamentally new oil field unit for fuel gas preparation, UPTG (Technical Requirements 3689-001-18161330-2005). The UPTG type units underwent a complete cycle of launching into production including testing and experimental research, manufacturing prototypes and their controlled operation in field conditions. UPTG Units (Unit for Preparing Fuel Gas) are certified, the license is issued by the Russian Technical Supervision Authority for them to be used. The units are of modular type and full factory readiness (see fig. 4). Several varieties of UPTG are in production. The efficiency of the UPTG is confirmed by simple comparison of the engine parameters recorded by the sensors when it is operated on associated petroleum gas and when it is operated on the fuel gas produced by the unit. When UPTG is used, production of condensate in the engine fuel injection system is fully ruled out. This fact is confirmed under natural conditions at the outside air temperature of +30…-50^{0}C.

The most high technology modification of the unit is UPTG-KNS. This unit ensures preliminary cleaning, compression, cooling and low temperature condensation of the associated petroleum gas. As a result, the fractioning of associated petroleum gas into fuel gas, propane-butane fraction and stable condensate is made.

The experience in operating the UPTG-KNS units shows that the units of this type are essentially a gas processing facility of industrial dimension. The daily output of propane-butane and top fractions is calculated in hundreds and thousands of liters.

The intensity of the process of fractioning the associated petroleum gas is such that utilization solutions for released fractions are necessary. Experience shows that the dumping of condensate into the drainage reservoir leads to gas contamination of the oil field territory. Let us isolate this circumstance as the fourth objective reality, to deal with which we provide the UPTG-KNS units with an additional module for separating fractions into propane-butane and stable condensate. A possibility is provided for to return the stable condensate into oil with its commercial properties retained. Special calculation and test methodologies have been developed to research the component composition of the associated petroleum gas, the conditions and quantitative indicators of its fractioning process.

UPTG type units do not have any local or international equivalents. We have used a unique technology of drastically lowering the temperature during the expansion of the gas flow which is moving at supersonic speed within the special geometric profile channel. At the present time, the UPGT units are operating as part of large industrial power complexes. The units ensure the required detonation and heat conditions for the operation of drive engines. The UPTG type units are high technology equipment which allows the issues of industrial utilization of associated petroleum gas to be dealt with.

Рис. 2 Низкотемпературное сепарационное устройство.

обеспечивает предварительную очистку, сжатие, охлаждение и низкотемпературную конденсацию ПНГ. В результате осуществляется фракционирование ПНГ на топливный газ, пропан-бутановую фракцию и стабильный конденсат.

Опыт эксплуатации установок УПТГ-КНС показывает, что установки этого типа являются по сути дела газоперерабатывающим производством промысловой размерности. Суточный выход пропан-бутановых и высших фракций исчисляется сотнями и тысячами литров. Интенсивность процесса фракционирования ПНГ такова, что требуются решения по утилизации выделяющихся фракций. Сброс конденсата в дренажную емкость приводит к загазованности территории месторождения. Выделим это обстоятельство, как **ЧЕТВЕРТУЮ ОБЪЕКТИВНУЮ РЕАЛЬНОСТЬ**, для решения которой мы комплектуем установки УПТГ-КНС дополнительным блоком для разделения фракций на пропан-бутан и стабильный конденсат. Обеспечивается возможность возврата стабильного конденсата в нефть с сохранением ее товарных свойств. Разработаны специальные расчетно-экпериментальные методики исследования компонентного состава ПНГ, условий и количественных показателей процесса его фракционирования.

Установки типа УПТГ не имеют отечественных и зарубежных аналогов. Нами применена уникальная технология резкого снижения температуры при расширении газового потока, движущегося со сверхзвуковой скоростью в канале специального геометрического профиля.

В настоящее время УПТГ работают в составе крупных промысловых энергокомплексов. Установки обеспечивают требуемый детонационный и тепловой режимы работы приводных двигателей. Установки типа УПТГ являются оборудованием высоких технологий, позволяющим решать задачи промысловой утилизации попутного нефтяного газа. ■

АТОМКОНВЕРС

ООО «НПП «Атомконверс»
142100, Московская область,
г.Подольск, ул.Железнодорожная, 24
т.: (499)130-03-19, (4967)74-29-90
ф.: (4967)74-29-90
www.atomkonvers.ru
info@atomkonvers.ru

Рис. 3 Компрессорный блок для сжатия попутного газа

Рис. 4 Фракционирование попутного газа

Наше качество
Ваша уверенность !

Восточная арматурная компания производит и осуществляет поставки трубопроводной арматуры.

Завод выпускает и реализует: задвижки клиновые стальные, клапаны предохранительные пружинные, устройства переключающие, блоки предохранительных клапанов, затворы обратные (клапаны обратные поворотные),клапаны запорные (вентили), клапаны обратные подъемные, краны шаровые, заслонки дисковые.

Все изделия сертифицированы Госстандартом РФ, имеются гигиенические сертификаты.

Имеется разрешение Ростехнадзора РФ.

Россия, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Мустая Карима, 41, e-mail: kontakt@vark.ru, www.vark.ru

Факс: (347) 279-80-50; телефоны: (347) 279-80-50, 292-73-42 - сбыт

ООО «ЭнергоБурСервис»

ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ
И КОМПЛЕКТУЮЩИЕ

- Для насосов УНБ-600, УНБТ-950
- Вертлюгов УВ-250, УВ-320
- Лебедки ЛБУ-1200(К), ЛВ – 44
- Роторы Р-700, Р-560
- Талевая система УКБ , УТБК
- Пневмооборудование, подшипники

620098, г. Екатеринбург,
ул. Индустрии, 123, оф. 106
т. (343) 373-48-53, 354-27-76
т./ф: (343) 373-48-54.
e-mail: bures@e-sky.ru
www.energobur.rosfirm.ru

Компания ООО «Крафт-М» успешно развивается, внедряя новейшие энергоресурсосберегающие технологии на предприятиях ХМАО.

НОВЫЙ ПОДХОД К ТЕХНОЛОГИЯМ ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

Компания ООО «Крафт-М» предлагает несколько технологий по энергоресурсосбережению. Одной из них является **(КСК) MEGAFORCE.**

Технология основана на снижении силы трения, восстановлении износа в сопрягаемых деталях за счет образования в зонах трения металлокерамического покрытия с аномально низким коэффициентом трения и высокой износостойкостью. Формирование металлокерамического слоя на поверхностях трения деталей обрабатываемых механизмов происходит в три этапа. В начале процесса происходит очистка микрорельефа от продуктов износа, нагара и других загрязнителей за счет окислительно-восстановительных свойств композиции MEGAFORCE (рис.1).

Далее происходит синтез металлокерамического слоя на подготовленных и очищенных поверхностях пар трения. За счет образования металлокерамического слоя увеличивается площадь особо нагруженных зон трения (рис. 2).

Затем металлокерамический слой распространяется на все трущиеся поверхности в зависимости от величины приложенных к ним контактных нагрузок (рис. 3).

В ходе формирования металлокерамического слоя температура в зонах трения уменьшается, и рост толщины покрытия замедляется вплоть до полного его прекращения. Таким образом, происходит саморегуляция толщины защитного слоя.

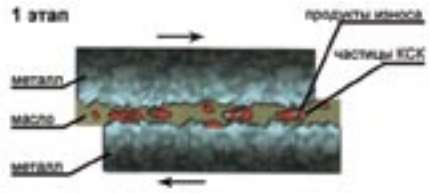


Рис.1. Этап первый

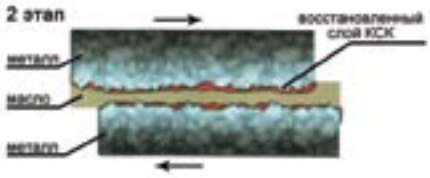


Рис.2. Этап второй

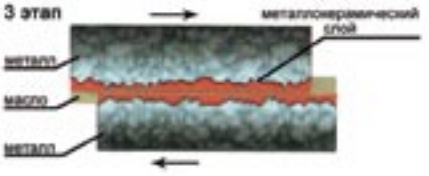


Рис.3. Этап третий

В результате достигаются следующие эффекты:

- Увеличение межремонтного периода в 2-2,5 раза
- Снижение уровня вибрации на 20-25 %
- Уменьшение шумности
- Снижение норм расхода ГСМ на 10-15%
- Упрочнение поверхности с увеличением ее чистоты на 2-3 класса
- Защита от питтинга и электромагнитной коррозии
- Снижение температуры охлаждающих жидкостей до 20%.

Синтезированная поверхность условно состоит из трех слоев (рис.4):

1. Восстановленного слоя, который обладает общей кристаллической решеткой с металлом подложки.
2. Промежуточного, упругого слоя.
3. Внешнего, защитного слоя с аномально низким коэффициентом трения и высокой износоустойчивостью.

Технология уникальна тем, что, не выводя оборудование из эксплуатации, позволяет продлить ресурс узлов и механизмов в 2-3 раза, снизить потребление электроэнергии до 5%, снизить расход топлива автотранспортными средствами до 15-20%, улучшить экологические параметры в 2-3 раза и тем самым значительно сэкономить бюджет предприятия.

Вышеперечисленные положительные результаты получены не только по обработке оборудования на нефтегазовых предприятиях, но и на транспорте. Данная технология успешно используется на таких предприятиях, как ОАО «Сургутнефтегаз» и транспортных предприятиях Сургута, также ОАО «АвтоВАЗ», ОАО «КАМАЗ», ОАО «МАЗ», ОАО «МЕЧЕЛ», Департамент транспорта Москвы, ОАО «Российские железные дороги» и многих др.

Компания ООО «Крафт-М»является официальным дилером Центра Новейших Технологий (г. Москва), обеспечивает поставку от изготовителя качественной продукции. Стратегическая цель компании – предоставление комплекса услуг, отвечающих требованиям и ожиданиям потребителя, для получения прибыли путем сокращения расходов денежных средств на ремонт оборудования и автотранспорта, сокращения расходов на топливо, а также увеличение межремонтного периода оборудования и автотранспортной техники.

Также ООО «Крафт-М» предлагает уникальные по комплексу свойств

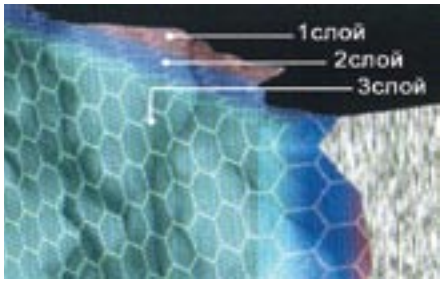


Рис.4. Слои синтезированной поверхности

высокоэффективные многоцелевые и экологически безопасные топливные кондиционеры для различных видов топлива (дизельное, бензины, мазуты), которые позволяют снизить затраты на ГСМ и ремонт транспорта. Кондиционеры **FIREPOWER** на молекулярном уровне улучшают качество любого топлива, являются катализатором горения, что способствует более полному его сгоранию, соответственно, меньшему расходу и кардинальному снижению вредных выбросов в атмосферу. Высокую экономическую эффективность препаратов FIREPOWER подтвердили многие испытания как за рубежом, так и в России. Кондиционеры позволяют увеличить межремонтный ресурс ТС до двух раз. Действие кондиционера направлено на улучшение и качества бензина, всех видов дизельного топлива и мазутов без изменений физико-химического состава, установленного ГОСТами и ТУ. Таким образом, топливо с добавлением кондиционера не изменяет параметров, влекущих предъявление особых требований к двигателям и различным силовым агрегатам, в которых оно применяется. В полученном заключении лаборатории химмотологии 25 НИИ Минобороны России констатируется, что обыкновенное товарное дизельное топливо с введенным в него кондиционером FP 4000 соответствует требованиям ГОСТ. Клиентами являются потребители 54-х стран мира. Продукция FIREPOWER используется во всем мире уже на протяжении 12-ти лет. ■

ООО «Крафт-М»,
Россия, 428400,
Тюменская область,
ХМАО-Югра, г. Сургут,
ул. Маяковского, д.21а,
оф. №322
т: (3462) 66-83-95, 71-59-94
т. многоканальный: 52-54-24
e-mail: kraft-m@list.ru

ООО «Крафт-М»

Общество с ограниченной ответственностью

Россия,Тюменская область, 428400,
ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Маяковского,
д.21а, офис №322
т: +7(3462) 66-83-95, 71-59-94
т.многоканальный: 52-54-24
www.kraft-msurgut.ru
e-mail: kraft-m@list.ru

- **Внедрение энергоресурсосберегающих технологий:**
  - Технология снижения трения и восстановления износа в сопрягаемых деталях различных механизмов.
  - Технология улучшения качества бензина, всех видов дизельного топлива и мазутов.
  - Технология напыления металлов различных видов (система защитных покрытий).
- **Техническое обслуживание и ремонт автотранспортных средств.**
- **Торговля автотранспортными средствами.**
- **Оптовая торговля топливом.**

В апреле компании «СМАРТ Электроникс» исполнилось шесть лет, мы специализируемся на выпуске оригинальной и качественной промышленной и лабораторной мебели. В далеком, как теперь кажется, 2002 году предприятие начинало как поставщик контрольно-измерительных приборов. А четыре года назад, как вспомогательное направление, появилось производство мебели. И вот, вышло так, что вспомогательный бизнес набирает обороты и постепенно превращается в основной.

ФАНТАЗИИ НА ТЕМУ СТОЛА

Обыкновенный стол придумали очень и очень давно. С тех пор форма устоялась, и сегодня совершенно непонятно, что еще в процессе изготовления стола можно придумать. Фантазия разработчиков мебели в «СМАРТ Электроникс» вертится вокруг двух главных характеристик – хочется, чтобы современное рабочее место одновременно было функциональным и радовало глаз своими формами. А помогают им в этом ученые и сотрудники лабораторий, с каждым годом обновляя запросы. Если раньше для опытов было достаточно обыкновенного стола на четырех ножках, то сегодня физикам или электротехникам, к примеру, нужен стол, обладающий антистатическими свойствами, потому что статическое электричество, видите ли, может вывести из строя прибор стоимостью более миллиона рублей. Химикам необходимы столешницы, устойчивые к действию кислот и щелочей, которые, к тому же не теряют внешнего лоска и легко моются. По вузовским представлениям мебель должна быть красивой, эргономичной и…не дорогой. При этом она должна быть достаточно прочной, чтобы скучающие в аудиториях оболтусы не могли ее сломать. Для этого мы располагаем современными материалами, которые устойчивы к истиранию и не позволяют даже черточки на поверхности начертить. Поверхность – это еще полдела, еще специальная торцовка делает край столешницы необыкновенно прочной – времени одной «пары» вандальствующему школяру точно не хватит, чтобы внести в конструкцию стола нежелательные изменения. С развитием науки у тех, кто ей занимается, возникает потребность размещать на одном рабочем месте как можно больше разнообразных приборов и оборудования. Появляются новые научные направления, требующие совместного размещения такой аппаратуры, которая раньше совместно не использовалось, не говоря уже о том, что со временем многие приборы меняют габариты и вес – становятся более легкими и компактными. Помимо этого ужесточаются требования к мебели с точки зрения гигиены и эргономики. Действительно, без фантазии банальные столы делать скучно. Если посмотреть широким взглядом, окажется, что диапазон заказов, с которыми приходится сталкиваться нам, чрезвычайно широк: от стола из керамогранита для препараторской до такого чуда, как лабораторный стол с внутренней подсветкой специально для золотых приисков. Штучная работа. Сегодня предприятие «СМАРТ Электроникс» продает промышленную и лабораторную мебель и в Якутск, и в Магадан, и в Петропавловск-Камчатский, в Москву, Петербург и Калининград – более чем обширная география. Зарубежный рынок только начинает осваиваться – так в прошлом году «СМАРТ Электроникс» поставляла мебель в Армению, успешно работала с Казахстаном и Белоруссией. ■

ООО «Смарт Электроникс»
634028, г. Томск, ул. Тимакова, д. 21
тел. (3822) 42-00-92, 41-99-68
sales@smartelec.ru
www.smartelec.ru
www.kip.tomsk.ru

SMART
ELECTRONICS

КОМПЛЕКСНЫЕ ПОСТАВКИ
ПРОИЗВОДСТВО
ПРОЕКТИРОВАНИЕ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПРОИЗВОДСТВО
промышленной мебели
лабораторной мебели
складского оборудования

КОМПЛЕКСНЫЕ ПОСТАВКИ
измерительных приборов
паяльного оборудования

634028 г. Томск, ул. Тимакова д.21
тел: +7-(3822)-41-99-68, факс: +7-(3822)-42-00-992
www.smartelec.ru e-mail: Sales@smartelec.ru

Автоматические системы управления все больше входят в нашу жизнь. Персональным компьютером сейчас уже не удивишь даже первоклассника. Автоматические системы некоторых современных автомобилей не на много уступают системам самолетов. Однако не для кого не секрет, что фонтанные арматуры нефтяных и газовых скважин в своем большинстве до сих пор управляются вручную. Отчасти это обусловлено исторически сложившимися обстоятельствами и экономическим фактором.

РАЗВИТИЕ АВТОМАТИЗАЦИИ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ

ФОНТАННЫМИ АРМАТУРАМИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

И.Г. ЛАЧУГИН к. т. н., Президент ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ»
В.Д. ГРИЦЕНКО к. т. н., технический директор НТЦ «Космос-Нефть-Газ»
г. Воронеж

Без автоматизации невозможна безопасная эксплуатация скважин на месторождении. И таким месторождением является Астраханское газоконденсатное месторождение. Астраханское газоконденсатное месторождение, открытое в 1976 году, не имеет аналогов в России и характеризуется повышенным содержанием агрессивных компонентов в составе газа, их коррозионной агрессивностью и токсичностью, наличием аномально высокого пластового давления с высоким конденсатным фактором, а также сложным геологическим строением залежи. Пластовая смесь, извлеченная из продуктивного пласта, находящегося на глубине 3900-4100 метров с начальным пластовым давлением 63,5 МПа и температурой 107^{0}С, содержит до 25% сероводорода, до 15% углекислого газа и газовый конденсат до 20 г/м^3. Поэтому здесь автоматизация является неотъемлемым и обязательным требованием технологического процесса добычи и транспортировки углеводородов.

Именно для этого месторождения, начиная с 1998 года, финансово-промышленная компания «Космос-Нефть-Газ» начала разрабатывать, изготавливать и поставлять российское оборудование, обеспечивающее автоматизированную добычу газоконденсата, взамен импортного. Наиболее ответственным таким оборудованием является станция фонтанного комплекса СФК-60.

Станция совместно с пилотными устройствами и плавкой вставкой, входящими в состав станции, предназначена для дистанционного, автоматического и ручного управления фонтанной арматурой. СФК 60 управляет стволовой задвижкой (СЗ) и боковой задвижкой (БЗ) посредством пневмопривода и подземным клапаном-отсекателем (ПКО) посредством гидравлического привода.

Фото 1 Станция фонтанного комплекса СФК-60 в эксплуатации на Астраханском газоконденсатном месторождении
Fig. 1 X-tree station SFK60 in operation at the Astrakhan Gas Condensate Field

Станция обеспечивает:

- открытие и закрытие фонтанной арматуры в заданной последовательности;
- аварийное закрытие фонтанной арматуры и подземного клапана-отсекателя при пожаре и аварийном изменении давления магистрального газа выше или ниже допустимого;
- дистанционное отключение скважины оператором с центрального пульта управления по электрической команде;
- возможность местного ручного включения и отключения скважины.

Сегодня уже назрела необходимость модернизации этой станции. И в настоящее время по заданию ООО «Газпром-добыча-Астрахань» ведут такие работы. Новая станция, которая придет на смену СФК-60, будет иметь в своем составе электронный блок управления. Блок управления на базе программируемого логического контроллера (ПЛК) предназначен для сбора и обработки аналоговых и дискретных информационных сигналов с первичных преобразователей и приборов, которые оснащены HART протоколом, позволяющим осуществлять контроль за их состоянием, а также для формирования и выдачи управляющих воздействий на объекты управления. Блок управления реализовывает выполнение заданного алгоритма работы станции в автономном и дистанционном (от АСУ ТП скважины) режимах управления ФА. Информация с блока управления как передается в АСУ ТП, так и отображается на электронном дисплее станции.

Меняется положение дел не только на таких сложных месторождениях, как Астраханское. При разработке новых месторождений, таких как Бованенковское, характеризующихся не столько агрессивностью добываемых углеводородов, сколько суровыми северными условиями расположения, уже на этапе проекта по обустройству месторождения предусматриваются системы автоматического управления технологическим процессом добычи углеводородов, в том числе и станцией управления фонтанными арматурами. Специально для таких условий была создана станция управления фонтанными арматурами СУФА-12. Станция успешно прошла приемочные испытания и опытно-промышленную эксплуатацию на КГС №17 Юбилейного НГКМ ►

DEVELOPING AUTOMATION AND IMPROVING CONTROL SYSTEMS OF THE X TREE FOR OIL AND GAS WELLS IN CURRENT CONDITIONS

Automatic control systems have been becoming part of our life more and more. Personal computers are nothing to make anyone gape with surprise, not even a first grader at school. The automatic control systems of some modern cars are not at all inferior to those of the aircraft. However, it is an open secret that the X trees of the oil and gas wells, in their majority, to this date, are being operated manually. Partially it is historical factors that are responsible for this and also the economic factor.

Without automation, safe well operation in the oil and gas field is impossible. And we are referring to the Astrakhan gas condensate field. The Astrakhan gas condensate field, opened in 1976, has no equivalents in Russia and is characterized by higher content of aggressive components in the gas composition, their corrosive aggressiveness and toxicity, the presence of abnormally high formation pressure with high condensate factor as well as by complicated geological structure of the reservoir. The formation mixture extracted from the productive formation, situated 3900-4100 m deep, with an initial formation pressure of 63,5 MPa and the temperature of 107^{0}C, contains up to 25% of hydrogen sulfide, up to 15% of carbon dioxide and the gas condensate up to 20 g per cubic m. Therefore, here automation is an integral part and a mandatory requirement of the process of producing and transporting hydrocarbons.

It is exactly for this particular gas field that in 1998 the «Cosmos-Neft-Gaz» Financial and Industrial Company started to develop, manufacture and supply Russian made equipment ensuring automated production of gas condensate instead of the imported equipment. The most critical of such equipment is the X-tree complex station SFK60.

The station, together with pilot devices and fusible element, which are part of the station, is intended for remote, automatic and manual control of the X-tree. The SFK60 controls the head valve and side valve by means of a pneumatic drive and the underground safety (cutoff) valve by means of a hydraulic drive.

The station ensures:

1. The opening and closing of the X-tree in pre-set sequence; 2. Emergency closing of the X-tree and the underground safety (cutoff) valve, if fire breaks out or if there is an emergency change in the mains gas pressure above or below the permissible level; 3. Remote shutoff of the well by the operator from the central control panel via an electric command; 4. capability of locally and manually turning on and turning off the well.

The state of affairs is not only changing in such challenging gas and oil field as the Astrakhan one. When developing new oil fields, such as Bovanenkovskoe, which are typified not so much by the aggressiveness of the hydrocarbons produced as by the severe Northern conditions in their territory, as early as the project engineering phase, aimed at creating the oil field infrastructure, systems for automatic control of hydrocarbons production process, including the X-tree control station are provided for. Specially for such conditions, the SUFA 12 X-tree control station was created. This station has successfully passed

acceptance tests and industrial operation testing at Surface Wellhead No.17 of NGKM OOO «Gazprom dobycha Nadym». The station now has a compliance certificate, a permit to be used, issued by the Federal Service for Technology, Environment Control and Nuclear Supervision and a patent of the Russian Federation.

The SUFA 12 Station is designed for remote, automatic and manual control of the hydraulic underground safety (cutoff) valve, the head valve, the side valve and the regulating angle globe valve (throttle valve) provided simultaneously and independently for three X-trees. The station ensures the opening of the X-tree in a sequence: underground safety valve, head valve, side valve while the closing takes place in the following sequence: side valve, head valve, underground safety valve.

The station sends to the control module (1 module per 1 cluster of wells), located at a distance of 200 m from the well, the following information with the help of switching contacts which can connect the DC voltage of 24 V at 1A current:

• whether the side valve is in open or closed position controlled, via limit switches;
• whether the head valve is in open or closed position, controlled via limit switches;
• the closed position of the angle globe throttle valve, controlled via a limit switch;
• whether the underground safety valve is in open or closed position, controlled by the presence or lack of pressure in the hydraulic drive feed line of the underground safety valve;
• emergency gas pressure in the working line – by the drop in hydraulic pressure down to 0.35 MPa at the output of the pilot device, installed after the throttle;
• fire emergency – by the drop in pressure down to 0.35 MPa in the hydraulic system of the station due to loss of tightness on the fusible safety plug, caused by temperature increase over 140^{0}C during fire;
• reduced hydraulic pressure after the pump in the line of pneumatic hydraulic accumulators.

The station ensures the automatic shutdown of the well (closing the side valve, head valve and underground safety valve) in the following cases:

• when the temperature rises over 140^{0}C in the location of the fusible safety plug during fire;
• when the gas pressure goes down or up in the working line (behind the throttle) to the specified settings within a range between 3 and 13 MPa;
• when the optical fiber cable breaks, from the control module to the central control panel via a command from the control module.

The station ensures remote shutoff of the well and the closing of the side valve by the operator from the central control panel via electric command as well as the capability of local and manual well shutoff.

The station is also equipped with electronic control module for remote control of the X-tree, acquisition and processing of the analog and discrete informational signals from primary transducers and the instruments as well as transmission of the signals to the control panel of the Complex Gas Treatment Plant using radio modem communications. Depending on the project for construction of the well facilities, modifications of the SUFA 12 stations have been developed. This is SUFA 12/9, designed to control three valves (side valve, head valve, underground safety valve) of three X-trees and SUFA 12/6 which controls three valves (side valve, head valve, underground safety valve) of two X-trees.

The SUFA27 station is designed for remote, automatic and manual control of the depth safety valve (SCSSV), the head safety valve (MSSV) and the side safety valve (WSSV) with hydraulic drives for simultaneously nine X-trees of the injecting wells, i.e. well cluster.

The SUFA40 station is designed for remote and automatic control of the in-well cutoff valve, the central head valve and two side valves S31 and S32 with hydraulic drives for ten X-trees.

There are enterprises in Russia which have the necessary research and engineering potential for designing sophisticated equipment, not inferior to imported equipment, for constructing oil and gas field facilities including the equipment, capable of dealing with the issues of automating hydrocarbon production in the regions of the Far North and the off-shore areas of Russia.

ООО«Газпром-добыча-Надым». На станцию получены сертификат соответствия, разрешение на применение Федеральной службы по технологическому, экологическому и атомному надзору и патент РФ. Применение станций такого типа заложено в проекте обустройства Бованенковского месторождения.

Станция СУФА 12 предназначена для дистанционного, автоматического и ручного управления гидравлическими подземным клапаном-отсекателем (ПКО), стволовой задвижкой (СЗ), боковой задвижкой (БЗ) и клапаном угловым регулирующим (дросселирующим) (УДК) одновременно и независимо от трех фонтанных арматур.

Станция обеспечивает открытие ФА в последовательности: ПКО, СЗ, БЗ, а закрытие в последовательности: БЗ, СЗ, ПКО.

Станция подает в блок управления (1 блок на 1 куст скважин), расположенный на расстоянии до 200 м от скважины, следующую информацию при помощи переключающихся контактов, способных коммутировать напряжение постоянного тока 24 В при токе 1 А:

- открытое или закрытое положение БЗ, контролируемое по датчикам конечных положений;
- открытое или закрытое положение СЗ, контролируемое по датчикам конечных положений;
- закрытое положение УДК, контролируемое по датчику конечного положения;
- открытое или закрытое положение подземного ПКО, контролируемое по наличию или отсутствию давления в линии питания гидропривода ПКО;
- аварийное давление газа в рабочей струне – по падению гидравлического давления до 0,35 МПа на выходе пилотного устройства, установленного после дросселя;
- пожарная тревога – по падению давления до 0,35 МПа в гидросистеме станции вследствие разгерметизации плавкой предохранительной пробки из-за повышения температуры свыше 140^{0}С при пожаре;
- уменьшенное гидравлическое давление после насоса в линии пневмогидроаккумуляторов (ПГА).

Станция обеспечивает автоматическое отключение скважины (закрытие БЗ, СЗ и ПКО) в следующих случаях:

- при повышении температуры свыше 140 ^{0}С в месте расположения плавкой предохранительной пробки в случае пожара;
- при уменьшении или увеличении давления газа в рабочей струне (за дросселем) до установленных значений в диапазоне 3-13 МПа;
- при разрыве оптоволоконного кабеля, от блока управления к центральному пульту управления по команде с блока управления.

Станция обеспечивает дистанционное отключение скважины и закрытие БЗ оператором центрального пульта управления по электрической команде, а также возможность местного ручного отключения скважины.

Станция обеспечивает местное ручное включение скважины (открытие ПКО, СЗ, БЗ).

Станция обеспечивает управление УДК по командам с пульта управления диспетчера.

Станция также снабжена электронным блоком управления для дистанционного управления фонтанной арматурой,

Фото 2 Станция управления фонтанными арматурами для куста скважин
Photo 2 X-tree Control Station for a Well Cluster

сбора и обработки аналоговых и дискретных информационных сигналов с первичных преобразователей и приборов и передачи сигналов на пульт управления УКПГ с помощью радиомодемной связи.

В зависимости от проекта по обустройству скважин разработаны модификации станции СУФА-12. Это СУФА-12/9, предназначенная для управления тремя запорными органами (БЗ, СЗ, ПКО) трех фонтанных арматур, и СУФА12/6, управляющая тремя запорными органами (БЗ, СЗ, ПКО) двух фонтанных арматур.

В связи с необходимостью освоения шельфовых месторождений перед страной встала задача построения своих отечественных нефтегазодобывающих платформ. Сейчас ведется строительство платформ для месторождения «Приразломное» в Баренцевом море и месторождения им. Корчагина в Каспийском море. А раз будут платформы, значит на них будут установлены и фонтанные арматуры, которыми по требованиям безопасности нужно будет управлять в автоматическом режиме. И сегодня компания «Космос-Нефть-Газ» наряду с зарубежными компаниями участвует в тендере на поставку станций управления фонтанными арматурами для этих платформ. Это станции СУФА-27 для морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» и СУФА-40 для платформ месторождения им. Ю.Корчагина.

Станция СУФА27 предназначена для дистанционного, автоматического и ручного управления глубинным клапаном-отсекателем (SCSSV), стволовым клапаном-отсекателем (MSSV) и боковым клапаном-отсекателем (WSSV) с гидравлическими приводами одновременно девяти фонтанных арматур нагнетательных скважин, т.е. кустом скважин.

Станция СУФА-40 предназначена для дистанционного и автоматического управления внутрискважинным клапаном-отсекателем (ПКО), центральной стволовой задвижкой (ЦЗ) и двумя боковыми задвижками Б31 и Б32 с гидравлическими приводами десяти фонтанных арматур.

В России есть предприятия, которые обладают необходимым научным и техническим потенциалом для создания сложного оборудования, не уступающего импортному, для обустройства газовых и нефтяных месторождений, и в том числе оборудования, позволяющего решать задачи автоматизации добычи углеводородов в регионах Крайнего Севера и шельфа России. ■

Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами связано с созданием новых и усовершенствованием существующих физико-химических методов, обеспечивающих более полное извлечение нефти и уменьшение объемов добычи попутной воды.

АВТОМАТИКА ДЛЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

С.В. ЖИТОВ к. т. н., коммерческий директор ЗАО «Уралтехмаркет»
Н.А. СЕМЕНОВ начальник сектора серийной продукции ЗАО «Уралтехмаркет»
г. Екатеринбург

Одним из способов решения проблемы повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами является поддержание пластового давления (ППД), которое осуществляется на отдельных участках нефтяного месторождения путем нагнетания воды в скважины, переведенные из добывающего фонда или дополнительно пробуренные для этой цели.

Система поддержания пластового давления состоит из системы нагнетательных скважин, системы трубопроводов и распределительных блоков, кустовой насосной станции (КНС) по закачке агентов в пласт нефтяного месторождения. Основа КНС – это насосный агрегат и его система управления. В последнее время все большее применение находят плунжерные насосные агрегаты с частотнорегулируемым приводом.

Система ППД обеспечивает:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мех примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;
- проведение контроля качества водосистемы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки и месторождению в целом;
- герметичность и надежность эксплуатации системы промысловых водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

Необходимым для работы в системах ППД требованиям удовлетворяет выпускаемая более 4-х лет ЗАО «УРАЛТЕХМАРКЕТ» система управления насосным агрегатом (СУНА).

СУНА предназначена для автоматического управления плунжерным насосным агрегатом и его вспомогательным оборудованием. За последний (2007) год нами было выпущено и запущено более тридцати систем управления для плунжерных насосных агрегатов производства ООО «Буланашский машиностроительный завод». Эта система управления отвечает самым современным требованиям, предъявляемым к АСУ ТП. Благодаря надежным и современным комплектующим, а также современной ►

AUTOMATIC CONTROLS FOR THE SYSTEMS WHICH MAINTAIN THE FORMATION PRESSURE

The resolution of the problem of improving the efficiency of development for the oilfields where the oil reserves are difficult to extract requires creating new physical and chemical methods and improving the existing ones which make sure that oil is extracted completely and the associated water production volumes are reduced.

Under the conditions of lay-by-layer and zone heterogeneity of the formations, one of the ways of intensifying oil production is selective flooding which helps rationalize the use of injected water energy and take into account the nature of heterogeneity of the structure under development. The key feature of the above mentioned method consists in the fact that wells with improved productive characteristics and a good hydrodynamic link with the surrounding wells are used as injecting wells. Pocket-like water-flooding is based on maintaining the formation pressure which is done in certain areas of the oilfield by pumping water into the wells taken from the production stock or drilled additionally for this purpose. Pocket-like targeted impact allows the direction of the flow to be changed in a controlled way and the pressure drops between the lines of pumping and liquid collection to be increased for the purpose of displacing oil more completely from the less permeable areas of the formation.

At the first phase of introduction of these technologies, the technical facilities were prepared and developed: high pressure pumps became available, various devices to account for the agent injected became accessible, a block diagram of the formation pressure maintenance system took shape.

The formation pressure maintenance system ensures:

- necessary volumes of water injected into the formation and its injection pressure for the wells, projects under development and the oil field as a whole in accordance with the project documents;
- conditioning the water to be injected (in terms of its composition, physical and chemical properties, mechanical impurities content, oxygen content, microorganisms) to satisfy the requirements of the project documents;
- running quality checks of the waters for the formation pressure maintenance system, taking readings of the well injection capacity, accounting for water injection for each well as well as for groups, formations and projects under development and the oil field as a whole;
- tightness and reliability of operation of the oil field water piping, using the enclosed cycle of water preparation and flooding the formations utilizing water wastes;
- capability of changing the conditions of water injection into the wells, adjusting the process of displacing oil towards the bottomholes of the producing wells.

The pump unit control system (SUNA), which has been in product line of ZAO «URALTECHNMARKET» for more than 4 years, meets the requirements of the operation as part of the formation pressure maintenance systems. SUNA is designed to control automatically the

plunger pump unit and its auxiliary equipment. In the past year (2007) we produced and started up more than thirty control systems for the plunger pump systems manufactured by OOO «Bulanashsky Engineering Works». This control system satisfies the most modern requirements applicable to the automatic control system (computer aided production process). Thanks to reliable and modern components as well as to modern assembly techniques, SUNA has distinguished itself as a trouble-free control system. The control system has an archiving feature for the pump unit parameters which allows not only the accounting to be done but, also, should the pump unit fail, it allows the cause of the failure to be rapidly and correctly identified and measures, aimed at eliminating its recurrence, to be taken.

The SUNA application is especially effective in the cyclic flooding technology which contemplates creating periodic pressure variations within the formations by changing the water injection volumes. In this respect, the operation of the flooding system should provide for the necessary periodic variations while maintaining the average injection volumes.

SUNA TECHNICAL SPECIFICATIONS:

The control system is meant to control the plunger pump unit, capacity 55..400 kWt and the auxiliary systems of the group pump station. The pressure in the pressure line can reach 35 MPa, while the supply (delivery rate) is 90 cubic m per hour.

The control system performs the following functions:

- automatic st art-up and shutdown of the pump unit equipment according to appropriate algorithms;
- automatic shutdown, according to appropriate algorithms, of the pump unit equipment in emergency situations, ascertaining the root cause of the emergency situation and issuing appropriate message to the operator's panel;
- automatically maintaining the pre-set pressure at the discharge by changing the motor rpm;
- opening and closing, at the proper time, the electric valves at the entry and exit of the pump unit;
- turning on and turning off the make-up pump unit
- turning on and turning off the oil pump of the pump unit;
- turning on and turning off the utilization tank pump;
- turning on and turning off the oil cooling;
- turning on and turning off the heating and the lighting;
- turning on and turning off the exhaust ventilation in case there is a high level of fume contamination in the antenna tuning unit premises or a high temperature in the BUNA premises;
- archiving the parameters of the pump unit with the capability of reflecting them as a function of time.

The control system does not require constant monitoring on the part of the maintenance personnel as it automatically maintains the pre-set pressure in the pressure line or some other set parameter (flow rate, level ,etc.). When complete with the upper level or integrated into the existing one, the operator is in a position to monitor and control the pump units from his automated workplace.

Thanks to the use of color graphics sensory operating panel with the self-explanatory Russian menu, the maintenance personnel has no difficulty in adjusting and starting up the control system without the participation of the manufacturing plant's representatives. The frequency converter manufactured by Danfoss (Denmark), specially selected for this type of load, is designed to control the main electric motor of the pump unit which ensures the smooth start-up and shutdown of the electric motor as well as manual and automatic adjustment of the electric motor rpm.

Terminal boxes and a set of cables with connectors are meant for communication between the pump unit control module and the pump unit module, if the SUNA and the pump unit are located in different modules. When the equipment is started up and commissioned, all the components of the system are connected via ready cables with connectors which do not require installation and soldering. This cuts back on installation time and eliminates errors.

методике сборки, СУНА зарекомендовала себя как безотказная система управления. В системе управления ведется архивация параметров насосного агрегата, что позволяет не только вести учет, но и при выходе из строя насосного агрегата быстро и достоверно определить причину выхода из строя и принять меры к исключению ее повторения.

Применение СУНА особенно эффективно в технологии циклического заводнения, которое предусматривает создание периодических колебаний давления в пластах изменением объемов закачки воды. В связи с этим работа системы заводнения должна обеспечить необходимые периодические колебания при сохранении средних объемов закачки.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СУНА:

Система управления предназначена для управления плунжерным насосным агрегатом мощностью 55…400 кВт и вспомогательными системами МКНС. Давление в напорной линии может достигать 35 МПа, а подача – 90 м^3/час.

Система управления выполняет функции:

- автоматического запуска и останова оборудования насосного агрегата по соответствующим алгоритмам;
- автоматического отключения по соответствующим алгоритмам оборудования насосного агрегата в аварийных ситуациях, определение первопричины аварийной ситуации и выдача соответствующего сообщения на панель оператора;
- автоматическое поддержание заданного давления на выкиде путем изменения оборотов главного двигателя;
- открытия/закрытия в нужные моменты времени электрозадвижек на входе и выходе насосного агрегата;
- включения/выключения подпорного насосного агрегата;
- включения/выключения маслонасоса насосного агрегата;
- включения/выключения насоса бака утилизации;
- включения/выключения охлаждения масла;
- включения/выключения отопления и освещения;
- включения/выключения вытяжной вентиляции в случае возникновения высокого уровня загазованности в помещении блока насосных агрегатов или высокой температуры в помещениях блока управления насосными агрегатами и блока насосных агрегатов;
- архивация параметров насосного агрегата с возможностью отображения в функции от времени.

Система управления не требует постоянного контроля со стороны обслуживающего персонала, так как автоматически поддерживает заданное давление в нагнетательной линии или какой-либо другой заданный параметр (расход, уровень и т.д.). Кроме того, при комплектации верхним уровнем или интеграции в существующий оператор полностью контролирует и управляет насосными агрегатами со своего АРМа.

Благодаря применению цветной цветографической сенсорно-чувствительной панели оператора с интуитивно понятным русифицированным меню обслуживающий персонал без затруднений способен настроить и запустить систему управления без участия представителей предприятия-изготовителя.

Специально подобранный для данного типа нагрузки преобразователь частоты производства Danfoss (Дания) предназначен для управления главным электродвигателем насосного агрегата, который обеспечивает плавный пуск и останов электродвигателя, а также ручное и автоматическое регулирование частоты вращения электродвигателя.

Клеммные коробки и комплект кабелей с разъемами предназначены для связи между собой блока управления насосным агрегатом и блока насосного агрегата, если СУНА и насосный агрегат располагаются в разных блоках. При пусконаладочных работах все компоненты системы соединяются готовыми кабелями с разъемами, которые не требуют монтажа и пайки. Это сокращает время монтажа и исключает ошибки. ■

Нитрат кальция (CN) используется во всем мире как добавка в бетоны, особенно там, где необходимо действие ускорителя сроков схватывания. Однако выяснено нитрат кальция также усиливает долгосрочный набор прочности бетона. Это свойство не стоит использовать до того, как будет понятно, каким образом он действует.
Было показано, что у бетона (портланд цемент с низким содержанием щелочи, 4% микрокремнезема и в/(ц+п) = 0.45) с добавлением ускорителя сроков схватывания – нитрата кальция – появляется долгосрочный набор прочности по сравнению с бетоном без добавок. Прочность измерялась также на одинаковых образцах-кубах (50мм) без добавок и с добавлением 2% нитрата кальция от массы цемента. Таким образом увеличение прочности не могло быть вызвано только улучшением соединения заполнителя со связующим веществом. Смесь также была подвержена детальному исследованию NMR, MIP, DTA/TG и SEM.
В заключение установлено, что увеличение долгосрочного набора прочности бетона, вызванного добавлением 2% нитрата кальция в смесь на ранней стадии, получается вследствие низкой пористости связующего вещества, наблюдаемой посредством мягкой технологии сушки (замещение воды этиловым спиртом с последующей сушкой при 50^{0}C)

ОБЪЯСНЕНИЕ ДОЛГОСРОЧНОГО НАБОРА ПРОЧНОСТИ БЕТОНА,

ОБУСЛОВЛЕННОГО ДЕЙСТВИЕМ УСКОРИТЕЛЯ СРОКОВ СХВАТЫВАНИЯ – НИТРАТА КАЛЬЦИЯ

DR. HARALD JUSTNES is Chief Scientist at SINTEF Concrete | Trondheim, Norway

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

БЕТОН

Свойства бетона на ранней стадии и прочность на сжатие

Свойства бетона на ранней стадии представлены в табл. 2, результаты по набору прочности – в табл. 3. Для того чтобы добиться приблизительно равномерного распределения в бетоне массы с нитратом кальция была использована повышенная дозировка суперпластификатора.

ИСПЫТАНИЯ НА КАПИЛЛЯРНОЕ ВСАСЫВАНИЕ

На рис.1 сравниваются результаты испытаний по капиллярному всасыванию 6-ти дисков, полученных путем распиливания цилиндров, сделанных из бетона с добавлением 2% нитрата кальция и без него. Численные значения, полученные в данном испытании, представлены в табл. 4. Как видно из табл. 4, общие пористости обеих бетонных смесей не сильно различаются, а, следовательно, пористость не является причиной увеличения прочности на сжатие, полученной за счет добавления 2% нитрата кальция. Однако величины k и m в табл. 4, а также результаты, представленные на рис.1, показывают, что бетон с добавлением нитрата кальция поглощает воду с меньшей скоростью (k), чем бетон без добавок, и что время, необходимое для достижения вершины (m), несколько больше.

Поскольку температура 105^{0}C может привести к увеличению пористости, сначала была проведена продолжительная сушка при 50^{0}C, и только потом стандартная процедура сушки при 105^{0}C. Однако оба процесса сушки дали примерно один и тот же результат, и пористость бетона из цемента с низким содержанием щелочей с добавлением 2% нитрата кальция была действительно чуть выше, чем у образца без добавок.

SEM/EDX

Внешний вид бетона без добавок и с добавлением 2% нитрата кальция показан в верхней и нижней частях рис.2 соответственно. Связующее вещество – более пористый участок с черными отверстиями (т.е. зернами Хэдли – растворившимися крупицами цемента), заполнитель – более гладкий участок (менее пористый) даже при условии, что в нем находятся области различного химического состава, о чем свидетельствуют различные оттенки серого цвета на рисунке.

На обеих фотографиях (рис.2) в зоне перехода «заполнитель-связующее вещество» не было отмечено изменения пористости. Единственная небольшая разница может заключаться лишь в том, что бетон с добавлением 2% нитрата кальция (рис.2, фотография справа) содержит несколько большее количество зерен Хэдли. Яркие зерна (гранулы) неправильной формы на обеих фотографиях – это не вступившие в реакцию гранулы цемента, и их количество в обоих случаях примерно одинаково. ►

Свойства	0 % нитрата кальция	2 % нитрата кальция
Осадка конуса (мм)	170	160
Растекание (мм)	443	438
Воздух (объем %)	1,5	1,6
Плотность (кг/м^3)	2420	2415

Табл. 2 Свойства бетона на ранней стадии с добавлением 2% нитрата кальция и без него

Время	0 % Нитрата Кальция		2 % Нитрата Кальция	
	m(г)	σc(МПа)	m(г)	σc(МПа)
8 часов	2465±13	5,9±0,2	2439±8	7,5±0,1
1 сутки	2456±7	30,9±0,5	2437±11	28,4±0,6
28 сутки	2449±13	71,1±1,7	2446±5	81,4±1,5
90 сутки	2458±18	76,6±0,5	2448±9	86,0±1,6
365 сутки	2465±15	83,1±1,1	2454±6	91,4±0,7

Таблица 3 Масса кубов – m(г) – и прочность на сжатие бетона с добавлением 2% Нитрата Кальция и без него. Средние значения с погрешностями после 3-х испытаний

Характеристики	0 % Нитрата Кальция	2 % Нитрата Кальция
Содержание воздуха (объем %)	1,3±0,1	1,4±0,1
Капиллярная пористость (объем %)	13,0±0,7	12,8±1,0
Плотность в сухом состоянии (кг/м^3)	2295±21	2299±26
Плотность в твердом состоянии (кг/м^3)	2678±5	2679±6
k (г/м^2•√с)	18,2	15,5
m (106•с/м^2)	46,6	58,4

Таблица 4 Характеристики бетона с добавлением 2% нитрата кальция и без него, определенные по капиллярному всасыванию. Средние значения с погрешностями после 6-ти испытаний.

EXPLANATION OF LONG-TERM COMPRESSIVE STRENGTH OF CONCRETE CAUSED BY THE SET ACCELERATOR CALCIUM NITRATE

Calcium nitrate (CN) is used worldwide as an admixture for concrete, in particular for applications utilising its properties as set accelerator. However, CN also enhances the long-term compressive strength of concrete. This strength enhancing property should not be utilised before the reason for it is understood.

Concrete (low alkali portland cement, 4 % silica fume and w/(c+s) = 0.45) with additions of 2 % of the set accelerator calcium nitrate (CN) was shown to exhibit a long-term compressive strength increase relative to reference. The strength was also measured on equivalent paste cubes of 50 mm with and without 2% CN of cement weight. Thus, the strength increase could not be due to improvement of aggregate/binder interface alone. The paste was also subjected to detailed investigations by NMR, MIP, DTA/TG and SEM.

As an overall conclusion, the long-term strength increase of concrete caused by the addition of 2 % calcium nitrate to the fresh mix seems to be due to lower porosity of the binder only observable by gentle drying techniques (i.e. water replacement by ethanol followed by drying at 50^{0}C).

RESULTS AND DISCUSSION

Concrete

Fresh properties and compressive strength

The fresh properties of the concrete are given in Table 2, while the compressive strength development is listed in Table 2. The reason for the higher dosage of SP for concrete with CN, was to obtain roughly equal spread. Table 2 Fresh properties of concrete with and without 2% CN Table 3 Cube mass, m (g), and compressive strength, .c (MPa), for concrete without and with 2% CN. Average with standard deviation for 3 parallels.

Capillary suction test

The average capillary suction profiles for 6 parallel discs from sawn from cylinders of concrete without and with 2% CN are compared in Fig. 1, while the results derived from the test are listed in Table 4. As seen from Table 4, the total porosity for the concrete is not significant different for the two mixes and can thus not explain the increase in compressive strength brought about by the 2% CN addition. However, the k and m values in Table 4 and the profiles of Fig. 1 reveal that the concrete with CN absorb water with a slower rate (k) than the reference and that the time for the waterfront to reach the top (m) is somewhat longer. Table 4 Concrete properties derived from the capillary suction test for concrete without and with 2 % CN. Average values with standard deviations for 6 parallel discs. Capillary suction test Time, sqrt(s) Mass increase (g) 2 % CN0% CN Fig. 1 Average capillary suction profiles for concrete without and with 2% CN

Since 105^{0}C may coarsen the porosity, prolonged drying at 50^{0}C was tried out first followed by the normal procedure of 105^{0}C drying in a former study [1, 2]. However, both drying procedures gave about the same result [1, 2], and the concrete based on low alkali cement and 2% CN had actually marginally higher porosity than its reference.

3.1.3 SEM/EDX

An overview of concrete without CN and with 2 % CN are shown in the upper and lower part of Fig. 2, respectively. The binder is the more porous part with black holes (i.e. «Hadley grains» = dissolved cement grain), while the aggregate appears smoother (less pores) even though it contains domains of different chemical composition appearing in different shades of grey.

There is no sign of different porosity in the transition zone between aggregate and binder in the two photos of Fig. 2. The only marginal difference may be that there seems to be a slightly higher amount of «Hadley grains» in the concrete with 2% CN (right photo of Fig. 2). The irregular, bright grains distributed throughout in both cases are unreacted cement grains and the amount seems to be about equal in both cases. Fig. 2 BEI overview of concrete without CN (left image) and with 2% CN (right image).

3.2Paste

The results from the different investigations of the paste specimen (i.e. containing all the ingredients as for the concrete, except sand and gravel) are reported and discussed in the following subsections.

3.2.1 Compressive strength

Testing compressive strength of paste samples is difficult, since the chemical shrinkage of the binder is higher per volume unit than for concrete where the binder is «diluted» by aggregate and where the shrinkage also is restrained by aggregate. Paste samples are thus likely to show a too low strength since they may contain a number of microcracks. This tendency is limited by using smaller samples (often down to 20 mm), but in this case 50 mm cubic specimen were used. However, immediately after setting (i.e. stiffening) the moulds were submersed in water so that the empty contraction pores formed by the chemical shrinkage could be filled with water and less strain formed by water menisci in the pores.

First 4 series with 0 and 2% CN and without and with 20% limestone filler to dilute the cement were made. However, there were to few parallels so it was difficult to draw a conclusion even though the tendency was that samples with 2% CN had higher strength than the reference without. Therefore, new series of plain paste without and with 2% CN were made with 9 parallels and the compressive strength was 69±3 and 74±4 MPa, respectively. The increase in compressive strength both for paste and concrete when CN is added, indicates that it cannot be explained by improved interface between aggregate and binder, but rather by physical or chemical changes of the binder itself.

3.2.2 MIP/HeP

The 4 series with 0 and 2% CN and without and with 20% limestone filler were subjected to pore size distribution (MIP) and total porosity (HeP) studies. Since a recent study [3] has demonstrated that drying at 105^{0}C may substantially alter the pore structure by coarsening the CSH-gel, a very gentle treatment was chosen. First the water in about 5 mm pieces of sample was exchanged with ethanol over a period of 2 months. The

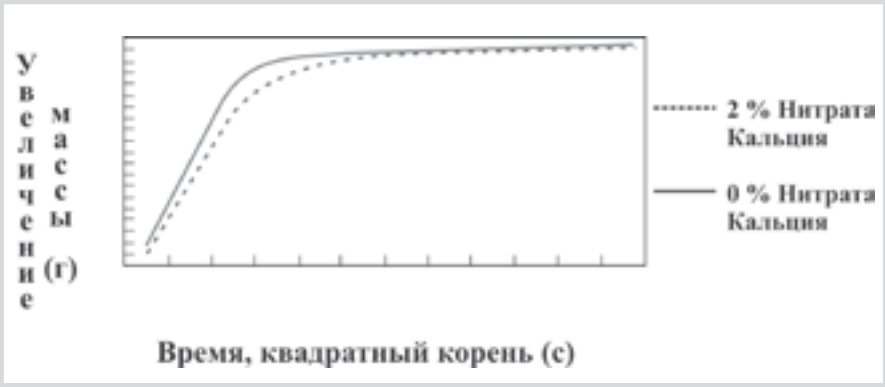


Рис.1 Средние значения по капиллярному всасыванию для бетона с добавлением 2% нитрата кальция и без него.

3.2 Смесь

В следующих подразделах обсуждаются результаты различных испытаний образца смеси (т.е. содержащего все ингредиенты, которые необходимы для получения бетона, за исключением песка и гравия).

3.2.1 Прочность на сжатие

Испытания образцов смеси на прочность на сжатие достаточно сложны, поскольку химическая усадка связующего вещества на единицу объема больше, чем для бетона, где связующее вещество «разбавлено» заполнителем и где усадка также ограничена наличием заполнителя. Таким образом, прочность образцов смеси оказывается слишком низкой, поскольку в них могут быть микротрещины. Этого можно избежать, если использовать более маленькие образцы (часто порядка 20мм) , в данном случае были использованы образцы-кубы со стороной 50мм. Однако сразу после схватывания (т.е. твердения) формы поместили в воду так, что пустые, суженные вследствие химической усадки поры могли заполниться водой и стать менее растянутыми вследствие образования в порах менисков из воды.

Были проведены первые 4 серии испытаний с 0% и 2% нитрата кальция, а также без известнякового заполнителя и с добавлением 20% для разбавления цемента. Однако было сделано не слишком много испытаний, так что было сложно сделать вывод даже при условии, что наблюдалась тенденция – прочность образцов с 2% нитрата кальция превосходила прочность образцов без добавок. Т.о. была проведена вторая серия испытаний из 9 параллелей с 0% и 2% нитрата кальция. Прочность на сжатие оказалась равна 69±3 и 74±4 МПа соответственно. Увеличение прочности на сжатие как смеси, так и бетона с добавлением нитрата кальция свидетельствует о том, что оно не может быть обусловлено изменением граничной поверхности между заполнителем и связующим веществом, а только физическими или химическими изменениями в самом связующем веществе.

3.2.2 MIP/HeP

Были проведены 4 серии испытаний с 0% и 2% нитрата кальция, а также без известнякового заполнителя и с добавлением 20% для изучения распределения пор различного размера (MIP) и всей пористости в целом (HeP). Поскольку недавно проведенное испытание показало, что сушка при 105^{0}C может значительно повлиять на пористую структуру за счет укрупнения структуры CSH-геля, был выбран щадящий режим. Сначала воду в образцах – примерно 5мм – заменяли на этанол (этиловый спирт) на период 2 месяца. Этанола было в избытке, и на протяжении этого времени его меняли несколько раз. В результате образцы весом всего в 1,5г проходили сушку только при 50^{0}C, а не при обычных 105^{0}C, предшествующих испытаниям на MIP/HeP. Удельная поверхность; S_g (м^2/г), плотность частиц ρ_p(кг/м^3), плотность тв. вещества; ρ_s(кг/м^3), удельный объем пор; V_g (м^3/кг), удельный объем частиц; V_p(м^3/кг), пористость к проникновению ртути; ε_{Hg}=100% V_g/V_p(%), и пористость к проникновению гелия; ε_{He}=100% (1- ρ_p/ ρ_s) представлены в табл. 5 для 4 различных смесей. Распределение пор различного размера для смесей без добавок и для смесей с добавлением 20% известнякового заполнителя изображены на рис.3.

Результаты, представленные в табл. 5 показывают, что использование 2% нитрата кальция приводит к значительному увеличению общей пористости. Поскольку разница между пористостью по отношению к ртути и гелию примерно одна и та же, то объяснение кроется в размере пор, доступных к проникновению ртути. Распределение пор различного размера, изображенное на рис.3, показывает что размер пор, доступных к проникновению ртути, при добавлении в смесь 2% нитрата кальция изменяется с примерно 20нм до 10нм. ►

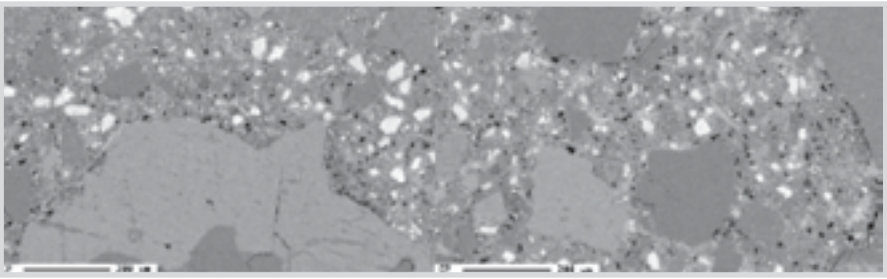


Рис.2 Внешний вид бетона без добавок (слева) и с добавлением 2% нитрата кальция (справа)

Отметим, что распределение пор различного размера, определенное по MIP, действительно показывает внутреннее устройство пор. Что касается, например, зерен Хэдли (дырки неправильной формы), находящихся в геле с небольшими порами (как видно на рис. 2), ртуть потечет через них в расположенную рядом более крупную дырку. Это серьезный недостаток метода MIP и такое явление часто называют «пузырьком для чернил» (эффект чернильницы).

DTA/TG

Термогравиметрические кривые для смеси без и с добавлением 2% нитрата кальция показали лишь незначительную разницу между этими двумя образцами. Общие потери веса при 105^{0}C несколько выше для образца без добавок (23,25%) по сравнению со смесью с добавлением 2% нитрата кальция (23,01%). Если количество химически связанной воды – 25% для 100% гидратации, потеря массы приводит к степени гидратации – 93,0% для образца без добавок и 92,0% для смеси с добавлением 2% нитрата кальция. Резкое уменьшение массы в интервале 470-520^{0}C обусловлена термическим разложением гидроксида кальция. Разница незначительна и уменьшение массы воды соответствует содержанию гидроксида кальция в смеси при 105^{0}C 11,5% для образца без добавок и 12,0% для смеси с добавлением 2% нитрата кальция. В хорошо гидратированном цементном тесте без микрокремнезема должно содержаться порядка 25% гидроксида кальция, так что примерно половина общей массы поглощается в процессе пуццолановой реакции (химическое взаимодействие порошкообразных силикатных и алюмосиликатных веществ с гидроксидом кальция или известью в присутствии влаги) при добавлении 4% микрокремнезема.

Si MAS NMR

Подробное объяснение спектра Si MAS NMR в данной работе не представлено. Спектры Si MAS NMR цементного теста без и с добавлением 2% нитрата кальция показаны на рис.4. Вклад алита и белита, не вступивших в реакцию, – это пики при -67 и -76 (мг/л или промилле), соответственно, а относительная интенсивность от этого «дублета» Q^0 – это 28/8 и 27/2 для смеси без и с добавлением 2% нитрата кальция соответственно; при этом степень гидратации для силикатных материалов – 70,0 и 71,7% (помним о 4% микрокремнезема, который полностью прореагировал). Концевая группа силикатного аниона в CSH- геле (Q^1) при 80 (мг/л или промилле) имеет относительную интенсивность 37.6 и 43.5 % для смеси без и с добавлением 2% нитрата кальция, в то время как средняя группа (Q^2) при 85 (мг/л или промилле) обладает интенсивностью 30,4 и 26,3%. Также имеется сигнал от средней группы в силикатном анионе, соединенном с тетраэдром AlO_4, $Q^2(1Al)$, при -82 (мг/л или промилле) с относительными интенсивностями 3,3 и 2,9%. Если последний включен в расчеты средней длины полисиликатного аниона, для смеси без и с добавлением 2% нитрата кальция получаются значения 3,8 и 2,2 соответственно. Это противоречит тому, что наблюдали Джастнес и Нигард (Nygaard), а именно, небольшое удлинение среднего полисиликатного аниона, когда в смесь из обычного портландцемента (+17%) и сульфатостойкого портландцемента (+5%) добавляли 5,26% нитрата кальция. Однако оба цемента и дозировки сильно различались.

Ca ($NO_3)_2$	0%	2%	0%	2%
Известняковый заполнитель	0%	0%	20%	20%
m(г)	1,66	1,39	1,65	1,32
S_g (м^2/г)	26,46	28,57	22,58	21,83
ρ_p(кг/м^3)	1,648	1,674	1,726	1,787
ρ_s(кг/м^3)	2,127	2,067	2,196	2,142
V_g(10^{-3}•м^3/кг)	0,1282	0,1029	0,1108	0,0768
V_p(10^{-3}•м^3/кг)	0,6068	0,5974	0,5794	0,5596
ε_{Hg}(%)	21,1	17,2	19,1	13,7
ε_{He}(%)	22,5	19,0	21,4	16,6

Табл. 5 Результаты испытаний смесей на пористость

SEM/EDX

Внешний вид цементных смесей без и с добавлением 2% нитрата кальция представлен на рис.5, на рис.6 – в увеличенном масштабе. Яркие гранулы, равномерно распределенные по изображению на рис.5, – это не вступившие в реакцию гранулы цемента, находящиеся в темном сером аморфном связующем веществе CSH. Светло-серые области неправильной формы – это гидроксид кальция (CH). Их не следует путать с округлыми вкраплениями микрокремнезема (некоторые из них в качестве примера отмечены на картинке SF). Единственная разница между этими двумя образцами, как видно по рисункам 5 и 6, вероятно, в том, что в смеси с добавлением 2% нитрата кальция области с гидроксидом кальция оказываются несколько большего размера. Это можно объяснить несколько меньшей растворимостью гидроксида кальция в смеси с нитратом кальция вследствие влияния общего иона (т.е. Ca^{2+}).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На 28 и 90 сутки прочность на сжатие бетона с добавлением на ранней стадии 2% Нитрата Кальция была на 10МПа выше, чем у бетона без добавок. Дополнительные ►

ethanol was in great excess and changed several times during the period. Finally, the sample pieces weighing about 1.5 g were dried only at 50^{0}C rather than the usual 105^{0}C prior to the MIP/HeP study. The specific surface; S_g (m^2/g), particle density; V(m/kg); ρ_p (kg/m^3), solid density; ρ_s (kg/m^3), specific pore volume; V_g (m^3/kg) = 100%, mercury accessible porosity ε_{Hg}=100% V_g/V_p(%), and helium accessible porosity; ε_{He}=100% (1- ρ_p/ ρ_s), are listed in Table 5 for the 4 paste mixes. The pore size distribution for neat pastes and pastes with 20% limestone filler are plotted in Fig. 3.

The results in Table 5 show that the addition of 2 % CN leads to a substantial decrease of the total porosity. Since the difference in mercury and helium accessible porosity is about the same, the difference lays in pore sizes accessible to mercury. The pore size distributions plotted in Fig. 3 show that the pore entry size for mercury is shifted from about 20 nm to10 nm when 2 % CN is included in the mix.

Note that the pore size distributions from MIP really represent pore entries. In the case of for instance coarse «Hadley grains» (irregular holes) embedded in a gel with small pores (as seen in Fig. 2), the pores around such a hole will be misinterpreted as high in numbers since the mercury will flow through them and into the larger hole. This is a serious drawback to the MIP method and the effect is often nicknamed the «ink-bottle» effect. Table 5 Results from porosity studies of pastes Pore size distribution of paste pore size (nm) Cumulative volume (vol%) Ref - MIP2% CN - MIPRef - He2% CN - HePore size distribution - paste with filler. Pore size (nm) Cumulative volume (vol%) Ref - MIP2% CN - MIPRef - He2% CN - He Fig. 3 Pore size distribution of paste without and with 2% CN (left) and paste with 20% limestone filler and without and with 2% CN (right).

DTA/TG

The thermogravimetry curves of paste without and with 2 % CN showed only marginally differences between the two samples. The total weight loss at 105^{0}C is somewhat higher for the reference (23.25 %) than for the mix with 2% CN (23.01 %). If chemical bound water is 25% for 100% hydration, the mass losses give a degree of hydration of 93.0 % for the reference and 92.0% for the mix with 2 % CN. However, if any this should contribute to an opposite effect on strength than observed. A sharp mass loss in the range 470-520^{0}C is due to the thermal decomposition of calcium hydroxide. The difference is negligible and the mass loss of water corresponds to a content of calcium hydroxide relative to the paste at 105^{0}C of 11.5% for the reference and 12.0% for the paste with 2% CN. Proper hydrated cement paste without silica fume should have in the order of 25% calcium hydroxide, so about half the content is consumed in the pozzolanic reaction of the 4% silica fume added.

Si MAS NMR

The interpretation of Si NMR spectra is described in detail elsewhere [4]. The Si MAS NMR spectra of cement paste without and with 2% CN are shown in Fig. 4. Contributions from unreacted alite and belite are peaks at –67 and –76 ppm, respectively, and the relative intensity from this «doublet» Q^0 is 28.8 and 27.2 for paste without and with 2% CN, respectively, corresponding to degree of hydration for the silicate minerals of 70.0 and 71.7 % (remembering the 4 % silica fume that has fully reacted). The end group of the silicate anion in the CSH gel (Q^1) at –80 ppm has relative intensity 37.6 and 43.5 % for

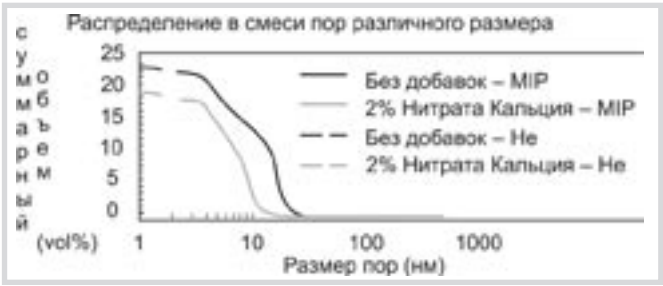


Рис.3 Распределение пор различного размера в смеси с 2% нитрата кальция и без него (слева), а также в смеси без и с добавлением 20% известнякового заполнителя и 2% Нитрата Кальция (справа)

paste without and with 2% CN, while the mid group (Q^2) at 85 ppm has intensity 30.4 and 26.3 %. There is also a signal from a mid-group in the silicate anion bridged to an AlO4-tetrahedron, Q^2(1Al), at 82 ppm with respective intensities of 3.3 and 2.9 %. If the latter is included in the calculation of the average polysilicate anion length, values of 3.8 and 2.2 are obtained for the paste without and with 2% CN, respectively. This is in contradiction to Justnes and Nygaard [4] who observed a slight elongation of the average polysilicate anion when 5.26 % CN was added to paste of OPC (+17%) and SRPC (+5%). However, bot cement types and dosage was quite different. Fig. 4 Experimental (upper) and deconvoluted (lower) 29Si MAS NMR spectra of cement past without (left) and with 2% CN (right).

SEM/EDX

An overview of cement paste without and with 2% CN is depicted in Fig. 5, while enlarged images are reproduced in Fig. 6. The bright grains evenly distributed in the images of Fig. 5 are unreacted cement grains embedded in the dark grey amorphous CSH binder. The lighter grey, irregular areas are calcium hydroxide (CH). These should not be confused with rounded, non-dispersed silica fume agglomerates (some are marked with SF in the images as examples). The only difference between the two samples as seen from the images in Figs. 5 and 6 is perhaps that calcium hydroxide seems to appear in somewhat larger cluster in the paste with 2% CN. This may be understood by slightly lower solubility of calcium hydroxide in the paste with CN due to the common ion effect (i.e. Ca^{2+}). Fig. 11 BEI overview of cement paste without (left image) and with 2 % CN (right image). Fig. 12 BEI of cement paste without (left image) and with 2 % CN (right image).

CONCLUSIONS

The compressive strength of concrete was 10 MPa higher than the reference at 28 and 90 days when 2 % calcium nitrate (CN) was added to the fresh mix. Extra specimens are stored at 20^{0}C and 100% RH to see if the strength enhancement prevails for up to 10 years.

The capillary suction test showed that concrete without and with 2% CN had no significant difference in total porosity. However, the water suction rate was somewhat slower (17%) and the time required for the water to reach the top of the specimen was somewhat longer (+25%) when 2 % CN was added. This could indicate finer capillaries or capillaries partly segmented to a higher degree. Note that specimens were dried at 105^{0}C prior to the capillary suction test.

SEM/EDX of concrete did not reveal any striking differences. The aggregate/binder interface was about the same. There appeared to be marginally more «Hadley grains» (i.e. irregular holes) in the binder of the concrete with 2% CN.

The compressive strength of binder without aggregate (i.e. paste) was about 5 MPa higher than the reference when 2 % CN was included in the recipe. Although the standard deviation was high, it is significant and points to the fact that aggregate/binder interface improvement can not explain the strength increase alone.

The paste specimen for porosity investigations were treated with a gentle ethanol/water exchange and drying at only 50^{0}C. The total porosity was then significantly less (30%) when 2% CN was included, and the majority of the pore entry sizes was reduced from ≈20 nm to ≈10 nm.

No significant difference in chemical bond water, calcium hydroxide content or degree of hydration of paste without and with 2 % CN was observed by thermal analysis. Si MAS NMR showed a significantly lower chain length of the linear polysilicate anions of the CSH gel when 2 % CN was included, which may be explained by a higher Ca/Si molar ratio of the CSH gel. SEM/EDX of the pastes indicates that calcium hydroxide may be in the form of larger clusters when CN is included, which may be understood by calcium hydroxide solubility suppression due to the common ion effect of Ca^{2+}.

As an overall conclusion, the long-term strength increase of concrete caused by the addition of 2 % calcium nitrate to the fresh mix seems to be due to lower porosity of the binder only observable by gentle drying techniques.

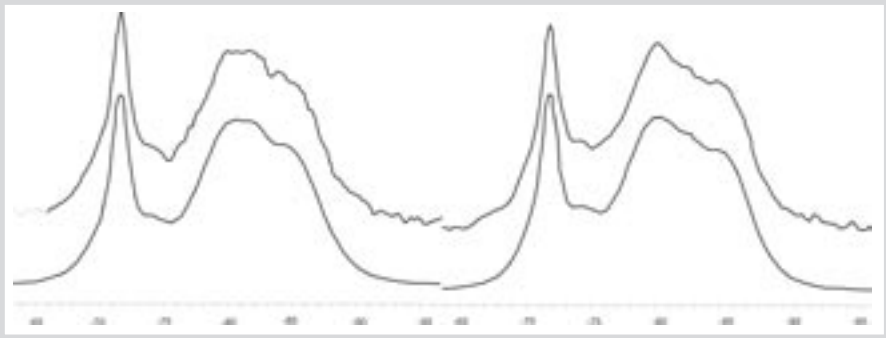


Рис.4 Спектры Si MAS NMP цементных смесей без (слева) и с добавлением 2% нитрата кальция (справа): экспериментальный спектр (сверху) и спектр, полученный путем деконволюции (восстановление сигнала методом обращения (разделения) свёртки).

образцы хранятся при 20^{0}C и 100% относительной влажности для того, чтобы убедиться, что прочность будет высокой и через 10 лет.

Испытания на капиллярное всасывание показали, что у бетона, как без так и с добавлением 2% нитрата кальция, общая пористость практически одинаковая. Однако при добавлении 2% нитрата кальция скорость проникновения воды была несколько меньше (-17%) и время, необходимое для того, чтобы вода достигла вершины образца, было несколько больше (+25%). Это может свидетельствовать о более мелких капиллярах или о частично разделенных капиллярах. Отметим, что перед проведением испытаний на капиллярное всасывание образцы проходили сушку при 105^{0}C.

Испытания бетона SEM/EDX не выявили каких-то значительных различий. Граничная поверхность между заполнителем и связующим веществом была примерно такая же. Количество «зерен Хэдли» (дырок или полостей неправильной формы) в связующем веществе бетона с добавлением 2% нитрата кальция было немного больше.

Прочность на сжатие связующего вещества без заполнителя (т.е. смеси) при добавлении 2% нитрата кальция была примерно на 5МПа больше, чем у образца без добавок. Хотя стандартные (допустимые) отклонения были велики, очень важен тот факт, что одно только улучшение граничной поверхности между заполнителем и связующим веществом не объясняет увеличение прочности.

Образцы смеси для испытаний на пористость подвергались мягкой процедуре сушки при температуре всего лишь 50^{0}C с предварительным замещением воды на этанол. Тогда общая пористость была значительно меньше (≈ 30%) при добавлении 2% нитрата кальция, и размер большинства пор уменьшился с ≈ 20нм до ≈ 10нм.

Путем термического анализа не было выявлено никаких значительных изменений количества химически связанной воды, содержания гидроксида кальция или степени гидратации смеси без и с добавлением 2% нитрата кальция. Исследования Si MAS NMP показали, что при добавлении 2% нитрата кальция длина цепочки линейных полисиликатных анионов CSH-геля стала значительно меньше, что можно объяснить большим молярным отношением Ca/Si в CSH-геле. Испытания смесей SEM/EDX показывают, что размер областей с гидроксидом кальция может стать больше при добавлении нитрата кальция, что можно объяснить снижением растворимости гидроксида кальция вследствие влияния общего иона Ca^{2+}.

В конечном итоге долгосрочный набор прочности бетона, вызванный добавлением нитрата кальция на ранней стадии вероятно,обусловлен более низкой пористостью связующего вещества, которую можно обнаружить только при использовании щадящего режима сушки. ■

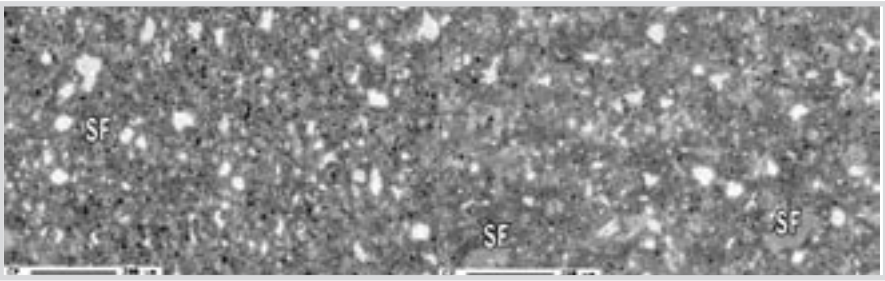


Рис.11 BEI вид цементной смеси без (слева) и с добавлением 2% нитрата кальция (справа)

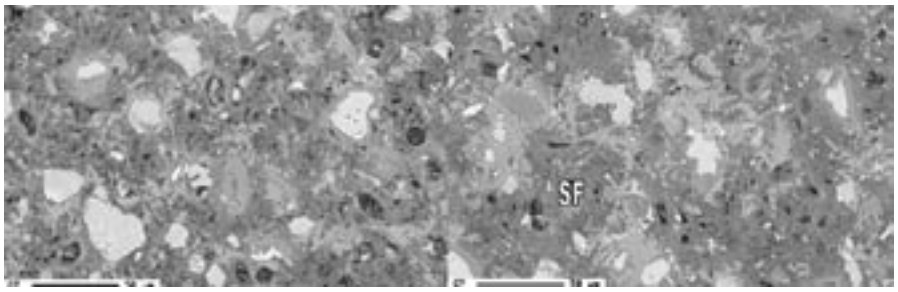


Рис.12 BEI вид цементной смеси без (слева) и с добавлением 2% нитрата кальция (справа)

За последние 35 лет мировое потребление энергоресурсов и сырья возросло почти в 10 раз, и в дальнейшем прогнозируется рост энергопотребления практически во всех странах мира. Современная энергетика базируется на углеводородных видах топлива (газ, нефть, уголь). В Каспийском регионе и Персидском заливе находится 70 и 40% мировых запасов нефти и природного газа соответственно. С учетом российских регионов, в которых сосредоточено 12 и 35% мировых запасов нефти и газа, получается соответственно 82 и 75% мировых запасов нефти и газа. Цены на энергоносители – нефть, газ, уголь - показывают стабильный рост.

Динамика роста цен на топливном рынке России позволяет спрогнозировать, что в ближайшее время тарифы на электроэнергию и тепло достигнут мирового уровня, т.е. 6-8 центов/(кВт•ч) и 15-40 долларов/Гкал.

ПРИМЕНЕНИЕ ТИТАНОВЫХ ПОЛУФАБРИКАТОВ

ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ СОВРЕМЕННЫХ УСТАНОВОК ШЕЛЬФОВОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ И ЭНЕРГОУСТАНОВОК

Ю. ШАШКОВА | Начальник Управления продаж в машиностроение ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» | г. Верхняя Салда

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В этих условиях очевидны следующие основные тенденции развития тепло- и электроснабжения:

1. Освоение труднодоступных месторождений нефти и газа шельфовой зоны Баренцева, Каспийского морей, Обско-Тазовской губы и др.
   Характер и место залегания данных источников углеводородного сырья при всей огромной перспективности открытых месторождений обуславливает высокую стоимость полученных углеводородов.
2. Дальнейшее развитие ядерной энергетики.
   Все большее число стран приходит к выводу, что для удовлетворения возрастающих энергетических потребностей в общей структуре энергетики в стране необходимо присутствие ядерной энергетики. Тем более это актуально для России, где на долю атомной энергетики приходится 16%, в то время как во Франции этот показатель составляет 78%, Японии – 34,5%, в США – 20,3%.
3. Модернизация существующих тепловых электростанций, повышение КПД тепло-энергоустановок, снижение экологической опасности данных объектов.
4. Развитие альтернативных источников энергии, а именно, возобновляемых источников энергии – геотермальные технологии, энергия приливов и т.п.

Все четыре перечисленные направления являются наукоемкими, и применяемые для реализации данных проектов технологические или энергоустановки должны отличаться большим эксплуатационным ресурсом – не менее 60 лет. Это требование распространяется на применяемые конструкционные материалы, и здесь оказались востребованы наработки военно-промышленного комплекса. Сегодня отмечается смещение внимания и относительное расширение объемов применения современных материалов в гражданских отраслях промышленности. Большое значение в рациональном использовании материальных ресурсов, повышении сроков службы и надежности оборудования имеет применение титана и сплавов на его основе, обладающих уникальным комплексом физико-механических и технологических свойств. ►

Сепаратор. Материал - титан

USE OF TITANIUM SEMI-FINISHED PRODUCTS IN THE MANUFACTURE OF MODERN OFF-SHORE OIL PRODUCTION UNITS AND ENERGY UNITS

JSC «Corporation VSMPO-AVISMA»

In the last 35 years, the world consumption of energy resources and raw materials has grown almost 10 times and, going forward, the growth of energy consumption is being forecast practically in all the countries worldwide. Modern energy sector is based on hydrocarbon types of fuel (gas, oil, coal). In the Caspian Sea Region and in the Persian Gulf there are 40% and 40% of the world reserves of oil and natural gas respectively. Inclusive of the Russian regions in which 12% and 35% of the world reserves of oil and gas are concentrated, it adds up to 82% and 75 % of the world reserves of oil and gas. The prices for energy resources – oil, gas, coal – are showing a steady increase.

The trend for rising prices in the fuel market of Russia allows us to forecast that in the near future the electricity charges and heating charges will reach the world level, i.e. 6-8 US cents/(kWt•hour) and 15-40 USD/Gcal.

The development trends of heat and electricity supplies

Under these conditions, the following principal trends in the development of the heat and electric power supplies are obvious:

1.Developing difficult of access oil and gas deposits in the off-shore area of the Barents Sea, the Caspian Sea, the Ob Tazovskaya guba, etc.

The nature and the location of these hydrocarbon deposits, with all the enormous potential of the discovered deposits, pre-determines the high cost of the hydrocarbons produced.

2.Further development of nuclear energy.

More and more countries wake up to the realization that in order to satisfy the ever growing energy requirements in the overall structure of energy in the country, the presence of nuclear energy is necessary. This is especially true of Russia where nuclear energy accounts for 16%, whereas in France this indicator is at the level of 78%, in Japan – 34.5%, in the USA – 20.3%.

3. Upgrading the existing thermo electric power utilities, increased performance factor of the thermo electric power units, lowering the environmental hazard of these facilities.

4. Developing alternative sources of energy, namely, renewable sources of energy – geothermal technologies, tide energy, etc.

All the four above mentioned activities are science intensive and the manufacturing units or energy units used to implement these projects have to stand out in having a lengthy life span, i.e. no less than 60 years. This requirement applies to the structural materials used, and here some of the achievements of the military industrial complex have proved to come in useful. Today one can observe a shift in focus and relative expansion of the volumes in which modern materials are used in civilian sectors of industry. Great importance in the rational use of material resources, in lengthening the service life and raising the reliability of the equipment, is attached to the use of titanium and titanium based alloys which possess a unique set of physical, mechanical and technological properties. So, let us consider the prerequisites and the causes of the use of titanium in the implementation of the above mentioned projects.

Titanium for the Off-Shore Oil Production Facilities

For oil and gas production systems for the continental shelf, the unique resistance to destruction of titanium in the hydrogen sulfide medium is worthy of a special mention, with hydrogen sulfide being always present in this or that concentration in the mixture of oil and gas products obtained from the formation. OAO Corporation VSMPO-AVISMA» together with DOAO «Central Design Office for Oil Equipment» has carried out research into the corrosion resistance of the volume produced titanium alloys in the hydrogen sulfide containing media in oil and gas production. The tests were conducted under laboratory and industrial conditions in the following technological media:

1) corrosive media saturated with hydrogen sulfide and complying with NACE TM 01-77 and TM 02-84 Standards;
2) diethylene glycol solutions saturated with salt and acid impurities under regeneration conditions;
3) diethanolamine solutions saturated with hydrogen sulfide under sulfur cleaning and regeneration conditions. ПТ-3В, Вт1-0, ОТ-4 alloys under the above conditions are susceptible to corrosion destruction in terms of general and pitting corrosion. It is also noteworthy that titanium alloys have exceptional resistance to high concentrations of chlorine ions; in the meantime in the formation water, the concentration of this agent is 2 times higher than in the outboard sea water, chlorine ions concentrations being 39260 mg/liter and 18650 mg/liter respectively. All these matters need to be taken into account when developing the design documentation and issuing the requirements for the materials to be used. By way of an example, in Table 1, there are recommendations for the engineering organization KBR in the assignment issued for the reconstruction of «HUTTON» rig for MLSP «Prirazlomnaya». While analyzing these recommendation one cannot but pay attention to the fact that on steel pipes a provision is made for the corrosion stock margin in the amount of 6 mm each side. Taking into consideration the difference in the specific gravity of titanium and steel, the mass of 1 meter of length of pipe, Dia 200 from titanium will equal 12.2 kg while the pipe from steel 09Г2С – 51.78 kg.

Titanium does not require stock margin allowed for corrosion, therefore the equipment can be designed in such a way as to satisfy the minimum mechanical strength requirements and the requirements with respect to the possibility of handling it. Owing to exceptionally high corrosion resistance of titanium, even in heavily contaminated sea water at temperatures of up to 130^{0}C, the titanium surfaces are not subjected to corrosion or erosion under the conditions which cause quick destruction of other metals and alloys. Titanium is resistant to crevice corrosion in sea water at temperatures of up to 80^{0}C, while for some stainless steels the limit is at 10^{0}C.

The lessons drawn from expensive mistakes made with the choice of less resistant materials for service in aggressive media have not gone wasted. Under sea conditions the cost of replacement of a component is several times as high as on land. Besides, the down time of an off-shore oil rig caused by wrec-

Трубный пучок (слева) и корпус (справа) дистилляционной опреснительной установки. Материал – титан

Итак, рассмотрим предпосылки и причины применения титана при реализации выше перечисленных проектов.

ТИТАН ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ШЕЛЬФЕ

Для нефтегазодобывающих систем континентального шельфа особо стоит отметить уникальную стойкость титана к разрушению в среде сероводорода, который в той или иной концентрации всегда присутствует в смеси нефтегазовых продуктов, получаемых из пласта. ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» совместно с ДОАО «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры» проведены исследования коррозионной устойчивости серийных титановых сплавов в сероводсодержащих средах нефтегазодобычи. Испытания проводились в лабораторных и промышленных условиях в следующих технологических средах:

1) коррозионные среды, насыщенные сероводородом и соответствующие стандартам NACE TM 01-77 и TM 02-84;
2) растворы диэтиленгликоля, насыщенные примесями солей и кислот, в условиях регенерации;
3) растворы диэтаноламина, насыщенные сероводородом, в условиях сероочистки и регенерации. Сплавы ПТ-3В, Вт1-0, ОТ-4 в указанных условиях не подвержены поверхностному коррозионному разрушению по общей и питтинговой коррозии.

Также следует отметить исключительную стойкость титановых сплавов в повышенных концентрациях хлор-иона, а в пластовой воде концентрация данного реагента в 2 раза выше, чем в забортной морской воде, концентрация хлор-иона 39260 мг/л и 18650 мг/л соответственно. Все эти вопросы необходимо учитывать при разработке КД и выдаче требований к применяемым материалам. Для примера в табл. 1 приведены рекомендации проектной организации KBR в задании, выданном для реконструкции платформы «HUTTON» для МЛСП «Приразломная». Анализируя эти рекомендации, нельзя не обратить внимание, что на стальных трубопроводах закладывается припуск на коррозию в размере 6 мм на сторону. С учетом разницы в удельном весе титана и стали, масса 1 п.м. трубы на Ду200 из титана составит 12,2 кг, а из стали 09Г2С-51,78 кг.

Титан не требует припуска на коррозию, так что оборудование может быть спроектировано так, чтобы удовлетворялись минимальные требования к механической прочности и к возможности манипулирования им. Благодаря исключительно высокой коррозионной стойкости титана даже в сильно загрязненной морской воде при температурах до 130^{0}С, поверхности титана не подвержены коррозии и эрозии в условиях, которые вызывают быстрое разрушение других металлов и сплавов. Титан стоек ►

Панорама ВСМПО

к щелевой коррозии в морской воде при температурах до 80^{0}С, в то время как для некоторых нержавеющих сталей пределом является 10^{0}С.

Уроки, извлеченные из дорогостоящих ошибок, связанных с выбором менее стойких материалов для работы в агрессивных средах, не прошли даром. В условиях моря стоимость замены компонента в несколько раз выше, чем на суше. Кроме того, простои морской платформы в связи с авариями приносят огромные убытки, которые несопоставимы с кажущейся экономией при применении менее дорогостоящих материалов. Выбор титана с самого начала в сочетании с рациональным проектированием, изготовлением, монтажом и эксплуатацией служит предпосылкой для безопасной и надежной работы оборудования на весь плановый период эксплуатации (для морских платформ он достигает 70 лет).

ТИТАНОВЫЕ СПЛАВЫ В АТОМНОМ И ТЕПЛОВОМ ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИИ

Атомные электростанции располагаются обычно вблизи крупных потребителей электроэнергии – больших городов и промышленных районов с энергоемкими предприятиями.

В силу этого обстоятельства приобретают особое значение вопросы технической и экологической безопасности, а также экономической эффективности использования блоков АЭС на протяжении всего расчетного ресурса, что составляет не менее 40 лет, а также и основного электрогенерирующего и теплофикационного оборудования, ресурс работы которого должен быть не менее расчетного ресурса реактора.

После ввода в 1989 г. нового комплекса нормативов по безопасности начинаются масштабные мероприятия по реконструкции основного и вспомогательного оборудования действующих АЭС. Одно из мероприятий предусматривает реконструкцию теплообменного оборудования с применением титановых сплавов – это касается и парогенераторов, и конденсаторов [1].

Большой опыт применения титановых сплавов накоплен в атомных электроустановках (АЭУ) в отечественном судостроении, изготовлено около 12 тысяч теплообменных аппаратов и 3 тысячи парогенераторов.

Трубные системы парогенераторов являются ответственнейшей частью транспортных АЭУ. Именно эта часть является самой уязвимой из-за коррозионного растрескивания под воздействием хлоридов и кислорода при применении сталей аустенитного класса. Если со стороны первого контура коррозионное растрескивание можно предотвратить применением чистой воды – бидистиллята и надежной замкнутостью контура, то чистоту от хлоридов и кислорода второго контура, связанного с турбинной установкой, обеспечить очень трудно, тем более в условиях работы на морской воде или сильноминерализованной. Водный режим второго контура часто нарушался, несмотря на очистку воды по жестким режимам, что приводило к течи и нарушению радиационного режима. Кроме того, очень трудно обеспечить герметичность труб из аустенитных сталей второго контура от гелиевых течей в местах сварки. Титановые сплавы, наоборот, принципиально не склонны к коррозионному растрескиванию при наличии в контуре хлоридов и кислорода.

Это подтверждается и многолетней практикой использования титановых сплавов для строительства подводных лодок и судовых энергетических установок, а также опытом работы с 1956 года титана в составе опреснительных установок. Титан марки ВТ1-0 (или зарубежный аналог Gr2) прекрасно себя зарекомендовал для изготовления конденсаторов АЭС. Как конструкционный материал для этих целей, он сочетает в себе высокую коррозионную стойкость с необходимыми физическими и механическими свойствами. Несмотря на большие различия в теплопроводности титана марки Вт1-0 и сплава МНЖ, высокая механическая прочность и коррозионная стойкость позволяют применять в конструкциях минимальные толщины. Так, сегодня для изготовления конденсаторов на АЭС применяются титановые сварные трубы с толщиной стенки 0,4-0,5 мм. Следует отметить, что высокой коррозионной устойчивостью характеризуется не только основной материал, но и сварные соединения без проведения каких-либо специальных мероприятий, что нельзя сказать про аустенитно-ферритные стали.

Еще одно уникальное свойство титана – низкая адгезия, что осложняет процесс накипеобразования на поверхности теплообменных трубок и тем самым длительное время сохраняются первоначальные характеристики теплопроводности материала. Медно-никелевые сплавы, наоборот, склонны к образованию отложений на поверхности. Но самое опасное в этом случае – развитие точечной и щелевой коррозии в местах отложений с последующим образованием свищей. При этих видах коррозии процессы износа конструктивных элементов происходят намного быстрее. При проведении теплотехнических расчетов вводят поправочный коэффициент, учитывающий образование отложений на теплообменных поверхностях: такой коэффициент для медно-никелевых сплавов принимают►

Система забортной воды	Все трубопроводы	Титан сорт 2	Титан Вт 1-0
Хранение нефти	Забортная вода Отгрузка нефти	Титан сорт 2 Углер. Сталь +3мм на коррозию	Титан Вт 1-0 09Г2С
Обработка пластовой воды	До гидроциклонов	Углер. Сталь +6мм на коррозию	09Г2С
Система противопожарного водоснабжени	Все трубопроводы	Титан сорт 2	Титан Вт 1-0

Табл.1 Материалы для трубопроводов (рекомендации KBR для Приразломной)

ks incur huge damage which are beyond comparison with a seeming saving achieved as a result of using less expensive materials. The choice of titanium from the very outset in combination with rational design engineering, manufacture, installation and operation serves as a prerequisite for safe and reliable operation of the equipment for the entire planned period of service (for off-shore oil rigs it may be as long as 70 years).

Titanium Alloys in Nuclear and Thermal Energy Machine Building

Nuclear Electric Power Stations are usually sited next to major users of electric power, i.e. large cities and industrial cities with energy intensive enterprises.

Due to this circumstance, matters of technical and environmental safety take on special significance, as well as economic efficiency of using nuclear electric power units throughout the whole calculated life span which normally amounts to no less than 40 years, as well as that of the principal electric power generating and heating equipment whose life span must no less than the calculated life span of the reactor.

After introducing in 1986 a new set of safety standards, large scale measures got underway, aimed at reconstructing the principal and auxiliary equipment of the existing nuclear electric power stations. One of the measures contemplated the reconstruction of the heat exchange equipment with the use of titanium alloys – that applied to steam generators and condensers [1].

Vast experience in using titanium alloys has been accumulated in nuclear electric power units in the national ship building; about 12 thousand heat exchange units and 3 thousand steam generators have been produced.

The piping systems of the steam generators are the most critical part of the transport nuclear electric power units. It is this particular part that is the most vulnerable due to corrosive cracking under the effect of chlorides and oxygen when austenite class steels are used. Whereas on the side pf the first circuit corrosive cracking can be prevented by using pure water, i.e. bi-distillate and reliably enclosed circuit, the freedom from chlorides and oxygen of the second circuit linked with the turbine unit is very difficult to ensure, the more so because it is operated under sea water conditions or heavily mineralized water conditions. The water conditions of the second circuit had been often violated despite the purification of water to stringent requirements which used to cause leaks and breach the radiation regime. Apart from that, it is very difficult to ensure tightness of the pipes from austenite steels of the second circuit against helium leaks in the welding spots. Titanium alloys, on the contrary, are not fundamentally inclined to corrosive cracking when there are chlorides and oxygen present in the circuit.

This is also confirmed by many years of practical use of titanium alloys for the construction of submarines and vessel energy units as well as by the working experience since 1956 of titanium being part of desalination units. Titanium, grade BT1-0 (or international equivalent Gr2) has shown itself to be remarkable for the manufacture of condensers of the nuclear electric power stations. As structural material for these purposes, it combines high corrosion resistance with the necessary physical and mechanical properties. Despite great differences in heat transfer of titanium, grade Вт1-0, and МНЖ alloy, its high mechanical strength and corrosion resistance allow minimum thicknesses to be used in structures. Thus, for example, for the manufacture of condensers at the electric power stations, titanium welded pipes with wall thickness of 0.4-0.5 mm are being used to produce condensers at the nuclear electric power stations. It has to be noted that high corrosion strength does not typify the basic material only, it is typical of the welded joints as well, without carrying out any special measures which is more than one can say about austenite ferrite steels.

And another unique property of titanium, i.e. low adhesion which makes the process of scale formation on the pipe surfaces of the heat exchangers difficult and that retains for a long time the initial characteristics of the material heat transfer. Copper nickel alloys, on the contrary, are inclined to form build-ups on the surface. However, the most dangerous thing in this

case is the development of spot and crevice corrosion in the build-up areas followed up by blister formation. Given these types of corrosion, the process of wear on the structural members proceeds much faster. When making thermal and technical calculations, a correction factor is introduced which takes into account the formation of build-ups on the heat exchange surfaces: such a co-efficient for copper nickel alloys is assumed to be equal to 0.86-0.88, while for titanium it is assumed to equal 0.98. Thus, given the wall thicknesses used, the significant difference in the heat transfer of the two structural materials is leveled off virtually completely.

The principal reason for the use of titanium in the condensers is the absolutely unsatisfactory corrosion resistance of the condenser pipes, conventionally made from copper and copper nickel alloys or from corrosion resistant steels of the austenite class. Especially low corrosion resistance was observed when using sea water as coolant. Apart from high corrosion resistance of titanium, (at the level of noble metals) in sea water, the use of titanium also produces an economic effect through the lengthening of the life span, reducing repairs, and also a great environmental result is produced since technical and waste waters are not contaminated with copper ions which, today, causes a huge problem practically for all the electric power stations which use condensers with brass heat exchanger pipes.

Thus, in the medium of brine sea the water, chemically prepared titanium, grade Вт1-0, demonstrates remarkable operating properties and guarantees the operability of the structure throughout the necessary life span, i.e. no less than 40 years.

VSMPO-AVISMA is the world's leader in titanium production.

OAO «Corporation VSMPO-AVISMA» is Russia's only and the world's largest producer of titanium and products from titanium. In its 75 years' history the corporation has established itself as a vertically integrated major enterprise with a unique set of production facilities to manufacture semi-finished products from titanium and aluminum alloys.

In the last 10-15 years, consistent technical and economic policy of VSMPO has been pursued aimed at more in-depth processing of the semi-finished products, made from titanium and titanium alloys; this is borne out by a number of successfully implemented construction projects of the new production facilities:

1. a unique complex for machining stampings is being developed. Complex titanium products are to be machined here which are to be used in aircraft and ship building. Thus, for example, for an international company, a stamping, weighing more than 5 tons, is being machined now and this kind of operation has already become a volume operation for us.
2. A ring rolling complex has also distinguished itself as a successfully operating facility.

In 6 years we have gone a long way from prototype and testing work to volume production of critical parts for aircraft and engine manufacture, large size rings for chemical machine building, etc.

3. For more than 10 years the machine building complex has been in operation.

More than 700 units of equipment from titanium alloys have been produced for energy projects, chemical and metallurgical branches of industry.

In 2005-2006, the machine building complex did a lot of work in order to develop normative documentation and to introduce into volume production titanium pipes of large diameter as well as shaped products for construction of the sea ice resistant oil rig «Prirazlomnoe».

4. In order to resolve the issue of lacking authorized normative framework for titanium semi-finished products, our company, together with he Federal State Run Unitary Enterprise TSNII KM «PROMETEY», the leading metal materials research institute in the field of ship building and nuclear electric power units, since 1996, has been pursuing work aimed at certification tests of titanium alloys, working out technical requirements and coordinating them with supervision authorities. 6 technical requirements have been developed and placed into effect for titanium semi-finished products for nuclear energy sector projects.

равным 0,86-0,88, а для титана – 0,98. Таким образом, с учетом применяемых толщин стенок практически полностью нивелируется значительная разница в теплопроводности двух конструкционных материалов.

Основная причина применения титана в конденсаторах – совершенно неудовлетворительная коррозионная стойкость конденсаторных труб, изготавливаемых традиционно из медных и медно-никелевых сплавов или из коррозионностойких сталей аустенитного класса. Особенно низкая коррозионная стойкость наблюдалась при использовании в качестве охладителя морской воды. Кроме высокой коррозионной стойкости титана (на уровне благородных металлов) в морской воде, применение титана дает и экономический эффект – за счет продления ресурса, сокращения ремонтных работ, а также и большой экологический эффект, т.к. отсутствует загрязнение технических и сбросных вод ионами меди, что является сегодня большой проблемой практически для всех электростанций, использующих конденсаторы с латунными теплообменными трубками.

Итак, в среде морской солоноватой воды химически подготовленны титан марки Вт1-0 демонстрирует прекрасные эксплуатационные свойства и гарантирует работоспособность конструкции на протяжении необходимого ресурса – не менее 40 лет.

ВСМПО-АВИСМА – МИРОВОЙ ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ ТИТАНА

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» – единственный в России и крупнейший в мире производитель титана и изделий из него. За свою 75-летнюю историю корпорация сформировалась как вертикально-интегрированное крупное предприятие с уникальным набором производственных мощностей по выпуску полуфабрикатов из титановых и алюминиевых сплавов.

В течение последних 10-15 лет проводится последовательная техническая и экономическая политика ВСМПО, направленная на более глубокую переработку выпускаемых полуфабрикатов из титана и титановых сплавов, – это подтверждает целый ряд успешно осуществленных проектов строительства новых производственных мощностей:

1. Развивается уникальный комплекс механической обработки штампованных заготовок. Здесь обрабатываются сложные титановые изделия, которые применяются в авиастроении, судостроении. Так, для одной из зарубежных фирм проводится механическая обработка штамповки весом более 5 тн, и данная работа уже является для нас серийной.
2. Успешно зарекомендовал себя кольцерасскатный комплекс.
   За 6 лет работы пройден большой путь от опытных работ до серийного изготовления ответственных изделий для авиа- и двигателестроения, крупногабаритных колец для химического машиностроения и т.п.
3. Более 10 лет работает машиностроительный комплекс.
   Изготовлено более 700 единиц оборудования из титановых сплавов для объектов энергетики, химической и металлургической отраслей промышленности. Машиностроительным комплексом в 2005-2006 гг. проведена большая работа по разработке нормативной документации и постановке в серийное производство титановых труб большого диаметра и фасонных изделий для строительства морской ледостойкой платформы «Приразломное».
4. С целью решения вопроса отсутствия разрешенной нормативной базы по титановым полуфабрикатам нашим предприятием совместно с ФГУП ЦНИИ КМ «ПРОМЕТЕЙ» – ведущим материаловедческим институтом в области судостроения и атомных энергоустановок, начиная с 1996 года проводились и проводятся работы по проведению аттестационных испытаний титановых сплавов, разработке технических условий и согласованию их в надзорных органах. Разработано и введено в действие 6 технических условий на титановые полуфабрикаты для объектов атомной энергетики.

ПЕРЕЧЕНЬ РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ.

Разработаны и одобрены Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору для применения при изготовлении оборудования и трубопроводов энергоблоков атомных станций, рабочей средой которых является вода, следующие технические условия (основание – письмо №06-07/133 от 03.02.06):

1. ТУ 1825-566-0750017-2005 «Листы и плиты из титана марок ВТ1-00, ВТ1-0 и титановых сплавов марок ОТ4-1В, ПТ-3В, ПТ-6с, ВТ6 для оборудования объектов использования атомной энергии»;
2. ТУ 1825-571-0750017-2005 «Прутки катанные из титана марок ВТ1-00, ВТ1-0 и титановых сплавов марок ОТ4-1В, ПТ-3В, 3М и ВТ6 для оборудования объектов использования атомной энергии»;
3. ТУ 1825-573-0750017-2005 «Трубы бесшовные холоднодеформированные из титана марок ВТ1-0, ВТ1-00 и титановых сплавов марок ОТ4-1В, ПТ-7М, ПТ-1М, предназначенные для оборудования объектов использования атомной энергии»;
4. У 1825-574-0750017-2005 «Трубы горячедеформированные из титана марок ВТ1-0, ВТ1-00 и титановых сплавов марок ВТ6, ПТ-3В, ОТ4-1В, предназначенные для оборудования объектов использования атомной энергии»;
5. ТУ 1825-582-0750017-2005 «Прутки катанные из титанового сплава марки ВТ16 для оборудования объектов использования атомной энергии»; ■

624760, Свердловская обл.,
г. Верхняя Салда, ул. Парковая, 1
т/ф.: (34345) 21795
shashkova@vsmpo.ru

ООО «Заслон»

ООО «Заслон» является официальным дилером заводов: ОАО «ГАЗАППАРАТ», ФГУП «НПП «Алмаз» НПЦ «Газатрон-С», ООО Завод «РОСПРОМГАЗ», ООО «Газэнергопром»

- Комплексная поставка промышленного и бытового газового оборудования
  - Регуляторы давления газа
- Фильтры газовые
  - Счетчики газа промышленные и бытовые
- Пункты газорегуляторные шкафные
  - Газогорелочные устройства
- Сигнализаторы загазованности
  - Краны газовые

410030, г. Саратов, ул. Соколовая, д.108, кв. 2
zaslon@renet.ru zaslon@san.ru www.ooozaslon.ru
т./ф.: (8452) 28-78-97 23-50-78 23-62-01 23-52-31

ООО «КАМЫШИНСКИЙ ОПЫТНЫЙ ЗАВОД»
НЕФТЕНАЛИВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1 Нижний слив ж/д вагонов УСН-150, 175, 200 с пружинным компенсатором, с паровой рубашкой, гидрорециркуляцией. Шарниры двухрядные, замена манжет без разборки шарниров, прижим захватов независимый.

2 Верхний налив (слив) ж/д вагонов УНЖ 6-100 с автоматическим и ручным прекращением налива, с цельной или телескопической опускной трубой, с герметизированным наливом и отводом паров, опорный шарнир спаренный.

3 Герметизированный налив в автоцистерны АСН-80-02, АСН-100А

4 Счетно-дозирующий комплекс СДК

5 Налив (слив) в речные и морские танкеры СР-250 R 8,6; 12; 15 м
В четырехрядных шарнирах замена манжет производится без демонтажа изделия и без разборки шарниров.

403888, Волгоградская обл.,
г.Камышин-18, пос. Нефтебаза
т./ф.: (844-57) 9-20-60, 9-61-32
www.koz.ru

В настоящее время в проведении буровых работ используются получившие широкое распространение винтовые забойные двигатели (ВЗД) различных модификаций.
К сожалению, работа двигателя данного вида крайне ограничена и, как правило, не превышает 150 часов. Исходя из этого, остро встает вопрос о капитальном ремонте ВЗД всех видов.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ РОТОРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Основной, наиболее часто встречающейся причиной выхода из строя ВЗД является износ статора и ротора рабочей пары ВЗД. Пути ремонта статора известны и широко практикуются всеми предприятиями, занимающимися ремонтом. Наиболее остро стоит вопрос о быстром недорогом ремонте роторов рабочей пары ВЗД всех видов.

Анализ дефектов показал, что выход из строя ротора происходит по причине язвенной коррозии поверхностного хромированного слоя по принципу мейзинг-коррозии (CO_2). По результатам осмотра большого количества роторов было установлено, что из строя выходит примерно 20-25% хромированной поверхности. Нарушенная поверхность ведет к быстрому износу резины статора и, как следствие, к прекращению работы рабочей пары ВЗД, так как она перестает воспринимать давление и останавливается.

За последние годы был предпринят ряд попыток ремонта роторов. Как правило, это были технологии с применением термического (газопламенное напыление) и механического(обработка холодной резкой) воздействия на ротор. Все эти технологии были достаточно дороги и трудоёмки, что по стоимости соизмеримо с изготовлением нового ротора. Возможность реального восстановления появилась только с появлением новых зарубежных технологий.

Учитывая затраты при напылении и при условии экономии металла (используется вышедший из строя ротор), при механической обработке удешевление восстановленного ротора от нового составляет, по нашим расчетам, примерно 35-45%.

1. Мы разработали уникальный метод восстановления роторов винтовых забойных двигателей по более прогрессивной и недорогой технологии, которая позволяет:
   - Избежать повторной термической и механической обработки роторов.
   - Упростить технологический процесс.
   - Уменьшить время ремонта рабочей пары.
   - Снизить стоимость восстановленного ротора.
   - Избежать повторного возникновения мейзинг-коррозии на восстановленных участках.
   - Использовать многократно (до пяти раз) вышедшие из строя роторы.
2. Данные технологии основаны на применении клеев и композитов фирмы «Henkel» (Германия).

На сегодняшний момент проведены испытания более 70 рабочих пар разных видов. Статистика показала, что восстановленные по нашей технологии роторы работают не меньше, а зачастую даже больше, чем новые и восстановленные по другим технологиями рабочие пары.

Так, средняя наработка на рабочие пары Д2-195 составила 155,6 часа (при гарантии завода-изготовителя на новую рабочую пару – 100 часов), а стоимость ниже от стоимости новой.

Исходя из статистики, мы считаем очень перспективной дальнейшую технологию и рекомендуем организацию массового ремонта рабочих пар методом клеевых технологий, что приведет к значительному удешевлению бурения.

Наша компания предоставляет услуги по восстановлению рабочих органов ВЗД всего перечня оборудования, выпускаемого в России, а также готовы предложить услуги по восстановлению ВЗД импортного производства.

Применяя на практике новые, отработанные в мире технологии концерна «Henkel», мы убедились в том, что они широко применимы и могут закрыть значительную часть вопросов, связанных с восстановлением и ремонтом всех видов оборудования.

Мы всегда открыты для сотрудничества и рассматриваем разные варианты совместных работ.

Цены на восстановление секции рабочих органов ВЗД (без учета НДС):
- Д1-105 – 50 423,73 руб./шт.
- Д2-127(L=2310мм.) – 86 949,16 руб./шт.
- Д5-195(L=2800мм.) – 161 695,00 руб./шт.
- Д3-195(L=3400мм.) – 192 500,00 руб./шт.

Надеемся установить долгосрочное и взаимовыгодное сотрудничество.

ТОЧКА ОПОРЫ

614068, г. Пермь,
ул. Данщина, 5, оф. 322
т./ф.: (342) 218-21-23,
218-32-95, 210-31-69
tochka_opory@mail.ru
www.tochkaopory.perm1.ru

Сегодня внимание многих нефтегазодобывающих компаний устремлено на освоение шельфовых месторождений, представляющих особый интерес для развития экономики. К таковым, например, относится разработка нового месторождения в юго-восточном секторе Баренцевого моря – строительство морской ледостойкой платформы (МЛСП) «Приразломная».

ПРИМЕНЕНИЕ ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ В ОБОРУДОВАНИИ ДЛЯ ДОБЫЧИ ГАЗА

С.В. ИЛЬИН ген. директор ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» г. Зеленодольск

Аналогов МЛСП «Приразломная» еще не было. Это первое в мире подобное сооружение, и работы по созданию МЛСП «Приразломная» являются уникальными, требующими от проектных организаций и предприятий – участников проекта – новых нестандартных инженерных решений. Проведение работ по обустройству месторождения осуществляется только отечественными силами. ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» выиграло тендер на поставку клапанов невозвратных для строительства МЛСП «Приразломная». На исход тендера повлияло то, что именно нашим предприятием разработана и изготавливается арматура из титановых сплавов, имеющих исключительную коррозионностойкость и долговечность.

Оборудование из титановых сплавов завод производит в течение последних лет для нужд предприятий ОАО «Газпром», в частности – для ООО «Газпром добыча Астрахань», которое ведет добычу высокосернистого газа с содержанием H_2S и CO_2 до 25% по объему каждого. В соответствии с результатами проведенных научно-исследовательским институтом природных газов и газовых технологий – (ООО «ВНИИГАЗ») исследований стойкости титановых сплавов в условиях сред Астраханского газоконденсатного месторождения следует, что корпусные детали такого оборудования способны эксплуатироваться без замены не менее 60-ти лет.

Наравне с этим, завод совместно с одним из московских институтов (за дополнительной информацией можно обратиться в управление маркетинга завода) применил уникальный метод покрытия нитридом титана основных деталей оборудования, подвергающихся наиболее интенсивному воздействию агрессивной среды.

Оборудование из титановых сплавов завод начал выпускать в 2003 году, когда совместно с ООО «Газпром добыча Астрахань» и ООО «ВНИИГАЗ» была выработана стратегическая линия по применению титановых сплавов в оборудовании для добычи газа, газоконденсата и ОАО «Газпром» разработана программа по импортозамещению оборудования. В процессе реализации данной программы были проведены совместные комплексные исследования различных титановых сплавов на коррозионностойкость в агрессивной среде NACE MR0175, на прочность и долговечность, выбраны материалы, полностью удовлетворяющие требованиям по коррозионностойкости. Результаты испытаний подтверждают также отсутствие протекания электрохимической коррозии между титановыми сплавами работающего совместного оборудования. В связи с этим мы рады пригласить к сотрудничеству в области поставок указанного оборудования все российские и зарубежные компании, добывающие газ и газоконденсат с повышенным содержанием сероводорода.

Одновременно заводом выбрана стратегическая линия по развитию в направлении оснащения оборудованием северных газоконденсатных месторождений ОАО «Газпром». За достаточно короткое время нами освоено и введено в производство газодобывающее оборудование на давление от 21 до 70 МПа, которое успешно прошло входной контроль в ОАО «Газпром» и в настоящее время поставляется в структурные подразделения ОАО «Газпром». В частности, это арматура фонтанная и узлы обвязок газовых скважин.

Также на нашем предприятии высоко развито металлургическое производство, выпускающее отливки из черных и нержавеющих сталей, легких, цветных и титановых сплавов. В 1995 году завод вышел на мировой рынок производства титановых отливок для химической, нефтяной и газовой промышленности и специализируется на поставке литья для запорной и регулирующей арматуры, деталей насосного и другого оборудования для России и стран Западной Европы, Азии, Америки, Австралии. Производство титанового литья сертифицировано регистром «Ллойд», технология изготовления и стадий контроля титанового литья также сертифицированы на соответствие стандартам норвежской нефтегазодобывающей промышленности «NORSOK». Производство титановых отливок, включая механическую обработку, соответствует требованиям EN ISO 9001:2000, что подтверждено сертификатом TÜV NORD (рег. № 78 100 7840). ■

Рис. 1

Рис. 2

ПОЛНЫЙ КОМПЛЕКС УСЛУГ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УРАЛТЕХМАРКЕТ

ПОСТАВКА ПРИБОРОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ АВТОМАТИКИ

ЗАО «УРАЛТЕХМАРКЕТ» является официальным дистрибьютором фирм:

- DANFOSS (Дания)
  Преобразователи частоты
  Устройства плавного пуска
  Мотор-редукторы
  Датчики
- MOELLER (Германия)
  Коммутационное оборудование
  Распределительное оборудование
  Промышленная автоматизация
  Приборы управления и сигнализации

инжиниринговым партнёром:

- OMRON (Япония)
  Компоненты для автоматизации
  Приводная техника
  Датчики и системы безопасности
  Программируемые контроллеры

Современная и надежная техника наших партнеров гарантирует долговременную работу и безопасную эксплуатацию оборудования и систем.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

ЗАО «УРАЛТЕХМАРКЕТ» оказывает полный комплекс услуг по разработке автоматизированных систем управления технологическими процессами в металлургии, машиностроении, нефте- и газодобыче, теплоэнергетике, горнодобывающей промышленности, водоснабжении.

СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

В составе ЗАО «УРАЛТЕХМАРКЕТ» действует Официальный сервисный центр компаний DANFOSS и OMRON.
Гарантийный срок на поставляемое оборудование до 3 лет.

НАДЕЖНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
В СООТВЕТСТВИИ С ИНДИВИДУАЛЬНЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ ЗАКАЗЧИКА

620043, г. Екатеринбург
ул. Начдива Васильева, д. 1,
корп. 4, оф. 301
т./ф.: (343)269-75-62, 217-93-51
info@uraltm.ru, www.uraltm.ru

1895
ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького»

АК БАРС ХОЛДИНГ
ОАО «Холдинговая компания «АК БАРС»

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- Строительство судов и кораблей всех типов, классов и назначений, в том числе на воздушной подушке (из судостроительной стали и алюминиево-магниевых слоев).
- Изготовление морских специальных плавучих объектов и металлоконструкций для шельфовой зоны.
- Оборудование для нефтяной и газовой промышленности, в том числе буровое оборудование, задвижки, трубопроводная арматура (в том числе из титановых сплавов), установки для капитального ремонта скважин
- Судовое оборудование.
- Черная и цветная металлургия, титановое литье.
- Изготовление крупных металлоконструкций.

В данном номере опубликована статья ген.директора завода «Применение титановых сплавов в оборудовании для добычи газа»

422546, Россия, Республика Татарстан, г. Зеленодольск, ул. Заводская, 5
тел.: +7(84371) 5-76-10, ф.: +7 (84371) 5-78-00
zdship@nimb.ru, www.zdship@ru

В последние годы в России наблюдается тенденция изменения структуры разведанных запасов нефти. Это связано с выработкой крупнейших высокопродуктивных месторождений. Содержание высокопарафинистых нефтей в Российском балансе нефтедобычи постоянно увеличивается. Это затрудняет их транспортировку по трубопроводам, в железнодорожных цистернах и морским транспортом.

ПМА Д-210 – НОВОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ

ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

При транспортировке нефти в результате снижения температуры выделяются высокомолекулярные, в основном парафиновые углеводороды, которые откладываются в различных местах нефтепромыслового оборудования, в трубопроводах или цистернах и повышают вязкость нефтей. Проблема возникает уже на стадии извлечения нефти из скважины и особенно остро она ощущается в северных регионах по причине более суровых погодных условий. Наиболее остро она стоит при транспортировке нефти от месторождения высокопарафинистой нефти до магистрального трубопровода и зависит от природного состава нефти конкретного месторождения. В магистральном нефтепроводе нефть из различных месторождений усредняется.

Известны различные способы транспортировки высокозастывающей нефти. Наиболее распространённым и надежным является способ горячей перекачки. Однако печи путевого подогрева являются источником выброса вредных веществ, что ведет к увеличению платежей за загрязнение природной среды. Также не исключается возможность возникновения аварийных ситуаций, что может привести к экологическим и техническим проблемам.

В последнее время для транспортировки высокозастывающих нефтей все чаще стали применять депрессорные присадки, которые, участвуя в процессе кристаллизации парафинов, затрудняют формирование единой кристаллической структуры парафина при охлаждении нефти. Таким образом, улучшаются реологические свойства нефти, а именно: снижается температура .застывания, падает эффективная вязкость и снижаются потери напора на трение.

ОАО «Дзержинское Оргстекло» (ОАО «ДОС») имеет 40-летний опыт в разработке и производстве полимерных депрессорных присадок для масел. Специалисты Инженерно-технического центра в настоящее время ведут разработку депрессорных присадок для нефтей. Уже разработаны различные варианты рецептур депрессорной поли(мет)акрилатной присадки марки ПМА Д-210 для улучшения низкотемпературных свойств высокозастывающих нефтей, физико-химические показатели которой приведены ниже (ТУ 0257-047-55856863-2006).

Опытно-промышленный образец присадки ПМА Д-210 испытан специалистами Инженерно- технического центра ОАО «ДОС» на образцах сырой нефти в сравнении с аналогами на нефтях Кальченского ($T_{заст.}$=+3^{0}С) и Хасырейского ($T_{заст.}$=+18^{0}С) месторождений.

Достигнуто снижение температуры застывания для нефти Кальченского месторождения на 41^{0}С (при температуре ввода присадки 50^{0}С), для нефти Хасырейского месторождения на 15^{0}С (при температуре ввода присадки 50^{0}С) и на 39^{0}С (при температуре ввода 70^{0}С). Что соответствует уровню импортных аналогов.

Количество вводимой присадки в нефть 200-1000 ppm (200-1000 г/т).

На образце нефти из Ямало-Ненецкого автономного округа были проведены также испытания по влиянию депрессорной присадки ПМА Д-210 на кинематическую вязкость нефти при пониженных температурах. Результаты приведены в табл. 2.

Из табл. видно, что введение депрессорной присадки практически не влияет на вязкость нефти при температурах ►

Фото 1 / Fig. 1

PMA D-210 IS A NEW SOLUTION IN PUMPING HIGHLY CONGEALING OILS

In recent years in Russia the structure of explored oil reserves has tended to change. This has manifested itself in the depletion of major highly productive oil fields. The content of high wax bearing oils in the Russian balance of oil production is constantly rising. This makes it more difficult to transport them through pipelines, in railroad tanker cars and by sea. During oil transportation, as a result of lower temperature, high molecular, mainly paraffin hydrocarbons form which deposit in different spots of the oil production equipment, in pipelines or tanks and increase the viscosity of oils. The problem arises as early as the phase of oil extraction from the well and makes itself particularly felt in the northern regions due to more severe weather conditions. It is especially acute in the transportation of oil from the high wax bearing oil field to the mains pipeline and depends on the natural composition of the oil typical of a specific oil field. In the mains pipeline oil from various oil fields averages out.

There are several known methods of transporting highly congealing oil. The most common and reliable one is the hot pumping method. However transit heaters are a source of pollutants which leads to increased charges for environment pollution. A possibility of emergencies occurring is not to be ruled out, either, which may cause environmental and technical problems to come up. Recently for the purpose of transporting highly congealing oils, more and more often pour point depressants have come to be used which, while taking part in the paraffin crystallization process, hinder the formation of a single crystalline structure of the paraffin when oil cools down. This improves the rheological (flow) properties of the oil, namely: the setting point is reduced, effective viscosity goes down, and friction head becomes less. JSC «Dzerzhinskoe Orgsteklo» (JSC «DOS») has been in the business of developing and producing polymer based pour point depressants for oils for 40 years. The technicians of the Engineering and Technical Center are currently developing pour point depressants for petroleum. Different versions of recipes of the poly(meta)acrylate pour point depressant, PMA D-210 Grade, have been devised in order to improve the low temperature properties of highly congealing oils whose physical and chemical specifications are listed below (Technical Requirements 0257-047-55-856863-2006). The prototype of the pour point depressant PMA D-210 was tested by the technicians of the Engineering and Technical

Center of JSC «DOS» using samples of crude oil as compared to its equivalents on the oils of the Kalchenskoe Oil Field (setting point temperature = +3ºC) and of the Khasyreyskoe Oil Field (setting point temperature = +18ºC). Setting point temperature reduction was achieved for the oil of the Kalchenskoe Oil Field by 41ºC (with the temperature at which the pour point depressant was introduced being 50ºC), for the oil of the Khasyreyskoe Oil Field – by 15ºC (with the temperature at which the pour point depressant was introduced being 50ºC) and by 39ºC (with the temperature at which the pour point depressant was introduced being 70ºC). That is in line with the level of the imported equivalents.

The quantity of the pour point depressant introduced into oil is 200-1000 ppm (200-1000 grams per ton).

On the oil sample from the Yamalo-Nenetsky Autonomous Territory tests were also run to determine the impact of the pour point depressant PMA D-200 on the kinematic viscosity of the oil at low temperatures. The test results are given in Table 2. The Table shows that introduction of the pour point depressant has virtually no impact on the oil viscosity at temperatures above +20ºC, however it considerably decreases kinematic viscosity when the temperature approximates the oil setting point and expands the temperature range of the oil fluidity. The advantage of the pour point depressant is the fact that it is marketed and is available in liquid form at a temperature of over 20ºC which does not require any additional expenses to be incurred to heat it up before adding.

It is noteworthy that the efficiency of the pour point depressant depends, to a great extent, on the temperature at which it is added to oil. The pour point depressant is to be effective in oil only if it is added prior to the time of paraffin crystallization. As a rule, such a temperature must be 15-20ºC higher than the oil setting point. An additional salient feature of the PMA D-210 pour point depressant is the fact that, apart from depressant properties it also possesses dispersive properties. The use of the PMA D-210 pour point depressant allows the level of paraffin deposits on the pipe walls and those of the reservoirs to be reduced and hence reduce the frequency and cost of cleaning them. The pour point depressant helps maintain the liquid state of the flow which improves the operation of the well in the oil field, the pumpability and filterability of oil. The put-through of the pipelines increases, the cost of transporting oil by railroad tanker cars and sea goes down and the same goes for the energy use for heating up the oil flow.

In conclusion, it has to be underlined that crude oils from various oil fields significantly differ in terms of composition and contain paraffins of various structure and concentrations. There does not exist a universal depressant which could be effectively used to reduce the setting point and viscosity of all the oils. Therefore individual selection of a pour point depressant for oils of specific oil fields is needed. The Engineering and Technical Center of JSC «DOS» is in a position to carry out tests on oil samples produced in different oil fields and select the most effective recipe from a number of those available.

Внешний вид (Appearance)	**Прозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета. Допускается незначительное кол-во взвешенных или осевших частиц (Transparent liquid ranging from yellow to brown in color. An insignificant amount of suspended or precipitated particles is allowed).**
Вязкость кинематическая при 50^{0}С, (сСт), не более (Kinematic viscosity at 50^{0}C, (cSt), no more than)	50
Температура застывания, ^{0}С не более (Setting point, ºC no more than 22)	22
Массовая доля активного вещества, % не менее (Mass fraction of active substance, % no less than)	40
Растворимость в дизельном топливе (Solubility in diesel fuel)	Полная
Снижение температуры застывания *, ^{0}С не менее: (Reduction in setting point*, ºC no less than)	
• высокопарафинистой нефти, содержащей 0,05% присадки ПМА Д-210 (high paraffin oil containing 0.05% of the PMA D-210)	10
• прямогонного мазута из парафинистых нефтей, сод. 0,05% присадки ПМА Д-210 (straight-run fuel oil from paraffin oils, containing 0.05% of the PMA D-2101012)	12
* показатель является факультативным и определяется по требованию потребителя по представлению образца нефти (the indicator is optional and determined at the customer's request upon submission of an oil sample)	

Табл. 1 / Tab. 1

выше 20^{0}С, но существенно снижает кинематическую вязкость при температуре, близкой к точке застывания нефти, и расширяет температурный диапазон текучести нефти. Преимуществом присадки ПМА Д-210 является ее жидкая товарная форма при температуре выше 20^{0}С, что не требует дополнительных затрат на разогрев присадки перед ее вовлечением.

Следует особо отметить, что эффективность депрессорной присадки в значительной мере зависит от температуры ее вовлечения в нефть. Присадка будет работать в нефти только в том случае, если будет вовлечена до момента кристаллизации парафинов. Как правило, эта температура должна быть выше точки застывания нефти на 15-20^{0}С.

Дополнительной отличительной особенностью присадки ПМА Д-210 является тот факт, что кроме депрессорных она обладает еще и диспергирующими свойствами. Применение присадки ПМА Д-210 позволяет снизить уровень отложений парафинов на стенках труб и резервуаров, а, следовательно, и периодичность и затраты на их чистку. Присадка способствует поддержанию жидкого состояния потока, что улучшает работу скважины на нефтепромысле, прокачиваемость и фильтруемость нефти. Повышается пропускная способность трубопроводов, снижаются затраты на транспортировку ж/д цистернами и морским транспортом, а также на энергетику для нагрева потока нефти.

В заключение необходимо отметить, что сырые нефти различных месторождений существенно отличаются по составу и содержат парафины различного строения и концентраций. Не существует универсальной присадки, которая могла бы эффективно применяться для понижения температуры застывания и вязкости всех нефтей. Поэтому необходим индивидуальный подбор депрессора для нефтей конкретных месторождений.

Инженерно-технический центр ОАО «ДОС» имеет возможность провести испытания на образцах нефти, добываемой на различных месторождениях и подобрать наиболее эффективную рецептуру из ряда имеющихся. ■

ОАО «Дзержинское Оргстекло»
606000 г. Дзержинск, Нижегородской области, Восточный промрайон
т. (8313) 27-70-76, 27-72-72
ф. (8313) 27-74-47
e-mail: marketing@doc.nnov.ru
www.dzor.com

Наименование образца (Description of the sample)	Концентрация депрессора, г/тн (Pour Point Depressant concentration, g/ton)	Вязкость кинематическая, сСт (Kinematic viscosity, cSt)			
		20^{0}С	15^{0}С	12^{0}С	10^{0}С
Исходная нефть (Initial oil)	0	4,78	24,88	Не течет (does not flow)	Не течет (does not flow)
Исходная нефть (Initial oil)	90	–	8,46	17,72	–
+ПМА Д -210	180	5,89	–	13,68	17,52

Табл. 2 / Tab. 2

В современных условиях БЕЗОПАСНОСТЬ любого производства – главнейший принцип, т.к. любое ЧП приводит к простою, огромным убыткам, а зачастую и к человеческим жертвам.
Для Группы «ВЭЛАН» это даже не принцип, а ФИЛОСОФИЯ БЕЗОПАСНОСТИ, которая на протяжении полувека пронизывает всю нашу практическую деятельность, и реализуется в нашей продукции, продукции для взрывоопасных производств.

ВЭЛАН – КЛЮЧ К ВАШЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ЗАЩИТЕ

Интеграция России в мировое сообщество, выдвигает повышенные требования к отечественным производителям и ВЭЛАН готов им следовать.

Использование в нашем электрооборудовании передовых технологий, обеспечивается как нашими инновациями, так и широкой кооперацией в сфере обеспечения взрывозащиты. Учитывая пожелания потребителя, ВЭЛАН в необходимой мере комплектует свое электрооборудование теми импортными компонентами, которые имеют сертификацию в России и отвечают нашей философии безопасности.

Примером такого сотрудничества может являться использование в нашем электрооборудовании, наряду с изготавливаемыми ВЭЛАН винтовыми клеммами, пружинных зажимов типа WAGO.

Потребитель продукции ВЭЛАН по желанию может рассчитывать и на комплектацию нашего электрооборудования кабельными водами от ведущих мировых производителей, а также клеммными зажимами с предохранителями, контрольно-измерительными приборами, барьерами Зиннера и другими изделиями.

ВЭЛАН – 50 ЛЕТНИЙ ОПЫТ РАБОТЫ И ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ

Группа «ВЭЛАН» выпускает электрооборудование во взрывозащищенном исполнении I и II групп с взрывозащитой вида «d» и «е». Наша продукция предназначена как для газовой взрывоопасной зоны, так и для пылевой взрывоопасной зоны.

Адаптация продукции ВЭЛАН к российским климатическим условиям, позволяет использовать наше электрооборудование не только в зонах взрывоопасных атмосфер, но и в тех производствах, где существуют повышенные требования к пыле-, влагозащищенности электрооборудования.

Сегодня перечень выпускаемой ВЭЛАН продукции обширен – это различные исполнения коробок соединительных, коробок зажимов, коробок разветвительных, модули коммутации, посты сигнализации, посты управления, выключатели путевые, выключатели концевые,устройства управления комплектные, пускатели шахтные, пускатели взрывозащищенные, соединители электрические силовые, элементы кнопочные, переключатели, микропереключатели, щитки осветительные, блоки контактные, зажимы наборные проходные, кабельные вводы, оболочки электрических аппаратов и многое другое.

Существенно расширяет номенклатурную линейку оборудования для взрывоопасных зон широкая гамма осветительного оборудования во взрывозащищенном исполнении, включающая:

- светильники для ламп накаливания мощностью от 80 до 500Вт;
- светильники для ртутных ламп мощностью от 80 до 400Вт;
- светильники для ламп натриевых и галогенных ламп мощностью от 70 до 400Вт;
- светильники для люминесцентных ламп мощностью от 18 до 36Вт;
- прожекторы взрывозащищенные мощностью от 125 до 1000Вт;
- табло световые взрывозащищенные.

На заводе аккредитовано представительство Заказчика, осуществляющее приемку продукции для нужд Министерства Обороны РФ, которое удостоверяет наличие условий, обеспечивающих выполнение государственного оборонного заказа, что свидетельствует о безупречном качестве продукции ВЭЛАН.

ПРОДУКЦИЯ ВЭЛАН ИМЕЕТ:

- Сертификаты ГОСТ Р.
- Разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ на применение во взрывоопасных зонах промышленных предприятий.
- Разрешение Республики Беларусь.
- Свидетельства и Разрешения Республики Украины.
- Посты звуковой и предупреждающей сигнализации ПСВ и ПСО, посты звуковой, световой аварийной и предупреждающей сигнализации ПАСВ и ПАСО, посты управления кнопочные ПВК, коробки КП, КЗП, КЗПМ имеют сертификаты пожарной безопасности.
- Интегрированная система менеджмента качества ВЭЛАН соответствует требованиям (ГОСТ ИСО 9001-2001) МС ИСО 9001:2000,МС ИСО 14001:2004,что подтверждено Сертификатом «РУССКИЙ РЕГИСТР» (МОРСКОЙ РЕГИСТР), Заключением «ВОЕНЭЛЕКТРОСЕРТ» (ВОЕННЫЙ РЕГИСТР) ГОСТ РВ 15.002-2003.
- Система менеджмента сертифицирована на соответствие требованиям стандарта ISO 9001:2000 «Bureau Veritas Certification»

ВЭЛАН – член Торгово-промышленной палаты РОССИИ, Союза производителей нефтегазового оборудования, НП «ГОРНОПРОМЫШЛЕННИКИ РОССИИ»

Продукция с торговой маркой ВЭЛАН отмечена наградами предпринимательских кругов РОССИИ, ЕВРОПЫ, АЗИИ, СНГ, иностранных и российских выставок за высокий научно-технический уровень изготавливаемого взрывозащищенного электрооборудования.

Полную информацию о продукции ООО «ТД» «ВЭЛАН» можно получить в представительствах в РОССИИ и государствах СНГ, а так же на сайте www.velan-td.ru. ■

344041, г.Ростов-на-Дону, ул. Чудная, 10
т.: (863) 237-03-40, 237-03-41,
237-03-42, 237-03-43
velan-td@aaanet.ru

50 ЛЕТНИЙ ОПЫТ РАБОТЫ И ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ!

СТРОПЫ
КАНАТЫ

453500, г. Белорецк,
ул. Маяковского, 43,
тел./факс: (34792) 4-19-00

Сеть филиалов
г. Екатеринбург (343) 378-73-74,
г. Челябинск (351) 247-70-57,
г. Сургут (3462) 24-80-50,
г. Уфа (347) 292-62-04,
г. Тюмень (3452) 21-47-24

производство строп и грузозахватных приспособлений

ГИДРОМОН

добавки в бетоны • фибра • гидроизоляционные материалы • материалы для ремонта и усиления
промышленные полы • материалы для строительства, ремонта, реставрации и отделки
системы дренажа и укладки плитки для отвода воды с проезжих площадей, фасадов, террас и балконов
ремонтные составы для ямочного ремонта асфальтных и бетонных дорог

ГИДРОМОН, 195027, г. Санкт-Петербург, ул. Якорная, д. 7А, тел./факс: +7 (812) 449-8890, 449-8892

gidromon@gidromon.ru www.gidromon.ru gidromon@gidromon.ru www.gidromon.ru gidromon@gidromon.ru

Добыча нефти и газа является одной из важнейших отраслей современной экономики России. Без нефти и газа, продуктов их переработки не будут работать транспорт и промышленность, сельское хозяйство и энергетика. Разработка и разведка нефтегазовых месторождений, нефтепереработка и организация эффективной системы сбыта продукции делает нефтегазовую отрасль одним из основополагающих факторов прогрессивного развития экономики Российской Федерации, расширения географии внешнеэкономической деятельности и укрепления имиджа страны на международном уровне.

ПРОДУКЦИЯ МОСТОСТРОИТЕЛЕЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Разработка нефтегазового месторождения – сложный процесс, требующий строительства не только объектов по добыче, но и комплексной вспомогательной инфраструктуры, в том числе и транспортной: подъездных дорог к кустовым площадкам, обустроенных технологических дорог при строительстве трубопроводов. Строительство мостов является одним из важнейших аспектов развития транспортной инфраструктуры вследствие большого количества рек и ручьев в местах разработки месторождений.

Начиная с момента своего основания, ЗАО «Курганстальмост» является постоянным поставщиком мостовых металлоконструкций для обустройства дорог к нефтяным и газовым месторождениям в труднодоступных районах тюменского Севера и Западной Сибири. Мостовые металлоконструкции, произведенные на предприятии, успешно эксплуатируются в жестких климатических условиях Крайнего Севера. Предприятие участвует в подготовке к реализации проекта «Урал промышленный – Урал полярный» по освоению нефтегазовых месторождений Ямало-Ненецкого и Ханты - Мансийского автономных округов. В настоящее время предприятие поставляет мостовые металлоконструкции для обустройства Приобского и Воркутинского месторождений.

На сегодняшний день ЗАО «Курганстальмост» – современное, динамично развивающееся предприятие, органично сочетающее приверженность традициям и основополагающим ценностям с применением новейших технологий. Техническое оснащение, высокая культура производства и квалификация персонала позволяют создавать мосты, полностью соответствующие строгим российским и европейским строительным нормам.

ЗАО «Курганстальмост» – высокотехнологичное предприятие. За свою уже почти тридцатилетнюю историю предприятие произвело более 500000 тонн металлоконструкций для строительства более тысячи мостов. Производственные мощности составляют 60000т мостовых металлоконструкций в год. На предприятии действует программа технического перевооружения: проводится обновление оборудования, внедряются новые технологии и методики производства. Постоянные партнерские взаимоотношения с ведущими российскими и зарубежными мостостроительными компаниями лишь подтверждают высокое качество продукции металлоконструкций курганского производства.

Настоящим признанием на международном уровне можно назвать немецкие заказы ЗАО «Курганстальмост», которое стало первым российским предприятием, поставляющим подобную продукцию странам Западной Европы. Примечателен и тот факт, что данные заказы были выиграны в жесткой конкурентной борьбе с ведущими европейскими производителями. В 2005 году ЗАО «Курганстальмост» изготовило и поставило в Германию металлоконструкции для строительства автодорожного моста вблизи города Лейпциг общим весом 730 тонн. Вторым знаковым объектом в Германии стал Шнеттькермост в городе Дортмунд. Пролетное строение состоит из двух мостов-близнецов. Поставки металлоконструкций начались в 2006 году.

Высокие требования по качеству и срокам работ по возведению мостов, предъявляемые современными рыночными условиями, обуславливают необходимость поставки конструкций мостов высокого качества точно в срок. ЗАО «Курганстальмост» по праву является одним из ведущих предприятий по производству мостовых металлоконструкций. Сочетание высокого качества и строгого соблюдения сроков работ делают продукцию предприятия востребованной на рынке. ■

ЗАО «Курганстальмост»/
CJSC «Kurganstalmost»
Россия, 640023
г. Курган, Загородная, 3
т.: (3522) 47-80-58
ф.: (3522) 47-80-78
market@stalmost.zaural.ru
www.kurganstalmost.ru

BRIDGEBUILDERS' PRODUCTION FOR OIL-GAS BRANCH

Oil and gas extraction is one of the most important branches of the Russian economy. Development and prospecting work of the oil - gas field, oil processing and organization of the effective system of sales of products makes oil-gas branch one of the fundamental factor of progressive development of the economy of the Russian Federation, broadens the geography of external economic activity and strengthens internationally the image of the country.

Development of the oil-gas field is a very complicated process that requires building of the objects aimed not only at extraction of the objects but also all-round auxiliary infrastructure including transportation one: building of approach roads to multiple-well platforms, arrangement of technological roads when building conduct pipes. Building of bridges is one of the most important aspects of development of transport infrastructure caused by a big number of rivers and streams at the places of development of deposit occurrence.

Starting from the moment of its foundation CJSC «Kurganstalmost» has always been a constant supplier of the bridge metal structures for arrangement of the roads to the oil-gas deposit occurrence at hard-to-reach areas of the Tyumen North and Western Siberia. Bridge metal structures produced at the enterprise are being successfully used in the severe climatic conditions of far north. The company takes part in preparation for realization of the project «Industrial Ural – Polar Ural» on exploration of oil-gas fields of the Yamalo-Nenets and Khanty-Mansi Autonomic Areas. At present the enterprise supplies bridge metal structures for arrangement of Priobsk and Vorkuta deposit occurrence.

CJSC «Kurganstalmost» is a high-technology enterprise. Within its almost 30-year-period history the enterprise has produced more than 500 000 tons of metal structures for building of more than one thousand bridges. Production capacity is 60 000 tons of metal structures per year. There is a program of technical retooling at the enterprise: the equipment is being renewed, new technologies and techniques of production are being constantly introduced. Continuous partnership relations with the leading Russian and foreign bridge-building companies confirm high quality of the production of metal structures of Kurgan manufacturing.

The real international acknowledgement is the German orders to CJSC «Kurganstalmost» that has become the first Russian enterprise supplying the corresponding goods to the countries of Western Europe. Besides it is worth mentioning that the above mentioned orders were won in a rigid competitive battle with the leading European manufacturers. In the year of 2005 CJSC «Kurganstalmost» manufactured and supplied to Germany metal structures for building of the top-road bridge with the total weight of 730 tons near the city of Leipzig. The second significant object in Germany is Schnettker-bridge in the city of Dortmund. The superstructure consists of 2 twin bridges. The supplies of metal structures began in 2006.

High demands to the quality and bridge building periods introduced by the modern market environment determine the necessity of the supply of high quality bridge metal structures in due time. CJSC «Kurganstalmost» is rightfully considered to be one of the leading enterprises producing bridge metal structures. The combination of high quality and strict observance of the production period make the production of the enterprise entirely actual at the marketplace.

ПЕРЕРАБОТКА
REFINING

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №3/Нп ИЮНЬ 2008

ЭКСПОЗИЦИЯ

Информационная поддержка компаний занимающихся вопросами переработки нефти, а также предлагающих свое оборудование, компоненты и технологии.

Informational Support by the Companies Which are in the Business of Oil Refining as well as Those Which Offer their Equipment, Components and Technologies.

Основными видами жидкого топлива для промышленных печей являются мазут и тяжелые остатки, получаемые в процессе переработки нефти [1].
При сжигании мазута в промышленных печах персонал как мазутных хозяйств, так и цехов, где установлены печи, сталкивается с рядом проблем, которые влияют на надежность работы оборудования, приводят к перерасходу топлива, загрязнению окружающей среды и снижению технико-экономических показателей промышленного предприятия в целом.

СЖИГАНИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЕЧАХ ВОДОМАЗУТНОЙ ЭМУЛЬСИИ
С ДОБАВЛЕНИЕМ ПРИСАДКИ

М.Ф.ШАГЕЕВ Казанский государственный энергетический университет
Т.Н.ЮСУПОВА Институт органической и физической химии, Казанский НЦ РАН
Г.В.РОМАНОВ Институт органической и физической химии, Казанский НЦ РАН
А.Ф.ШАГЕЕВ ОАО «НИИнефтепромхим»
Б.Я.МАРГУЛИС ОАО «НИИнефтепромхим»
г. Казань

Жесткие рабочие условия в печах требуют применения для печных труб дорогих высоколегированных аустенитных сталей, специальной обработки поверхности и высоких скоростей движения сырья в целях интенсификации теплопередачи. Средние значения допускаемой теплонапряженности во многом зависят от равномерного распределения тепловой нагрузки по всей поверхности труб, что достигается оптимальной компоновкой трубчатого змеевика, удачным его размещением в топке, совершенствованием конструкции горелок и методов сжигания топлива, а также качеством самого жидкого топлива. Необходимо сокращение выбросов в атмосферу токсичных продуктов сгорания – прежде всего оксидов серы и азота, а также сажи, тяжелых металлов. Не менее актуальным для осуществления процесса сжигания является снижение вязкости и температуры застывания мазута.

Для подготовки высоковязкого мазута (М100 и М200) к транспортировке на топливное хозяйство промышленных предприятий, его перерабатывают, так как при температуре ниже температуры застывания в нефтепродукте образуются кристаллические структуры, придающие ему свойство твердого тела [2]. Специальной термообработкой можно уменьшить прочность структур и снизить вязкость мазута.

Введение присадок позволяет значительно снизить температуру застывания (до 15–21^{0}С) и повысить текучесть мазута [3, 4], но эта мера не сможет решить большинства проблем, имеющихся в мазутном хозяйстве.

Из-за распространенной на промышленных предприятиях технологии разгрузки, хранения и поддержания в горячем резерве мазут насыщается водой. Некоторое количество воды может отстаиваться. Вода попадает в мазутопроводы и через них к ►

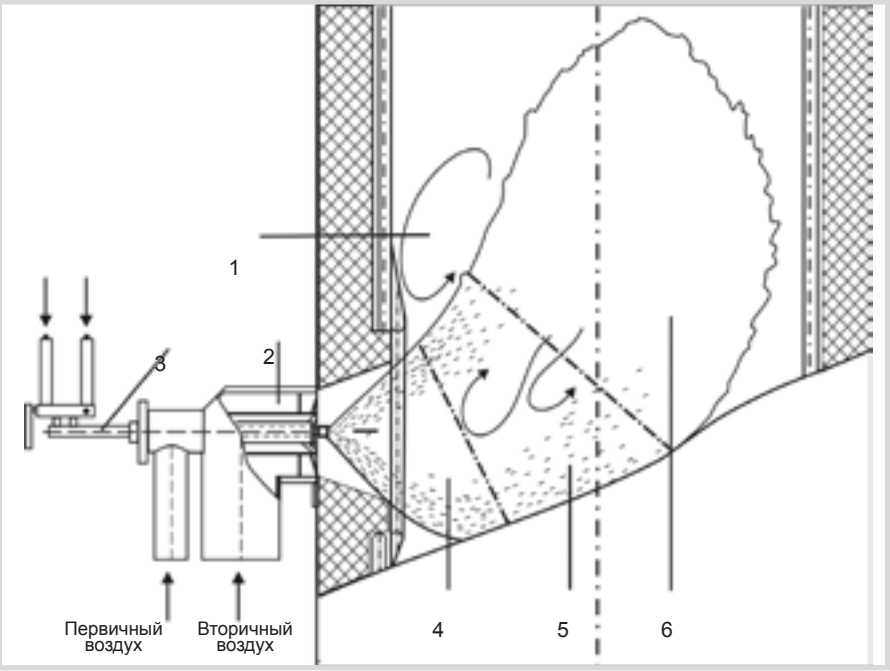


Рис. 1. Принципиальная схема организации процесса сжигания мазута: 1 – топка; 2 – горелка; 3 – форсунка; 4 – зона подогрева топлива; 5 – зона горения; 6 – зона дожигания.
Fig.1. Principal Diagram for organization of furnace oil burning process: 1 – hearth; 2- burner; 3 – injector; 4 – fuel heating zone; 5 – burning zone; 6 – afterburning zone.

BURNING WATER BASED FURNACE OIL EMULSION IN INDUSTRIAL FURNACES WITH AN ADDITIVE

The principal types of liquid fuel for industrial furnaces are furnace oil and heavy residues obtained from the process of oil refining [1].

When furnace oil is burnt in industrial furnaces the personnel of both the oil furnace facility and the shops where the furnaces are installed are confronted with a number of problems which affect the reliability of the equipment operation, which lead to excessive use of fuel, pollution and reduce the technical and economic performance of the enterprise at large.

Severe operating conditions in the furnaces require the use for their stacks of expensive high alloy austenic steels with specially treated surface and high velocities of material movement for the purpose of intensifying heat transfer. Average values of allowable thermal stress in many respects depend on uniform distribution of thermal load throughout the whole surface of the stacks which is achieved through the optimal arrangement of the pipe coil, its convenient location in the hearth, by improving the burner design and methods of fuel combustion as well as the quality of liquid fuel itself. It is necessary to reduce the exhaust of toxic combustion products into the atmosphere, primarily, all the sulfur and nitrogen oxides as well as soot and heavy metals. No less relevant to the burning process is the reduction of viscosity and the temperature of furnace oil congelation.

In order to prepare high viscosity furnace oils (M100 and M200) for transportation to a fuel facility of industrial enterprises, they are refined, since at the temperature below the setting temperature, this petroleum product develops crystalline structures which impart the property of a solid body to it [2]. Special heat treatment may reduce the strength of the structures and decrease the viscosity of the furnace oil. The introduction of additives allows the setting temperature to be significantly reduced (down to 15-21^{0}C) and the fluidity of furnace oil to be increased [3, 4], however this measure cannot deal with the majority of problems that exist at a fuel facility.

Due to the technology of unloading, storing and keeping in the hot reserve which is commonly practiced by industrial enterprises, the furnace oil becomes saturated with water. A certain amount of water may settle down. The water finds its way through furnace oil piping, and through those, makes its way to the burners of the industrial furnaces (a principal diagram for organization of furnace oil burning process is shown in Fig.1). As a result of deteriorating burning conditions for the furnace oil, the flame becomes unstable, the furnace oil does not burn down completely, the amount of hazardous substances in the combustion products increases, the furnaces and their ancillary equipment become less reliable. A small amount of moisture in the furnace oil in a finely dispersed state facilitates the burning process, though the heat released by burning fuel is less. The normal content of moisture in the furnace oil is 0.3-1.5% [5].

It is possible to improve the operating reliability and the economic performance of the furnaces und-

er operating conditions by uniformly distributing water throughout the whole mass of the furnace oil, i.e. by creating water based furnace oil emulsion from the fuel (WBFOE). However, this emulsion, by itself, is rather unstable and does resolve the issue of burning water based furnace oils, therefore when producing the WBFOE (the proportion was developed by the Organic and Physical Chemistry Institute of the Kazan Research Center, Russian Academy of Sciences) it is required to introduce additives (developed at OAO «NIInefteprom khim»), i.e. surface active materials (SAM), which make WBFOE more stable, up to the extent acceptable in industrial application. The quality of the resulting fuel is determined, to a great extent, by its dispersion, i.e. the size of dispersion phase particles (water). The higher the dispersion is and the smaller the drops of water are, the more stable the emulsion is and the higher its quality.

When dispersing the furnace oil in water, such systems take shape whose dispersion medium can be either water (see Fig. 2), or petroleum product (see Fig 30). Of practical value is the product depicted in Fig.3, it can be regarded as stable fuel. The furnace oil, whose composition includes significant amounts of high melting paraffins, when dispersed in water, produces suspensions. The archeological properties of the water based furnace oil emulsion depend on the concentration of the inner phase. When concentrations are small, the interaction between particles of the dispersion phase is not great, as the viscosity of the system is not much dependent on the concentration and is determined only by the dispersion medium. When the concentration becomes higher, the interaction between the particles (drops) increases, which leads to a more intensive increase of the viscosity. The maximum changes in viscosity are observed in the range, close to critical one. [2, 6, 7].

The technology of modifying the furnace oil with additives is mainly determined by their structure and the ability to dissolve in fuel [3, 4, 8].

Fine dispersion of WBFOE particles and their uniform distribution in the flow cause the active surface of the reaction to increase, the heating and evaporation of the particles to become easier and help make combustion quicker and more complete [9 – 14]. The process of mixing and decomposing WBFOE proceeds more favorably, if air is supplied to the base of the flame. The length of the flames on all the burners must be the same and adjusted such that the upper part of the flames does not reach the surface of the screens. Long and widely dispersed flames of the liquid burners which, when furnace oil is burnt, touch the surface of the furnace stacks, create huge local overheated areas, which produces the over burning of the metal and results in scale, while the deposits inside the stacks may cause bulges, deformation and even burnouts. When the temperature of the stack surface is low, dispersed long flames, when burning furnace oil, cause soot to be produced and heat transfer to be reduced. These issues, in the case of WBFOE being burnt with additives, become less relevant as research has shown that the presence of small drops of water, 0.8-3 mm in size, improves the burning; when water changes into vapor, this is accompanied by the bursting and fragmentation of the furnace oil drops which facilitates burning. Given fine distribution of water in furnace oil, carbonization of the burners lessens, as well as this has a catalytic effect on the process of burning down the soot particles.

Table 1 illustrates the change of some of the operating performance characteristics of the electric power plant, depending on the content of water in fuel. The optimal quantity of water in the emulsion is 10-20%. The maximum saving of fuel amounting to 3-5% is ensured when there is 12-17% of water in the fuel. Increased fuel consumption, due to evaporation (up to 1.3% at 20% of water), is made up for by higher efficiency factor of the electric power plant (up to 5.0%). This is what brings about the overall saving of the fuel. The optimal water content, as it has to be pointed out, also reduces heat loss with gas emissions (to 40%), as well as brings down the average temperature of gases in the chamber (by 2.0-3.5%) and beyond the combustion chamber (to 30-35%). The rationally organized process of burning the WBFOE with a water content of 10-15% and additives of up to 1.5%, is reasonable from the environmental point of view, as this technique is an effective method of protecting the atmospheric air from pollution [15 – 17]. The presence

горелкам промышленных печей (принципиальная схема организации процесса сжигания мазута представлена на рис. 1). В результате ухудшаются условия сжигания мазута, факел становится нестабильным, выгорание мазута – неполным, увеличивается количество вредных веществ в продуктах сгорания, снижается надежность печей и обслуживающего их оборудования. Наличие небольшого количества влаги, находящейся в мазуте в мелкодисперсном состоянии, способствует процессу горения, хотя теплота сгорания топлива снижается. Нормальное содержание влаги в мазуте 0,3-1,5% [5].

Повысить надежность работы и экономичность печей в условиях эксплуатации можно за счёт равномерного распределения воды по всей массе мазута, т.е. создать из топлива водомазутную эмульсию (ВМЭ). Но сама по себе эта эмульсия весьма неустойчива и не решает проблемы сжигания обводненных мазутов, поэтому при изготовлении ВМЭ (пропорция разработана в Институте органической и физической химии Казанского НЦ РАН) необходимо добавлять присадки (разработанные в ОАО «НИИнефтепромхим»), т.е. поверхностно-активные вещества (ПАВ), повышающие степень устойчивости ВМЭ до приемлемых в промышленном использовании. Качество получившегося топлива определяется в большей степени его дисперсностью, т.е. размерами частиц дисперсной фазы (воды). Чем выше дисперсность и меньше капельки воды, тем устойчивее эмульсия и выше ее качество.

При диспергировании мазута в воде образуются системы, дисперсионной средой которых может быть либо вода (см. рис. 2), либо нефтепродукт (см. рис. 3). Практическую ценность представляет продукт, изображенный на рис. 3, его можно рассматривать как стабильное топливо. Мазут, имеющий в своем составе значительные количества высокоплавких парафинов, при диспергировании в воде образует суспензиию.

Реологические свойства водомазутной эмульсии зависят от концентрации внутренней фазы. При малых концентрациях взаимодействие между частицами дисперсной фазы невелико – вязкость системы слабо зависит от концентрации и определяется только вязкостью дисперсионной среды. При повышении концентрации взаимодействие частиц (капель) увеличивается, что приводит к более интенсивному увеличению вязкости. Наиболее значительное изменение вязкости наблюдается в областях, близких к критическим [2, 6, 7].

Технология обработки мазута присадками в основном определяется их структурой и способностью растворяться в топливе [3, 4, 8].

Мелкое распыление частиц ВМЭ и равномерное их распределение в потоке приводит к увеличению активной поверхности реакции, облегчает нагрев и испарение частиц и способствует быстрому и полному горению [9-14]. Наиболее благоприятно процесс смешения и разложения ВМЭ протекает в случае подвода всего воздуха для горения к основанию факела. Длина факелов всех горелок должна быть одинаковой и отрегулирована так, чтобы верхняя часть факелов не достигала поверхности экранов. Длинные и широко рассеянные факелы жидкостных горелок, при сжигании мазута касающиеся поверхности печных труб, создают большие местные перегревы, что приводит к пережогу металла и образованию окалины, а при наличии отложений внутри труб могут возникнуть отдулины, деформация и даже прогары. При низкой температуре поверхности труб рассеянные длинные факелы при сжигании мазута вызывают сажеобразование и снижение теплопередачи. При сжигании ВМЭ с присадками данные проблемы становятся менее актуальными, т.к. исследованиями установлено, что в присутствии небольших капелек воды размером 0,8-3 мм горение улучшается; превращение воды в пар сопровождается разрывом и дроблением капель мазута, что благоприятствует горению. При мелкодисперсном распределении воды в мазуте уменьшается закоксование горелок, также вода оказывает каталитическое влияние на процесс догорания сажевых частиц.

В таблице 1 приведено изменение некоторых характеристик работы энергоустановки в зависимости от содержания воды в топливе. Оптимальное количество воды в эмульсии составляет 10-20%. Наибольшая экономия топлива 3-5% обеспечивается при 12-17% воды в топливе. Некоторое повышение расхода топлива на испарение (до 1,3% при 20% воды) компенсируется ►

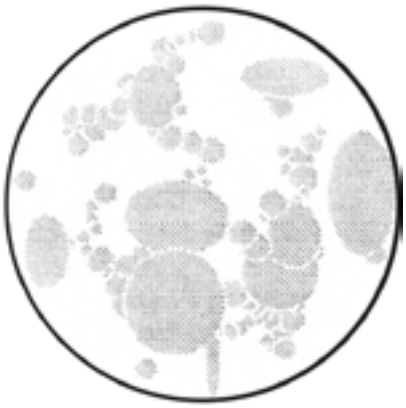


Рис. 2. Прямая водомазутная эмульсия
Fig. 2. Direct Water Furnace Oil Emulsion

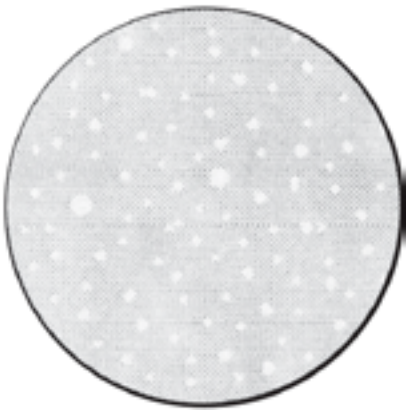


Рис. 3. Обратная водомазутная эмульсия
Fig. 3. Reverse Water Furnace Oil Emulsion

ростом КПД установки (до 5,0%). Это и обеспечивает общую экономию топлива.

При оптимальном содержании воды следует отметить также снижение потерь тепла с отходящими газами (до 40%), а также уменьшение средней температуры газов в камере (на 2,0-3,5%) и за камерой сгорания (до 30-35%).

Рационально организованный процесс сжигания ВМЭ с содержанием воды 10-15% и присадками до 1,5% целесообразен с экологической точки зрения, так как этот прием является эффективным методом защиты воздушного бассейна от загрязнений [15–17]. Наличие воды в топливе уменьшает содержание вредных выбросов с продуктами сгорания в атмосферу. Уровень содержания в мазуте 10-15% воды позволяет снизить эмиссию NOx на 30-35% в промышленных печах. Происходит также более глубокое выгорание топлива, уменьшаются золовые отложения по газовому тракту и, как следствие, повышается надежность работы промышленных печей.

Переход на сжигание ВМЭ приводит к снижению концентраций оксидов азота в продуктах сгорания, что следует рассматриваеть в широком диапазоне коэффициентов избытка воздуха по сравнению с режимами сжигания неэмульгированного мазута.

Об обеспечение полного сгорания топлива можно судить по концентрации СО в продуктах сгорания, при сжигании ВМЭ она практически приближается к нулю [7], к тому же отсутствует чёрный дымовой факел на выходе из дымовой трубы.

Для улучшения экологической составляющей на промышленных предприятиях рекомендуется при изготовлении ВМЭ применять сточные воды, очищенные от механических примесей.

Об экономичности сжигания ВМЭ с присадками судят по коэффициенту избытка воздуха. Для его нахождения отбирают пробы топочных газов. Места отбора проб рассредоточивают по всему газовому тракту (около горелок, в нескольких местах топки, в конвекционной шахте).

Окончательное решение о качестве ВМЭ с присадками и применении ее на промышленных предприятиях определяется экологической и технико-экономической оптимизацией. ■

Показатель	Содержание воды, % масс.				
	0	5	10	20	30
Увеличение КПД, %	-	3,8	5,0	4,2	3,0
Экономия топлива, %	-	0,5-1,8	2,0-3,5	3,0-5,0	0-0,5
Расход топлива на испар. и диссоциацию воды, %	-	0,3	0,7	1,3	2,0
Потери тепла с отходящими газами, %	26,0	18,0	15,5	17,0	12,0
Температура в камере сгорания, ^{0}C	1290	1280	1270	1240	1200
Температура за камерой сгорания, ^{0}C	475	325	300	310	290

Таблица 1. Влияние содержания воды в топливе на характеристики энергоустановки [12]
Table 1. Effect of the Water in Fuel Content on the Performances of the Electric Power Plant [12]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шарихин В.В., Ентус Н.Р., Коновалов А.А., Скороход А.А. Трубчатые печи нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебное пособие. – Москва; Изд-во «Сенсоры. Модули. Системы», 2000.
2. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. М.: Недра.-1982, 296 с.
3. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. М.:Химия. – 1990, 236 с.
4. Энглин Б.А. Применение жидких топлив при низких температурах. М.: Химия. – 1980. – 207 с.
5. ГОСТ 10585-99. Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия. Изд-во стандартов.
6. Булгаков Б.Б. и др. О применении водомазутной эмульсии для сжигания в котельных установках// Энергетическое хозяйство. 1995. - № 6. – с. 48-50.
7. Корягин В.А. Сжигание ВТЭ и снижение вредных выбросов. СПБ.: Наука.–1995 г.
8. Назмеев Ю.Г. Мазутные хозяйства ТЭС. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
9. Батуев С.П., Корягин В.А. Особенности хранения и подготовки к сжиганию обводненного жидкого топлива в мазутном хозяйстве// Промышленная энергетика. – 1987.- № 5. – с. 35-37.
10. Шевелев К.В. Влияние влажности ВТЭ на эффективность их сжигания// Промышленная энергетика. 1987. – № 7. – с. 38-40.
11. Cunnigham FA. T. S., e.a. Water in oil combustion as a technique for burning extra heavy fuel in large power station boilers// Combustion in Engineering. – 1983. – v. 2. – p. 147-154.
12. Карпинский Ю.И., Колосов В.В., Сименков В.М. Влияние свойств ВТЭ на эффективность их использования в энергоустановках. Владивосток, 1990 г. 25 с.
13. Френкель Л.И., Павлов А.В. Получение и использование водотопливной эмульсии в котельных установках// Судостроительная промышленность. – 1989, - вып.9, – с.20-25.
14. Беликов А.Н., Абрамов А.К. Водомазутные эмульсии – эффективное топливо для отопительных котельных// Водоснабжение и санитарная техника.-1983. - №10. - с.20-21,
15. Корягин В.А., и др./ Исследование содержания вредных веществ в продуктах сгорания ВТЭ// Промышленная энергетика, 1988. – №4, – с.45-48.
16. Холл М. Уменьшение загрязняющих выбросов в атмосферу при сжигании водомазутных эмульсий// Энергетические машины и установки.- 1976 - т. 98, сер. А. №4. - с.1-12.
17. Юсуфова В.Д. и др. Уменьшение вредных выбросов в атмосферу при сжигании водомазутных эмульсий в паровом котле// Промышленная энергетика, – 1984. - №7. – с.34-35.

of water in fuel cuts back on the content of hazardous exhaust with combustion products in the atmosphere. The water content of 10-15% in the furnace oil allows NOx emission to be reduced by 30-35% in industrial furnaces. Also fuel burns down more completely, soot build-up reduces in the gas piping and, as a consequence, the operating reliability of the industrial furnaces improves.

Transition to burning WBFOE leads to reduced concentrations of nitrogen oxides in the combustion products, which is considered within a wide range of water surplus coefficients, compared to un-emulsified furnace oil burning modes. The fact that the fuel burns down completely is evidenced by CO concentration in the combustion products, as, when WBOFE is burnt, this concentration virtually approximates zero [7], while, at the same time, there is no black smoke plume at the exit from the stack.

To improve the environmental performance, it is recommended that the industrial enterprises should use the affluent cleaned from mechanical impurities, when producing WBFOE.

The economy of burning WBFOE with additives is to be judged by the air surplus coefficient. For it to be determined, samples of hearth fumes are taken. Points of sampling are to be distributed throughout the whole fume piping (in the vicinity of the burners, in several locations within the hearth, in the convection shaft).

Final decision as to the quality of the WBFOE with additives and its use by industrial enterprises is made based on the environmental as well as technical and economic optimization.

SOURCES

1. Sharikhin V.V., Entus N.R., Konovalov A.A., Skorokhod A.A. Tubular Furnaces for Oil and Gas Processing and Petroleum Chemistry: manual. – Moscow: Sensors. Modules. Systems» Publishers, 2000.
2. Gubin V.E., Gubin V.V. Pipeline Transportation of Oil and Petroleum Products. M.: Nedra.-1982.
3. Terteryan R.A. Dispersion Additives for Petroleum, Fuels and Oils. M.:Chemistry. – 1990.
4. Englin B.A. Application of liquid fuels at low temperatures. M.: Chemistry. – 1980.
5. GOST 10585-99. Petroleum Fuel. Furnace Oil. Technical Specifications. Standards Publishers.
6. Bulgakov B.B. and others. On the Use of Water Based Furnace Oil Emulsion For Burning in Boiler Installations// Energy Infrastructure. 1995. – No. 6.
7. Koryagin V.A. Burning Water Based Fuel Emulsions and Reduction of Noxious Emissions. St.P.: Science.-1995.
8. Nazmeev Yu.G. Furnace Oil Facilities and Fuel Emulsion Systems. – M.; Moscow energy Institute Publishers, 2002.
9. Batuev S.P., Koryagin V.A. Special Features of Storage and Preparation for Burning of the Water Based Liquid Fuel in a Furnace Oil Facility //Industrial Energy. – 1987.- No.5.
10. Shevelev K.V., Effect of Water Based Fuel Emulsions Moisture on the Efficiency of their Combustion// Industrial Energy. 1987.- No.7.
11. Cunnigham FA T.S., e.a. Water in oil combustion as a technique for burning extra heavy fuel in large power station boilers// Combustion in Engineering. – 1983.
12. Karpinsky Yu.I.., Kolosov V.V., Sumenkov V.M. Effect of the Water Based Fuel Emulsions Properties on the Efficiency of their Use in the Electric Power Plants. Vladivostok, 1990.
13. Frenkel L.I., Pavlov A.V. Production and Use of Water Based Fuel Emulsion in Boiler Units// Ship Building Industry. – 1989, - issue 9.
14. Belikov A.N., Abramov A.K. Water Based Furnace Oil Emulsions as Efficient Fuel for Heating Boiler Rooms//Water Supply and Sanitary Equipment.- 1983. – No.10.
15. Koryagin V.A., and others/ Investigating the Content of Noxious Materials in the Combustion Products of the Water Based Fuel Emulsions// Industrial Energy, 1988. No.4.
16. Hall M. Reducing Pollutants Exhausted into the Atmosphere in the Burning of Waster Bases Furnace Oil Emulsions// Energy Machines and Installations.- 1976 – v. 98, ser.A. No.4.
17. Yusufova V.D. and others. Reducing Noxious Emissions into the Atmosphere in the Burning of Water Based Furnace Oil Emulsions in a Steam Boiler// Industrial Energy, - 1984.

Среднесрочные задачи нефтеперерабатывающей отрасли России определены Энергетической стратегией России на период до 2020 года и техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту». В ближайшие годы предстоит увеличить глубину переработки до 84%, вырабатывая необходимый ассортимент моторных топлив, отвечающих требованиям евронормалей Евро-3, Евро-4 [1].

«ВИСБРЕКИНГ-ТЕРМАКАТ®» – БАЗОВЫЙ ПРОЦЕСС ДЛЯ СОВРЕМЕННЫХ НПЗ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

А.К. КУРОЧКИН кандидат технических наук
А.В. КУРОЧКИН кандидат химических наук
А.А. КУРОЧКИН ООО «Научно-производственный центр «Термакат®»
г. Уфа

$79,7 млрд. запланированы к вложению российскими ВИНК в развитие нефтепереработки на ближайшее десятилетие [2]. Основной объем инвестиций будет направлен на модернизацию действующих НПЗ. Планируется строительство ряда крупных НПЗ в Республике Татарстан, на Дальнем Востоке, в Краснодарском крае, проектируются и строятся свыше десятка малых НПЗ [3].

Затраты на модернизацию и строительство НПЗ могут быть снижены в 1,5-1,7 раза по сравнению с традиционными подходами за счет применения современных интегрированных процессов, которые обеспечивают высокую технологичность и экономическую эффективность предприятия.

Традиционные схемы глубокой переработки нефти (рис.1), по которым построены передовые российские НПЗ, включают на базовом технологическом переделе, определяющем глубину переработки нефти на НПЗ, ЭЛОУ, первичную атмосферную перегонку нефти с получением светлых дистиллятов и мазута, вакуумную перегонку мазута с получением гудрона и вакуумного газойля, каталитический крекинг вакуумного газойля с получением легких углеводородов и бензина. Гудрон перерабатывается по процессу висбрекинга до топочного мазута, или по процессу замедленного коксования до ароматизированных светлых продуктов, компонента топочного мазута и нефтяного кокса, или по окислительной технологии до битума. Часто применяются различные комбинации шести указанных процессов.

Глубина отбора светлых при использовании указанных базовых процессов при переработке нефтей типа «urals» до 80%. Дальнейшее углубление переработки – до 90% и выше, требует комплектации НПЗ процессами гидрооблагораживания остатков – самыми дорогими процессами нефтепереработки.

Наиболее ощутимое снижение объема капиталовложений в строительство и модернизацию НПЗ может быть достигнуто за счет замены приведенного выше традиционного базового набора процессов на современные процессы, основанные на жестких схемах переработки, объединяющих в одном базовом переделе предприятия сразу несколько технологий, взаимоувязанных по материальным и тепловым потокам.

В 70-80-е годы на кафедре технологии нефти и газа Уфимского нефтяного института были разработаны теоретические основы ряда процессов глубокой переработки нефти до ценных остаточных продуктов – волокнообразующих пеков и электродных игольчатых коксов. В продолжение этих работ выпускниками этой кафедры была создана технология термоакустического висбрекинга для получения остаточных битумов из тяжелого нефтяного сырья. Новый вариант термической технологии получил название «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®», поскольку в его основе лежит легкий термический крекинг, а на ряде стадий термолиза используются методы («акустический катализ»), позволяющие повысить эффективность разработанной технологии [4].

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА

Термические превращения в процессе «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» осуществляются по известным термодинамическим и кинетическим закономерностям превращения высокомолекулярных углеводородов тяжелого нефтяного сырья.

Концепция процесса состоит в том, что каждая термическая стадия технологии должна быть ориентирована на обеспечение заданных преобразований углеводородов с учетом химического состава сырья. Для этого на каждой стадии процесса создаются такие условия, которые оптимальны для ее технологической задачи. В целом это и позволяет достичь беспрецедентных (для термических процессов) характеристик процесса – глубины превращения остаточного сырья до 65-70%, а в некоторых случаях и до 90-92% (без образования кокса!), при селективности по дизельным фракциям около 80%.

Преобразование углеводородов исходного сырья происходит в результате последовательно-параллельных реакций, протекающих, главным образом, по радикально-цепному механизму. Протекание реакций в термодинамическом отношении обусловлено диспропорционированием термолабильных высокомолекулярных углеводородов нефтяного сырья в низкомолекулярные углеводороды газодистиллятных продуктов и высокомолекулярные конденсированные углеводороды остаточных продуктов с понижением суммарной свободной энергии системы. ►

Рис. 1 Схема НПЗ на основе процесса замедленного коксования

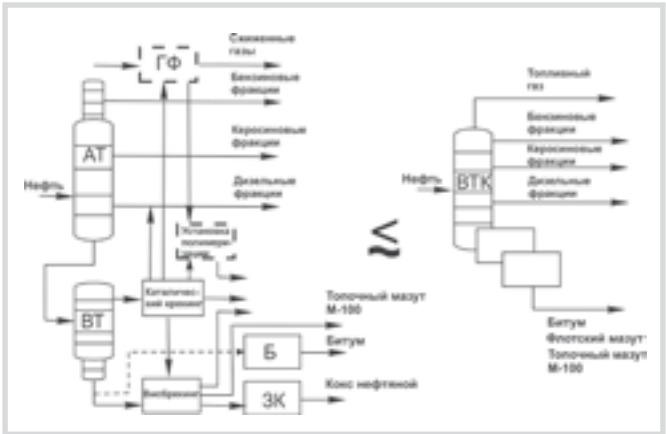


Рис.8 Базовый процесс «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» по технологическому результату превосходит традиционный набор установок НПЗ

По мере повышения степени превращения в сырье нарастает концентрация продуктов реакций поликонденсации – смол и асфальтенов. Жидкая фаза становится агрегативно неустойчивой, и асфальтены начинают флокулировать, образуя карбены и карбоиды. При достижении коллоидным раствором критической концентрации карбены и карбоиды образуют гелеобразную фазу, осаждающуюся на внутренних поверхностях аппаратов. Если через такие поверхности подводится тепло, выпавшая фаза незамедлительно коксуется на перегретых стенках. Процессы закоксовывания оборудования абсолютно недопустимы и являются главным фактором, ограничивающим достижимую глубину превращения сырья в термических процессах.

В то же время реакции деструкции и поликонденсации эндотермичны и требуют постоянного подвода энергии для обеспечения технологически приемлемой скорости и глубины термолиза. Однако подвод энергии через стенку аппарата в виде тепла не может дать требуемого технологического эффекта. Во-первых, из-за упомянутого закоксовывания поверхности, а во-вторых, из-за неспецифического действия подводимой тепловой энергии на все стадии термолиза, в том числе и нежелательные. Наряду с ускорением процессов деструкции при росте температуры интенсифицируются и процессы уплотнения.

Для интенсификации «полезных» реакций деструкции парафиновых углеводородов в нашей технологии используется метод кавитации. Кавитационно-акустическое воздействие, генерируемое гидродинамическими излучателями, позволяет подводить энергию непосредственно к реакционной массе, минуя стенку аппарата. Поток высокопотенциальной механической энергии компенсирует поглощение тепла при термолизе углеводородов и вносит ощутимые изменения в макро- и микрогидродинамику реакционной среды, по-разному влияя на протекающие процессы. Заметно интенсифицируются процессы деструкции, возрастает дисперсионная стабильность реакционной массы и резко замедляется коксообразование.

Поток энергии, передаваемой реакционной среде за счет кинетической энергии движения стенок схлопывающихся кавитационных пузырьков, весьма велик, что позволяет в нашем варианте висбрекинга снизить температуру термолиза на 50-80^{0}С. Процесс можно проводить вне области температур коксования [5]. Агрегативная стабильность реакционной среды сохраняется даже при концентрации асфальтенов 18-24% масс. Термолиз можно вести десятки минут, часы. Результат – термодинамически максимально достижимая глубина превращения тяжелых углеводородов нефтяного сырья в бензино-дизельные фракции, малый выход газов и минимальный – остаточных продуктов. Последние, представляя собой концентрированный коллоидный раствор смол и асфальтенов, составляют идеальную основу для выработки битумов.

МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС ПРОЦЕССА

Потенциал выработки светлых продуктов и их качественные характеристики зависят прежде всего от фракционного и структурно-группового состава сырья. При одинаковом фракционном составе нефтяное сырье, обогащенное нафтеноароматическими углеводородами, смолами и асфальтенами, ядро которых имеет преимущественно ароматическую природу [6,7], имеет минимальную свободную энергию и, следовательно, минимально возможную потенциальную глубину превращения углеводородов. И, наоборот, нефти и мазуты парафинового основания имеют повышенный запас свободной энергии и, следовательно, максимальный потенциал возможной глубины превращения. Симбатно с величиной свободной энергии углеводородной системы изменяется и ее мольный объем, при одинаковом фракционном составе обратно пропорциональный плотности сырья. То есть априори, при прочих равных условиях, сырье с минимальной плотностью должно давать в термических процессах максимальную глубину превращения. Применительно к основному назначению процесса это означает максимальный выход светлых дистиллятов.

Рис. 2 и 3 иллюстрируют полную применимость общих термодинамических принципов (безотносительно к какой-то конкретной технологии и аппаратурному оформлению) к результатам переработки различных видов сырья по процессу «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®». На рисунках приведены данные по переработке различных видов нефтяного сырья до дистиллятных и остаточных продуктов. В светлых продуктах выделены неконденсируемые углеводородные газы с Ткип < 35^{0}С, бензиновые фракции 35-180^{0}С и дизельные фракции 180-360^{0}С. В качестве остаточных продуктов вырабатываются вторичные мазуты с плотностью более 0,98 г/см^3 и дорожные битумы с плотностью выше 1,01-1,02 г/см^3.

Выход светлых продуктов на 10-15% больше в варианте получения неокисленного битума – продукта, уплотненного в большей степени, чем топочный мазут. Потенциал отбора бензино-дизельных фракций и остаточных продуктов существенно зависит от ароматичности и сернистости сырья. Так, при переработке первичных сернистых мазутов выход светлых дистиллятов составляет только 55-60%, тогда как при переработке парафинистых мазутов и газойлей достигает 88-92%. Выход дизельных фракций относительно мало зависит от плотности сырья. Переработка нефтей дает 60-65% дизельных фракций, а первичных мазутов – 55-60%. Различие невелико, что делает процесс весьма ценным еще и с точки зрения выработки оптимального ассортимента моторных топлив с учетом устойчивой тенденции дизелизации грузоперевозок.

ПРИНЦИПЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОФОРМЛЕНИЯ

Разработанный нами вариант термического процесса переработки нефти концентрирует в своем аппаратурно-технологическом оформлении современные научные и инженерные достижения в области нефтепереработки [8]. Технологическую сущность процесса составляют стадии: первичной перегонки (подготовка сырья термолиза), мягкого термического крекинга, термолиза при регулируемом кавитационно-акустическом воздействии и термополиконденсации остаточного продукта термолиза (рис.4).

Аппаратурное оформление процесса использует ряд традиционных решений термического крекинга и висбрекинга – реакционные печи, сокинг-камеры, системы сепарации продуктов, рекуперации тепла и пр. Использование технологического нововведения – применения кавитационно-акустических насосов с регулируемой энергетикой кавитационного воздействия [9] позволяет предотвратить закоксовывание оборудования и значительно снизить температуры процесса – до 440-41^{0}С, давления – до 0,2-0,6 МПа, а также вдвое уменьшить металлоемкость оборудования.

Сравнение некоторых технико-экономических показателей процесса «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» с характеристиками наиболее распространенных термических процессов переработки нефтяных остатков приведено в таблице 1. ►

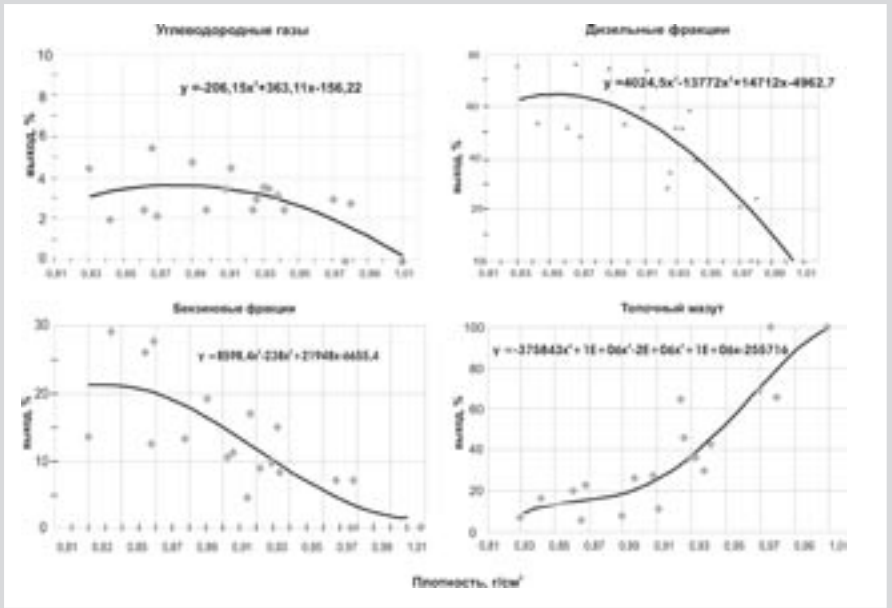


Рис. 2 Зависимость выхода углеводородных газов, бензиновых и дизельных фракций в зависимости от плотности сырья (нефти, первичные и вторичные мазуты, газойли, полугудроны) по варианту выработки вторичного топочного мазута марки 100

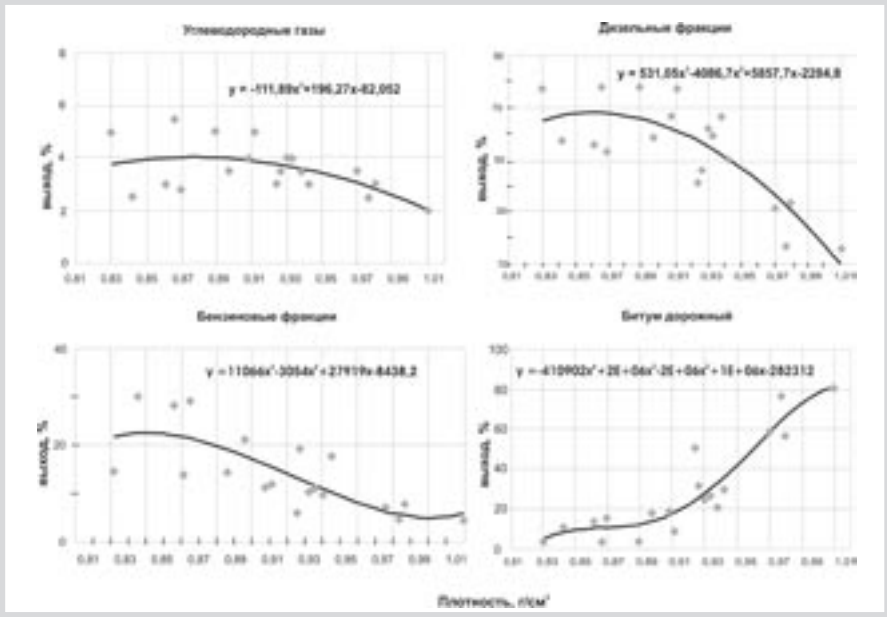


Рис. 3 Зависимость выхода углеводородных газов, бензиновых и дизельных фракций в зависимости от плотности сырья (нефти, первичные и вторичные мазуты, газойли, полугудроны) по варианту выработки дорожного битума.

Особо следует подчеркнуть принципиальную важность применения кавитационно-акустического воздействия. Без его использования процессы термолиза замедляются, направление процесса смещается в сторону реакций поликонденсации с образованием карбенов и карбоидов – центров образования кокса. Желание предотвратить образование кокса требует снижения времени пребывания сырья в реакционной зоне. Желание сохранить приемлемую глубину превращения вызывает необходимость увеличения температуры и давления. Результат – снижение глубины превращения сырья, рост металлоемкости, ухудшение общих технико-экономических показателей – процесс превращается в традиционный вариант термического крекинга или висбрекинга.

ПРОДУКТЫ ПРОЦЕССА

Качественный и количественный состав продуктов установки «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ» зависит от вида исходного сырья. Проводя процесс с учетом химического состава нефти, химических и физико-химических закономерностей термических превращений углеводородов, варьируя температуру процесса, давление в зоне реакции, время пребывания сырья в реакционной зоне, регулируя параметры и интенсивность кавитационно-акустического воздействия, управляя агрегатным состоянием реакционной массы, цепочку химических превращений «парафины → нафтены → ароматические углеводороды → смолы → асфальтены → карбены → карбоиды (кокс)» можно прерывать на любой желаемой стадии. При этом получают беспрецедентно высокий для термических процессов выход целевых бензино-дизельных фракций и остаточные продукты требуемой квалификации. Все разнообразие ассортимента остатков: вторичные топочные мазуты, неокисленные битумы дорожных и промышленных марок, серобитумные и полимербитумные композиции, битумные эмульсии, пропиточные, связующие, волокнообразующие или спекающие пеки, а также сырье для выработки премиальных коксов вырабатывается только за счет коррекции технологических режимов, без изменения аппаратурного оформления.

Для иллюстрации качественных характеристик продуктов процесса на рис. 5,6 и в табл.2 и 3 приводятся результаты исследования продуктов переработки нефти одного из урайских месторождений (ХМАО).

Бензиновые фракции, получаемые в количестве 6-12%, благодаря присутствию олефинов по основным параметрам близки к автомобильному бензину Нормаль-80. За счет некоторой ароматизации при термолизе наблюдается небольшое повышение плотности на 0,01-0,015 г/см^3 по сравнению с прямогонным бензином. Повышенное содержание (до 0,1%) содержание диеновых и сопряженных с ароматическим кольцом двойных связей обуславливает невысокую окислительную стабильность продукта и повышенное содержание смол. Гидрооблагораживание бензина термолиза в смеси с прямогонной нефтью на заводской установке гидроочистки позволяет получать или компонент низкооктанового бензина, или сырье процессов риформинга и изомеризации для выработки высокооктановых компонентов бензина.

Дизельные фракции за счет заметной концентрации α- и β-моноолефинов соответствуют низкозастывающим маркам дизельных топлив. Несколько понижена окислительная стабильность дизельных дистиллятов из-за содержания в них 0,05-0,15% непредельных соединений с сопряженными двойными связями, характерных для продуктов термического происхождения. В условиях НПЗ качество дизельных топлив также доводится до требований норм гидроочисткой.

Качество неокисленных остаточных продуктов весьма высоко: качество топочных мазутов полностью соответствует требованиям ГОСТ, а битумов – ТУ и ГОСТам на дорожные и промышленные битумы, зачастую превосходя их. Так, неокисленные дорожные битумы, получаемые из высокосернистого сырья, характеризуются уникальным комплексом свойств – высокой дуктильностью, повышенной температурой размягчения и низкой температурой хрупкости.

По мнению некоторых экспертов, ахиллесова пята неокисленных битумов – их низкая термоокислительная стабильность,►

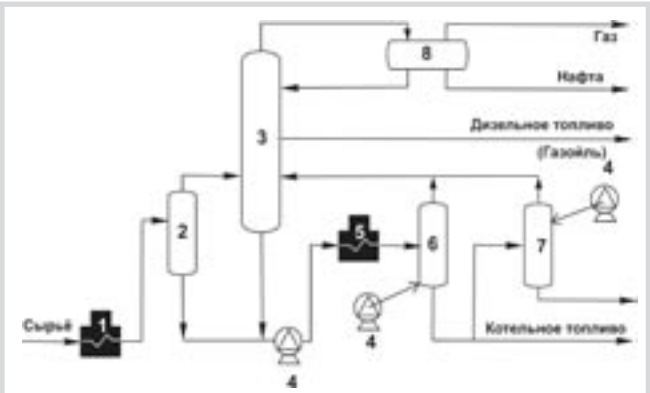


Рис.4 Принципиальная технологическая схема процесса «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®»
1 – печь висбрекинга; 2 – реактор-сепаратор; 3 – атмосферная ректификационная колонна;
4 – кавитационно-акустические насосы; 5 – реакционная печь;
6– реактор термолиза; 7– реактор термополиконденсации;
8 – сепаратор

Рис.7 Превращение углеводородов вакуумного газойля в газ, дистиллятные и остаточные продукты при переработке по различным технологическим процессам [12]

связанная с повышенным содержанием ненасыщенных связей. Эта проблема решается в технологии «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» путем окислительной стабилизации полученных битумов кислородом воздуха или серой. Стабилизация осуществляется путем проведения контролируемого процесса термоокислительной кавитационной поликонденсации остатков без разрыва углерод-углеродных связей и образования «черного соляра». Промышленная установка такого назначения построена нами для ОАО «Газпром».

СЫРЬЕ ПРОЦЕССА «ВИСБРЕКИНГ-ТЕРМАКАТ®»

Опыт переработки на лабораторной пилотной установке более чем 90 видов нефтяного сырья показывает, что процесс универсален по сырью – переработке подлежат практически любые виды тяжелого нефтяного сырья: прямогонные мазуты, полугудроны, вакуумные газойли, тяжелые и битуминозные нефти и даже отработанные масла и нефтешламы.

Для переработки по технологии «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» легких нефтей и газовых конденсатов из сырья предварительно удаляют бензино-керосиновые фракции. Переработка полученного легкого мазута во вторичное котельное топливо обеспечивает выход светлых продуктов свыше 90% на сырье. Так, для одного из заказчиков нами проектируется установка глубокой переработки темного высокопарафинистого газового конденсата, позволяющая получать не менее 96% масс. бензино-дизельных фракций и сжиженного газа.

Тяжелые парафинистые нефти перерабатываются аналогично легким. Глубина переработки также велика – до 88-90% при выработке остаточного котельного топлива. Выработка битумов целесообразна при объеме переработки сырья более 200 тысяч тонн в год. Представляется перспективным также вариант доработки высоковязкой парафинистой нефти в условиях кустовых пунктов подготовки нефти для повышения ее сортности за счет облегчения фракционного состава и снижения вязкости (синтетическая нефть).

Тяжелые смолистые и сернистые нефти с плотностью выше 0,885 г/см^3 являются великолепным сырьем для выработки битумов разнообразных марок по процессу «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®». Выход неокисленных дорожных (либо строительных) битумов составляет до 20-25%, при этом глубина переработки составляет 70-75%.

Переработка прямогонных мазутов и полугудронов также наиболее экономически выгодна при получении битумов, выработка которых может составить 15-45% и 30-60% на сырье, соответственно. Образуется также до 4-5% топливного газа. Остальное – светлые дистиллятные продукты.

Вторичные мазуты выделены в отдельную строку в связи со значительными колебаниями их химического состава и физико-химических свойств в зависимости от набора процессов НПЗ. Решение о целесообразности глубокой переработки каждого вида такого мазута требует предварительных исследований. Их переработка требует, как правило, дополнительных стадий подготовки сырья. Выход светлых при переработке вторичных мазутов колеблется от 20 до 50%.

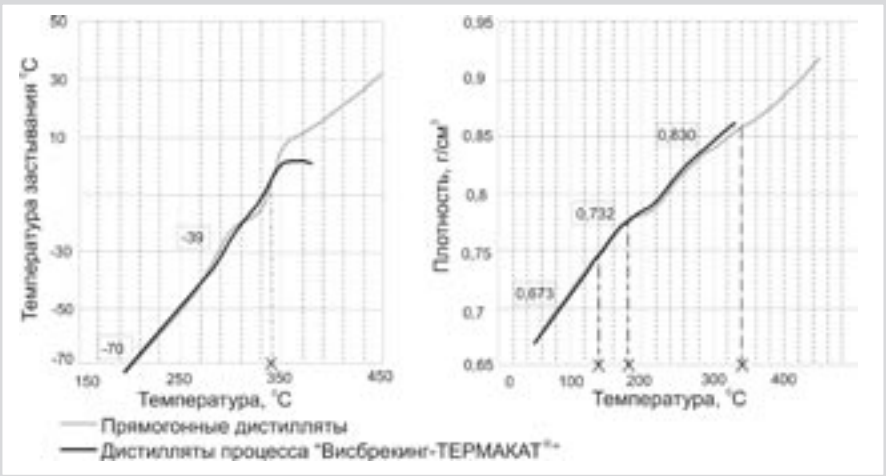


Рис.5 Температура застывания и плотность прямогонных дистиллятных фракций и суммарного дистиллята термолиза урайской нефти, получаемого по процессу «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®»

Такая «всеядность» процесса дает возможность эффективной переработки нефтяных остатков и нефтесодержащих отходов различного происхождения и химического состава, даже частично окисленных и битуминизированных [10].

«ВИСБРЕКИНГ-ТЕРМАКАТ®» КАК БАЗОВЫЙ ПРОЦЕСС НПЗ.

Получение на одном термическом переделе и максимального выхода светлых продуктов, и остатков товарной квалификации достигается за счет селективного превращения масляных фракций нефти, выкипающих в интервале 360-530ºС (углеводороды C_{20}-C_{40+}), в бензино-дизельные фракции (углеводороды C_5-C_{22}). Из графиков, приведенных на рис.7, на котором сравниваются выходы продуктов переработки вакуумного газойля по технологиям термического крекинга, каталитического крекинга и «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®», видно, что в последнем случае только 5-15% масс. сырья превращается в продукты конденсации с молекулярной массой более 1000 у.е., и лишь 4-6% масс. – в углеводороды C_1-C_4.

Обратим внимание читателя, что на водород, метан, этан и этилен в сумме приходится не более 0,5% масс., тогда как для ►

Название прцесса	Висбрекинг	Глубокая термическая конверсия	Термический способ получения газойля	Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®
Лицензиар	Shell Global Sol. Int. B.V., ABB Lummus Global B.V.	Shell Global Solutions Int. B.V.	Shell Int. Oil Products B.V., ABB Lummus Global B.V.	ООО «НПЦ «Термакат»
Сырье	вакуумный остаток ближневосточной нефти	вакуумный остаток ближневосточной нефти	атмосферный остаток ближневосточной нефти	тяжелое нефтяное сырье
Год создания	1986	1986	1999	2001
Выход продуктов, % (сырье 100%)				
газ	2,3	4,0	6,4	2,5-4,0
бензин	4,7	8,0	12,9	8,0-12,0
газойль (165-350^{0}С)	14,0	18,1	38,6	50,0-75,0
парафинистый дистиллят	20,0	22,5	-	-
остаток/квалификация	59,0/мазут	47,4/мазут	42,1/мазут	6,0-35,0/ битум
Энергозатраты на 1 м^3 сырья (180^{0}С)				
топливо, ГДж	0,42	0,68	0,89	0,88
эл.энергия, кВт/час	3,1	3,2	5,0	7,0
пар, кг (выработка)	113,0	126,0	182,0	-
вода, м^3	0,6	0,94	0,94	-
Капиталовложения, тыс. USD на 1 м^3/сут.	6,3 – 8,8	8,2-10,0	8,8 – 10,0	10,0 – 14,0

Табл. 1 Сравнение технико-экономических показателей процесса «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» с процессами-аналогами по [11]

TERMAKAT®

www.termakat.ru

СОВРЕМЕННЫЕ ВЫСОКОРЕНТАБЕЛЬНЫЕ МАЛЫЕ НПЗ глубокой переработки нефти

- ✓ РАЗРАБОТКА
- ✓ ПРОЕКТИРОВАНИЕ
- ✓ СТРОИТЕЛЬСТВО
- ✓ МОДЕРНИЗАЦИЯ

Мощности: от 50 тыс. до 3,0 млн. т в год

Глубина переработки: от 80 до 95%

Сырье: газовый конденсат, нефть без ограничения по качеству, прямогонный мазут

Светлые продукты: моторные топлива Евро-3 и Евро-4

Остаточные продукты: неокисленные дорожные битумы, пеки

Срок проектирования и строительства от 18 до 36 месяцев

Срок окупаемости инвестиций менее 2-4 лет эксплуатации

г. Уфа, пр. Октября 69/в +7 (347) 241-37-88/99; (347) 274-00-02 e-mail: termakat@ufanet.ru

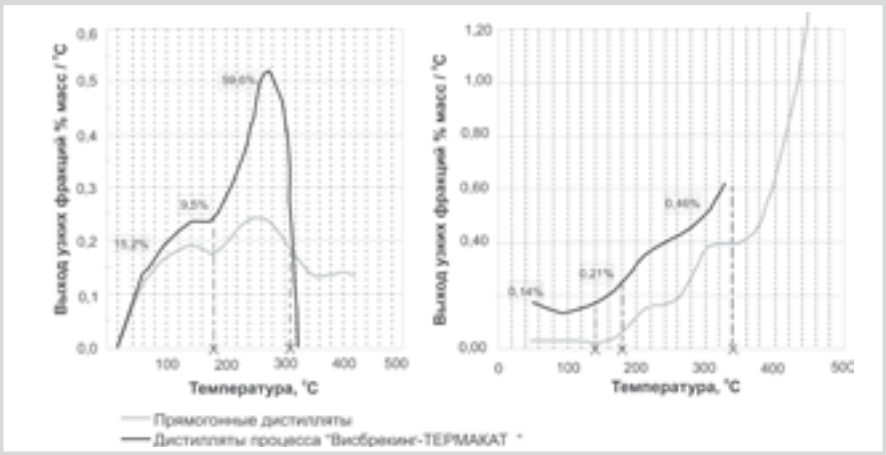


Рис.6 Температура застывания и плотность прямогонных дистиллятных фракций и суммарного дистиллята термолиза Урайской нефти, получаемого по процессу «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®»

термического крекинга –2-4% масс., а для каталитического крекинга – 8-10% масс. Потеря атомов водорода с нецелевыми продуктами – газами и легкими углеводородами, ведет к уменьшению потенциала выработки бензино-дизельных дистиллятов. Каждый процент водорода в технологическом газе – это потеря 6-8%масс. средних дистиллятов, каждый процент неконденсируемых газов – минус 2-3% масс. В процессе «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» потеря водорода с легкими продуктами минимальна. В то же время, достигаемая степень уплотнения остаточных продуктов благодаря пролонгированному проведению термолиза – максимальна, а потери сырья с коксом отсутствуют. Результат – максимальный выход керосино-дизельных дистиллятов, углеводороды которых имеют среднее, на уровне 1,4-1,5:1, мольное соотношение водород:углерод.

Рис.8 наглядно показывает, что процесс «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» решает технологические задачи как минимум, сразу пяти процессов традиционного НПЗ: атмосферной и вакуумной ректификации, каталитического крекинга, висбрекинга и окисления гудрона. Выход газообразных продуктов в таком базовом процессе по сравнению с термическим и каталитическим крекингом в 1,8 и 5-6 раз ниже, а селективность по выходу целевых бензино-дизельных фракций в 3,5 и 1,3 раза выше. Результат достигается, прежде всего, за счет интегрирования отдельных нефтезаводских термических технологий в один процесс.

Традиционная реакция заводских технологов на вышесказанное: каталитический крекинг вырабатывает товарный автобензин, олефины C_3-C_4, изобутилен и незаменим в структуре НПЗ». Ответим следующим образом: хотя качество бензина каталитического крекинга действительно выше в сравнении с качеством любых термических бензинов, этот аргумент можно было принять 10-20 лет назад, когда качество вырабатываемого бензина еще соответствовало нормам на автобензин. В настоящее время каталитический крекинг требует дополнения процессами гидроочистки либо сырья, либо продукта, а для снижения количества ароматических углеводородов необходимы процессы для контроля содержания ароматики. То есть процесс каталитического крекинга вакуумного газойля становится в ряд ординарных заводских процессов, производящих полупродукты. Задача же выработки необходимого количества легких олефинов может быть решена рядом других современных процессов. Каталитический крекинг не так уж и необходим ?!

Таким образом, подытоживая вышесказанное, можно сделать вывод, что технология «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» превосходит традиционные термические технологии переработки тяжелого нефтяного сырья по возможности управления физико-химическими и химическими превращениями сырья, их глубине и селективности. П роцесс «Вибрекинг-ТЕРМАКАТ®», как базовый процесс НПЗ превосходит известные процессы как по достигаемым технологическим результатам – глубине переработки нефти и выходу светлых продуктов, так и по экономическим показателям: капиталоемкости и эксплуатационным затратам. Построение нефтеперерабатывающего производства на базе такого процесса может обеспечить НПЗ технологическую и экономическую эффективность, а также устойчивость работы в условиях меняющегося рынка. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Матросова Е., Белоусов М. Переработка нефти: развитие ускоренными темпами // Нефтегазовая вертикаль 2008, пилотный выпуск, март, с.10-15
2. Рогов С. Энергетическая политика: шагнет ли отрасль в инвестиционную пропасть? // Нефтегазовая вертикаль 2008, пилотный выпуск, март, с.3-9
3. Турукалов М. Миноритарии топливного рынка увеличат свой пакет // Нефтегазовая вертикаль 2008, пилотный выпуск, март, с.16-19
4. Материалы сайта www.termakat.ru
5. Курочкин А.К. Кавитационно-акустическое воздействие как энергосберегающий фактор в химической технологии // Материалы научно-практической конференции «Энергосбережение в химической технологии 2000»» Казань. 2000. с. 64-68.
6. Сюняев З.И., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. Нефтяные дисперсные системы. – М., 1990. - 224 с.
7. Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы. В 5 т. Т.1 – Алматы: FЫЛЫМ, 2001. - 360 с.
8. Патент РФ на изобретение № 2194737 «Способ получения битума». Патентообладатель Курочкин А.К. Приоритет от 19.11.2001. Курочкин А.К. Хайбуллин А.А. Зарегистрирован в ГРИ РФ 20.12.2002.
9. Патент РФ на изобретение № 1836133. «Сатуратор». Патентообладатель Курочкин А.К. Авторы: Бадиков Ю.В., Курочкин А.К., Марушкин А.Б., Муравьев В.М. Опубл. БИ №31, 1993 г.
10. Пеганов В.Н., Курочкин А.К., Курочкин А.А., Казанцева Л.Н. Мини-завод по переработке нефтешламов // Нефтегазовые технологии. 2002, №1. с. 26-34.
11. Справочник современных нефтехимических процессов // Нефтегазовые технологии. 2001, №3. с. 94-137.
12. Ахметов С.А. с соавт. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа. – М.:Химия, 2005. – 736 с.

Наименование показателя	Значение показателя	
	Определено	по ГОСТ
Плотность при 20°С, г/см³	0,940-0,960	Не норм.
Кинематическая вязкость при 80°С, сСт	60-120	118, не более
Вязкость условная при 80°С, °ВУ	8-16	16, не более
Содержание общей серы, % масс.	1,2	3,5, не более
Содержание воды, % масс.	отсутст.	1,0, не более
Содержание мехпримесей, % масс.	0-0,5	1,0, не более
Содержание асфальтенов, % масс.	7,0-10,0	Не норм.
Температура застывания,°С	+4 – + 15	42, не более
Температура вспышки в открытом тигле, °С	170-205	110, не более

Табл. 2 Физико-химические свойства остаточного продукта переработки урайской нефти по процессу «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» в режиме «до топочного мазута» и требования ГОСТ 10585-99 на мазут топочный марки 100

Наименование показателя	Значение показателя	
	Определено	по ГОСТ
Пенетрация, 0,1мм при температуре 25°С 0 °С, не менее;	130 35	91-130 28
Температура размягчения,°С по КиШ, не ниже;	45	43
Температура хрупкости, °С, не выше;	-19	- 17
Температура вспышки, °С, не ниже;	247	230
Дуктильность при 25 °С, см, не менее;	>100	65
После прогрева: изменение температуры размягчения, °С, не более;	3,0	5
Сцепление, по образцу №: с песком/с гранитом	1/1	1/1-2

Табл. 3 Физико-химические свойства остаточного продукта переработки урайской нефти по процессу «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» в режиме «до битума» и требования ГОСТ 22245-90 на битум дорожный марки БНД 90/130

Развитие нефтегазового комплекса является одним из приоритетных направлений российской экономики. Нефть и газ относятся к наиболее конкурентоспособным российским товарам и пользуются высоким и устойчивым спросом у мировых потребителей. Поэтому качеству продукции уделяется повышенное внимание.

АНАЛИЗ НЕФТЕПРОДУКТОВ С ПОМОЩЬЮ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

А.В. АСТАХОВ | ООО НПФ «Мета-хром» | г. Екатеринбург

ANALYSIS OF PETROLEUM PRODUCTS USING CHROMATOGRAPHIC METHODS

A.V. ASTAKHOV, LLC NPF «Meta-Chrome» (Research and Production Firm «Meta-Chrome» LLC), Yoshkar-Ola

The development of the oil and gas sector is one of the priorities for the Russian economy. Oil and gas are among the most competitive Russian commodities and enjoy a high and steady demand of the world users. Therefore, heightened consideration is given to the quality of the products.

One of the methods to control the quality of petrochemical products is gas chromatography which, at the present time, is one of the most wide spread physical and chemical research methods. The range of analytical tasks catered for in the petrochemical industry and energy sector using gas chromatography analysis methods is extremely broad, for example:

- analyzing the component-by-component composition of natural gas, associated petroleum gas and liquefied gas with a calculation of their heat values;
- determining the component-by-component and fractional analysis of oil and petroleum products with a calculation of some of their physical properties;
- analyzing the content of hydrogen sulfide and mercaptans, chlorine organic compounds in oil;
- analyzing gases dissolved in the oil of power transformers as well as moisture and anti-oxidizing additives;
- analyzing the air in the working area of the industrial enterprises, industrial emissions, atmospheric air.

The events surrounding the arrest of the Russian tanker in the Persian Gulf, carrying Iraqi oil, aroused interest in the problem of identifying the origin of oil. Apart from that, resolution of this problem will be also of interest to forensic investigators and customs authorities from the point of view of identifying the producer and the grade of petroleum products, their possible falsification, while it is of interest to the environmentalists from the point of view of pollution. Actually the methods of ascertaining the original source of oil have been known and well developed for a long time now. The ratio between various hydrocarbons contained in different oil products produced by different producers is telltale and serves as a finger print. Given comparison samples, the analysts can obtain unambiguous information as to the oil producer, the origin of oil spills in the ocean, etc.

The chromatographic method is also used in geological exploration to search for oil, gas deposits and even diamond deposits. The method consists in determining hydrocarbon gases absorbed in soil or sea water (their quantities and ratios).

1. Natural gas as an environmentally clean type of fuel currently meets 50% of the demand for energy. For the companies which produce, transport and consume natural and liquefied gas, accurate and operational analysis of its component-by-component composition, along with measurement of the total quantity and heat value, is an important job required for settling accounts with each other. At the present time the gas industry enterprises determine the component-by-component analysis of natural gas pursuant to the following normative documents:

- GOST 23781-87 Standard. Combustible Natural Gases. Chromatographic Method of determining the component-by-component composition (method A – determination of N_2, O_2, H_2, CO_2, C_1-C_6 with N2 content to be no more than 20% vol., hydrocarbons C5 and higher to be no more than 1% vol., method B – determination of hydrocarbons C_4–C_8 with the content from 0.001 up to 0.5% vol.);

Одним из методов контроля качества нефтехимической продукции является газовая хроматография, которая в настоящее время является одним из наиболее широко распространенных физико-химических методов исследования. Круг аналитических задач, решаемых в нефтехимической промышленности и энергетике с применением газохроматографических методов анализа, чрезвычайно широк, например:

- анализ компонентного состава природного, попутного и сжиженного газа с вычислением их теплотворной способности;
- определение компонентного и фракционного состава нефти и нефтепродуктов с вычислением некоторых их физических свойств;
- анализ содержания сероводорода и меркаптанов, хлорорганических соединений в нефти;
- анализ газов, растворенных в масле силовых трансформаторов, а также влаги и антиокислительных присадок;
- анализ воздуха рабочей зоны промышленных предприятий, промышленных выбросов, атмосферного воздуха.

События, связанные с задержанием в Персидском заливе российского танкера с иракской нефтью возбудили интерес к проблеме определения источника происхождения нефти. Кроме того, в решении этой проблемы также заинтересованы криминалисты и таможенные службы для определения изготовителя и марки нефтепродуктов, возможной их фальсификации, экологи – для определения виновников загрязнения окружающей среды. На самом деле, методы определения источника происхождения нефти давно и хорошо разработаны. Соотношения различных углеводородов, содержащихся в различных нефтепродуктах, произведенных различными изготовителями, индивидуальны, это своего рода «отпечатки пальцев». При наличии образцов сравнения аналитики могут получить однозначную информацию о производителе нефти, происхождении нефтяных пятен в океане и др.

Хроматографический метод применяют также в геологоразведке для поиска месторождений нефти, газа и даже алмазов. Метод заключается в определении адсорбированных в почве или морской воде углеводородных газов (их количества и соотношения).

1.Природный газ как экологически чистый вид топлива в настоящее время более чем на 50% удовлетворяет спрос на энергоносители. Для добывающих, транспортирующих и потребляющих природный и сжиженный газ предприятий точный и оперативный анализ его компонентного состава, наряду с измерением общего количества и теплотворной способности, является важной задачей при проведении взаиморасчетов между собой. В настоящее время на предприятиях газовой промышленности определение компонентного состава природного газа проводится в соответствии с нормативными документами:

- ГОСТ 23781-87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава (метод А – определение N_2, O_2, H_2, CO_2, C_1- C_6 при содержании N_2 не более 20% об., углеводородов C_5 и выше не более 1% об., метод Б – определение углеводородов C_4- C_8 при содержании от 0,001 до 0,5% об.);
- ГОСТ 14920-79. Газ сухой. Метод определения компонентного состава (определение C_1- C_5, а также N_2, O_2, CO, CO_2, и H_2S при содержании от 0,1% масс. и выше);
- ГОСТ 10679-76. Газы углеводородные сжиженные. Метод определения углеводородного состава (определение фракции C_1 - C_5 и их смеси, находящихся под избыточным давлением собственных паров при их содержании 0,01%масс. и выше);
- ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе;
- ГОСТ 28656-90. Газы углеводородные сжиженные. Расчетный метод определения плотности и давления насыщенных паров;
- ISO: 6974-84. Газ природный. Определение содержания водорода, инертных газов и углеводородов до C_8. Газохроматографический метод, а также ASTM D1945-96;
- ISO: 6976-84. Газ природный. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и числа Воббе компонентов;
- Методика выполнения измерений массовой доли воды в попутном нефтяном газе методом газовой хроматографии.

На рисунке 1 представлена хроматограмма природного газа, полученная с помощью двух каналов разделения и детекторов по теплопроводности хроматографа «Кристаллюкс-4000М». ►

2.На предприятиях, которые производят моторные топлива, в т.ч. бензин, при отработке рецептур и технологии изготовления высокооктановых неэтилированных бензинов требуется стабильный и точный анализ углеводородного состава и присадок. Для потребителей важно знать с высокой достоверностью октановое число, плотность, давление насыщенных паров, фракционный состав бензина. Бензин является сложной смесью в основном парафиновых, олефиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, выкипающих в больших пределах температур (от 30^0 до 230^0С). В настоящее время на нефтеперерабатывающих предприятиях определение компонентного состава нефтепродуктов проводится в соответствии с нормативными документами:

- ASTM D5134-92. Стандартный метод детального анализа бензинолигроиновой фракции, включая н-нонан, с помощью капиллярной газовой хроматографии.
- ASTM D6729-01. Стандартный метод определения индивидуальных компонентов в топливах для двигателей с искровым воспламенением газовой хроматографией высокого разрешения на 100-метровой капиллярной колонке, а также ASTM D6730-01, ASTM D6733-01).
- ГОСТ 29040-91. Бензины. Метод определения бензола и суммарного содержания ароматических углеводородов, а также ГОСТ Р51941-2002 (ASTM D44-20) , ASTM D3606, EN12177.
- ASTM D2887-04a. Стандартный метод определения диапазона кипения бензиновых фракций газовой хроматографией (фракционный состав), а также ASTM D3710-95.
- ASTM D4815-94. Стандартный метод по определению МТБЭ, ЭТБЭ, ТАМЭ, ДИПЭ, трет-пентанола и спиртов от C_1 до C_4 в бензине методом газовой хроматографии, а также EN13132.
- Методика измерения массовой доли воды в сырье и продуктах риформинга.

На рисунке 2 представлена хроматограмма бензина АИ-95, полученная с помощью 100-метровой капиллярной колонки и пламенно-ионизационного детектора хроматографа «Кристаллюкс-4000М».

3.Определение содержания в нефти легких углеводородов C_1-C_6 имеет большое экономическое значение, поскольку этот показатель характеризует качество товарной нефти и обусловливает технологические условия переработки, позволяет выявить возможную подкачку в нефть газовых конденсатов в процессе ее транспортировки. В лабораторной практике нефтеперерабатывающих заводов определение содержания легких углеводородов проводится в соответствии с ГОСТ 13379-82. Нефть. Определение углеводородов C_1-C_6 методом газовой хроматографии. Кроме того, важным для последующей переработки нефти и нефтепродуктов является определение их фракционного состава методом имитированной дистилляции – газохроматографической методикой, соответствующей стандарту ASTM D2887-04a.

4.На предприятиях, которые добывают нефтепродукты, а также производят моторные топлива, в т.ч. бензин, требуется, согласно требованиям ГОСТ Р51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» и ГОСТ Р51313-99 «Бензины автомобильные. Общие технические условия», анализ содержания в нефти, газовых конденсатах, легких углеводородных фракциях массовой доли сероводорода и меркаптанов. Содержание соединений серы в сырой нефти является важным показателем качества, поскольку сложность и стоимость технологических процессов нефтепереработки существенно зависят от количества серосодержащих веществ. Меркаптаны и сероводород составляют большую часть соединений серы в низкокипящих нефтяных фракциях. Они имеют чрезвычайно высокую коррозионную активность и являются ядами для катализаторов в процессах переработки нефти. Анализ проводится в соответствии с ГОСТ Р 50802-95. Нефть. Метод определения сероводорода, метил-, и этилмеркаптанов.

5.В процессе добычи, транспортировки и переработки нефти в нее попадают летучие хлорорганические соединения (например, хлороформ, четыреххлористый углерод и др.) Наличие хлорорганических соединений является потенциально опасным для процессов нефтепереработки и выявляется во время очистки технологического оборудования, трубопроводов и резервуаров. Образовавшаяся в процессе гидроочистки или риформинга соляная кислота приводит к коррозии оборудования и отравлению ►

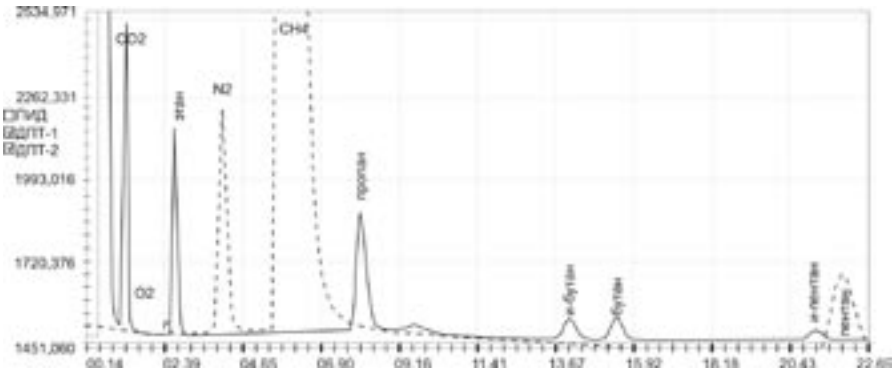


Рис. 1 Хроматограмма природного газа, полученная с помощью двух каналов разделения и детекторов по теплопроводности хроматографа «Кристаллюкс-4000М».

• GOST 14920-79 Standard. Dry Gas. The methods of determining the component-by-component analysis (determination of C_1 –C_5 as well as N_2, O_2 , CO, CO_2 and H_2S with the content being from 0.1% mass and more);
• GOST 10679-76 Standard. Hydrocarbon liquefied gases. The method of determining the hydrocarbon composition (determination of C1 –C5 and their mixture which are under excessive pressure of their own vapors with their content being 0.01% mass and more);
• GOST 22667-82. Combustible natural gases. Calculation method of determining combustion heat, relative density and Wobbe number;
• GOST 28656-90 Standard. Liquefied Hydrocarbon Gases. Calculation Method of Determining Density and Pressure of Saturated Vapor;
ISO 6974-84. Natural Gas. Determining the content of hydrogen, inert gases and hydrocarbons up to C8. Gas Chromatographic method, as well as ASTM D1945-96;
• ISO 6976-84. Natural Gas. Calculation of heat value, density, relative density and Wobbe number of the components;
• Methodology of measuring mass fraction of water in associated petroleum gas using gas chromatography method.

Figure 1 shows a chromatogram of natural gas obtained using two channels of separation and heat conductance detectors of «Crystal lux-4000M» Chromatograph.

2. The companies which produce motor oils including gasoline, when refining the recipes and the technology of producing high octane unleaded brands of gasoline, are in need of consistent and accurate analysis of the hydrocarbon composition and additives. For users it is important to know and to be confident about the octane number, density, saturated vapor pressure, the fractional composition of gasoline. Gasoline constitutes a complex mixture mainly of paraffin, olefinic, naphthenic and aromatic hydrocarbons boiling within a wide range of temperatures (from 30^0 up to 230^0C). At the present time, oil refineries determine the component-by-component composition of petroleum products pursuant to the following normative documents:
• ASTM D5134-92. Standard Method of Analyzing in Detail the Top Fraction Including N-nonane Using Capillary Gas Chromatography;
• ASTM D6729-01. Standard Method of Determining the Individual Components in Fuels for Spark Ignition Engines Using Gas Chromatography of High Resolution on 100-m Capillary Column as well as ASTM D6730-01, ASTM D7633-01
• GOST 29040-91 Standard. Gasoline. Methods of Determining Benzol and Cumulative Content of Aromatic Hydrocarbons as well as GOST R51941-2002 (ASTM D4420), ASTM D3606; EN 12177.
• ASTM D2887-04a. Standard Method of Determining the Range of Gasoline Fractions Boiling Using Gas Chromatography (Fractional Composition) as well as ASTM D3710-95;
• ASTM D4815-94. Standard Method of Determining MTE, ETBE, TAME, DIPE, Tret-pentanol and Alcohols from C_1 –C_4 in Gasoline Using Gas Chromatography Method as well as EN 131132.
• Methodology of Measuring Mass Fraction of Water in the Oil for Reforming and Reforming Products. Figure 2 shows a chromatogram of gasoline AI-95 obtained using 100-m capillary column and the flame ionizing detector of «Crystal lux-4000M» Chromatograph.

3. Determining the content of light hydrocarbons C_1 –C_6 in oil has a great economic importance since this indicator characterizes the quality of stock tank oil and stipulates the technological conditions for refining, allows possible roll-in of gas condensates into oil to be ascertained during its transportation. In the laboratory practice of the oil refineries, determination of light hydrocarbon content is carried out pursuant to GOST 13379-82. Oil. Determination of C_1 –C_6 Hydrocarbons Using Gas Chromatography. Besides, critical for subsequent oil and petroleum products refining is the determination of their fractional composition by means of simulated distilling method – gas chromatographic procedure, consistent with ASTM D2887-04a Standard.

4. The companies which produce petroleum products as well as produce motor fuels including gasoline, require, under the requirements of GOST R51858-2002 Standard «Oil. General Technical Requirements» and GOST R513-13-99 Automobile gasoline. General Technical Requirements.», an analysis of content in oil of gas condensates, light hydrocarbon fractions, mass fraction of hydrogen sulfide and mercaptans. The content of sulfur compounds in cru-

de oil is an important quality index because the complexity and cost of oil refining processes significantly depend on the quantity of sulfur containing materials. Mercaptans and hydrogen sulfide account for the greatest percentage of sulfur compounds in low boiling petroleum fractions. They possess an extremely high corrosive activity and are poisons for catalysts in the oil refining processes. The analysis is made pursuant to GOST R 50802-95 Standard. Oil. Methods of Determining Hydrogen Sulfide, Methyl and Ethyl Mercaptans.

5. During the process of producing, transporting and refining oil, volatile chlorine organic compounds find their way into it (for example, chloroform, carbon tetrachloride and others). The presence of chlorine organic compounds is potentially hazardous for oil refining processes and is detected during the cleaning of production equipment, pipelines and reservoirs. The hydrochloric acid produced during the process of hydraulic cleaning or reforming causes the equipment to corrode and the catalysts of the hydro catalytic processes to be poisoned which results in equipment failures. Therefore the comprehensive arrangements of monitoring crude oil must be complemented with oil analysis for the content of the above compounds. The analysis is made pursuant to the «Procedure of Taking Readings of Volatile Chlorine Organic Compounds Content in Oil and Petroleum Products» No. ROCC RU/0001/512150, devised by Tomsk-NIPIneft.

6. In the practice of the petrochemical enterprises there arises a need for diagnostics and fault finding in oil filled electric equipment, including power transformers. Diagnostics of such equipment is an important step from the point of view of ensuring safety and trouble free operation of power networks. Transformer oil and insulation materials decompose, releasing the gases whose qualitative and quantitative composition can help forecast the incipient defects of the oil filled equipment at an early stage and thus prevent emergency situations in the electric power sector. Analysis of the gases dissolved in the oil of the power transformers as well as moisture and anti-oxidizing additives is made pursuant to the following normative documents:

• RD 34.46.303-98. Methodology Guidelines on Preparation and Conductance of Chromatographic Analysis of Gases Dissolved in the Oil of Power Transformer as well as ASTM D3612-92;
• RD 153-34.0-46.302-00 and RD 34.46.302-89. Methodology Guidelines on Diagnostics of Incipient Defects on Transformer Equipment Based on the Results of Chromatographic Analysis of the Gases Dissolved in Oil;
• RD34.46.107-95. Methodology Guidelines on Determination of Water Content and Air Content in Transformer Oil;
• MKXi 01-99 (MKXf 01-99). Procedure of Quantitative Chromatographic Analysis. Determination of Ionol Content (Furan Derivatives) in Transformer Oils Using Gas Liquid Chromatography Method.

7. Despite environment protection measures the petrochemical companies remain the principal polluters of the atmospheric air with saturated, unsaturated, aromatic hydrocarbons as well as their derivatives in gaseous, vapor, spray form, while up to 80% of the hydrocarbon pollutants is accounted for by lowest saturated and aromatic compounds. Proper analysis of the air pollutants allows labor safety at industrial enterprises to be organized correctly and effective control over breaches of sanitary norms applicable to air to be exercised.

Many firms, both Russian and international, are concerned with development and production of gas chromatographs.

The «Crystal lux-4000M» Chromatograph of «Metachrome» manufacture has a high technology system for electronic control of gas flows which ensures unique reproductivity of split vent times and hence makes identification of the compounds under analysis more reliable.

High speed heating and cooling of the chromatograph thermostat reduces full cycle time for chromatographic separation. If the user is faced with the need to run serial tests, automatic dosing units for liquid, equal weight vapor or gas are available. The automatic dosing devices are designed to work round the clock and to run tests without the operator in attendance. The chromatograph is controlled by personal computer. The software interface greatly facilitates the operator's work. The chromatograph can operate at any distance from the computer, while chromatograph control as well as data transmission are carried out via standard interfaces.

Анализ газов, растворенных в масле силовых трансформаторов, а также влаги и антиокислительных присадок проводится в соответствии с нормативными документами

катализаторов гидрокаталитических процессов, что приводит к отказам в работе оборудования. Поэтому комплексная схема мониторинга нефтяного сырья должна быть дополнена анализом нефти на содержание указанных соединений. Анализ проводится согласно «Методике выполнения измерений содержания летучих хлорорганических соединений в нефти и нефтепродуктах» № РОСС RU/0001/512150, разработанной Томск-НИПИнефть.

6.В практике нефтехимических предприятий возникает необходимость диагностики и определения неисправностей в маслонаполненном электрическом оборудовании, в т.ч. силовых трансформаторах. Диагностика такого оборудования является важной задачей с точки зрения обеспечения безопасности и бесперебойной работы энергетических сетей. Трансформаторное масло и изоляционные материалы разлагаются с образованием газов, по качественному и количественному составу которых можно предсказать развивающийся дефект маслонаполненного оборудования на ранней стадии, тем самым предотвратить аварийные ситуации в электроэнергетике. Анализ газов, растворенных в масле силовых трансформаторов, а также влаги и антиокислительных присадок проводится в соответствии с нормативными документами:

- РД 34.46.303-98. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов, а также ASTM D3612-92;
- РД 153-34.0-46.302-00 и РД 34.46.302-89. Методические указания по диагно-стике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле;
- РД34.46.107-95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле;
- МКХi 01-99 (МКХf 01-99). Методика количественного хроматографического анализа. Определение содержания ионола (фурановых производных) в трансформаторных маслах методом газожидкостной хроматографии.

7.Несмотря на природоохранные мероприятия, предприятия нефтехимии остаются основными загрязнителями атмосферного воздуха предельными, непредельными, ароматическими углеводородами, а также их производными, находящимися в газообразном, парообразном или аэрозольном состоянии, причем до 80% углеводородных загрязнителей приходится на долю низших предельных и ароматических соединений. Достоверный анализ загрязнителей воздуха позволяет правильно организовать охрану труда на промышленных предприятиях и вести эффективный контроль за нарушением санитарных норм, предъявляемых к окружающему воздуху.

Разработкой и производством газовых хроматографов занято множество фирм, как российских, так и заграничных.

Хроматограф производства Мета-хром «Кристаллюкс-4000М» обладает высокотехнологичной системой электронного управления потоками газов, что обеспечивает уникальную воспроизводимость времен удерживания, а следовательно, делает идентификацию анализируемых соединений более достоверной. Высокоскоростной нагрев и охлаждение термостата хроматографа сокращают время полного цикла хроматографического разделения. Если пользователь сталкивается с необходимостью проведения серийных анализов, к его услугам – автоматические дозаторы жидкости, равновесного пара или газа. Автоматические дозаторы рассчитаны на круглосуточную работу и позволяют проводить анализы в отсутствии оператора. Хроматограф управляется с помощью персонального компьютера. Интерфейс программного обеспечения существенно облегчает работу оператора. Хроматограф может работать на любом удалении от компьютера, при этом управление хроматографом, а также передача данных осуществляются по стандартным интерфейсам. ■

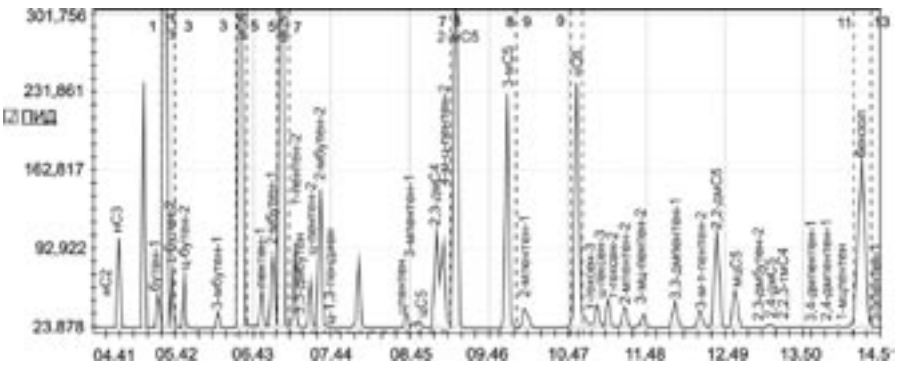


Рис. 2 Представлена хроматограмма бензина АИ-95, полученная с помощью 100-метровой капиллярной колонки и пламенно-ионизационного детектора хроматографа «Кристаллюкс-4000М».

II Международная специализированная конференция

«ПОЖАРНАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ТЭК. УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ. ЛИКВИДАЦИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

в рамках 5-й Международной специализированной выставки

«ЭКОЭФФЕКТИВНОСТЬ-2008»

21-23 октября 2008 года

Москва, ЦВК «Экспоцентр», 5 павильон

ТЕМАТИЧЕСКИЕ СЕКЦИИ КОНФЕРЕНЦИИ:

- Комплексные системы пожаротушения объектов ТЭК, включая морские; контроль загазованности.
- Спецодежда, средства индивидуальной защиты.
- Нормативные и методические документы в области организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.
- Методы утилизации буровых шламов. Установки обеззараживания буровых и нефтяных шламов.
- Технологии и средства нейтрализации, переработки, утилизации и регенерации собранной нефти и нефтепродуктов, отработанных сорбентов, переработка и утилизация нефтесодержащих вод и отходов, рекультивация территорий.
- Оборудование для очистки резервуаров и железнодорожных емкостей.
- Средства локализации, сбора и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.
- Комплексные технологии ликвидации разливов нефти.
- Экологический мониторинг, охрана окружающей среды, оценка природных и техногенных рисков.
- Экоэкспертиза и экоаудит промышленных объектов.
- Информационные и геоинформационные технологии в чрезвычайных ситуациях.
- Современные телекоммуникационные средства при аварийных ситуациях.
- Нормативные и методические документы в области предупреждения и тушения пожаров на объектах ТЭК.

В конференции примут участие в качестве слушателей и выступающих с докладами представители ведущих отечественных и зарубежных нефтегазовых компаний:

ОАО «ЛУКОЙЛ»
ВНИИГАЗ (ОАО «ГАЗПРОМ»)
ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»
ОАО «ЛУКОЙЛ-ВОЛГОГРАДНЕФТЕПРОДУКТ»
ОАО «СЛАВНЕФТЬ»
ОАО «ТАТНЕФТЬ»
ЛУКОЙЛ ОВЕРСИЗ ХОЛДИНГ
ОАО «РОСНЕФТЬ»
ТНК-ВР
STATOIL ASA
ОАО «ГАЗПРОМ»
ОАО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»
АК «КАЗМУНАЙГАЗ»
АК «КАЗТРАНСОЙЛ»
ОАО «ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»
АКН «БАШНЕФТЬ»
ОАО «РУСНЕФТЬ»
ОАО «САЛАВАТНЕФТЕОРГСИНТЕЗ»
КАСПИЙСКИЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ КОНСОРЦИУМ
МЧС РОССИИ
WWF (ВСЕМИРНЫЙ ФОНД ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ)

В работе конференции примут участие ведущие предприятия-разработчики и предприятия-изготовители пожарного, промышленного и экологического оборудования, научно-исследовательские и проектные институты.
По итогам конференции планируется выпуск тезисов выступлений.

ОРГАНИЗАТОР

INTER ECO EXPO

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ:

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ЕДИНАЯ СЛУЖБА СПАСЕНИЯ

тел.: (495) 744-1771 факс: (495) 290-4792

www. ecointech.ru e-mail: bordachev@vernadsky.ru

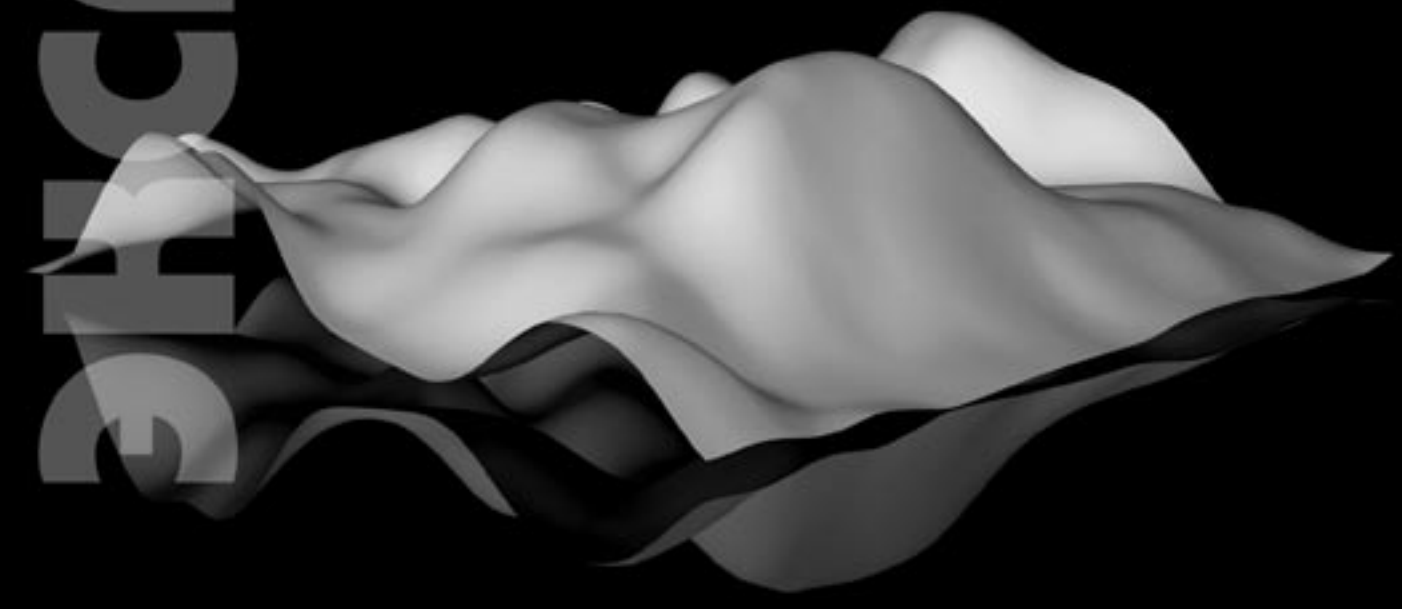
ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА
GEOLOGY, GEOPHYSICS

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №3/Нг ИЮНЬ 2008

ЭКСПОЗИЦИЯ

В данной рубрике обширно раскрыты темы современного оборудования, технологий, методов и способов работы в геофизики и геологии.

This Section Deals Extensively with the Subject of Modern Equipment, Technologies, Methods and Ways of Working in Geophysics and Geology.



The final stage of the oilfield development, as a rule, is characterized by the established system of producing well and injection well location, by large volumes of production and water injection with high levels of water-oil ratio. During this period the reservoir is developed in independent and segregated fields which have taken shape due to heterogeneity of its geological structure. At the final stage of the oilfield development, forced well operation is used. In the meantime for the oil recovery factor of the formations to increase, the water flooding system should be well organized.

WAYS OF INCREASING OIL RECOVERY FACTOR
AT THE FINAL STAGE OF THE OILFIELD DEVELOPMENT

N.S. TYAN | Deputy General Director, Science, «YuganskNIPI» | Yugansk

As it is known, in the mode of oil displacement with an agent, the oil recover factor (Korf) is the product of the oil displacement efficiency (Kode) and the sweep efficiency of the formation volume by displacement (Kse):

$$K_{но} = K_{выт} x K_{охв} \qquad (1)$$

The displacement efficiency is determined using soil samples under laboratory conditions and does not depend on human activities; instead it is the result of the effect of the micro heterogeneity of the porous medium and the impact of the capillary forces on the contact between oil and the displacing agent. The value of the displacement efficiency depends on the values of initial and residual oil saturation and is determined using the following formula:

$$Kвыт = \frac{\beta н - \beta он}{\beta н} \qquad (2)$$

Proceeding from the formula (1), given full sweep of the volume of oil saturated soils by the displacement process, i.e. when Kse = 1, the oil recovery factor will be equal to the displacement efficiency.

Thus, for the values of initial oil saturation, equal to 0.6, and the residual oil saturation, equal to 0.285, at the moment of full sweep of the volume of oil saturated soils by displacement, the oil recovery factor will be equal to 0.525.

The sweep efficiency in terms of volume is a measure of the effect of the formation heterogeneity in space. Its value equals the product of the sweep efficiency in terms of area (K_g) multiplied by the sweep efficiency in terms of capacity (K_v): ►

$$K_{охв} = K_г \; x \; K_в \qquad (3)$$

The sweep efficiency in terms of volume can be defined as the quotient obtained when the volume of pores filled with injected liquid is divided by the total volume of the moving crude oil (Vmco) which is equivalent to the effective volume of water injected into the formation:

$$Kохв = \frac{(\sum зак - \sum вод) \times \beta в}{Vнти} \qquad (4)$$

where:
Σinj – accumulated injection of water;
Σwat – accumulated water production;
βw - water volume co-efficient

Using formula (4) one can increase the efficiency of developing the reservoir by

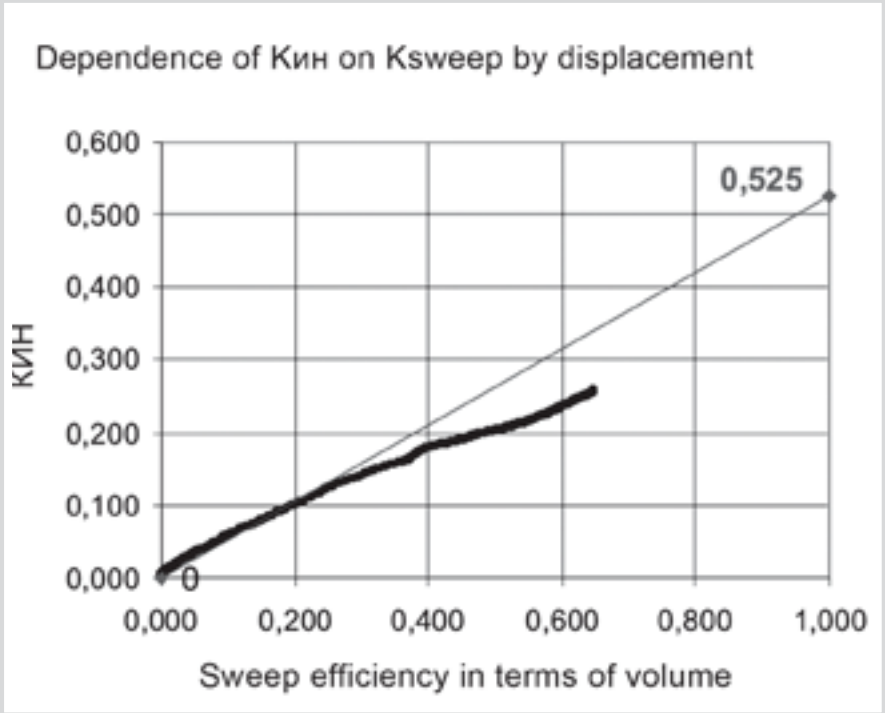


Рис. 1

June 1985-January 1987		June 1988 – April 1992		September 1995- May 2003		Projection from 01.08.2007	
Accumulated oil production	Water-oil ratio	Accumulated oil production	Water-oil ratio	Accumulated oil production	Water-oil ratio	Accumulated oil production	Water-oil ratio
220641	0,66	320715	1,70	450924	4,11		
273397	1,32	413054	3,97	505118	6,59	533375	10,56
552851	50	688022	50	713750	50	713750	50

Табл. 1 / Tab. 1

increasing the sweep efficiency in terms of the volume of the oil saturated formation. Increased volume of the water injected will cause the sweep efficiency to increase, while increased volume of water production will cause it to decrease.

How much water one should inject and produce? At the final stage of development, while keeping the material balance, one should inject as much water into the reservoir as the amount of liquid collected from it under in-place conditions.

In order to determine the volume of water production one has to make additional calculations and determine the dependence of the water-oil ratio on the accumulated oil production of the reservoir in question.

Fig. 2 shows the schedule of one of the oilfield development in the logarithmic system of coordinates in which the X axis is the accumulated production of oil while the Y axis in the logarithmic scale is the liquid production, oil production and the value of water-oil ratio for the period (month).

Dependence of the water-oil factor on accumulated oil production for the three periods of development has been determined based on the data listed in Table 1.

The first dependence has been determined based on the stable period of development from July 1985 through January 1987:

$$y = 0{,}0378154e0{,}0000130x \qquad (5)$$

where y – water-oil ratio;
x – accumulated water production.

This particular period of the oilfield development is characterized by a scarce network of producing and injecting wells and the growing liquid production due to switching the wells over to mechanized method of operation. The well bottomhole pressures were no less than 150 kgf per sq.cm.

Using dependence (5) one can determine the accumulated oil production or extracted oil reserves for the established system of oilfield development at the water-oil ratio of 50 which corresponds to 98% water flooding of the reservoir:

$$Q_{нак} = V_{изв} = (LN(50/0{,}0378154))/0{,}000013 = 552\ 851\ 000\ tons \qquad (6)$$

The second dependence of the water-oil ratio on the accumulated oil production includes a stable period of oilfield development from June 1988 through April 1992:

$$y = 0{,}089120e0{,}000009x \qquad (7)$$

This period of oilfield development is characterized by maximum volumes of liquid production. During this period the infill drilling ends and all the wells are operated, primarily, by mechanized method. The bottomhole pressures do not decrease and remain at the level of 150 kgf per sq.cm. The oilfield passes over to the stage of declining oil production.

If such oilfield development system had been maintained, upon attainment of the water-oil ratio value equaling 50, the accumulated production would have amounted to 688022 thnd tons: ►

Oilfield	Reservoir 1	Reservoir 3	Reservoir 4	Reservoir 2
Year	2007	2007	2007	2007
Water-oil ratio	10,59	1,58	6,92	0,95
Qliq tons/day	Qliq tons/day	Qliq tons/day	Qliq tons/day	Qliq tons/day
10	0,86	3,88	1,26	5,12
30	2,59	11,64	3,79	15,36
50	4,31	19,39	6,31	25,60
100	8,63	38,78	12,62	51,19
150	12,94	58,18	18,93	76,79
200	17,25	77,57	25,24	102,39
250	21,57	96,96	31,55	127,98
300	25,88	116,35	37,87	153,58
350	30,20	135,75	44,18	179,18
400	34,51	155,14	50,49	204,78
450	38,82	174,53	56,80	230,37
500	43,14	193,92	63,11	255,97

Табл. 2 / Tab. 2

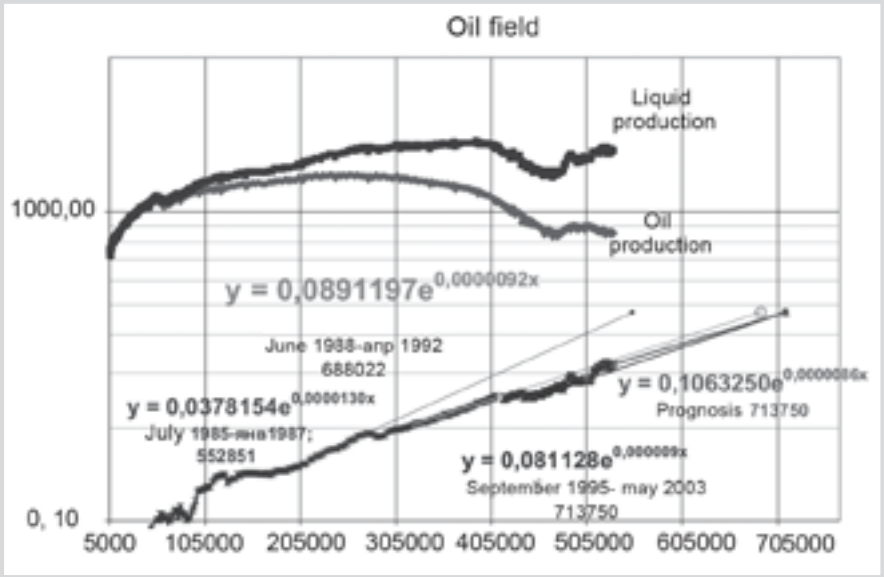


Рис. 2 / Fig. 2

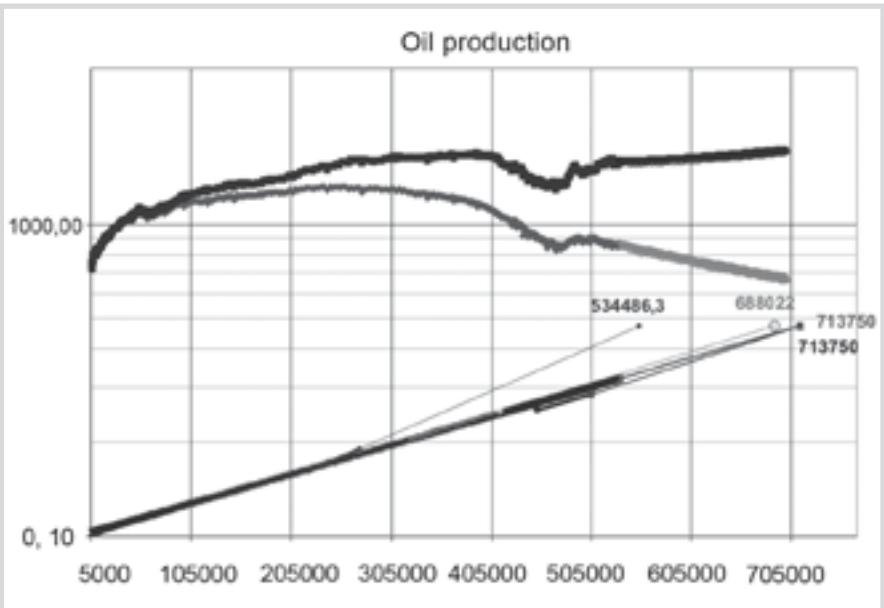


Рис. 3 / Fig. 3

$$Q_{нак} = (LN(50/0{,}0891197))/0{,}0000092 = 688\ 022\ 000 \text{ tons} \quad (8)$$

Implementation of such measures as down-spacing, establishment of the flooding system and switchover of the wells to mechanized method of operation has made it possible to increase the extracted reserves by approximately 135 million tons. The third dependence of the water-oil ratio on the accumulated oil production includes the period of the oilfield development from September 1995 through May 2003:

$$y = 0{,}0811276e0{,}0000087x \quad (9)$$

Prior to this period of oil field development in the oilfield there had occurred a drop of liquid production due to de-commissioning of highly water encroached wells. The period of oilfield development in hand is characterized by stabilized liquid production, optimized working mode of the wells by reducing the bottomhole pressure down to 50 kgf per sq.cm and by growth of liquid production as well as the shutdown of the high-output water encroached wells.

If such oilfield development system had been maintained, upon attainment of the water-oil ratio value equaling 50, the accumulated production would have amounted to 713750 thnd tons:

$$Q_{нак} = (LN(50/0{,}0811276))/0{,}0000087 = 713\ 750\ 000 \text{ tons} \quad (10)$$

Thus, the boosted draining and adjustment of the water-oil ratio by shutting down highly water cut wells would have allowed the extracted reserves to increase by approximately 25 million tons.

According to the third dependence, the extracted oil reserves of the oilfield in question are estimated as being maximum. Using this dependence one can determine the basic water-oil factor for the past period, given the established levels of liquid production (Fig. 3).

By comparing the actual established water-oil ratio with its basic value one can speak about the efficiency of the oilfield development. If the actual values of the water-oil ratio do not exceed the basic values, that means the oilfield development is effective and vice versa.

The last period of the oilfield development cannot be described as efficient since the actual value of the water-oil ratio exceeded the basic ones obtained according to the last derived dependence of the water-oil ratio on the accumulated oil production (Fig.4). Such further development of the oilfield would lead to reduced extraction of the reserves.

In order to prevent it happening one has to be guided by the dependence of the water-oil ratio on the accumulated oil production obtained based on the coordinate values of the water-oil ratio and the accumulated oil production of the last period (month) of development and the water-oil ratio value equal to 50 with accumulated production being equal to 713750 thnd tons:

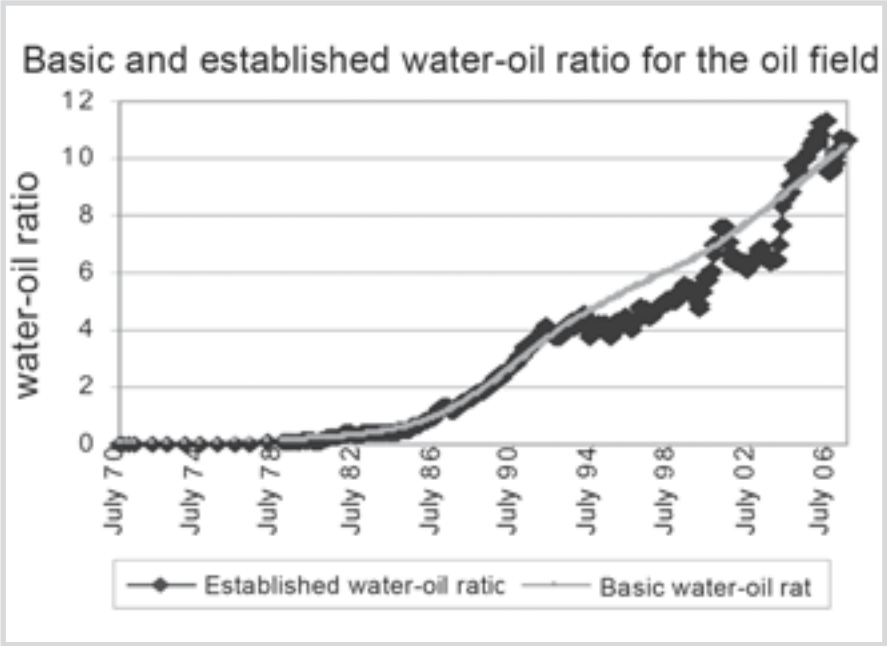


Рис. 4 / Fig. 4

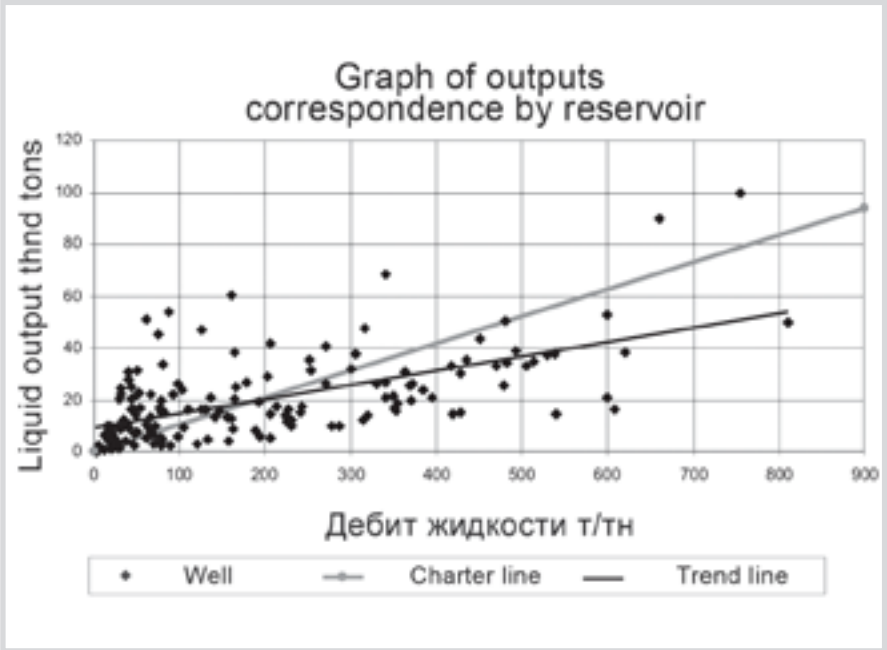


Рис. 5 / Fig. 5

As at 01.08.07 this dependence has the following form:

For reservoir 1:

$$y = 0{,}1063250e0{,}0000086x \quad (11)$$

For reservoir 2:

$$y = 0{,}2135764e0{,}0000119x \quad (12)$$

For reservoir 3:

$$y = 0{,}2543971e0{,}0000279x \quad (13)$$

For reservoir 4:

$$y = 0{,}2492024e0{,}0001402x \quad (14)$$

Each oil reservoir being developed has its own dependence for a particular period.

Based on these dependences and knowing the accumulated oil production, one can determine, for the reservoir, the basic water-oil ratio for the projected period. Based on the basic value of the water-oil ratio, one can determine the allowable portion of water in the well production or minimum oil output (Table 2).

One can plot charts where each liquid output would correspond to oil output determined based on the water-oil ratio, according to the dependences derived.

Using such charts, you can judge the efficiency or inefficiency of the well operation mode and the measures taken.

Fig. 5 sets out a graph of outputs correspondence for one reservoir of the oilfield. Those wells are efficient which are above the line of the chart while the inefficient ones are situated below the line of the chart.

The chart can be plotted for the outputs in terms of reservoirs with reference to time. ■

В последние годы ведется много споров вокруг процедуры аккредитации, обсуждаются плюсы и минусы существующей системы, представители различных государственных структур, общественных организаций и бизнес-сообщества обсуждают перспективы реформирования системы аккредитации, выявляют наиболее существенные проблемы, предлагают решения. Решение проблем российской системы аккредитации сейчас особенно актуально, так как Российская Федерация все больше осознает себя частью мирового сообщества, развивает методы взаимодействия с другими его участниками, активно пытается вступить в международные организации, участие в которых важно для успешного развития российской экономики.

СОСТОЯНИЕ РОССИЙСКОЙ СИСТЕМЫ АККРЕДИТАЦИИ

С.Е.КОНОПЛЕВА специалист по сертификации Экспертного Центра «Новотест» г. Москва

STATUS OF THE RUSSIAN ACCREDITATION SYSTEM

The resolution of the problems of the Russian accreditation system is especially topical now since the Russian Federation is coming to view herself more and more as part of the world community and is developing ways of interfacing with its other players, is becoming active in trying to enter international organizations the participation in which is important for a successful development of the Russian economy.

Since 2000 Russia as represented by the Federal Service for Environmental, Technological and Atomic Supervision (Rustechnadzor) has been making attempts to join the European Accreditation Community (EA) – an international organization incorporating 32 countries. In 2008 the member countries are to consider the possibility of the Russian Federation joining this organization. Last July Constantine Pulikovsky, Head of the Federal Service for Environmental, Technological and Atomic Supervision, met up in Moscow with Ms Greau Rodland, Chair of the Committee on the Multi-Lateral Agreement of the European Accreditation Community. During this meeting Ms Rodland spoke positively of the accreditation activities pursued by the experts of Rustechndzor as well as pointed out existing problem areas, for example, the inadequacy of the metrology facilities of the expert organizations. On the whole, the accreditation activities came in for approval and Greau Rodland advised that Russia had every chance of signing an agreement with the European Accreditation Community in the near future.

In 2008 Russia is planning on joining the WTO which would mean the opening of its borders for foreign products, that is to say the issue of Russian goods being competitive is expected to become one of the pivotal ones. Without dealing with this issue Russia will not be in a position to survive in the world marketplace, its industry will not be able to compete against its international rivals and such a state of affairs threatens the country with economic crisis. Last summer another attempt was made to change and improve the accreditation system, a draft Concept for the establishment of a unified accreditation system in the Russian Federation was put forward. The need to create a unified system instead of several ones divided industry by industry is predicated by the fact that the division of mandate with respect to accreditation complicates the process of compliance validation. In order to ensure that consumers trust the quality of the goods in Russia a certification procedure was put in place. The idea underlying the certification is to confirm compliance of certain product features with the requirements applicable to them; it is carried out by the certification authorities. However, it is not always that the certification procedure makes people trust its results. This is due to the fact that the competence of the authorities who make the certification is doubted both by Russian consumers and the international ones. The certification authorities as well as the test laboratories which run the necessary tests during the certification must meet a set of conditions. They have to be manned by competent staff and use the necessary equipment, etc. The consumers have to be sure that the compliance certification authority has the facilities to carry out all the required tests and eva-

С 2000 года Россия в лице Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзора) пытается вступить в Европейское содружество по аккредитации (EA) – международную организацию, включающую 32 страны. В 2008 году страны-члены ЕС рассмотрят возможность присоединения к этой организации Российской Федерации. В июле прошлого года руководитель Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Константин Пуликовский встретился в Москве с председателем комитета по многостороннему соглашению европейского содружества по аккредитации госпожой Гро Родланд. В ходе этой встречи госпожа Родланд дала положительную оценку деятельности по аккредитации, проводимой специалистами Ростехнадзора, а также отметила существующие недостатки, например несовершенство метрологической базы экспертных организаций. В целом же работа по аккредитации была одобрена, и Гро Родланд сообщила, что Россия имеет все шансы подписать соглашение с ЕС по аккредитации в ближайшем будущем.

В 2008 году Россия планирует вступить в ВТО, а значит открыть границы для иностранной продукции, то есть вопрос конкурентоспособности российских товаров станет одним из важнейших. Без решения данного вопроса Россия не сможет выжить на мировом рынке, ее промышленность не сможет соперничать с иностранными конкурентами, а такое положение вещей грозит стране экономическим кризисом. Прошедшим летом была предпринята очередная попытка изменить и улучшить систему аккредитации, был предложен проект концепции формирования единой системы аккредитации в Российской Федерации. Необходимость создания единой системы вместо нескольких, разделенных по отраслям, обусловлена тем, что разделение полномочий в части аккредитации усложняет процесс подтверждения соответствия.

Для обеспечения доверия потребителей к качеству товаров в России была создана процедура сертификации. Сущность сертификации состоит в подтверждении соответствия определенных характеристик продукции установленным к ним требованиям, проводится она уполномоченными органами по сертификации. Но не всегда процедура сертификации обеспечивает необходимое доверие к ее результатам. Это обусловлено тем, что компетентность органов, проводящих сертификацию, вызывает сомнение как у российских потребителей, так и у зарубежных. Органы по сертификации, а также испытательные лаборатории, проводящие необходимые в ходе сертификации испытания, должны удовлетворять ряду условий. Они должны иметь компетентный персонал, необходимое оборудование и т.п. Потребители должны быть уверены, что у органа по подтверждению соответствия имеются возможности для проведения всех необходимых испытаний и оценок. Процедура, устанавливающая право организации на подтверждение соответствия называется аккредитацией.

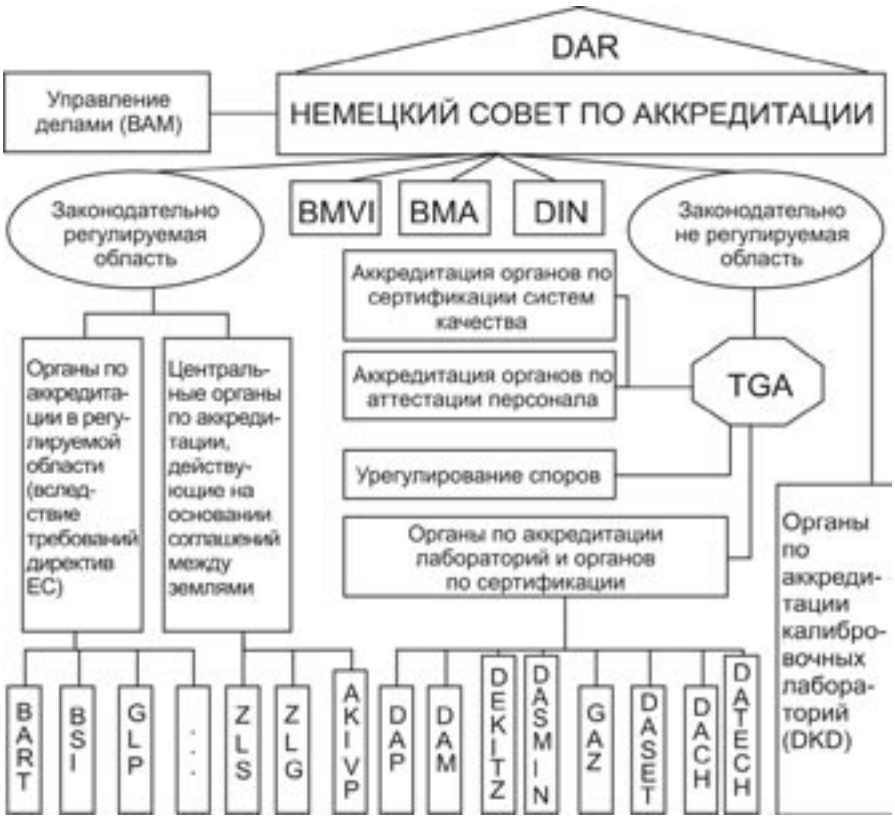
Но, к сожалению, существующая в России система аккредитации не способна обеспечить доверие к деятельности по оценке соответствия, создать условия для взаимного признания результатов сертификации заинтересованными сторонами в разных странах мира, обеспечить равные и единые условия доступа к деятельности по оценке соответствия для всех организаций независимо от их взаимоотношений с аккредитующей организацией. Российская система аккредитации ►

не признается в других странах, что, соответственно, привносит затруднения и в признание результатов сертификации, проводящейся в системах, аккредитованных в России. Для того чтобы изменить сложившуюся ситуацию ответственным за аккредитацию органам власти необходимо обнаружить ошибки в системе и принять меры по их исправлению.

Наиболее существенным недостатком относительно европейских систем аккредитации является неудачное распределение ответственности в российской системе. Право на проведение аккредитации в обязательной сфере передано федеральным органам исполнительной власти, причем каждый из них устанавливает свои правила. Это приводит к тому, что не все органы по сертификации и испытательные лаборатории имеют равные возможности при аккредитации на проведение работ по подтверждению соответствия. Органы исполнительной власти вправе выбирать те организации, с которыми им удобнее сотрудничать, сотрудники которых более управляемы. В системе добровольной сертификации аккредитуют на право проведения работ по подтверждению соответствия те организации, которые создали и зарегистрировали систему сертификации. Очевидно, что для них выгодно проводить аккредитацию тех органов по сертификации и испытательных лабораторий, которые зависимы от аккредитующей организации и приносят ей своей деятельностью дополнительный доход. Такие неблагоприятные условия приводят сейчас к тому, что образуются системы, в которых сертифицирующие организации зависят от аккредитующих, что, в свою очередь, затрудняет оценку результативности сертификации и снижает ее эффективность.

Еще один недостаток существующего сейчас распределения полномочий и ответственности в области аккредитации – это создание излишних требований для потребителя. Каждый уполномоченный на проведение аккредитации федеральный орган исполнительной власти аккредитует некоторое количество органов по сертификации, которые выдают разрешительные документы. Впоследствии создается ситуация, когда производители или продавцы вынуждены получать необходимые для их деятельности документы в разных организациях, например, один и тот же производитель может быть обязан получить сертификат соответствия ГОСТ Р и сертификат пожарной безопасности, выдаваемые разными организациями, часто также требуется получение санитарно-эпидемиологического заключения, разрешения Ростехнадзора на применение и др. Получение всех необходимых документов требует времени и специальных знаний, которые помогут разобраться в условиях и правилах работы с каждой организацией, разрешение которой требуется для осуществления деятельности. В европейских странах большее распространение получил подход, при котором за проведение аккредитации отвечает определенная государственная структура, которая объединяет и согласует требования всех заинтересованных сторон.

В Российской Федерации общее руководство аккредитацией было поручено в 1994 году Госстандарту РФ, теперь оно находится в ведении Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Ростехрегулирования), которому были переданы функции Госстандарта. Вероятно, возложение на Ростехрегулирование этих обязанностей, ►



luations. The procedure which validates an organization's rights to confirm compliance is called accreditation.

However the system of accreditation which exists in Russia now is not capable of ensuring confidence in the compliance evaluation activities, creating the environment for mutual recognition of the certification results by the interested parties of different countries in the world, ensuring equal and uniform conditions of access to the compliance evaluation activities for all the organizations irrespective of their relationship with the accreditation organization. The Russian accreditation system is not recognized in other countries which correspondingly impedes recognition of the certification results obtained in the systems accredited in Russia. In order to change the current situation the authorities responsible for certification need to identify errors in the system and to take action to correct them. The most essential drawback as compared to European accreditation systems is the unfortunate distribution of responsibility in the Russian system. The rights to accredit in the obligatory sphere have been delegated to the federal executive bodies and each of them lay down their own rules. That leads to a situation whereby not all the certification authorities and the test laboratories enjoy equal opportunities to accredit for the performance of compliance certification work. The executive authorities are entitled to choose those organizations with which they find it more convenient to cooperate and whose employees are more manageable. In the voluntary certification system it is those organizations who accredit for the right to engage in compliance certification work that have put in place and secured registration for their certification system. It is obvious that it is beneficial for them to accredit those certification authorities and test laboratories which are dependent on the accreditation organization and generate additional revenue by their operations. Such unfavorable environment causes systems to be formed where the certification organizations depend on the accreditation ones which, in its turn, makes it difficult to assess the efficiency of certification and reduces its effectiveness. Another drawback inherent in the current distribution of mandate and responsibilities in the area of accreditation is the fact that more problems are being created for the consumer. Every federal executive authority with accreditation powers accredits a certain number of certification bodies which issue license documents. Subsequently a situation unfolds where manufacturers or dealers have to obtain documents which they need to operate their businesses from different organizations, for example, the same manufacturer may be obligated to secure a GOST R compliance certificate and fire safety certificate issued by different organizations; also it is often required to obtain the sanitary and epidemiological opinion, application license issued by Rustechnadzor, etc. To get all the necessary documents is time-consuming and requires special knowledge which would help to understand the conditions and rules by which one has to deal with each organization whose license is needed to operate the business. In European countries it is common for a certain government agency to be responsible for accreditation which incorporates and coordinates the requirements of the interested parties.

In the Russian Federation in 1994 the overall oversight of the accreditation was assigned to the State Standards of the Russian Federation; it is now accountable to the Federal Agency for Technical Regulation and Metrology (Rustechregulation) to which the functions of the State Standards were delegated. It would probably be right to say that to transfer these responsibilities to Rustechregulation was a mistake. In terms of its status Rustechregulation is below ministries and departments which it is supposed to regulate; under such conditions regulation cannot be effective by definition. It would make sense if Rustechregulation were to be vested with supervisory functions while governing functions are to be vested in a separate department whose position within the structure of governing bodies would be consistent with the mission assigned to it.

Russia cannot settle for the existing situation where in European and other countries the certification results are not recognized and Russian accreditation is not trusted. All this puts up additional barriers in Russia's trade relations. Therefore the Russian accreditation system needs to be reformed. In order to select ways of reforming the national accreditation system it is worth getting familiar

with other countries' experience in the area of accreditation, identifying their advantages and disadvantages, evaluating the possibility of using the experience accumulated with a view to improving the Russian system.

In the U.K. there exists the U.K. Accreditation Service (UKAS) which by consolidating the operations of the National Service for Accreditation in the area of measurements and the National Council for Accreditation of the Certification Authorities forms a unified service for accreditation of compliance certification authorities for products, systems, personnel, inspection organizations as well as test laboratories. Subject to accreditation by UKAS are the certification authorities for products and services, certification authorities for quality management systems, personnel, inspection organizations, laboratories involved in testing, checking and calibration. UKAS issues decisions on accreditation which confirm the compliance of the certification authorities as well as the testing and checking laboratories with the international criteria which provide for integrity, technical competence and effectiveness of the methods employed. The experts of the certification authorities accredited by the UKAS are allowed to evaluate companies for compliance with the requirements of the British Standards, European norms and ISO standards.

In France the principal accreditation body is the French Committee on Accreditation (COFRAC); it constitutes an independent association which accredits the certification authorities for products and services, quality systems and personnel, inspection organizations, testing, checking and calibration laboratories. COFRAC includes association members; the Board (and its Bureau); sectors concerned with laboratories, certification authorities or management systems and personnel, certification authorities for products and services, inspection authorities; experts and external evaluation experts. The association members appoint members of the Board which performs coordination and governing functions; it is the Board that carries out the accreditation. The management committees which are part of the sectors make accreditation decisions. Experts should possess specialist knowledge of specific fields, they evaluate the competence of the employees of the organization to be accredited, the compliance of the activities pursued by them with the quality system. The evaluation experts specialize in management systems of all kinds.

In Germany accreditation is the responsibility of the German Council for Accreditation (DAR) which was founded in order to set up a unified accreditation system in the country in the sphere regulated by law and in the voluntary sphere which would be recognized at the international level. The DAR itself is not concerned with accreditation; it is authorized to coordinate the accreditation and recognition activities, to keep a centralized national register for accreditation and recognition and carry out representation functions at the international, European and national organizations in the accreditation sphere. Decisions and standards developed by the Council are the basis for the operation of the certification authorities accredited by the DAR. DAR comprises both the representatives of the field regulated by law and the voluntary field. The decisions made by DAR are not binding; they are of recommendation nature, they cover the DAR members working in this area. In the field regulated by law the accreditation of the certification authorities with different areas of competence are handled by the Central authorities of the lands acting on the basis of agreements with the lands as well as the accreditation authorities which have been established as a result of the requirements of the EC directives. In the field which is not regulated by law there operates the Head Organization for Accreditation (TGA); it coordinates the work of the independent bodies which handle the accreditation in the voluntary field. TGA is also the only organization in Germany which accredits the certification authorities for quality systems and personnel validation authorities. Part of the TGA are the authorities for accreditation of the test laboratories, accreditation bodies for products certification authorities, a body for accreditation of quality systems, calibration service, the Cooperation Commission, the Commission for training experts, the Commission for international cooperation, the Commission for technical matters.

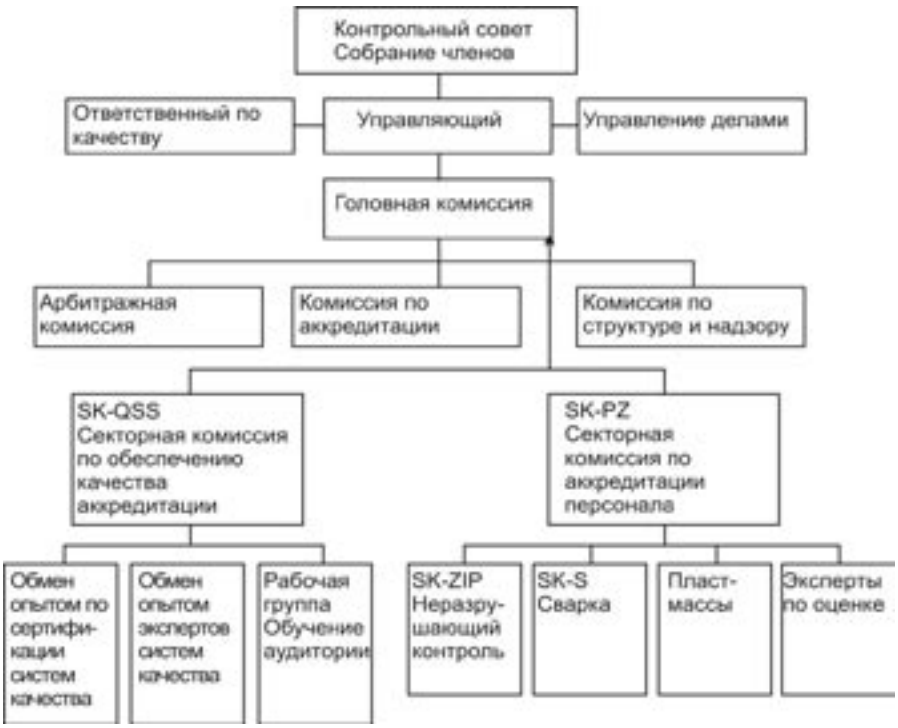
было ошибочным. По статусу Ростехрегулирование ниже министерств и ведомств, управление которыми ему поручено; при таких условиях управление просто не может быть результативным. Ростехрегулированию целесообразно было бы поручить надзорные функции, а управляющие – отдельному ведомству, положение которого в структуре органов власти соответствовало бы возлагаемым полномочиям.

Россию не может устраивать настоящее положение, когда в европейских и других странах не признаются результаты сертификации, нет доверия к российской аккредитации. Все это создает дополнительные барьеры в международных торговых отношениях России. Поэтому реформирование российской системы аккредитации необходимо. Для выбора пути реформирования отечественной системы аккредитации стоит ознакомиться с опытом других стран в области аккредитации, выявить их достоинства, недостатки, оценить возможность использования накопленного опыта в целях улучшения российской системы.

В Великобритании существует Служба аккредитации Великобритании (UKAS), которая путем консолидации деятельности Национальной службы по аккредитации в области измерений и Национального совета по аккредитации органов сертификации образует единую службу по аккредитации органов подтверждения соответствия продукции, систем, персонала, инспекционных организаций, а также испытательных лабораторий. Объектами аккредитации UKAS являются органы по сертификации продукции и услуг, органы по сертификации систем менеджмента качества, персонала, инспекционных организаций, лаборатории, осуществляющие испытания, поверку и калибровку. UKAS выдает решения об аккредитации, которые подтверждают соответствие органов по сертификации и испытательных и поверочных лабораторий международным критериям, предусматривающим целостность, техническую компетентность и действенность применяемых методов. Эксперты аккредитованных UKAS органов по сертификации могут проводить оценку компаний на соответствие требованиям британских стандартов, европейских норм и стандартов ИСО.

Во Франции главным органом по аккредитации является Комитет Франции по аккредитации (COFRAC), он представляет собой независимую ассоциацию, проводящую аккредитацию органов по сертификации продукции и услуг, систем качества и персонала, инспекционные организации, испытательные, поверочные и калибровочные лаборатории. COFRAC включает в себя членов ассоциации; правление (и его бюро); сектора, занимающиеся лабораториями, органами по сертификации систем менеджмента и персонала, органами по сертификации продукции и услуг, инспекционными органами; экспертов и внешних экспертов по оценке. Члены ассоциации назначают членов правления, которое осуществляет координирующие и управляющие функции, именно правление проводит аккредитацию. Руководящие комитеты, входящие в состав секторов, принимают решения по аккредитации. Эксперты должны обладать специальными знаниями в конкретных областях, они оценивают компетентность работников аккредитуемой организации, соответствие осуществляемой деятельности системе качества. Эксперты по оценке специализируются на системах управления всех видов.

В Германии аккредитацией занимается Немецкий совет по аккредитации (DAR), который был основан для создания единой системы аккредитации в стране в регулируемой законодательно и добровольной сферах, которая признавалась бы на международном уровне. Сам DAR не занимается аккредитацией, на него возложены полномочия по координации ►



деятельности по аккредитации и признанию, ведению центрального национального реестра по аккредитации и признанию и представительские функции в международных, европейских и национальных организациях в сфере аккредитации. Решения и стандарты, разработанные советом, являются основой для деятельности органов по сертификации, аккредитованных в DAR. В состав DAR входят представители как законодательно регулируемой области, так и добровольной. Решения, принятые DAR, не обязательны, они носят рекомендательный характер, распространяются на членов DAR, работающих в любой области.

В законодательно регулируемой области аккредитацию органов по сертификации с различными областями компетенции проводят центральные органы земель, действующие на основе соглашений с землями, а также органы по аккредитации, которые были образованы вследствие требований директив ЕС.

В законодательно нерегулируемой области существует головная организация по аккредитации (TGA), она координирует работу независимых органов, осуществляющих аккредитацию в добровольной области. TGA также является единственной организацией в Германии, которая осуществляет аккредитацию органов по сертификации систем качества и органов по аттестации персонала. В состав TGA входят органы по аккредитации испытательных лабораторий, органы по аккредитации органов по сертификации продукции, орган по аккредитации систем качества, служба калибровки, комиссия по сотрудничеству, комиссия по обучению экспертов, комиссия по международному сотрудничеству, комиссия по техническим вопросам.

Россия стремится стать полноправным членом международного сообщества в части аккредитации организаций по подтверждению соответствия. Для достижения такого результата нужно провести ряд реформ в существующей системе аккредитации. Ростехрегулирование, ответственное за проведение аккредитации органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров), выполняющих работы по подтверждению соответствия, предложило недавно проект концепции формирования единой системы аккредитации в Российской Федерации. Эта концепция разработана в соответствии с положениями Федерального закона «О техническом регулировании», в котором устанавливаются следующие принципы аккредитации:

- добровольность;
- открытость и доступность правил аккредитации;
- компетентность и независимость органов, осуществляющих аккредитацию;
- недопустимость ограничения конкуренции и создания препятствий в пользовании услугами органов по сертификации и аккредитованных испытательных лабораторий (центров);
- обеспечение равных условий лицам, претендующим на получение аккредитации;
- недопустимость совмещения полномочий на аккредитацию и подтверждение соответствия;
- недопустимость установления пределов действия документов об аккредитации на отдельных территориях.

Кроме того, для успешного признания отечественной системы аккредитации в мире, необходимо учитывать и принципы, перечисленные в международных документах по аккредитации. Например такие, как недопустимость установления пределов действий документов по аккредитации на отдельных территориях; обеспечение органом по аккредитации сбалансированного представительства заинтересованных сторон; наличие одного аккредитующего органа в стране; создание органов по аккредитации на базе некоммерческих организаций при поддержке правительства.

Предлагается создать в Российской Федерации единую систему аккредитации – совокупность участников работ по аккредитации, включая аккредитующий орган, заявителей аккредитации, органы по оценке соответствия и экспертов по аккредитации, а также законодательно-правовые и нормативные акты, определяющие правила и процедуры аккредитации. Единая система аккредитации должна проводить единую техническую политику в области аккредитации органов по оценке соответствия, обеспечивать равные и единые условия доступа к системам оценки соответствия, создавать условия для вхождения системы в международные организации и международные соглашения, повышать компетентность за счет применения единых правил аккредитации.

Согласно положениям предложенной концепции, реформирование современной системы аккредитации целесообразно проводить поэтапно. Авторы Концепции разработали вариант, предполагающий три этапа создания единой системы аккредитации.

На первом этапе предлагается сохранить существующую инфраструктуру органов по аккредитации и создать межведомственную комиссию по аккредитации, которая будет включать в себя представителей органов власти и общественных организаций. Также межведомственная комиссия должна поддерживать связь правительства и единой комиссии, координировать деятельность органов по аккредитации, разрабатывать проекты нормативных документов по установлению единых правил по аккредитации в РФ, предлагать меры по развитию единой системы аккредитации. Также на первом этапе следует создать бюро по аккредитации, которое занималось бы ведением секретариата межведомственной комиссии, представлением заинтересованным сторонам информации в области аккредитации (в том числе об аккредитованных объектах), организацией и проведением совместно с другими органами по аккредитации разработки нормативных документов, устанавливающих единые правила по аккредитации для утверждения ►

Russia is striving to become a full member of the international community in terms of accreditation of the compliance certification organizations. To achieve this result a number of reforms need to be carried out in the existing accreditation system. Rustechregulation, who is in charge of accrediting the certification authorities and the test laboratories (centers) doing compliance certification work, has recently come up with a draft Concept for establishment of a uniform accreditation system in the Russian Federation. This Concept has been worked out in line with the provisions of the Federal law «On Technical Regulation» which stipulates the following accreditation principles:

- voluntary principle;
- openness and accessibility of accreditation rules;
- competence and independence of the authorities who handle accreditation;
- unacceptability of restrictions on competition and interference with the use of services provided by certification authorities and accredited test laboratories (centers);
- providing equal conditions for the persons claiming accreditation;
- unacceptability of combining the accreditation mandate and the mandate for compliance certification;
- unacceptability of confining the operating validity of the accreditation documents to certain territories.

Apart from that, for the national accreditation system to be successfully recognized worldwide, one also has to take into consideration the principles set forth in the international documents on accreditation. For example, such as the unacceptability of confining the operating validity of the accreditation documents to certain territories; making sure that the accreditation authority represents the interested parties in balanced manner; existence of a single accrediting authority in the country; setting up accreditation authorities based on non-commercial organizations with the Government's support.

It is proposed that a Single Accreditation System be established in the Russian Federation – a set of participants in the accreditation activities including the accrediting body, accreditation applicants, compliance evaluation authorities and experts in accreditation as well as legislative and legal as well as normative acts laying down the rules and accreditation procedures. One single accreditation system is to steer a uniform technical policy in the area of accrediting the compliance evaluation authorities, to ensure equal and uniform conditions for access to the compliance evaluation systems, to procure that the system is accepted into the international organizations and international agreements, to improve competence through the use of uniform accreditation rules.

According to the provisions of the proposed Concept it would be practical to reform the accreditation system stage by stage. The authors of the Concept have elaborated an option which contemplates three phases in the creation of the Single Accreditation System.

At the initial stage it is anticipated that the existing infrastructure of the accreditation authorities is to be retained and an Inter-Departmental Accreditation Commission is to be formed which would incorporate representatives of the government authorities and the public organizations. Also the Inter-Departmental Commission needs to maintain links with the Government and the Single Commission, to coordinate the activities of the accreditation authorities, to prepare drafts of the normative documents to make common accreditation rules in the Russian Federation, to propose measures aimed at developing the Single Accreditation System. Also at the initial stage it is required to organize an Accreditation Bureau which would function as the secretariat of the Inter-Departmental Commission, would furnish to the interested parties the information relevant to accreditation (including the information about accredited bodies), would organize and engage, together with other accreditation bodies, in the development of normative documents laying down uniform rules on accreditation for their approval by the Government of the Russian Federation. The uniform rules on accreditation devised at this stage must be harmonized with the international rules.

At the second stage of establishing the Single Accreditation System the Accreditation Bureau will need to create a unified register of accreditation experts and accredited bodies.

At the third stage on the basis of a non-commercial non-government organization recommended by the Inter-Departmental Commission, one single national accreditation authority is to be established. In this connection, accreditation is removed from the supervision of the Federal executive authorities. The Single accreditation system will involve:

• Single national body for accreditation which would organize accreditation of the compliance evaluation authorities. Also the National accreditation body would represent Russia in international organizations and take part in international agreements on accreditation matters, form the accreditation council consisting of the representatives from the interested parties with mandatory participation of the representatives of the government of the Russian Federation;

• The Council for accreditation would accept recommendations regarding improvement of the activities of the National body for accreditation from the organizations representing the interests of manufacturers, consumers, the state, certification authorities, laboratories and other interested parties;

• Compliance evaluation bodies.

The authors of the Concept also propose that the Federal law «On Technical Regulation» should be amended. This has something to do with the fact that under the provisions of the Concept, accreditation is a necessary but insufficient condition allowing an organization to pursue compliance certification in the mandatory sphere. Therefore, the Federal law «On Technical Regulation» should be added to with the clauses that would regulate the procedure of authorizing the certification bodies and laboratories to carry out mandatory certification in the Russian Federation.

The proposed draft of the Concept was under active discussion by the interested organizations, many of those gave their opinion of the text of the Concept, offered their changes and comments. That resulted in many diverse opinions. Some of them dealt with only a few inaccuracies in the language and endorsed the Concept as a whole, others totally rejected both certain provisions and the draft at large. However, one can isolate certain observations made by the majority of the organizations who expressed their thoughts with regard to the draft Concept both in support of it and otherwise. Virtually everyone spoke against the introduction of the authorization procedure, arguing that such a procedure would only complicate and confuse the compliance certification of products, services and quality system as well as would give an unfair advantage to the authorized accredited organizations over those which are accredited but not authorized. Also many proposals were made regarding the changing of the normative framework – some omitted documents on accreditation harmonized with the international ones should be added to it; many also pointed out the irrelevance of the normative documents mentioned, specifically speaking, GOST R ISO/MEK 17025-2000 «General Requirements Applicable to the Competence of the Testing and Calibration Laboratories» had already been superceded by the GOST R ISO/MEK 17025-2006 Standard. Also many questions were posed to the developers of the Concept relating to the structure of the accreditation system, the number of accreditation bodies, transfer of powers at the end of the transition period.

Having examined the feedback from the interested organizations one can conclude that the proposed Concept cannot tackle the problems existing in the sphere of accreditation. Though the goals pursued by its adoption are obviously correct, however the proposed methods are not capable of making sure that these goals are achieved. Even without drawing conclusions regarding the justice of the draft Concept provisions, it may be noted that many aspects of the Concept implementation have not been thoroughly thought through, not enough consideration is being given to the time frame for implementation and the financing issues, to the normative support of the anticipated activities and the terminology used. It is entirely possible that in the near future a new draft Concept will be presented, as, given the number of comments and contents of these comments, it is not believed to make much sense to refine the existing document.

их Правительством РФ. Разрабатываемые на данном этапе единые правила по аккредитации должны быть гармонизированы с международными.

На втором этапе создания единой системы аккредитации бюро по аккредитации должно создать единый реестр экспертов по аккредитации и аккредитованных объектов.

На третьем этапе на базе некоммерческой неправительственной организации по рекомендации межведомственной комиссии создается единый национальный орган по аккредитации. В связи с этим аккредитация выводится из ведения федеральных органов исполнительной власти. В единую систему аккредитации будет входить:

- единый национальный орган по аккредитации, который и будет заниматься организацией и проведением аккредитации органов по оценке соответствия. Также национальный орган по аккредитации будет представлять Россию в международных организациях и участвовать в международных соглашениях по вопросам аккредитации, создавать совет по аккредитации из представителей заинтересованных сторон с обязательным участием представителей Правительства РФ;
- совет по аккредитации принимает рекомендации по совершенствованию деятельности национального органа по аккредитации от организаций, представляющих интересы производителей, потребителей, государства, органов по сертификации, лабораторий и других заинтересованных сторон;
- органы по оценке соответствия.

Также авторами концепции предлагается внести изменения в федеральный закон «О техническом регулировании». Это связано с тем, что, согласно положениям концепции, аккредитация – необходимое, но недостаточное условие, позволяющее организации заниматься подтверждением соответствия в обязательной сфере. Поэтому в ФЗ «О техническом регулировании» следует внести пункты, регламентирующие процедуру уполномочивания органов по сертификации и лабораторий на проведение обязательной сертификации в Российской Федерации.

Предложенный проект концепции активно обсуждался заинтересованными организациями, многие из них высказали свое мнение относительно текста концепции, предложили свои изменения и замечания. В итоге было вынесено множество различных заключений. Часть из них касалась лишь некоторых неточностей в формулировках, одни одобряли концепцию в целом, другие полностью отвергали как отдельные положения, так и проект в принципе.

Однако можно выделить некоторые замечания, отмеченные большинством организаций, высказавших свое отношение к проекту концепции, как поддерживающих так и не поддерживающих его. Практически все высказались против введения процедуры «уполномочивания», аргументировав это тем, что данная процедура будет только усложнять и запутывать подтверждение соответствия продукции, услуг и систем качества, а также создаст необоснованное преимущество уполномоченных аккредитованных организаций перед аккредитованными, но не уполномоченными. Также поступило много предложений относительно изменения нормативной базы – в нее нужно внести некоторые неупомянутые документы по аккредитации, гармонизированные с международными, многие отметили также неактуальность указанных нормативных документов, в частности ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2000 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий», указанный в концепции, уже заменен на стандарт ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2006. Также много вопросов было задано разработчикам концепции относительно структуры системы аккредитации, количества органов по аккредитации, передачи полномочий по окончании переходного периода.

Изучив отзывы заинтересованных организаций, можно сделать вывод, что предложенная концепция не может решить существующие в сфере аккредитации проблемы. Хотя цели ее принятия, безусловно, верны, но предложенные методы не способны обеспечить их достижение. Даже не делая выводов относительно справедливости положений проекта концепции, можно заметить, что многие моменты реализации концепции недостаточно подробно проработаны, мало внимания уделяется срокам реализации и проблемам финансирования, нормативному обеспечению предполагаемой деятельности и применяемой терминологии. Вероятно, в ближайшем будущем будет выдвинут новый проект концепции, так как, учитывая количество и суть замечаний, доработка существующего документа не представляется целесообразной. ■

Даже не делая выводов относительно справедливости положений проекта концепции, можно заметить, что многие моменты реализации концепции недостаточно подробно проработаны, мало внимания уделяется срокам реализации и проблемам финансирования, нормативному обеспечению предполагаемой деятельности и применяемой терминологии

Шмыговский Иван Петрович – генеральный директор. Закончил Львовский политехнический институт в 1973 г., Тюменский индустриальный институт в 1986 г.

Большая доля услуг института приходится на разработку проектов обустройства нефтяных месторождений, выполняемых департаментом комплексного проектирования. Институт владеет лицензиями на все виды проектирования объектов нефтедобычи, в том числе таких, как ДНС, КНС, УПСВ, установки подготовки нефти, энергетические объекты. Специалисты департамента комплексного проектирования ООО «ЮганскНИПИ» имеют не только большой опыт проектирования, но и опыт работы непосредственно в системе подготовки инфраструктуры нефтедобычи, производственный опыт.

ДЕПАРТАМЕНТ КОМПЛЕКСНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЮГАНСКНИПИ

И.Н. ПОЖИДАЕВА | зам.ген.директора по проектированию ЮганскНИПИ | г. Нефтеюганск

Специалистами ДКП выполняется весь объем подготовительных и проектно-изыскательских работ, начиная от участия в подготовке технических заданий на проектирование, сбора исходных данных, заключения договора и заканчивая получением положительного заключения государственной экспертизы проектов и инженерных изысканий. Большое внимание уделяется предпроектной подготовке объектов, предполагающей не только сбор исходных данных для проектирования и запрос технических условий. В предпроектный период ведется плотная совместная работа изыскателей, технологов и экологов, что ощутимо повышает качество инженерных изысканий и уменьшает время на принятие проектных решений. Инженерные изыскания выполняются опытными специалистами отдела инженерных изысканий. Институт имеет свою инженерно-изыскательскую базу, оснащенную современным оборудованием для выполнения полевых геодезических, геологических работ, обработки данных инженерных изысканий. В составе отдела есть лаборатория для определения характеристик изыскиваемых грунтов.

Помимо этого департамент комплексного проектирования занимается оформлением и согласованием документов по выбору земельных участков.

Регион деятельности – в основном Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ. Основными заказчиками являются: ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «Сургутгазпром», компания «КанБайкал Резорсес Инк», ОАО «Обьнефтегазгеология» и другие.

Коллектив департамента комплексного проектирования успешно обеспечивает выполнение инженерных изысканий и проектирование под объекты капитального строительства, реконструкции и капитального ремонта, а также проектные работы на строительство разведочных и эксплуатационных скважин. ►

Фото 1. Департамент комплексного проектирования

DEPARTMENT FOR PACKAGE PROJECT ENGINEERING, YUGANSK RESEARCH AND PROJECT ENGINEERING INSTITUTE

A large portion of the services rendered by the Institute lie in the area of developing projects for oil field construction handled by the Department for Package Project Engineering. The Institute holds licenses for all the types of engineering for oil production projects such as Booster Pipeline Pumping Stations, Group Pumping Stations, Preliminary Water Gathering Units, Oil Preparation Units, Utilities. The professionals of the Department for Package Project Engineering, «Yugansk Research and Project Engineering Institute» LLC do not only have vast experience in project engineering but are also experienced in operating directly in the system of preparing the oil production infrastructure, having hands-on experience.

The professionals of the Department for Package Project Engineering do a full range of preparatory, projects and exploration work, starting from participation in preparing technical assignments for project engineering, acquiring input data, concluding agreements and ending up with securing acceptance by the government regulatory authorities when they scrutinize the projects and engineering studies. Great consideration is given to pre-project preparation of the facilities which does not only involve collection of input data for project engineering and request for technical specifications. During the pre-project period hard work is done jointly by explorers, process technicians and environment experts which considerably upgrades the quality of engineering studies and cuts back on the time taken to make project decisions. Engineering studies are pursued by experienced engineers of the engineering studies section. The Institute has its own engineering studies facilities featuring state-of-the art equipment allowing field geodesy and geological operations to be performed and the data of the engineering studies to be processed. A laboratory designed to determine the characteristics of the researched soils is part of this section. Apart from that, the department for package project engineering is concerned with both execution and coordination of documents on selection of plots of land.

The area of operations is mainly the Tyumen Region, the Khanty-Mansi Autonomous Territory. The key customers are: «RN-Yuganskneftegas» LLC, JSC «Slavneft-Megionneftegas», «Surgutgasprom»

LLC, the «KanBaikal Resources Inc.» Company, JSC «Obneftegasgeology» and others. The employees of the department for package project engineering successfully ensure performance of engineering studies and the project engineering for capital construction projects, reconstruction and overhaul as well as projects planning for construction of exploration and production wells.

During the period between 2001 and 2007, for instance, more than 2000 km of pipelines have been engineered, such projects have been developed as «Construction of the Entelskaya Site» using new technologies of oil production and transportation, «Construction of the Well Cluster in the Shirokovskaya Site of the East Surgut Oil Field», a pilot operation project has been worked out for the West Ust-Balykskoe Oil Field», «Pipeline Overhaul of «RN-Yuganskneftegas» LLC, «Construction of Untygeyskoe and Kulunskoe Oil Fields», «Complex of Facilities in the Ob River Oil Field», «Training Center in the City of Nefteyugansk», «Reconstruction of RN-Yuganskneftegas» LLC Pipelines, the project for construction of horizontal wells and others. The Department is working hard to establish business links and partnership ties both with customers and other projects organizations in Moscow, Ufa, Tyumen and Surgut. Between 2006 and 2007 the Department for Package Project Engineering, working together with the C-Soft Company, has been putting in place a CAD system which, given further upgrades, will enable the projects documentation to be processed in greater volume and at a faster speed.

Special priority is being given to the development of the department, to equipping it with modern computer as well as copying machines, to organizing projects work, to raising the level of its employees' technical knowledge and to introducing cutting edge project engineering technologies. Our engineers are regular participants in seminars and workshops dedicated to development and introduction of new regulatory documents which makes it possible for them to efficiently respond to changes in the normative framework.

Another important activity in the projects handled by the department is project budgeting documentation respecting construction of wells. This section is headed by VICTOR ALEXANDROVICH ERMAKOV, a most experienced and knowledgeable engineer. The team works over zonal and group projects for construction of exploration and production wells including inclined ones with bottom displacement of up to 2300 m. Schedules for project engineering, preparatory work and construction of wells have been elaborated for the oil fields of JSC «Yuganskneftegas». And that was done using environmental friendly drilling technologies. The engineers of the section took part in the scientific and practical conference sponsored by «Burenie» Scientific and Production Association by contributing a talk on the subject of «Experience in Constructing Wells with Hole Nominal Diameter of 215.9 mm and the Casing String of 177.8 mm at JSC «Yuganskneftegas». Such wells were designed specially for the Ob River Oil Field. Incidentally, due to the fact that increased hole diameter was avoided – and all this had to be justified, proved and agreed – the saving on each well amounted to no less than 1.5 million Roubles. When calculated for the total number of wells in the Ob River Oil Field, this came up to a fairly handsome amount.

The research and engineering potential of the department is growing from year to year. Engineers with top University degrees in engineering, work for the department. The environmental and industrial safety sector is headed by V.V. FOMENKO, PhD, Chemistry, Chief Ecologist. Under his supervision the rules for construction of multiple well platforms in water conservation areas were developed.

The expertise and experience built up over the years, the quality of the projects implemented, the efficiency of such implementation have earned the Institute a generally good reputation in the region. And today its team of employees are in a position to do work not only for «Yuganskneftegas» LLC but also for other oil companies in Western Siberia. This helps generate additional cash to spend on equipment upgrades and to purchase new software products.

Фото 2 Физико-химическая лаборатория ЮНИПИ

В частности за период с 2001 года по 2007 год запроектировано более 2000 км трубопроводов, разработаны такие проекты, как «Обустройство Энтельской площади» с применением новых технологий добычи и транспорта нефти, «Обустройство кустов скважин Широковской площади Восточно-Сургутского месторождения», разработан проект пробной эксплуатации Западно-Усть-Балыкского месторождения, «Капитальный ремонт трубопроводов ООО «РН-Юганскнефтегаз», «Обустройство Унтыгейского и Кулунского месторождений», «Комплекс баз на Приобском месторождении», «Учебно-тренинговый центр в г. Нефтеюганске», «Реконструкция трубопроводов ООО «РН-Юганскнефтегаз», проект на строительство горизонтальных скважин и другие.

Департаментом ведется большая работа по налаживанию деловых взаимоотношений и партнерства как с заказчиками, так и с другими проектными организациями Москвы, Уфы, Тюмени и Сургута.

В 2006-2007г.г. в ДКП совместно с фирмой «Си-Софт» внедряется система автоматизированного проектирования (САПР), что при дальнейшем развитии позволит увеличить объем и скорость разработки проектной документации.

Особое внимание уделяется развитию департамента, оснащению его современной вычислительной и копировально-множительной техникой, организации проектных работ, повышению уровня технических знаний сотрудников и внедрению передовых технологий проектирования. Наши специалисты являются постоянными участниками семинаров, посвященных разработке и внедрению новых нормативных документов, что позволяет оперативно реагировать на изменения нормативной базы.

Другое важное направление проектных работ, проводимых департаментом, – проектно-сметная документация на строительство скважин, Этот отдел возглавляет опытнейший специалист ВИКТОР АЛЕКСАНДРОВИЧ ЕРМАКОВ. Коллективом выполняются зональные и групповые проекты на строительство разведочных и эксплуатационных скважин, в том числе наклонных со смещением забоя до 2300 метров. Разработаны регламенты на проектирование и ведение подготовительных работ и строительство скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз». Причем сделано это по экологически малоопасным технологиям бурения. Специалисты отдела участвовали в научно-практической конференции, проводимой НПО «Бурение», с докладом «Опыт строительства скважин с номинальным диаметром ствола 215,9 мм и обсадной колонной 177,8 мм в ОАО «Юганскнефтегаз».

Такие скважины проектировались специально для Приобского месторождения. ►

Фото 3. Отдел геологоразведочных работ и мониторинга баланса запасов

Кстати сказать, за счет того что удалось избежать увеличения диаметра ствола – а все это необходимо было обосновать, доказать, согласовать! – экономия по каждой скважине составила не менее 1,5 млн. рублей. В перерасчете на общее количество скважин Приобского месторождения это составило весьма внушительную сумму.

Научный и инженерный потенциал департамента комплексного проектирования возрастает год от года. В составе департамента работают специалисты с высшим техническим образованием. Сектор экологической и промышленной безопасности возглавляет кандидат химических наук, главный эколог В.В. ФОМЕНКО. Под ее руководством разработан регламент строительства кустовых площадок в водоохранных зонах.

Наработанный опыт, качество выполняемых проектов, оперативность их исполнения создают институту в целом хороший авторитет в регионе. И сегодня коллектив имеет реальную возможность работать не только по заказам ООО «Юганскнефтегаз», но и для других нефтяных предприятий Западной Сибири. Тем самим зарабатываются дополнительные средства, которые идут на модернизацию оборудования, приобретение новых программных продуктов.

ОСНОВНЫЕ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТИВА:

- РД-39Р-48738958-003-2001 «Регламент хозяйственной деятельности в водоохраной зоне Приобского месторождения»
- РД39Р-48738956-001-2007 «Регламент на проектирование подготовительных работ к строительству скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»
- Подсчет запасов и технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти по Северо-Салымскому месторождению.
- Стандарт предприятия: Методика выполнения измерений массовой концентрации металлов (никеля, ванадия, меди, цинка) в нефти методом атомной абсорбции с прямой электротермической атомизацией проб.
- Опытные работы по исследованию биопрепаратов для рекультивации нефтезагрязненных земель.

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ:

- Подсчет геологических запасов нефти по месторождениям.
- Ведение баланса запасов.
- Составление программ геолого-разведочных работ на лицензионных участках, расположенных в ХМАО.
- Подготовка материалов для оформления горных отводов.
- Анализ текущих и проектных показателей разработки и выполнения проектных решений в области разработки месторождений и участие совместно с недропользователем в работе ежегодной территориальной комиссии по разработке нефтяных месторождений (ТКР).
- Создание постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений.
- Составление проектных документов на разработку месторождений и защита в ЦКР.
- Подготовка и ведение базы геофизических исследований скважин после бурения.

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ:

- Инженерно-геодезические и геологические изыскания.
- Разработка проектно-сметной документации на строительство, реконструкцию, расширение, технологическое перевооружение магистральных и внутрипромысловых трубопроводных систем.
- Разработка проектов строительства, реконструкции и технологического перевооружения объектов по добыче, транспорту и подготовке нефти и газа, объектов газового хозяйства, энергетики и объектов жилищно-гражданского назначения, полигонов для сбора и утилизации отходов.
- Создание инженерно-топографических цифровых планов с использованием GPS.
- Разработка проектно-сметной документации на строительство скважин всех категорий.
- Разработка проектов расконсервации. ликвидации и восстановления скважин.
- Разработка технико-технологических регламентов.
- Разработка норм расхода материалов, химреагентов.

ИНЖЕНЕРНЫЕ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ:

- Экологический мониторинг загрязнения природной среды (атмосферный воздух, природные воды, атмосферные осадки, почвы и донные отложения) на разрабатываемых месторождениях.
- Исследование проб нефти и пластовых вод с целью определения в них микропримесей металлов.
- Отбор и исследования глубинных проб нефти. Определение поправочных коэффициентов для подсчета запасов нефти.
- Определение компонентного состава и физико-химических параметров пластовой нефти и газа.
- Экспертиза промышленной безопасности производственных опасных объектов (техническая диагностика и оценка остаточного ресурса нефтепромыслового оборудования).
- Разработка экологической разрешительной документации (тома ПДВ, ОВОС, экологические паспорта предприятий, паспорта отходов, проектов установления водоохранных зон водных объектов и их прибрежных защитных полос). ■

ООО «ЮганскНИПИ»
628307 Нефтеюганск, Тюменской обл., промзона, ул. Жилая, дом 10
т.: 8 (3461) 230-368
ф.: 8 (3461) 251-681
reception@unipi.info

Principal developments worked out by the team:

- RD-39P-48738958-003-2001 «Rules for Business Operations in the Water Conservation Area of the Ob River Oil Field»
- RD39P-48738956-001-2007 «Rules for Project Engineering of Preparatory Work to Get Ready for Construction of Wells in the Oil Fields of «RN-Yuganskneftegas» LLC.
- Estimate of Reserves and Feasibility Study of Oil Recovery Factor for the North Salymskoe Oil Field.
- Enterprise Standard: Methods of Measuring Mass Concentration of Metals (nickel, vanadium, copper, zinc) in Oil Using Atomic Absorption with Direct Electrothermal Atomization of Samples.
- Experimental Work Aimed At Researching Bio Preparations for Re-Cultivation of Oil Contaminated Lands.

Geology and development of oil fields:

- Estimate of the geological oil reserves by oil fields.
- Keeping a balance report of reserves.
- Putting together programs of geological and exploration work in licensed areas situated in the Khanty-Mansi Autonomous Territory.
- Preparation of materials for processing mining allotments.
- Analysis of current and project indicators for working out and implementing project solutions in the area of developing oil fields and participation together with the mineral developer in the proceedings of the annual territorial committee on oil field development.
- Creating standing geological and technological models of oil fields.
- Drafting project documents for development of oil fields and their presentation to the Central Development Commission.
- Preparing and maintaining geo-physical research data relating to the wells after boring.

Package Project Engineering and Construction of Oil Production Facilities:

- Engineering and geodesy as well as geological studies.
- Developing project budgeting documentation for construction, reconstruction, expansion, technological retooling of the mains and intra-field pipeline systems.
- Developing projects for construction, reconstruction and technological retooling of facilities for oil and gas production, transportation and preparation, gas infrastructure facilities, utilities as well as housing and civil purpose projects, grounds for waste collection and utilization.
- Creating engineering and topographical digital plans using GPS.
- Developing project budgeting documentation for construction of wells of all classes.
- Developing projects for de-conservation, liquidation and restoration of wells.
- Developing technical and technological rules.
- Developing consumption standards for materials, chemical agents.

Engineering, physical and chemical research:

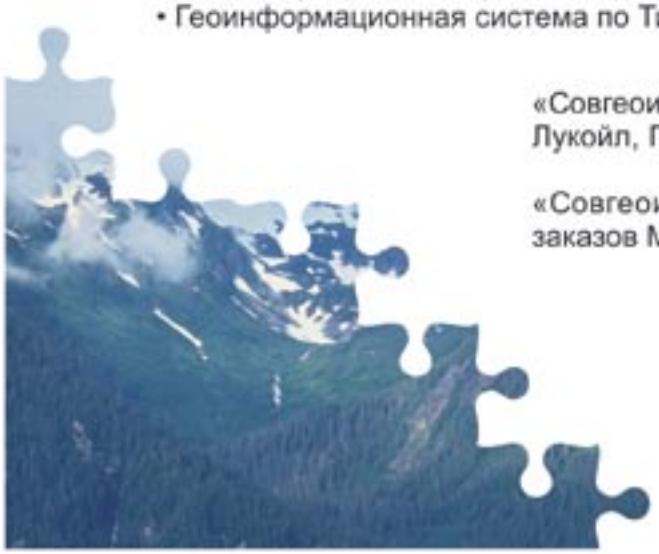
- Environmental monitoring of pollution (air in the atmosphere, natural waters, precipitation, soils and sea-floor sediments) in the oil fields being developed.
- Examination of oil samples and oil field waters for the purpose of determining trace metals in them.
- Sampling and examining subsurface oil samples. Determining correction factors to calculate oil deposits.
- Determining component analysis as well as physical and chemical parameters of crude oil and gas.
- Expert evaluation of industrial safety at hazardous industrial facilities (technical diagnostics and evaluation of residual life of the oil production equipment).
- Developing environmental clearance documentation (maximum permissible discharge, environmental impact assessment, environmental passports of enterprises, passports of wastes, projects for establishment of water conservation areas for water facilities and their coastal shelter belts).

Компания «Совгеоинфо» учреждена в 1989 году в Москве в качестве частной компании, сферой деятельности которой являются: обработка и интерпретация геолого-геофизических данных с целью разведки месторождений нефти и газа; картография; оцифровка сейсмических разрезов и каротажа; создание геоинформационных систем.

Работы выполняются высококвалифицированными геологами, геофизиками, программистами, картографами, переводчиками и консультантами.

«СОВГЕОИНФО» имеет большой опыт выполнения региональных проектов; ниже приведены наиболее крупные из них:

- Подсчет запасов по озеру Титикака (Перу) (2006-2007)
- Обработка и интерпретация сейсмических данных в пределах северного борта прикаспийской впадины (2004г.)
- Оценка перспектив нефтегазоносности Западно-Камчатского шельфа (2002-2004 гг.)
- Оценка перспектив нефтегазоносности северной части Каспийского моря (2001-2004 гг.)
- Оценка перспектив нефтегазоносности Печорского моря (1999-2000 гг.)
- Выделение и ранжирование перспективных обьектов российской части Черного моря (1999-2004 гг.)
- Оценка перспектив нефтегазоносности тендерных блоков западной части Ирака (1999-2000 гг.)
- Оценка перспектив нефтегазоносности камбоджийско-таиландского сектора Сиамского залива и озера Тонле-Сап (1999-2000 гг.)
- Оценка запасов месторождений и тендерных блоков северо-восточной части Ливии (1999-2000 гг.)
- Оценка потенциальных ресурсов Арктических и Дальневосточных акваторий (1998-2004 гг.)
- Выделение перспективных обьектов в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины (1997-1998 гг.)
- Выделение потенциальных ловушек углеводородов в рифейских и вендских отложениях Сибирской платформы (2004 г)
- Атлас пород-коллекторов Прикаспийской впадины (1996-1997 гг.)
- Атлас пород-коллекторов Западной Сибири [1993-1994 гг.)
- Геоинформационная система по Тимано-Печорскому нефтегазоносному бассейну



«Совгеоинфо» выполняет работы для таких компаний, как Лукойл, Газпром, КНК, и др.

«Совгеоинфо» также выполняла ряд государственных заказов Министерства природных ресурсов РФ.

117049 Россия, Москва,
ул. Донская, д.4, стр 3.
Тел./Факс: +7 (495) 959-80-81
Эл. почта: geo@sovgeoinfo.com
Сайт: www.sovgeoinfo.com

Сервисное обеспечение бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин предприятиями

ООО НПП ПРОМГЕОСЕРВИС», ЗАО «ГЕО-ТЕХНОЛОГИЯ»

с применением бескабельных телесистем с электромагнитным каналом связи

Более десяти лет в тесном сотрудничестве предприятиями ООО НПП «ПРОМГЕОСЕРВИС» и ЗАО «ГЕО-ТЕХНОЛОГИЯ» выполняются работы по телеметрическому и информационно-технологическому сопровождению строительства всех типов нефтяных и газовых скважин, контроль параметров бурения, геолого-технологические и геохимические исследования в скважинах во многих регионах страны – на месторождениях Западной Сибири, Республики Коми, Оренбургской, Самарской, Саратовской, Волгоградской областей. Для геофизического и технологического сопровождения строительства наклонно-направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин используются бескабельные телеметрические системы собственного производства с электромагнитным каналом связи «БТС-172» и «Титан-220». Применение этих телесистем позволяет обеспечить технологическое и телеметрическое сопровождение высокоточного и скоростного строительства наклонно-направленных скважин с большими зенитными углами и смещениями забоя по принципиально новой технологии – технологии ориентируемого бурения с постоянным телеметрическим сопровождением от глубины начала искривления ствола скважины в требуемом направлении до проектной глубины. Применение телесистемы «Титан-220» позволяет производить набор параметров кривизны ствола скважины непосредственно из-под направления долотами ∅397,3-444,5мм до глубины более 2 000м. Новая технология с использованием бескабельных забойных телесистем «БТС-172» и «Титан-220» значительно упрощает процесс набора параметров кривизны. Сокращаются временные и финансовые затраты на контрольные инклинометрические замеры и спуско-подъемные операции для смены компоновки низа бурильной колонны в процессе строительства скважины. Специалистами предприятий ведутся совместные работы по разработке и внедрению новейших образцов бескабельных забойных инклинометрических телесистем, передовых технологий в области бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, созданию аппаратуры и компьютеризованных комплексов по сбору, обработке, анализу и передаче данных геолого-технологических исследований при бурении

ПРОМГЕОСЕРВИС

эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ. Новые технические решения защищены более чем 30 патентами на изобретения, полезные модели и промышленные образцы. Получено 14 свидетельств на программное обеспечение приема и обработки информации, поступающей от забойной телеметрической системы. Полевыми производственными партиями выполняются работы по телеметрическому и технологическому сопровождению как стационарными, так и мобильными телеметрическими комплексами, смонтированными на вездеходных транспортных средствах. Высококвалифицированными специалистами в области наклонно-направленного и горизонтального бурения выполняются многие виды сервисных услуг:

- составление программ на проводку наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
- выполнение расчетов КНБК;
- выполнение телеметрического и технологического сопровождения бурения наклонно-направленныхигоризонтальныхскважин с применением бескабельных забойных инклинометрических телесистем как при турбинном, так и турбинно-роторном бурении;
- оказание услуг по прокату и ремонтному обслуживанию гидравлических забойных двигателей с регулируемым углом перекоса;
- контроль за технологическими параметрами бурения;
- проведение геолого-технологических и геохимических исследований;
- разработка, изготовление и внедрение аппаратуры и оборудования для проведения работ по проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
- разработка, изготовление и внедрение аппаратуры и оборудования для проведения геолого-технологических и геохимических исследований скважин.

Благодаря плодотворному взаимодействию производственных полевых подразделений и подразделений, занимающихся разработкой новой техники и технологий, достигнуты высокие результаты в выполнении сложных технических и технологических задач:

- увеличена глубина проведения работ (свыше 4000м.);
- повысилось качество выполняемых работ;
- сокращено время строительства скважины;
- сокращены затраты на строительство скважины.

Мы открыты для сотрудничества. Готовы рассмотреть предложения по проводке наклонно-направленных скважин, проведение геолого-технологических и геохимических исследований как в любых регионах Российской Федерации, так и за ее пределами.

ГЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

ЗАО «ГЕО-ТЕХНОЛОГИЯ»
Россия, 410600, г. Саратов,
ул. Горького, 63
т./ф.: (845-2) 26-50-33
(845-2) 26-51-00
(845-2) 26-51-32
geomail@renet.ru

ООО НПП «ПРОМГЕОСЕРВИС»
Россия, 443011, г. Самара,
ул. Финская, 96А
т: (846) 222-70-36
(846) 222-70-61
(846) 222-70-65
support@promgeoservice.ru
npfpgs@samaramail.ru
www.promgeoservice.ru

Недавно в Москве прошла церемония чествования лауреатов главной экономической премии страны «Предприятие года-2007». Одним из награжденных предприятий стало тюменское нефтегазосервисное предприятие «ГЕОДАТА». На вопросы корреспондента «Экспозиции» отвечает генеральный директор компании Владимир Борисов.

ДВИГАТЬСЯ ВПЕРЕД
НАМ ПОМОГАЕТ ЗДОРОВАЯ АМБИЦИОЗНОСТЬ

– Владимир Александрович, зачем и кому нужны услуги Вашей компании?

– Начнем с того, что наша компания работает уже 8 лет. И с каждым годом спектр оказываемых услуг становится шире, соответственно и сегмент потенциальных и действительных пользователей наших услуг расширяется.

Основными заказчиками услуг нашей компании являются недропользователи, предприятия, добывающие нефть и газ. По их заказу ГЕОДАТА проводит комплекс исследований скважин, замер газового фактора и лабораторные эксперименты. Нефтяные и газовые компании заинтересованы в максимально точных результатах исследования, а мы это обеспечиваем, благодаря современному дорогостоящему оборудованию и подготовленным высококвалифицированным кадрам. Достоверность результатов лабораторных исследованиях является залогом дальнейшего правильного подбора режима эксплуатации скважин, оценки свойств углеводородных флюидов и подсчета запасов добываемой продукции.

Также мы оказываем услуги для администраций разного уровня, строительных организаций. Им мы предлагаем провести ряд экологических исследований, в том числе экологический мониторинг территорий, предприятий, разработку экологической документации. Относительно новым, но уже достаточно сильным направлением для нас стало проведение инженерно-геологических и инженерно-экологических изысканий.

– Как вы считаете, какое место занимает МНП «ГЕОДАТА» на рынке нефтесервисных услуг?

– Двигаться вперед нам помогает здоровая амбициозность. Каждый месяц мы принимаем участие не менее чем в десяти тендерах и, как правило, выигрываем их. Многоуровневая система контроля качества позволяет нам выверять показатели с точностью до двенадцатого знака после запятой, и в этом можно убедиться при помощи многостраничных отчетов по каждому выполненному заказу. Однако предела совершенству не существует, поэтому прибыль МНП «ГЕОДАТА» вкладывает в дальнейшее развитие. Наша цель – стать российским и мировым лидером в своем направление. Географическая диверсификация и не имеющая аналогов производственная база легли в основу стабильного роста объемов производства. В 2007 году объем работ составил 150 процентов к итогам 2006 года. На сегодняшний день география работ МНП «ГЕОДАТА» насчитывает 114 месторождений нефти, газа и конденсата. За продвижение в отрасли ТЭК новейших образцов техники и современных технологий МНП «ГЕОДАТА» имеет многочисленные дипломы и награды, входит в список лидеров экономического развития России; является лауреатом конкурса «100 лучших товаров России»; удостоено Золотой статуэтки «Гэмма» – высшей награды конкурса «Лучшие товары и услуги Сибири».

– С Вами работают зарубежные предприятия. Мы знаем, что на базе Аналитического центра ГЕОДАТЫ проводили исследования нефти по заказу американской компании ЭЛВАРИ–Нефтегаз.

– Возможности Аналитического центра компании уже оценили многие нефтегазовые компании. Качество и сроки выполнения работ являются залогом многолетнего сотрудничества с предприятиями Газпрома, Газпромнефти, Роснефти, ТНК-ВР, Русснефти и других компаний. Высокую оценку оснащенности лабораторий, точности и качеству проводимых исследований дал крупный специалист в области газоконденсатных исследований, доктор наук, академик, представитель научного сектора Газпромнефти Александр Иосифович БРУСИЛОВСКИЙ. На базе Аналитического центра ГЕОДАТЫ проводился ознакомительный семинар с лабораторными исследованиями для предприятий Роснефти, на котором были представители подразделений из разных регионов страны.
Действительно, в последнее время услугами нашей лаборатории пользуются и зарубежные компании, чему мы, несомненно, очень рады. Так, Аналитический центр ГЕОДАТЫ посетили эксперты British Petroleum Дэвид БЭРГМАН и Алан СТЕФАН. Они убедились, что на рынке нефтегазосервисных услуг существует достойная компания.

– Из года в год объемы работ Вашей компании значительно увеличиваются. Тяжело ли поддерживать такие темпы?

– Интенсивные темпы роста объемов работ обязывают постоянно работать не только над улучшением материально-технической оснащенности, но и повышать уровень квалификации сотрудников. На сегодняшний день наш персонал насчитывает более ста пятидесяти специалистов.

Генеральный директор компании «ГЕОДАТА» В. А. Борисов

Среди них доктора наук, кандидаты, аспиранты, аудиторы нефтегазосервисных предприятий, аудиторы по ISO 9001-2000. Шесть сотрудников являются преподавателями ВУЗов. Одной из задач руководства компании является создание комфортных условий труда, правильный менеджмент.

– Каковы намеченные планы на ближайшее будущее у Вашего предприятия?

– На 2008 год рост объема работ по плану должен составить около 30% к 2007 году. На сегодняшний день портфель заказов для выполнения плана уже скомплектован. Однако производственные мощности, а также активная маркетинговая политика говорит о том, что план будет перевыполнен. Также мы ставим перед собой задачу выйти на мировые рынки. Мы уже знакомы с рынком Туркменистана, Казахстана… Кстати, на недавно проходившей встрече с руководителями Международного газового союза было заявлено, что предоставляемые услуги востребованы на мировом рынке, и нам было рекомендовано «смелее участвовать в нефтегазосервисных проектах, в том числе и за пределами России». ■

**ООО «МНП «ГЕОДАТА»
625014, РФ, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, 250, строение 14
(3452) 68-13-51
(3452) 68-13-59
geodata@mnpgeodata.ru
www.mnpgeodata.ru**

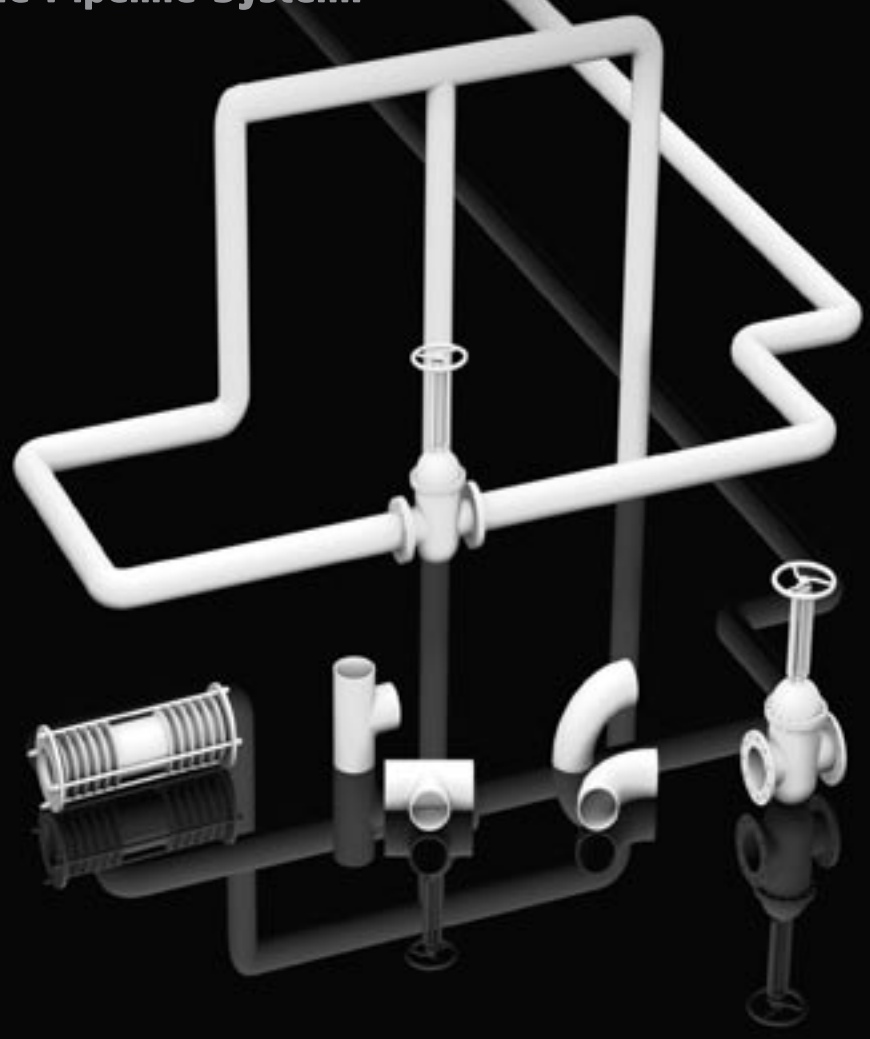
ТРУБОПРОВОД
PIPELINE

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №3/Нт ИЮНЬ 2008

ЭКСПОЗИЦИЯ

Информационная поддержка производителей и поставщиков трубопроводной арматуры, трубной продукции, различных видов изоляционных и антикоррозионных материалов. Техническая информация о всех материалах, необходимых для бесперебойного функционирования всей трубопроводной системы.

Informational Support by the Pipeline Componentry Suppliers and Producers, Pipe Producers and Suppliers of Pipe Products, Different Types of Insulation and Anti-Corrosion Materials. Technical Information About All the Materials Necessary for the Trouble-Free Operation of All the Pipeline System.



Анализ особенностей интеллектуальных датчиков вибрации в контексте их применения в АСУ ТП распределенных объектов. Рассмотрены основные проблемы и задачи контроля вибрации промышленного оборудования, их влияние на подходы к построению датчиков и систем виброконтроля.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ДАТЧИКИ ВИБРАЦИИ В АСУ ТП

Г.С. ТОЛУШКИН начальник отдела; Научно-производственное объединение ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ г. Саров

За последние 30 лет произошел качественный прогресс в развитии электронных вычислительных средств, который изменил традиционные представления о датчиках как первичных преобразователях [1] контролируемой величины в сигнал, удобный для измерения, передачи, преобразования, хранения и регистрации.

В функциях и структуре датчика, а также концептуальных представлениях о нем произошли взаимообуславливающие изменения: компьютеризация, автоматизация и интеллектуализация датчика [2] (рис. 1).

Интеллектуализация датчиков в современном понимании стала возможна благодаря миниатюризации вычислительных средств – появлению микропроцессоров.

Средства восприятия и измерения, оснащенные микропроцессором, принято называть интеллектуальными датчиками, если они представляют собой многофункциональные программируемые измерительные средства, включающие сенсор и преобразователь в составе программируемого микроконтроллера с оперативным и постоянным модулем памяти, АЦП, контроллера связи с типовыми полевыми сетями.

Интеллектуальные датчики (ИД), кроме восприятия и преобразования сигналов (усиление, стандартизация диапазонов, линеаризация и фильтрация, аналого-цифровое преобразование, расчет выходных значений по заданным алгоритмам), выполняют дополнительные функции:

- Коррекцию выходного сигнала по текущим показателям состояния измеряемой среды (термокомпенсация).
- Диагностику внутренних неисправностей (обрыв цепи сенсора и т. п.).
- Хранение и предоставление пользователю сведений о характеристиках данного прибора (тип, заводской номер, технические показатели, диапазоны измерения, установленная шкала, версия ПО, архив проведенных метрологических поверок, срок проведения следующей поверки датчика).
- Дистанционную настройку основных параметров датчика (выбор диапазона измерения, полосы частот). ►

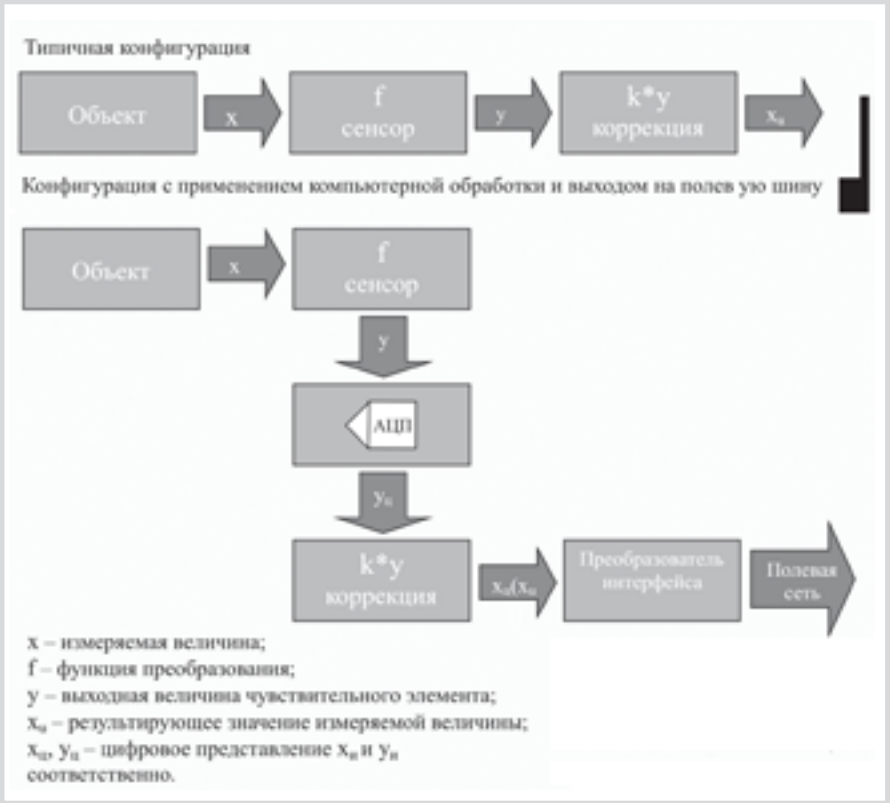


Рис. 1 Эволюция структуры датчика

INTELLIGENT VIBRATORY SENSORS IN AUTOMATIC CONTROL SYSTEMS OF COMPUTER AIDED PRODUCTION PROCESSES

G.S. TOLUSHKIN
Department Chief; Research and Production Association VNIIEF-VOLGOGAZ, Sarov

The features of the intelligent vibratory sensors in the context of their application in the automatic control systems of computer aided production process at assigned facilities are being analyzed. Key problems and priorities of vibration control in the industrial equipment are reviewed, their influence on approaches to building the sensors and vibration control systems.

In the last 30 years a new level of quality has been achieved in the development of electronic computing devices which has changed the conventional perception of sensors as being initial converters [1] of the value under control into a signal which is convenient for measurement, transmission, conversion, storage and registration.

In the functions and structure of a sensor as well as in the conceptual understanding of it there have occurred mutually dependent changes: computerization, automation and intellectualization of a sensor [2] (Fig.1).

The intellectualization of sensors in its modern perception has become possible thanks to miniaturization of computing devices, i.e. and emergence of micro-processors.

The devices for perception and measurement equipped with a microprocessor are usually termed «intelligent sensors» if they represent multi-functional programmable measuring devices incorporating a sensor proper and a transducer as part of a programmable micro-controller with operational and permanent memory module, an analog-digital converter, a communications controller to interface with typical field networks.

The intelligent sensors, apart from receiving and converting signals (amplifying, standardizing the bands, linearization and filtration, analog-digital conversion, computing output values according to defined algorithms) also perform additional functions:

- Correcting the output signal according to the current indicators of the state of the medium being measured (thermo-compensation);
- Diagnosing internal faults (break in the sensor circuit, etc.);
- Storing and providing to the user details about the specifications of the instrument (type, serial No., technical performance, measuring ranges, scale set, software version, archive of the metrological checks made, the date that the next sensor check is due);

- Remote adjustment of the sensor's principal parameters (selecting the measuring range, frequency band);
- Supporting well known standards for field networks [3] (HART-protocol, Profibus, etc.).

The multiple functions of the intelligent sensor [4] ensure:

- that distortions of measuring information on its way from the sensor to the controller are reduced;
- that readings become more reliable;
- that current readings of the value being measured are provided in the specified units of measurement (physical values);
- that the sensor has within it a database to store there the readings of the value being measured for a specified period of time without overloading the controller of the automatic control system (computer aided production process) with such computing operations.

The process of making the sensor more intelligent is reflective of redistribution of functions in the structure of the automatic control system (computer aided production process): the functions of an informational subsystem are assigned to the sensor [2].

The above mentioned capabilities permit intelligent sensors to be used in structuring prospective automatic control systems (computer aided production process) based on the field busbar technology whose advantages [5] considerably improve the efficiency of operating control over facilities [6].

THE FEATURES OF THE INTELLIGENT VIBRATORY SENSORS, ASPECTS OF STRUCTURING THE SYSTEMS FOR MEASURING ON FIELD BUSBARS.

A great many firms are engaged in developing and manufacturing intelligent sensors (Fig. 2a). Offers of intelligent vibratory sensors are significantly fewer and far between, Internet sites which offer them are fewer by the order of magnitude (Fig. 2b).

This is due to the conditions under which vibration is to be measured in industry which impose mutually contradictory requirements on the intelligent vibratory sensors:

1. Measuring dynamic processes with a broad working frequency band and limited put-through capacity of the field networks.
2. Severe conditions under which vibratory sensors are to operate.

The network standard supported in the intelligent sensors is mainly compliant with HART-protocol which allows of «point-to-point» connections and network connections.

The put-through of the «high speed» HART-protocol is more than 4.8 kbits per second which meets the needs of temperature control, pressure control and other slowly changing parameters.

The vibratory sensors are designed to monitor fast processes with high frequency signals (up to 30 kHz) and a sufficiently broad dynamic range (60 dB).

In order to transmit continuously a digitized signal with a sampling rate of 10 kHz (band up to 5 kHz) and a dynamic range of 60 dB (>10 digits) one needs a line with a put-through of more than 100 kbits per second.

Therefore intelligent vibratory sensors use higher speed interfaces, for example, EIA RS-485 standard. The typical speed of exchange is 115 kbits per second which in the «point-to-point» connection mode permits the analog highway to be replaced with the digital one. This provides certain advantages in improving the authenticity of the data transmitted.

- Поддержку известных стандартов полевых сетей[1] [3] (HART-протокол, Profibus и т. п.).

Многообразие функций ИД [4] обеспечивает:

- Уменьшение искажений измерительной информации на пути от датчика к контроллеру[2].
- Повышение надежности измерения.
- Выдачу текущего значения измеряемой величины в заданных единицах измерения (физических величинах).
- Наличия в нем базы данных для хранения значений измеряемой величины за заданный интервал времени, не загружая этими вычислительными операциями контроллер АСУ ТП.

Процесс «интеллектуализации» датчика отражает перераспределение функций в структуре АСУ ТП: функции информационной подсистемы возлагаются на датчик [2].

Эти возможности позволяют использовать интеллектуальные датчики при построении перспективных АСУ ТП, основанных на технологии полевой шины, преимущества которой [5] резко повышают эффективность операционного управления объектами [6].

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ДАТЧИКОВ ВИБРАЦИИ, АСПЕКТЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ НА ПОЛЕВЫХ ШИНАХ

Разработкой и производством интеллектуальных датчиков занимается очень много фирм.

Предложений интеллектуальных датчиков вибрации (ИДВ) значительно меньше, более чем на порядок меньше сайтов.

Связано это с условиями измерения вибрации в промышленности, накладывающей на ИДВ взаимно противоречащие требования:

1. Измерение динамичных процессов с широкой рабочей полосой частот при ограниченной пропускной способности полевых сетей.
2. Тяжелые условия эксплуатации датчиков вибрации.

Поддерживаемый стандарт сетей в интеллектуальных датчиках, в основном, с HART-протоколом, допускающим подключения «точка-точка» и сетевые подключения.

Пропускная способность «быстрого» HART-протокола составляет не более 4,8 кбит/сек, что удовлетворяет потребностям контроля температуры, давления и других медленно меняющихся параметров.

Датчики вибрации рассчитаны на мониторинг быстротекущих процессов с высокочастотными сигналами (до 30 кГц) с достаточно широким динамическим диапазоном (60 дБ).

Для непрерывной передачи оцифрованного сигнала с частотой дискретизации 10 кГц (полоса до 5 кГц) и динамическим диапазоном 60дБ (≥10 разрядов) требуется линия с пропускной способностью более 100 кбит/с.

Поэтому в ИДВ применяют более скоростные интерфейсы, например, стандарта EIA RS-485. Типовая скорость обмена 115 кбит/с, что в режиме подключении «точка-точка» позволяет заменить аналоговый тракт цифровым. Это дает определенные преимущества для повышения достоверности передаваемых данных.

При эксплуатации ИДВ в составе распределенной измерительной системы на полевой шине с группой абонентов (рис. 3) следует учитывать непроизводительные потери на передачу служебной информации (адрес датчика, обеспечение гарантированной паузы между пакетами данных и т. п.). Реальная скорость передачи данных может быть рассчитана (ориентировочно) по следующей формуле:

$$V_{реал.} = V_{теор} * K_{В} * K_{Д} \quad (1)$$

где: $K_{в}$ – коэффициент использования трафика, для большинства протоколов не более 0,7, иначе возрастает вероятность коллизий; ►

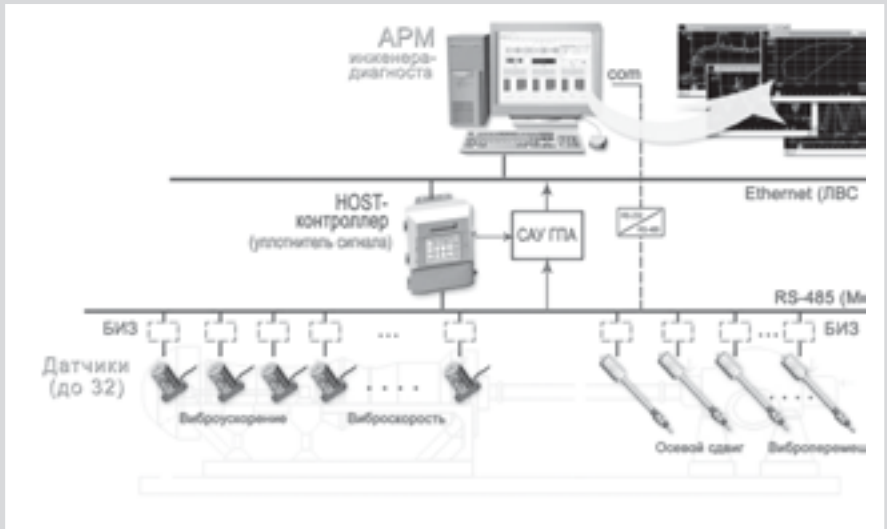


Рис. 2 Система виброконтроля на базе интеллектуальных датчиков.

[1]В соответствии со стандартом IEEE-1451 ИД определяются как датчики, которые выполняют функции сверх необходимых для формирования правильного представления (отображения) измеряемой величины. К таким функциям относится не только измерение, нормализация и коррекция сигнала, но и самотестирование, а также цифровой интерфейс.

[2]Контроллер АСУ ТП.

Кд – коэффициент, учитывающий соотношение числа битов данных к суммарному их числу в посылке (биты адреса, четности, биты данных и т. д.), обычно не более 0,2.

Практически полезная пропускная способность полевых линий связи составляет 10…20% от теоретически возможной. Поэтому системы вибромониторинга в АСУ ТП обычно выделяют в отдельные подсистемы, что повышает стоимость системы в целом.

Применение в качестве полевых сетей более быстрой шины стандарта Ethernet не всегда возможно, так как это переносит частотную полосу сигнала в область промышленных помех.

Указанную проблему можно решать разными путями.

Один из них предполагает анализ реальных потребностей, решаемых системой вибромониторинга. Задачи вибромониторинга можно разделить на две практически применяемые:

- Непрерывный мониторинг в режиме real-time для определения момента зарождения неисправности в целях защиты агрегата от катастрофического отказа (осуществляется по нормативным требованиям в отрасли, а также рекомендациям заводов-изготовителей). Контролируемыми параметрами обычно являются уровень СКЗ виброскорости в полосе частот или размах виброперемещения.
- Периодическая диагностика, углубленная. Предполагает анализ спектрального состава сигнала и другие алгоритмы, требующие значительных вычислительных мощностей. Проводится квалифицированными экспертами с применением знаний, опыта, базы данных или экспертными системами, работающими в автоматическом режиме (специализированное ПО вибродиагностики). Выполняется в постпроцессорном режиме.

В пределе обе эти задачи сходятся в непрерывную автоматическую диагностику в режиме real-time, но окончательно выключить из этого процесса человека, по всей вероятности, невозможно.

Снизить нагрузку на линию связи можно за счет разделения задач [7].

Расчет параметров для целей защиты не требует значительных вычислительных мощностей и может выполняться в непрерывном режиме.

Цифровая обработка (нормализация сигнала, ФНЧ, ФВЧ, вычисление СКЗ в полосе частот 10…1000 Гц) требует около 100 операций типа умножения с накоплением или обращения к памяти на один отсчет мгновенного значения. Среднее число тактов на операцию в микроконтроллерах общего назначения составляет 4. При частоте дискретизации 2500 Гц (обеспечение критерия Найквиста) тактовая частота микроконтроллера должна быть примерно 10 МГц. Для обеспечения динамического диапазона требуется 16-ти разрядная арифметика.

Микроконтроллеры с требуемыми характеристиками доступны (например, MSP 430 фирмы Texas Instruments, ADuc812 фирмы Analog Device[3]).

Защитное отключение агрегата обычно производится в течение 0,5…3 секунд после превышения контролируемым параметром аварийной уставки. Периодичность опроса датчиков может составлять до 4-х раз в секунду.

Формула для расчета минимальной пропускной способности Vmin, бит/с:

$$V_{min} = \frac{N * M * F}{K_B} \qquad (2)$$

где: N – разрядность данных, бит;
M – количество датчиков в сети;
F – частота опроса датчиков, Гц.

При 16-ти разрядных данных и 10-ти подключенных датчиках в системе минимальная пропускная способность линии должна составлять не менее 6400 бит/с, что обеспечивается стандартом EIA RS-485 с большим запасом.

Для целей вибродиагностики требуется передача на уровень АСУ ТП мгновенных значений сигнала (необработанных) в максимально возможной полосе частот. ►

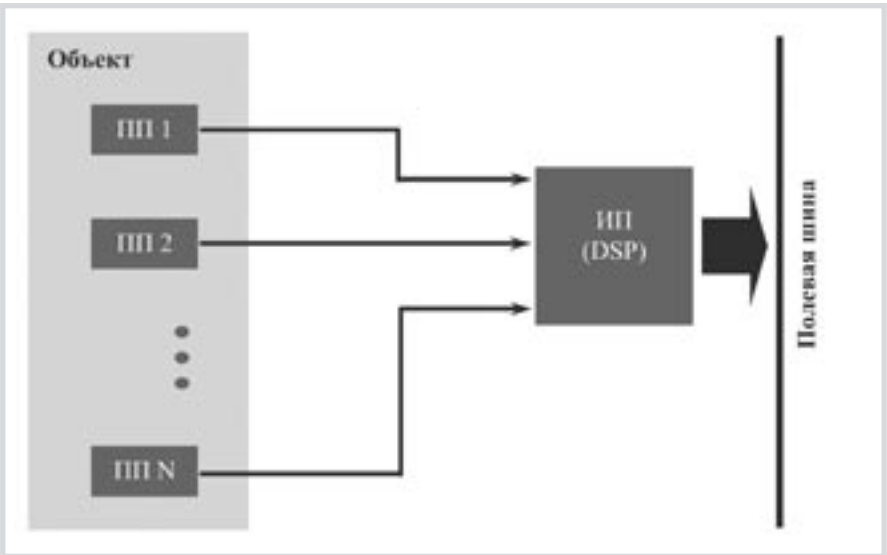


Рис. 3 Многоканальная схема измерения.

[3]8-разрядная шина данных

When operating the intelligent vibratory sensor as part of the dedicated measuring system on the field busbar with a group of subscribers (Fig. 3), one has to take into consideration the unproductive losses on transmission of service information (sensor address, providing a guaranteed pause between data packages, etc.). The actual speed of data transmission can be calculated (approximately) using the following formula. (1)

where $K_в$ – traffic use co-efficient, for most protocols it is no more than 0.7 otherwise the likelihood of collisions increases;

$K_д$ – co-efficient which takes into account the ratio between the number of data bits and their total number in a transmission (address bits, parity bits, data bits, etc.), usually no more than 0.2.

Practically the useful put-through of the field communications lines amounts to 10…20% of the theoretically possible one. Therefore the vibratory monitoring systems in the automatic control systems (computer aided production process) are usually segregated into separated sub-systems which increases the cost of the system as a whole.

The use of the Ethernet standard higher speed busbar as field networks is not always possible as this takes the frequency band of the signal to the range of industrial interferences.

The above problem can be attacked in various ways.

One of them presupposes analysis of actual requirements to be met by vibratory monitoring system. The vibratory monitoring tasks can be divided into two which are in practical use:

- Continuous monitoring in the real time mode to pin down the moment at which a fault comes into being for the purpose of protecting the unit from a disastrous failure (to be carried out in accordance with the normative requirements in effect in the industry as well as at the recommendation of the manufacturing plants). The parameters to be controlled are usually the level of the mean square root value of vibration speed within the frequency band or the sweep of vibration travel.
- Period diagnostics, in-depth diagnostics. It involves spectral analysis of the signal composition and other algorithms which require significant computing capacity. This is to be done by qualified experts using expertise, knowledge and experience, data bases or expert systems which operate in the automatic mode (specialist software for vibration diagnostics). This is done in post-processor mode.

Ultimately both of these tasks converge into on-going automatic diagnostics in real time mode, however, to eliminate a human from this process altogether is, in all probability, impossible.

The load on the communication line can be reduced by separating the tasks [7].

The calculation of parameters for purposes of protection does not require significant computing capacity and can be carried out in a continuous mode.

Digital processing (normalizing the signal, low frequency filter, high frequency filter, calculating the mean square root value within the frequency band between 10…1000 Hz) requires about 100 operations of multiplication type with accumulation and memory reference per one count of instantaneous value.

The average number of cycles per operation in general purpose micro-controller is 4. At a sampling rate of 2500 Hz (meeting Nyquist's criterion) the clock speed of the microcontroller should be approximately 10 MHz. To support the dynamic range, 16-digit arithmetic is required.

The microcontrollers with the necessary features are available (for example, MSP 430 Texas Instruments, ADuc812, Analog Device). Protection shut-down is usually made within 0.5…3 seconds after the parameter under control has exceeded the emergency setting. The frequency of polling the sensors can be 4 times a second.

The formula to compute the minimum put-through Vmin, bits per second is as follows (2) where:

N – digit pattern of the data, bits;

M – number of sensors in the network;

F – frequency of polling the sensors, Hz.

With 16 digit data and 10 connected sensors in the system, the minimum put-through of a line must be no less than 6400 bits per second which is supported by EIA RS-485 with a great margin.

For purposes of vibration diagnostics it is required that instantaneous signal values (unprocessed) should be transmitted to the level of automatic control system (computer aided production process) within as wide a frequency band as possible. They can be transmitted in background mode, by request, with required frequency.

Let us evaluate the minimally possible frequency of diagnostics with the same number of sensors in the network. To support the bottom borderline frequency of 5 Hz it is necessary that data should be transmitted within a period of no less than 1 second. The upper borderline frequency by the maximally possible sampling frequency of the analog-digital converter. Given the sampling rate of 10 kHz the volume of data in one sensor is 160 kbits. With the put-through of the line at 115 kbits per second, it will take approximately 140 seconds to transmit the data from all the sensors.

Most of the users actually need equipment diagnostics far less often.

Another path consists in building up computing capacity of a sensor and allocating information parameters for diagnostics tasks (level of mean square root value on harmonics, harmonics phase, etc.) in the sensor, while transmitting them through the network to the level of the automatic control system (computer aided production process)

General purpose microcontrollers does have the required high speed. The gap is bridged by using specialized signal processors (DSP) designed for flow type data processing. They have the required productivity however they call for sufficiently complex wiring and piping which has an impact on the cost of the measuring transducer and its dimensions. In order to lower the cost of the measuring channel, given the high productivity of DSP, the measuring transducer is often used to process the signal from several primary transducers (Fig. 4).

The drawback of such schematics for an intelligent vibration sensor is its limitation on use in the dedicated automatic control systems (computer aided production process) for small capacity units. In such systems a more optimum choice would be single channel or double channel sensors.

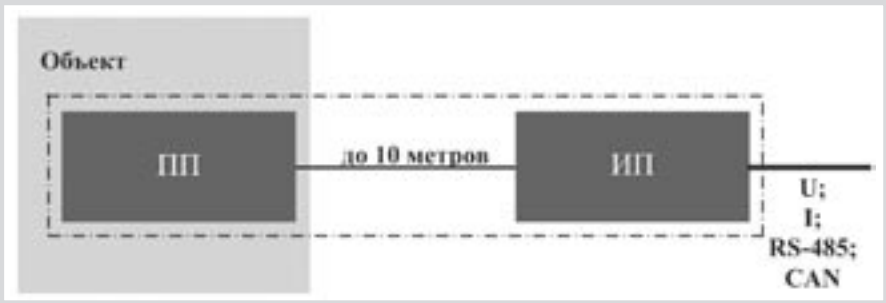


Рис. 4 Структура датчика вибрации.

Они могут передаваться в фоновом режиме, по запросу, с требуемой периодичностью.

Оценим минимально возможную периодичность диагностики при том же количестве датчиков в сети.

Для обеспечения нижней граничной частоты 5 Гц необходимо передать данные за период не менее 1 секунды. Верхняя граничная частота определяется максимально возможной частотой дискретизации АЦП.

При частоте дискретизации 10 кГц объем данных в одном датчике составляет 160 кбит. При пропускной способности линии –115 кбит/с на передачу данных от всех датчиков потребуется примерно 140 секунд[4].

Практические потребности в диагностике оборудования у большинства пользователей возникают значительно реже.

Другой путь заключается в наращивании вычислительной мощности датчика и выделения информативных параметров для задач диагностики (уровень СКЗ на гармониках, фазу гармоник и т.п.) в датчике, передавая их по сети на уровень АСУ ТП.

Микроконтроллеры общего назначения не обеспечивают требуемого быстродействия. Задача решается применением специализированных сигнальных процессоров (DSP), рассчитанных на потоковую обработку данных. Они обладают требуемой производительностью, но требуют довольно сложной схемы обвязки, что отражается на стоимости измерительного преобразователя и габаритах.

Для снижения стоимости измерительного канала, учитывая высокую производительность DSP, измерительный преобразователь часто используют для обработки сигнала от нескольких первичных преобразователей (рис. 4).

Недостатком подобной схемы ИДВ является ограниченность применения в распределенных АСУ ТП агрегатов малой мощности. В таких системах более оптимальным является применение одноканальных или двухканальных датчиков.

Серьезные ограничения на применение встроенных микроконтроллеров накладывают условия эксплуатации датчиков вибрации.

Температура в точках контроля газотурбинных двигателей (корпус подшипника опоры) ТВД составляет более 300^{0}С, уровень вибрации (по виброскорости) на газоперекачивающих агрегатах с авиационными двигателями составляет до 10 мм/сек. Создание промышленного датчика с встроенной электроникой для подобных условий является трудноразрешимой задачей, если вообще возможно. Поэтому в настоящее время в датчиках вибрации большинство производителей применяют схему с разнесенными измерительным и первичным преобразователями (рис. 5).

По сложившейся терминологии такое устройство принято называть датчиком, но часто датчиком называют первичный преобразователь; измерительный преобразователь может называться согласующим устройством, нормирующим преобразователем, вторичным преобразователем.

В зависимости от вида измеряемого параметра, в качестве первичных преобразователей используют пьезоакселерометры (виброускорение), велосиметры (виброскорость), вихретоковые преобразователи (относительное виброперемещение).

Датчики вибрации с встроенной электроникой (в полном смысле интеллектуальные датчики) находят применение на объектах (агрегатах) с невысокой рабочей температурой в точке контроля (до 70^{0}С). Системы на основе таких датчиков (рис. 3) имеют минимальную стоимость измерительного канала. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гельман М.М. Датчик // БСЭ. Т. 7 3-е изд. М.: СЭ, 1972.
2. Раков В.И., Хилов В.С. О системном характере изменений функций и структур датчиков // Промышленные АСУ и контроллеры, 2004. №12.
3. Сайт института NIST NIST IEEE-P1451 Draft Standard Home Page http://www.motion.aptd.nist.gov/
4. Ицкович Э.Л. Современные интеллектуальные датчики общепромышленного назначения, их особенности и достоинства. // Датчики и системы, 2002. №2.
5. Звягинцев А.М., Красников А.Л., Курносов Н.М. и др. Полевая шина «Fieldbus» -- новая перспектива в автоматизации управления технологическими процессами. // Датчики и системы. 1999. №№7,8.
6. Аристов П.А., Громов А.Н., Курносов Н.М. и др. Аппаратно-программное обеспечение нового поколения интеллектуальных полевых приборов технологии Fieldbus – Foundation. // Датчики и системы, 2001. №11.
7. Парасына А.С., Толушкин Г.С., Такшин И.А., Машков Д.В. Интеллектуальные датчики вибрации типа ИЦФР // Датчики и детекторы для АЭС «ДДА-ЭС-2004»: Сборник докладов научно-технической конференции – Пенза: ФГУП «НИИ физических измерений», 2004 г. – 298 стр.

[4]С учетом затрат на передачу служебной информации

Для надежной эксплуатации промышленного оборудования требуются постоянный контроль и диагностика общего состояния машин и механизмов, а также проверка параметров технологических процессов. При этом важными для анализа являются параметры механического движения, в частности параметры периодических перемещений исследуемого объекта в пространстве (вибрации). Результаты исследований влияния различных видов дефектов на функционирование машин подтвердили, что наибольшей диагностической информацией обладает именно сигнал вибрации.

ДАТЧИКИ ВИБРАЦИИ ДЛЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Г.Е. КИБРИК | кандидат физико-математических наук ООО НПП «ТИК» | Пермь

Характер и масштабы изменения вибрации во времени для каждого случая индивидуальны, конкретный вибрационный процесс содержит большой объем важнейшей информации, использование которой позволяет диагностировать техническое состояние механизмов и машин и рационально устранять многие дефекты. В последние годы завоевало популярность обслуживание по состоянию, когда машина ремонтируется только в том случае, если известно, что в работе узлов появляются сбои и развивается неисправность, которая может привести к отказу оборудования. Чем надежней и конкретней диагноз, тем ниже затраты, необходимые для восстановления агрегата [1-5].

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУИРОВАНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

Достоверность измерений и корректность поставленных диагнозов во многом определяются качеством измерительных каналов. Первым звеном любого измерительного канала, предназначенным для измерения неэлектрической величины, являются датчики – измерительные преобразователи (ИП). ИП – это средства измерений, преобразующие измеряемую неэлектрическую величину в другую физическую величину, например электрическую, удобную для передачи на расстояние информации об измеряемой величине. При разработке и изготовлении датчиков необходимо обеспечить минимальную зависимость их параметров от различных видов внешних воздействий: температуры, давления, влажности, магнитных и электрических полей, промышленных помех и наводок, ударных нагрузок, радиационного облучения, проникновения влаги и газов. В аппаратуре виброконтроля широко применяются пьезоэлектрические акселерометры, наиболее полно обеспечивающие необходимые характеристики [1-5]. Несмотря на широкий спектр имеющихся на рынке изделий, в случае разработки систем контроля и диагностики оборудования в конкретных областях промышленности возникает необходимость в минимизации номенклатуры датчиков и их стоимости, а также унификации сигналов и конструкций. С другой стороны, нередко необходимо обеспечить особые требования заказчика и учитывать современный уровень достижений разработки и производства микроэлектронных схем. Все это вынуждает фирмы разрабатывать собственные специализированные датчики, наиболее полно удовлетворяющие требованиям сегодняшнего производства.

Производимые НПП «ТИК» датчики вибрации предназначены для систем диагностического обслуживания работы роторных машин с целью своевременного обнаружения появляющихся дефектов. Эти вибропреобразователи разделены на подгруппы:

- по способам крепления к машине;
- по виду выходных электрических сигналов;
- по типу чувствительных элементов вибропреобразователя;
- по наличию встроенных электронных схем.

Внешний вид датчиков и их размеры определяются во многом способами крепления и габаритами измерительных преобразователей. Информативность сигнала датчика зависит от способа установки датчика на контролируемой точке. Стационарно установленные датчики позволяют наиболее достоверно определять наличие и вид неисправности. Особое внимание уделено нами разработке двухпроводных выходных схем, в которых напряжение питания и сигнал подаются одновременно по одним и тем же проводникам. Аналоговый выходной сигнал по напряжению обеспечивается стандартом ICP, разработанным специально для пьезоакселерометров. В тех случаях, когда необходимо иметь выход «токовая петля», используется схема, генерирующая выходной токовый сигнал, находящийся в диапазоне 4-20 мА. ►

Внешний вид датчиков и их размеры определяются во многом способами крепления и габаритами измерительных преобразователей. **Информативность сигнала датчика зависит от способа установки датчика на контролируемой точке**

VIBRATORY SENSORS FOR INDUSTRIAL EQUIPMENT CONTROL SYSTEMS

G.E. KIBRIK, Candidate, Physics and Mathematics, OOO NPP «TIK» («TIK» Scientific and Production Enterprise, LLC), Perm

Reliable operation of industrial equipment requires that constant control and diagnostics of the general condition of machines and mechanisms should be made as well as the parameters of the production processes should be checked. At the same time, critical for such analysis are the mechanical motion parameters, specifically speaking, the parameters of periodic movements in space (vibration) of the object under investigation. The results of research to determine the influence of various types of defects on the functioning of machines have corroborated that it is a vibration signal that contains maximum diagnostic information.

The nature and scale of vibration change in time for each particular case is specific, a specific vibratory process contains a large amount of most important information which, when used, allows the technical condition of mechanisms and machines to be diagnosed and many defects to be rationally eliminated. In recent years it has become popular to service according to condition when a machine is repaired only if it is known that failures will occur in the operation of the components or a fault may develop which would lead to failure of the equipment. The more reliable and specific the diagnosis is, the lower the costs required for the unit to be fixed are. [1-5].

SPECIAL FEATURES OF THE MEASURING TRANSDUCER DESIGN

The trueness of readings and the correctness of diagnoses made are, to a great extent, determined by the quality of the measuring channels. The first link in any measuring channel designed to measure a non-electric value is the senders – measuring transducers. Measuring transducers are the measurement devices which convert the measured non-electric value into another physical value, for example, an electric one, which is convenient to transmit information about the value being measured over some distance. When designing and manufacturing the senders it is necessary to ensure minimum dependence of their parameters on various types of external effects: temperature, pressure, humidity, magnetic and electric fields, industrial interference, impact load, radiation, penetration of moisture and gases. Piezoelectric accelerometers are widely used in the vibratory control instrumentation as they meet the necessary requirements more completely [1-5].

Despite a broad spectrum of products available in the market in a situation where one needs to develop a control and diagnostics system for the equipment in specific industries, there arises a need to minimize the model mix of the senders and their price as well as to commonize signals and designs. On the other hand, one often has to satisfy the customer's special requirements and to take into consideration the current level of achievements in the development and production of microelectronic circuits. All this makes companies design their own specialized senders which address in a more comprehensive way the needs of today's operations.

The vibratory sensors produced by NPP «TIK» are intended for diagnostic service systems to support the operation of rotary machines with a view to early detecting emerging defects. These vibratory transducers are divided into sub-groups:

- by the method of attaching to the machine;
- by the type of electric output signals;
- by the type of the vibratory transducer sensitive elements;
- depending on whether they have inbuilt electronic circuits.

The appearance of the sensors and their dimensions are determined, in many respects, by the method of attachment and dimensions of the measuring transducers. The informativeness of the sensor signal depends on the method of positioning the sender at the control point. The sensors installed in a stationary manner enable the existence and the type of fault to be identified most properly. We have given special consideration to developing two wire output circuits in which the power voltage and the signal are fed through the same conductors simultaneously. Similar output voltage signal is ensured by the ICP standard devised specially for piezo accelerometers. Where «current loop» output is required, a circuit generating a current output signal within the range between 4-20 mA is used.

PIEZOELECTRIC VIBRATORY TRANSDUCERS

Piezoelectric accelerometer was chosen as a basic transducer. Sensors based on direct piezoelectric effect are most common in many industries and have the characteristics corresponding to all the requirements applicable to a vibratory sensor and are rather inexpensive. According to the type of the output value piezoelectric transducers belong to generating sensors as they are based on the effect of producing electric charges on the surface of the piezoelectric material and electric polarization within it which result from compression and extension deformations. In order to make sure that an alarm signal warns that the anti-vibration cable has broken, Resistor R1 is connected in parallel to the measuring transducer capacitance. The output signal travels through the cable to the input of the circuit board of the device for communication with a facility. The most common method of processing the signal of the piezoelectric vibratory transducer is the charge amplification. All the charge generated accumulates on the feedback capacitor C of the charge amplifier while the output voltage U0 equals [6-7] as follows: **(1)**,

where K – conversion coefficient, x – amount of deformation.

Acceleration signal or the mean square root value of the vibration speed are normally chosen as the measuring transducer output value. In the second case the device is structured as shown in the functional diagram, given in Fig.1. Microcontroller [8] performs the functions of an analogue-to-digital converter, a voltmeter of the mean square root value of the input voltage variable component, a level comparator and a code modulator. The

ПЬЕЗОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ВИБРОПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

В качестве базового преобразователя выбран пьезоэлектрический акселерометр. Датчики на основе прямого пьезоэлектрического эффекта наиболее широко распространены во многих отраслях промышленности, имеют характеристики, удовлетворяющие всем требованиям к датчику вибрации, и достаточно низкую стоимость. По виду выходной величины пьезоэлектрические преобразователи относятся к генераторным датчикам, в них используется эффект образования электрических зарядов на поверхности пьезоэлектрика и электрической поляризации внутри него, которые происходят в результате деформаций сжатия и растяжения. Для обеспечения сигнализации обрыва антивибрационного кабеля параллельно емкости ИП включен резистор R1. Выходной сигнал по кабелю поступает на вход платы устройства связи с объектом (УСО). Наиболее распространенным методом обработки сигнала пьезоэлектрического вибропреобразователя является усиление заряда. Весь генерируемый заряд накапливается на конденсаторе обратной связи С усилителя заряда, а выходное напряжение U_0 равно [6-7]:

$$U_0 = -U = \frac{-1}{C}\int_0^t \left(\frac{Kdx}{dt}\right)dt = \frac{-Kx}{C} \quad (1),$$

здесь К- коэффициент преобразования,
x-величина деформации.

В качестве выходной величины ИП обычно выбирают либо сигнал ускорения, либо среднеквадратичное значение (СКЗ) скорости вибрации. Во втором случае устройство строится по функциональной схеме, представленной на рис.1.

Функции аналого–цифровых преобразователей, вольтметра СКЗ переменного компонента входного напряжения, регулятора усиления цифрового, компаратора уровней и кодового модулятора выполняет микроконтроллер [8]. Потребление всех компонентов схемы меньше 4 мА, что обеспечивает минимальный ток в двухпроводной схеме «токовая петля» 4-20 мА.

В приборах применён 8-битный микроконтроллер ATTINY 15L со встроенным 4-канальным 10-битным аналого-цифровым преобразователем [10]. Данный микроконтроллер при небольшом электропотреблении и невысокой стоимости имеет все необходимые функции для решения поставленной задачи. Программа обработки входных сигналов оптимально использует все ресурсы микроконтроллера . Блок – схема алгоритма программы приведена на рис.2.

АКТИВНЫЕ ПЬЕЗОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ВИБРОПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ СО ВСТРОЕННЫМ ЭЛЕКТРОННЫМ БЛОКОМ

Диапазон рабочих температур многих промышленных агрегатов не очень широк, а максимальная температура поверхности не превышает +85^{0}С. В этом случае датчики, устанавливаемые на машины, могут содержать в своем составе электронные компоненты, в том числе полупроводниковые микросхемы, для которых фирмы-производители гарантируют обеспечение паспортных параметров для температур от - 40^{0}С до + 85^{0}С. Преобразователи строятся по тем же функциональным схемам (например, рис.1), из которых исключаются входной кабель и схема обрыва кабеля. В активных ИП используются только двухпроводные выходные схемы, что значительно снижает стоимость линий связи, которые выполняются из обычного экранированного провода. Эти ИП, например DVA-1-1-2, DVA-1-2-1 (таблица 1) и другие, имеют дополнительную экранировку элементов, которая обеспечивает существенное снижение уровня промышленных наводок на входные цепи. ►

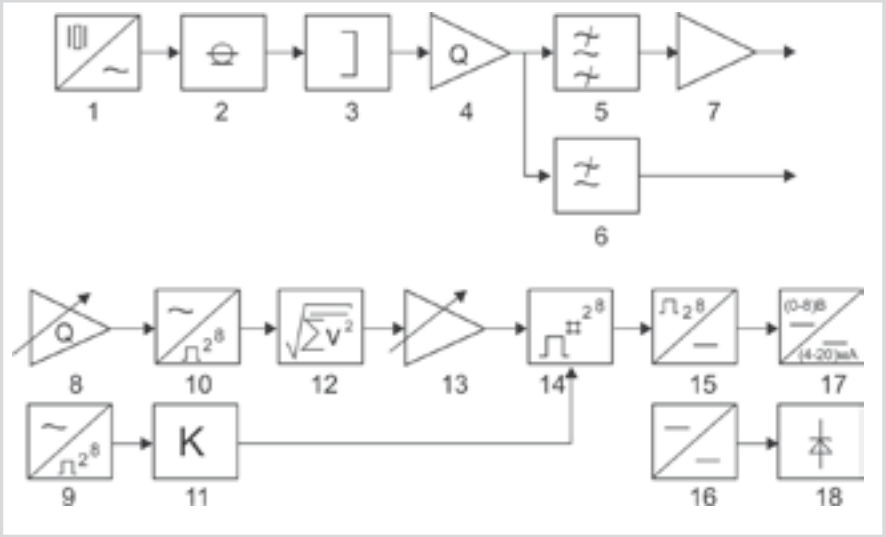


Рис. 1 Функциональная схема ИП СКЗ скорости вибрации
1) Пьезоакселерометр; 2) Кабель; 3) Схема контроля обрыва кабеля; 4) Усилитель заряда; 5) Активный многозвенный полосовой фильтр; 6) Фильтр низких частот; 7) Интегратор; 8) Усилитель; 9) Аналого-цифровой преобразователь; 10) Аналого-цифровой преобразователь; 11) Компаратор уровней; 12) Вольтметр СКЗ переменного компонента входного напряжения; 13) Регулятор усиления цифровой; 14) Модулятор кодовый; 15) Цифро-аналоговый преобразователь; 16) Источники вторичного питания схем; 17) Формирователь выходного сигнала; 18) Схема искрозащиты

Достоверность получаемых при виброконтроле результатов измерений во многом зависит от способов установки и крепления элементов и узлов прибора, а в особенности, чувствительного элемента – микромеханического акселерометра

ВИБРОПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРАЛЬНЫХ МИКРОЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ЕМКОСТНЫХ АКСЕЛЕРОМЕТРОВ

В настоящее время достаточно широко применяются акселерометры, при разработке которых использована технология iMEMS (интегральные микроэлектромеханические системы). Система содержит микромеханический сенсор и интегральную электронную схему. По виду выходной величины микроэлектромеханические емкостные преобразователи относятся к параметрическим датчикам. Микромеханические устройства на основе кристалла кремния позволяют измерять как постоянные ускорения, так и параметры вибрации. Быстрое развитие и совершенствование технологии iMEMS привело к появлению к настоящему времени сравнительно недорогих датчиков, имеющих высокие потребительские свойства:

- полоса рабочих частот от 0 до 6 кГц;
- высокая точность и широкий диапазон измеряемых значений ускорения от 0,025g до 150g;
- высокая температурная стабильность не хуже 0,005%/К;
- температурный рабочий диапазон от –55^{0}С до +125^{0}С;
- чувствительность по одной, двум или трем осям при одних и тех же размерах;
- ударная нагрузка до 3500 g.;
- малые размеры корпусов микросхем;
- встроенные электронные схемы обработки сигналов при высоком уровне интеграции;
- высокая линейность – 0,2%;
- аналоговые и цифровые выходные сигналы;
- малая потребляемая мощность при типичном значении потребляемого тока – 0,6 мА;
- резонансная частота сенсора до 10…18 кГц;
- малая поперечная чувствительность, типичное значение которой – 2%;
- отсутствие генерации высоковольтных взрывоопасных выбросов напряжения при ударной нагрузке.

Рис. 2 Блок-схема алгоритма программы

Ряд параметров интегральных акселерометров к настоящему времени достиг значений, сопоставимых с характеристиками пьезоэлектрических преобразователей [9]. К основным недостаткам микроакселерометров следует отнести зависимость чувствительности от напряжения источника питания, заметный разброс чувствительности, заметное смещение нулевого уровня выходного напряжения при нулевом ускорении, недостаточно широкий диапазон рабочих температур и, наконец, заметный уровень шумов. Емкостные акселерометры, исполненные в виде стандартной микросхемы и имеющие высокий коэффициент электромеханического преобразования, позволяют быстро проектировать активные вибропреобразователи для индустриального использования. Научно–производственным предприятием «ТИК» разработан ряд активных датчиков, в которых использован аналоговый выход микросхемы–акселерометра. В датчиках с микроакселерометрами (рис. 3) применены такие же электрические схемы, что и в активных пьезодатчиках, исключен только усилитель заряда.

При измерениях величины ускорения применен двухпроводный аналоговый выход, обеспечивающий сигнал формата ICP. В этом случае полоса пропускания ИП лежит в диапазоне 0…3 кГц. Если на выходе прибора необходимо иметь среднеквадратичное значение (СКЗ) скорости вибрации, то выдается токовый сигнал, находящийся в диапазоне 4-20 мА, а полоса пропускания таких датчиков обычно лежит в диапазоне 3…1•103 Гц. Во всех типах датчиков диапазон измерения ускорений, например ±2,5g или ±150g и т.д., обеспечивается установкой акселерометра, имеющего нужную чувствительность, остальные элементы и режимы работы устройств остаются неизменными.

Достоверность получаемых при виброконтроле результатов измерений во многом зависит от способов установки и крепления элементов и узлов прибора [3], а в особенности, чувствительного элемента – микромеханического акселерометра. Размеры всех деталей и ►

current consumption of all the circuit elements is less than 4mA, which ensures a minimum current in the two wire «current loop» circuit of 4-20 mA.

The instruments feature an 8-bit microcontroller ATTINY 15L with in-built 3-channel 10-bit analog-to-digital converter [10]. This microcontroller with its reasonable current consumption and fairly low cost has all the necessary functions to tackle the role assigned to it. The program for input signal processing makes an optimum use of all the microcontroller resources. The block diagram of the program algorithm is set out in Fig.2.

ACTIVE PIEZOELECTRIC VIBRATORY TRANSDUCERS WITH AN IN-BUILT ELECTRONIC MODULE

The range of working temperatures of many industrial units is not very wide while the maximum surface temperature does not exceed +85^{0}C. In this case, the sensors installed on the machines may contain within, the electronic components including semi-conductor micro-circuits, for which their manufacturers guarantee attainment of the specified parameters at temperatures ranging from -40^{0}C up to +85^{0}C. The transducers are structured per the same functional diagrams (e.g. Fig.1) from which the input cable and the cable breakage circuit are eliminated. In the active measuring transducers only two-wire output circuits are used which significantly cuts down the cost of the communication lines which are made from regular shielded cable. These measuring transducers, for example, DVA-1-1-2, DVA-1-2-1 (Table 1) and others, have an additional shielding of the elements which dramatically reduces the level of industrial interferences in the input circuits.

VIBRATORY TRANSDUCERS BASED ON THE INTEGRATED MICRO-ELECTRIC- MECHANICAL CAPACITANCE ACCELEROMETERS

At the present time, the accelerometers whose design features the iMEMS technology (integrated micro- electric- mechanical systems) are in wide use. The system incorporates s micro-mechanical sensor and integrated electronic circuit. In terms of the type of the output, the micro- electric- mechanical capacitance transducers are referred to parameter sensors. The micro- mechanical devices based on the silicon crystal allow one to measure both constant accelerations and vibration parameters. Rapid development and improvement of the iMEMS technology have now led to emergence of comparatively inexpensive sensors with high consumer qualities:

- working frequency band from 0 to 6 kHz;
- high accuracy and a wide range of acceleration readings from 0.025g to 150g;
- high temperature stability, no worse than 0.005%/K;
- working temperature range from -55^{0}C to +125^{0}C;
- sensitivity on one, two or three axes with the same dimensions;
- impact load of up to 2500 g;
- small size of the integrated circuit package;
- in-built electronic circuits to process signals with a high integration level;
- high linearity – 0.2%;
- analog and digital output signals;
- low power consumption with typical current consumption value at 0.6 mA;
- resonance frequency of the sensor up to 10…18 kHz;
- low transversal sensitivity, whose typical value is at – 2%;
- lack of generated high voltage explosion-prone spikes of voltage at impact load.

Some parameters of the integrated accelerometers have, by now, reached the level comparable to the characteristics of the piezoelectric transducers [9]. The key drawbacks of the micro-accelerometers include the dependence of sensitivity on the power supply voltage, the noticeable variation of the sensitivity, noticeable shift of the output voltage zero level at zero acceleration, insufficiently wide working temperature range and, finally, a noticeable level of noise. The capacitance accelerometers produced as a standard micro-circuit and having a high coefficient of electric – mechanical conversion allow active vibratory transducers for industrial application to be rapidly designed. «TIK» Scientific and Production Enterprise has developed a number of active sensors which use the analog input of the accelerometer micro-circuit. The sensors with micro-accelerometers (Fig.3) use the same electric circuits as the active piezo-sensors, it is only the charge amplifier that is eliminated.

In taking acceleration readings, the two wire analog output is used which provides a signal in the ICP format. In this case, the acceptance band of the measuring transducer lies within the range between 0…3 kHz. If at the output of the instrument one has to have a mean square root value of the vibration speed, a current signal within the range between 4-20mA is issued, while the acceptance band of such sensors usually lies between 3…1 • 103 Hz. In all the types of the sensors, the acceleration measurement range, for example, +2.5 g or +150 g, etc., is ensured by installing the accelerometer with the required sensitivity while the remaining elements and the operating mode of the devices remain unchanged.

The trueness of the readings taken during vibratory control, to a great extent, depends on the methods of installing and attaching the elements and components of the instrument [3], especially, those of the sensitive element, i.e. the micro-mechanical accelerometer. The size of all the parts and the sensor printed circuit boards has been minimized, since the smaller the size, the higher the mechanical resonance own frequencies are. The mechanical resonance own frequencies of the printed circuit boards, especially under flexural strain, may fall within the acceptance band of the filters. The filling of all the space with viksint dampens the vibration of the vibratory transducer components and cover. Since the brazing of the accelerometer body without additional attachment causes resonance within the range between 7…9 kHz, the micro-circuit, prior to brazing, is glued to the board, using the glue with high modulus of elasticity. The accelerometer micro-circuit is installed on the board while the board is secured in the transducer body with the board and the sensor deviating from the symmetry centerlines by no more than 0.50 (Fig.2) to ensure minimum value of transversal sensitivity.

The vibratory transducers have the type of explosion protection classified as spark-proof electric circuit» [10]. Detailed use of capacitance integrated micro- electric- mechanical accelerometers in the design of the measuring transducers is described in [11].

MULTI-COORDINATE MEASURING TRANSDUCERS

A special advantage of a number of micro-sensors is the capability of measuring acceleration along two or three orthogonal axes. During random movement of the point of measurement in space all the projections of its movement are measured, i.e. the speed and the acceleration change in terms of absolute value and direction. The acceleration of the point in space can be represented as the sum of the point projection acceleration onto

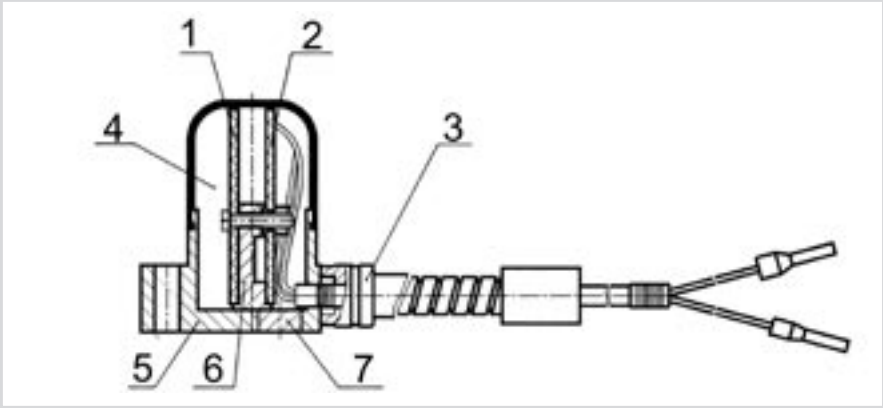


Рис. 3 Эскиз интегрального микромеханического ИП
1) Плата выходная; 2) плата акселерометра; 3) втулка; 4) наполнитель (виксинт); 5) основание; 6) стойка; 7) гайка

печатных плат датчика минимизированы, т.к. чем меньше размеры, тем выше собственные частоты механических резонансов. Собственные механические резонансные частоты печатных плат, особенно при деформации изгиба, могут попасть в полосу пропускания фильтров. Заполнение всего пространства виксинтом гасит вибрацию компонентов и крышки вибропреобразователя. Так как припайка корпуса акселерометра припоем без дополнительного крепления приводит к резонансу в диапазоне частот 7…9 кГц, микросхема перед припайкой приклеивается к плате клеем, имеющим высокий модуль упругости. Микросхема акселерометра устанавливается на плате, а плата закрепляется в корпусе преобразователя с отклонениями от осей симметрии платы и датчика не более 0,50 (рис.2) для обеспечения минимальной величины поперечной чувствительности.

Вибропреобразователи имеют вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» [10]. Подробнее использование емкостных интегральных микроэлектромеханических акселерометров для разработки ИП описано в [11].

МНОГОКООРДИНАТНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

Особым преимуществом ряда микродатчиков является возможность измерять ускорения вдоль двух или трех ортогональных осей. Во время произвольного движения точки измерения в пространстве все проекции её перемещения ►

Вибропреобразователь	Конструкция, назначение вибропреобразователя
DV-1	Пьезоэлектрический вибропреобразователь базовый
DV-2	Пьезоэлектрический вибропреобразователь для малогабаритного виброметра «ПИОН»
DVA-1-1-1	Пьезоэлектрический вибропреобразователь для измерения виброускорения с уменьшенным уровнем наводок, тип выходного интерфейса: 4-20 мА
DVA-1-1-2	Пьезоэлектрический вибропреобразователь для измерения виброускорения с уменьшенным уровнем наводок, тип выходного интерфейса: ICP
DVA-1-2-1	Пьезоэлектрический вибропреобразователь для СКЗ виброскорости с уменьшенным уровнем наводок, тип выходного интерфейса: 4-20 мА
DVA-1-3-1	Емкостный вибропреобразователь для измерения виброускорения, тип выходного интерфейса: 4-20 мА
DVA-1-3-2	Емкостный вибропреобразователь для измерения виброускорения, тип выходного интерфейса: ICP, корпус под винты
DVA-1-3-2c	Емкостный вибропреобразователь DVA-1-3-2 на шпильке
DVA-1-4-1	Емкостный вибропреобразователь для измерения СКЗ виброскорости, тип выходного интерфейса: 4-20 мА
DVA-1-4-1c	Емкостный вибропреобразователь типа DVA-1-4-1 на шпильке
DVA-1-6-1	Емкостный вибропреобразователь для измерения максимума СКЗ виброскорости по одной из двух координат, тип выходного интерфейса: 4-20 мА
DVA-1-7-1	Емкостный вибропреобразователь для измерения СКЗ виброскорости в плоскости, тип выходного интерфейса: 4-20 мА
DVA-3-3-3	Емкостный 3-х осевой вибропреобразователь для измерения виброускорения

Табл. 1 Перечень вибропреобразователей

изменяются, т. е. скорость и ускорение меняются по абсолютной величине и направлению. Ускорение точки в пространстве можно представить как сумму ускорения проекции точки на плоскость $a_x\vec{i} + a_y\vec{j}$, параллельную основанию акселерометра, и ускорения проекции точки на ось $a_z\vec{k}$, перпендикулярную плоскости ХУ. Измеряя оба сигнала двухосного акселерометра, мы получаем более полную картину вибрации машины. Для сокращения затрат на линии связи можно использовать только один информационный выход. Поэтому, чтобы сохранить большую часть информации, заключенной в двумерном сигнале, применяются простые системы первичной обработки входных напряжений. Например, целесообразно передавать тот компонент сигнала из двух, который имеет большую величину СКЗ напряжения [12]:

$$U_{вых}(V) = \max\left(U_x, U_y\right), \quad (2)$$

где Ux и Uy - СКЗ напряжений, пропорциональных скоростям вибрации. В случае преобладания в спектре вибрации оборотной частоты будем получать заниженную оценку Uвых . Максимальная погрешность – 30% имеет место для одномерной траектории и последовательно уменьшается вплоть до нуля при стремлении орбиты к окружности.

Если на выход вибропреобразователя подать сигнал, соответствующий модулю СКЗ напряжений, измеренных по двум осям, то значение среднеквадратичной скорости вибрации можно аппроксимировать выражением:

$$U_{вых} = K\sqrt{\sum_{i=1}^{N}\left[U_{x_i}(t)^2 + U_{y_i}(t)^2\right]/N}, \quad (3)$$

здесь K – коэффициент пропорциональности,

$U_{x_i}(t), U_{y_i}(t)$ – напряжения, пропорциональные скоростям вибрации по осям x, y,

N – количество точек. Максимальная погрешность, приблизительно +40%, имеет место для круговой траектории и уменьшается, обращаясь в нуль, по мере приближения траектории движения к отрезку прямой линии.

В датчиках DVA-1-6-1, DVA-1-7-1 процедуры аналого-цифрового преобразования, вычисления СКЗ виброскорости, выделения максимального сигнала или вычисления мгновенного значения виброускорения в плоскости выполняются микроконтроллером. Функциональные схемы двухкоординатных датчиков аналогичны однокоординатным, аналоговая часть второго канала дублирует первый канал вплоть до входа АЦП. Изменения внесены только в алгоритм работы микроконтроллера в соответствии с формулами (2, 3). Разработаны и производятся также трехкоординатные вибропреобразователи, DVA-3-3-3 (см. таблицу 1), которые имеют отдельные выходы по трем координатам соответственно. Для выравнивания амплитудно-частотных характеристик в них применены фильтры Чебышева.

ВЫВОД

Наш опыт разработки вибропреобразователей с использованием как пьезоэлектрических, так и микромеханических акселерометров показал, что производство собственных приборов дает существенные преимущества при создании систем автоматизированного контроля. Проектировщик систем может обеспечить требуемые характеристики и оптимизировать параметры преобразователей, улучшить массогабаритные показатели устройств, уменьшить уровень промышленных наводок на чувствительные элементы схем, снизить стоимость разработки. Использование современных микродатчиков позволяет перенести основную тяжесть материальных расходов, связанных с научными исследованиями и разработкой принципиально новых конструкций и технологий, на плечи ведущих фирм – мировых лидеров в производстве микроэлектроники и микромеханики. Большинство из описанных в статье вибропреобразователей нашло широкое применение в приборах вибрационного контроля технологических параметров производственных объектов и в системах мониторинга промышленного оборудования. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гольдин А.С. Вибрация роторных машин. М.: Машиностроение, 1999. – 344 с.
2. Вибрация в технике. Справочник в 6 томах. М.: Машиностроение. 1981.
3. Русов В.А. Спектральная вибродиагностика. Пермь: Издательство НИИУМС, 1996. – 176с.
4. А.В.Барков, Н.А.Баркова, А.Ю.Азовцев. Мониторинг и диагностика роторных машин по вибрации. Изд. С-Пб. Государственного морского технического университета, г. СПб, 2000г, 169с.
5. Брюль и Къер. Мониторизация состояния машинного оборудования. Нэрум: Дания 1991 – 47 с.
6. Хорвиц П., Хилл У. Искусство схемотехники. М.: Мир, 1998. – 704 с.
7. Сопряжение датчиков и устройств ввода данных с компьютерами IBM PC. М.: Мир, 1992. – 589 с.
8. Современные микроконтроллеры: Архитектура, средства проектирования, примеры применения, ресурсы сети интернет. Под ред. Коршунова И.В. – М: «Аким», 1998. – 272 с.
9. Analog devices. Low-cost ±2g Dual-Axis Accelerometer with Duty Cycle Output ADXL-202E. 2000
10. ГОСТ Р 51330.10–99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь. Госстандарт России. Москва.
11. Кибрик Г.Е., Налдаев Н.Д. Вибропреобразователи на основе интегральных микроэлектромеханических емкостных акселерометров серии ADXL. Сб. науч. тр. / Под ред. Н. И. Артемова; ГосНИИУМС. – Пермь, 2004. Вып. 53. С.93 – 101.
12. ГОСТ Р 10817-1 – 99 Вибрация. Системы измерений вибрации валов. Часть 1. Устройства для снятия сигналов относительной и абсолютной вибрации. Госстандарт России. Москва.

the plane parallel to the base of the accelerometer and the acceleration of the point projection onto the axis perpendicular to the XY plane. By measuring both signals of the double axis accelerometer we get a better idea of the machine vibration. To curtail the costs of the communication lines one can use only one informational output. Therefore, in order to retain a large amount of the information contained in the two-dimensional signal, simple systems for the initial processing of input voltages are used. For example, it would make sense to transmit such a component of the two ones in the signal as has a greater value of mean square root voltage [12]: **(2)**

where Ux and Uy are mean square root voltage values proportional to the vibration speeds. In the case where the rotational frequency is converted in the vibration spectrum we will be getting an under-estimated value of Uoutput. The maximum error of – 30% exists for a one dimensional trajectory and consistently decreases all the way to zero with the orbit tending to become a circle.

If one supplies a signal corresponding to the modulus of mean square root value voltages as measured on the two axes, the value of the mean square root value of the vibration speed can be approximated with the following expression (3)

where K – is the coefficient of proportionality,

$U_x(t), U_y(t)$ - voltages proportional to the vibration speeds on x, y, axes,

N – number of points. The maximum error of approximately +40% exists for a circular trajectory and decreases, turning into zero, as the trajectory of motion approximates a section of straight line.

In the DVA-1-16-1, DVA-1-7-1 sensors the procedures of analog-to-digital conversion, computing the mean square root value of the vibration speed, isolating the maximum signal or calculating the instantaneous value of the vibration acceleration in the plane are carried out by the micro-controller. The functional diagrams of the double coordinate sensors are similar to those of the single coordinate ones, with the analog part of the second channel being a copy of the first channel all the way to the input of the analog-to-digital converter. Changes have been made only to the algorithm of the micro-controller operation in line with formulas (2, 3). DVA-3-3-3 three coordinate vibratory transducers have been designed and are in production (see Table 1) which feature separate outputs for three coordinates respectively. To equalize the amplitude and frequency characteristics, Chebychev filters are used in them.

CONCLUSION

Our experience in designing vibratory transducers using both piezoelectric and micro- mechanical accelerometers goes to show that production of one's own instruments is significantly advantageous when automated control systems are created. The system design is in a position to ensure the required characteristics and to optimize the transducers' parameters, as well as to improve on the mass and dimensions of the devices, to reduce the level of industrial interferences on the sensitive elements of the circuits, to lower the cost of development. The use of modern microsensors makes the foremost firms – world leaders in the production of micro electronics and micro mechanics – bear the brunt of the material costs associated with scientific research and development of fundamentally new designs and processes. The majority of the vibratory transducers described in the article have found wide application in the vibration control instruments for process parameters of the production facilities and in the systems for monitoring industrial equipment.

Тема защиты от коррозии не теряет своей актуальности многие десятилетия. Качество покрытия для антикоррозионной защиты особенно важно в нефтегазовой промышленности. В течение долгих лет нефтегазовая отрасль использует различные решения по покрытиям для защиты труб, элементов трубопроводов, запорной арматуры, штоков, отводов и других деталей.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ:

новизна, актуальность, эффективность

Н. ИВАНЦОВА | ООО «ТПК «Алтиком» | г. Набережные Челны

USE OF MODERN MATERIALS AND TECHNOLOGIES TO PROTECT OIL AND GAS EQUIPMENT FROM CORROSION

novelty, topicality, efficiency

N. IVANTSOVA

«TPK «Alticom» LLC Naberezhnye Chelny

The subject of corrosion protection has not been losing its topicality for many decades. The quality of coating for anti-corrosion protection is especially critical in the oil and gas industry. For many years the oil and gas industry has been using different solutions regarding the coatings to protect pipes, pipeline components, valves, rods, branches and other parts.

Thousands of kilometers of oil producing pipelines of various diameters and applications are constructed and put into operation in Russia and other CIS countries annually, thousands of units of different facilities are being operated. At the present time, due to the fact that these facilities are getting more expensive, and more so, capital overhaul of them, is getting more expensive, there has arisen a need for the method of protecting them to be improved under aggressive conditions for the purpose of lengthening their service life. A search of scientific and technical as well as engineering solutions aimed at creating anti-corrosion strategy oriented to the specific environment of a modern enterprise is the main and relevant path followed by this study. Based on the considered specific methods of organizing anti-corrosion protection and long term operation of the pipelines for various purposes, the analysis of the extensive material involved, the technical, technological and organizational solutions ensuring the resolution of applied tasks are presented. The proposed methods of organizing the production operations are aimed at improving the technical and economic performance indicators: - improved corrosion and wear resistance in different media, corresponding increase of the operational and environmental safety of the oil field communications. In the course of the study which has been going on since January 2005 at the laboratory of «NPO «ZNOK and PPD» LLC it has been felt that polyamide powder (polyamide11) with the «RISLAN» trademark is of interest. During the study of this material several tasks were dealt with at the same time: determining the adhesive properties of the coating, determining the coating stability in different media, wear resistance and the method of applying it to steel surface which thus evaluated the efficiency of the technology.

In order to tackle these tasks, coated samples produced by the method of dipping into fluidized layer (the most effective technology) were placed in different conditions approximating the real ones. The test results are given in the table. It has been noted that the polymer coating based on polyamide groups had fully retained its adhesion even after

Ежегодно в России и в других странах СНГ строятся и вводятся в эксплуатацию тысячи километров промысловых трубопроводов различных диаметров и различного назначения, эксплуатируются тысячи единиц различных объектов. В настоящее время в силу удорожания данных объектов и тем более капитального ремонта возникла необходимость совершенствования способа их защиты в условиях агрессивного влияния с целью продления срока службы.

Поиск научно-технических и инженерных решений, призванных обеспечить создание ориентированной на конкретные условия современного предприятия стратегии защиты от коррозии – главное и актуальное направление исследований данной работы. На базе рассмотренных конкретных методов организации защиты от коррозии и долгосрочной эксплуатации трубопроводов различного назначения, анализа вовлеченного обширного материала представлены технические, технологические и организационные решения, обеспечивающие решение прикладных задач. Предложенные методы организации производства работ направлены на улучшение технико-экономических показателей: – повышение коррозионной и износостойкости в различных средах, в соответствии с чем повышение эксплуатационной и экологической безопасности промысловых коммуникаций. В ходе исследований, проводимых с января 2005 года в лаборатории ООО «НПО «ЗНОК и ППД» (Научно-Производственное Объединение «Защита ►

Среды испытаний	Темп-ра испытаний, ^{0}C	Время испытаний	До испытаний		После испытаний		Заключение
			Стойкость к удару, см	Адгезия. балл	Стойкость к удару, см	Адгезия. балл	
Водопроводная вода	80	3000 ч	50	1	50	1	Соответствует
Пластовая вода	20	3000 ч	50	1	50	1	Соответствует
Нефть	20	3000 ч	50	1	50	1	Соответствует
3%-ный раствор NaCl (хлористого натрия)	50	1000 ч	50	1	50	1	Соответствует
3%-ный раствор NaCl (хлористого натрия)	80	1000 ч	50	1	50	1	Соответствует
Смесь гексан-толуол в соотношении 10:1	20	1000 ч	50	1	50	1	Соответствует
Дизельное топливо	20	1000 ч	50	1	50	1	Соответствует
Насыщенный раствор лимонной кислоты	50	1000 ч	50	1	50	1	Соответствует
Попеременно вода (12 ч)-воздух (12 ч)	20 -18	12 ч 12 ч	50	1	50	1	Соответствует
Площадь отслаивания покрытия при поляризации, см^2	293 К (20^{0}C)	31 день	Норма не более 5		Факт 4,2		Соответствует
Площадь отслаивания покрытия при поляризации, см^2	353 К (80^{0}C)	31 день	Норма не более 5		Факт 4,5		Соответствует
Устойчивость к солевому туману	-	2000 ч	Коррозия отсутствует		Коррозия отсутствует		Соответствует
Сопротивление к истиранию	-	1000 циклов	-		Потеря массы через 1000 циклов		Соответствует

нефтепромыслового оборудования от коррозии и поддержинме пластового давления»), интерес представил полиамидный порошок (полиамид11) с торговым названием «RILSAN».В процессе исследования данного материала решалось несколько задач: определение адгезионных свойств покрытия, определение стойкости покрытия в различных средах, износостойкости и способа его нанесения на стальную поверхность, определяя тем самым эффективность технологии.

Для этих задач образцы с покрытием, полученные методом погружения в псевдоожижженный слой (наиболее эффективная технология), поместили в различные условия, приближенные к реальным. Результаты испытаний представлены в таблице.

Отмечено, что полимерное покрытие на основе полиамидных групп полностью сохранило адгезию даже после выдержки образцов в большинстве агрессивных сред и противостояло катодному отслаиванию при 20 и 80°С в 3%-м растворе NaCl. При исследовании границы «металл-покрытие» присутствия продуктов коррозии в граничной области не обнаружено.

Положительные результаты исследованного в лабораторных условиях полиамидного покрытия позволили сделать выводы о возможности опробования в промысловых условиях. С этой целью была разработана программа и методика промысловых испытаний, подготовлены и установлены образцы с полиамидным покрытием в нескольких средах:

- один из объектов (пластины) размещен в НГДУ «Лениногорскнефть» (д. Куакбаш) в РВС, содержащий H_2S;
- второй объект (штоки от бурового ключа АКБ) установлен в Азнакаевском УБР, предварительно проведены приемочные испытания на базе производственного обслуживания в г. Азнакаево.

Планируется продолжить эксперименты на рабочих колесах ЦНС (объекты покрыты полиамидом и готовы к испытаниям).

Уже более тридцати лет в Европе RILSAN применяется для нанесения покрытий на трубы, клапаны и фитинги систем транспортировки питьевой воды и других жидкостей, поскольку эти покрытия сочетают отличные физические свойства с хорошей химической стойкостью. Повышенные антикоррозийные свойства, стойкость к истиранию, износоустойчивость были оценены машиностроительной отраслью, в связи с чем данное покрытие нашло широкое применение в узлах трения машин и механизмов НТЦ ОАО «КамАЗ» г. Набережные Челны.

Применяя полиамидный материал в качестве покрытия, мы сможем добиться лучшего качества защиты объектов нефтедобычи от коррозии и повышения их износоустойчивости. При этом определяющим фактором эффективности данной технологии и данного материала будет повышение эксплуатационной и экологической безопасности промысловых коммуникаций.

ЧТО ТАКОЕ ПОЛИАМИДНОЕ ПОКРЫТИЕ RILSAN?

Полиамидный порошок (полиамид11) с торговым названием «RILSAN» представляет собой порошок термопластичного происхождения (сырьем для него служит касторовое масло), что обуславливает его нетоксичность. Его уникальный химический состав, отсутствие отвердителей, растворителей и катализаторов, термопластичные свойства обеспечивают уникальные свойства покрытий на его основе, а отсутствие вредных примесей создает возможность применения при контакте с пищевыми продуктами. Порошковые материалы, представленные на рынке в настоящее время, не позволяют получать покрытия с аналогичными свойствами.

УНИКАЛЬНЫЕ СВОЙСТВА ПОКРЫТИЙ RILSAN

- Отличная устойчивость к коррозии.
- Хорошая химическая стойкость, атмосферостойкость.
- Сопротивление износу и истиранию.►

Показатель	RILSAN	Полиэфир	Эпоксидный полимер	Акриловый сополимер
Плотность	средняя	низкая	низкая	высокая
Устойчивость к истиранию	высокая	низкая	средняя	средняя
Ударопрочность	высокая	средняя	низкая	низкая
Коррозионная стойкость	высокая	низкая	низкая	низкая
Химстойкость	высокая	низкая	средняя	средняя
Стойкость к действию				
t -40°С	высокая	средняя	средняя	высокая
Адгезия (долгосрочная)	средняя высокая	высокая	низкая	средняя
Изоляционные свойства	высокая	средняя	низкая	высокая
Окраска кромок	высокая	низкая	низкая	низкая
Атмосферостойкость	средняя	высокая	низкая	средняя
Экологические характеристики	высокая	средняя	средняя	средняя
Возможность контакта с пищевыми продуктами	высокая	средняя	средняя	высокая

keeping the samples in the majority of aggressive media and had resisted the cathodic disbondment at 20 and 80ºC in the 3% NaCl solution. When examining the «metal-coating» interface no presence of corrosion products in the borderline area was detected.

Positive results of the polyamide coating studied under laboratory conditions allowed conclusions to be drawn about the possibility of testing it under oil field conditions. With that aim in view a program was developed and methodology of oil field tests was worked out, as well as samples with polyamide coating were prepared and installed in several media:

- one of the items (plates) was located at «Leninogorskneft» Oil and Gas Production Department (the village of Kuakbash) in the vertical stock tank, containing H2S;
- the second item (rods of the automatic drilling tongs) is installed at Aznakaevo Drilling Department having preliminarily gone through acceptance tests at the production service facility in Aznakaevo.

The plan is to continue with the experiments on the impellers of the centrifugal pumps (the items are covered with polyamide and ready for testing).

For more than thirty years already RISLAN has been used in Europe to apply coatings to the pipes, valves and fittings on the drinking water transportation systems and for other liquids because these coatings combine excellent physical properties and good chemical resistance. Improved anti-corrosion properties, abrasive strength, wear resistance have been appreciated by the engineering industry and as a result, this coating has found wide application in the friction components of machines and mechanisms at the R and D Center of KAMAZ Inc., Naberezhnye Chelny.

By using the polyamide material as a coating we will be able to achieve the best quality of anti-corrosion protection for pieces of oil production equipment and to improve its wear resistance. At the same time, the determining factor for the efficiency of this technology and material will be the improvement of operating and environmental safety of the oil field communications.

WHAT IS RILSAN POLYAMIDE COATING?

Polyamide powder (polyamide11) with the RILSAN trademark constitutes a powder of thermoplastic origin (the raw material for it is castor oil) which preconditions its lack of toxicity. Its unique chemical composition, lack of hardeners, solvents and catalysts; the thermoplastic properties ensure the unique properties of coatings based on it while lack of hazardous impurities allows it to be used in contact with foodstuffs. The powder materials now available in the market do not allow coatings with similar properties to be obtained.

UNIQUE PROPERTIES OF RILSAN COATING

- Excellent resistance to corrosion
- Good chemical resistance, atmospheric resistance
- Wear and abrasive resistance
- Level surface
- Elasticity
- Lack of toxicity, etc.

DIFFERENCE FROM OTHER POWDER COATINGS

RILSAN coating belongs to a group of structural plastics and in terms of physical and chemical properties it exceeds such materials as epoxy, polyester as well as polyolefin (ref. table).

Being thermoplastic, RILSAN powder materials form a coating much faster than the thermosetting powder lacquer and paint materials which enables the time that a product stays in the oven to be reduced and thus save energy and use less expensive equipment.

A new feature compared to the technology of applying thermosetting coatings which require that

a product should stay in the oven for a long time for solidification, is the possibility of applying RILSAN over a sufficiently large area in the fluidized layer without subsequent fusion.

The RILSAN materials allow protective coatings to be produced which have all the above mentioned properties almost right after the cooling of the products.

One of the weaknesses of many of the powder lacquer and paint materials available in the market at the present time is poor painting of the product edges. The thickness of the coating on thin and narrow edge may amount to only several microns and that becomes a «weak point» of the coating where spalling, wear and pockets of corrosion are possible. The RILSAN coating allows well protected edges of the products to be produced when it is applied both by electrostatic method and by fluidized layer method.

Impact strength and abrasive resistance are, in the majority of cases, the key criteria for durability of the painted products and loss reduction in the manufacture and transportation of the products.

The impact strength of the RILSAN coating is approximately 3 joules which is almost twice that indicator for the standard epoxy coatings and 50% higher than for standard polyester coatings. The RILSAN coatings have a sufficiently high resistance to abrasion: loss of mass at 100 abrasion cycles using standard method with the help of Taber abrasive machine amounts to 15 mg compared to 40 mg for the epoxy coating and approximately 60 mg for the polyester coating. A very low coefficient of friction for the RILSAN coatings (0.15-0.30 static and 0.05-0.20 dynamic) makes them unique in cases where self-lubricating coatings are required, for examples, when manufacturing the guides for vehicle doors, monorails for heavy wagons and other similar parts.

Another advantage of the RILSAN powder coatings over the standard powder materials is very high elasticity and elongation of the films.

Elongation at break of 80% allows the RILSAN materials to restore without damaging the film. Pipes, metallic sections and other products can be bent 90 or 180º without damaging the coating. Besides, it is possible to bend the pipes to a curvature of 30D without spalling the coating.

USE OF RILSAN COATINGS

1. In oil and gas as well as chemical industry

The outstanding properties of the RILSAN polyamide coating, specifically speaking, their good chemical resistance and excellent corrosion resistance make it possible to use RILSAN coatings for pipelines which pump and transport aggressive media as well as for coatings of the reservoirs, tanks, pumps, couplings, valves, etc. In 2001 construction of the gas pipeline between Russia and Turkey began through the bed of the Black Sea («Blue Flow» Project, OAO «Gazprom»).

Based on the fact that the gas pipeline routed through the Russia land area passes through the mountainous terrain and the depth of the pipe lying in the sea throughout the underwater portion of it reaches 2150 m under the conditions of aggressive hydrogen sulphide medium, in order to enhance the reliability of the gas pipeline during its construction pipes with internal and external RILSAN polyamide coating were used.

The construction of the «Blue Flow» Project has ushered in a new page in the history of development of modern gas transportation technologies.

2. Other Examples of Using RILSAN coatings

- Food equipment, baskets of dish washing machines
- Printing rollers of printing presses
- Air conditioning systems, pneumatic systems
- Equipment for marine application
- Water supply systems
- Automotive industry

Свойства полиамидного покрытия RILSAN позволяют наносить его на трубопроводы для перекачки и транспортировки агрессивных сред, а также на покрытия резервуаров, насосов, муфт, запорной арматуры и т.д.

- Ровная поверхность.
- Эластичность.
- Нетоксичность и др.

ОТЛИЧИЯ ОТ ДРУГИХ ПОРОШКОВЫХ ПОКРЫТИЙ

Покрытие RILSAN принадлежат к группе конструкционных пластмасс и по физическим и химическим свойствам превосходят такие материалы, как эпоксидные, полиэфирные, а также полиолефины (см. таблицу).

Являясь термопластами, порошковые материалы RILSAN формируют покрытие значительно быстрее, чем термореактивные порошковые ЛКМ, что позволяет снизить время пребывания изделия в печи и таким образом экономить энергию и использовать менее дорогое оборудование.

Новым по сравнению с технологией нанесения термореактивных покрытий, требующих значительного пребывания в печи для отверждения, является возможность нанесения покрытия RILSAN на достаточно большую площадь в псевдоожиженном слое без последующего оплавления.

Порошковые материалы RILSAN позволяют получать защитные покрытия, обладающие всеми указанными выше свойствами, почти сразу после охлаждения изделий.

Одним из недостатков многих представленных в настоящее время на рынке порошковых ЛКМ является плохая окраска кромки изделий. Толщина покрытия на тонкой и узкой кромке может составлять всего несколько микрон, и это становится «слабым местом» покрытия, где возможны сколы, истирание и возникновение очагов коррозии. Покрытие RILSAN позволяет получать хорошо защищенные кромки изделий при нанесении как электростатическим способом, так и в псевдоожиженном слое.

Ударопрочность и устойчивость к истиранию являются в большинстве случаев основными критериями долговечности окрашенных изделий и снижения потерь при производстве и перевозке изделий.

Ударопрочность покрытия RILSAN около 3 Дж, что почти в 2 раза превышает этот показатель для стандартных эпоксидных покрытий и на 50% выше, чем для стандартных полиэфирных покрытий. Покрытия RILSAN обладают достаточно высокой устойчивостью к истиранию: потеря массы при 100 циклах истирания стандартным методом при помощи абразивной машины Taber составляет 15 мг по сравнению с 40 мг для эпоксидного покрытия и около 60 мг для полиэфирного покрытия. Очень низкий коэффициент трения покрытий RILSAN (0,15-0,30 статистический и 0,05-0,20 динамический) делает их уникальными в случае, когда требуются самосмазывающиеся покрытия, например, при изготовлении направляющих для дверей автомобиля, монорельсов для тяжелых вагонеток и других аналогичных деталей.

Еще одним преимуществом порошковых покрытий RILSAN перед стандартными порошковыми материалами является очень высокая эластичность и удлинение пленок.

Удлинение при разрыве 80% позволяет материалам RILSAN восстанавливаться без повреждения пленки. Трубы, металлические профили и другие изделия, покрытые RILSAN, могут быть изогнуты на 90^0 или 180^0 без повреждения покрытия. Кроме того, возможен изгиб труб до кривизны 30D без растрескивания покрытия.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ RILSAN

1. **В нефтегазовой и химической промышленности**

Выдающиеся свойства полиамидного покрытия RILSAN, в частности, хорошая химическая стойкость и отличная устойчивость к коррозии, дают возможность покрытия рильсаном трубопроводов для перекачки и транспортировки агрессивных сред, а также покрытия резервуаров, насосов, муфт, запорной арматуры и т.д. В 2001 году началось строительство газопровода Россия-Турция через акваторию Черного моря (проект «Голубой поток, ОАО «Газпром»).

Учитывая, что газопровод, расположенный на российском сухопутном участке, проходит по горной местности, а глубина залегания трубы на морской части достигала 2150м в условиях агрессивной сероводородной среды, для повышения надежности газопровода при его строительстве применялись трубы с внутренним и внешним полиамидным покрытием RILSAN.

Сооружение «Голубого потока» открыло новую страницу в истории развития современных газотранспортных технологий.

2. **Другие примеры использования покрытий RILSAN**

- Пищевое оборудование, корзины посудомоечных машин
- Печатные валики полиграфических машин
- Системы кондиционирования, пневматические системы
- Оборудование морского назначения
- Системы водоснабжения
- В автомобилестроении ■

А.Н. ЛИЗОГУБОВ А.А. СИРОТИНСКИЙ А.Н. ПИГИЛОВ

Стальные трубопроводы без надежной антикоррозионной защиты необходимо ежегодно перекладывать на 10% длины от их общей протяженности. И это исчисляется в десятках тысяч километров.
Затраты на ликвидацию экологического ущерба только в тепловых сетях России в 10 раз выше стоимости затрачиваемого напрасно топлива и эквивалентны его расходу в 15-20 млн.тн./год.

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ «БРОНЯ»
ДЛЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Н. ЛИЗОГУБОВ генеральный директор ЗАО «Завод АКОР ЕЭЭК» г. Ульяновск
А.Н. ПИГИЛОВ тех. директор ЗАО «Завод АКОР ЕЭЭК»
А.А. СИРОТИНСКИЙ к.т.н., академик России и Украины, зам. генерального директора по науке ОАО «МЕТХИМТЭКС» г. Москва

Фото 1. Камера для нанесения алюмокерамического покрытия плазменным методом

При реконструкции, а тем более при прокладке новых трубопроводов и инженерных сетей различного назначения, вне всякого сомнения, надо делать ставку на высокоэффективные трубопроводы нового поколения с высоким уровнем надежности и долговечности, особенно при эксплуатации магистральных трубопроводов тепловых сетей и технологических трубопроводов при температурных режимах работы свыше 150^{0}С.

Промышленное производство для высокотемпературных условий эксплуатации трубопроводов с изоляционными покрытиями для защиты наружной и внутренней стальной поверхности трубопроводов в России отсутствовало.

Для решения этой проблемы в 1988 году в г. Ульяновске было начато строительство «Опытного производства антикоррозионной и тепловой защиты трубопроводов».

В основу производства труб и фасонных изделий с антикоррозионными покрытиями в г. Ульяновске была заложена разработанная технология, оборудование и рецептура покрытий под руководством и руководителем работ директора Центра высокотемпературных покрытий ВНИИСТа к.т.н. СИРОТИНСКОГО А.А. ►

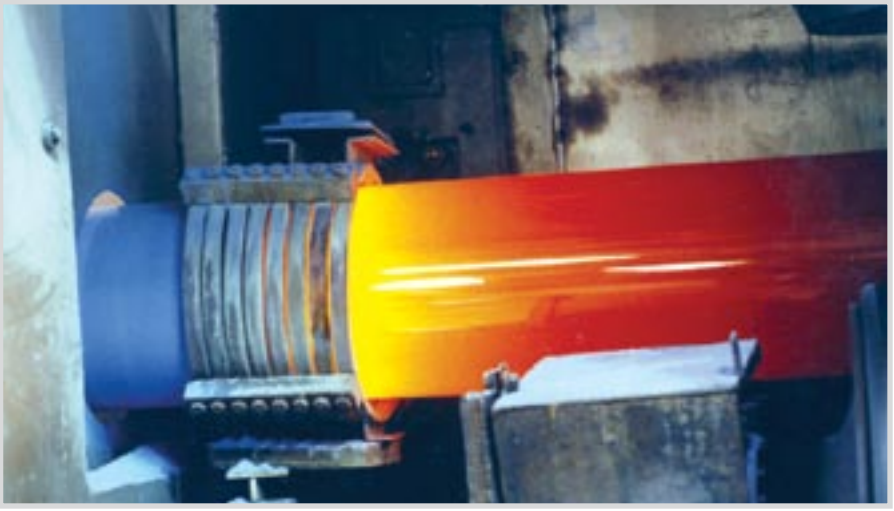


Фото 2. Силикатноэмалевое покрытие

HIGH TEMPERATURE ANTI-CORROSION ARMOUR FOR STEEL PIPELINES

A.N. LIZOGUBOV, General Director, JSC «EKOR EEEK Plant», Ulyanovsk
A.N. PIGILOV, Technical Director, JSC«EKOR EEEK Plant»
A.A. SIROTINSKY, Candidate, Engineering, Academician of Russian and Ukraine, Deputy General Director for Science, JSC «METKHIMEX»

10 % of the total length of the steel pipes without reliable anti-corrosion protection has to be re-laid annually. This comes up to tens of thousands of kilometers.

The costs incurred in the elimination of the environmental damage in the heat networks in Russia are 10 times more than the cost of the fuel wasted and equivalent to its consumption at the level of 15-20 million tons per year.

During reconstruction, and even more so, during the laying of new pipelines and engineering networks for various purposes, it is beyond any doubt that one must bank on the highly effective pipelines of the new generation with a high level of reliability and durability, especially when the mains pipelines of the heating networks and production process pipelines are operated under such temperature conditions as exceed 150ºC.

Industrial production for high temperature operating conditions of the pipes with insulation coatings to protect the outside and internal steel surfaces of the pipes in Russia had not originally been in existence.

In order to fix this problem in 1988 in the city of Ulyanovsk, construction of the «Experimental Production Facility for Anti-Corrosion and Thermal Protection of Pipelines» commenced.

Underlying the manufacture of pipes and shaped products with anti-corrosion coatings in the city of Ulyanovsk were the technology, equipment and recipes of the coatings developed under the supervision of A.A. Sirotinsky, Candidate, Engineering, Director of the High Temperature Coatings Center, VNIIST.

The construction proceeded along the lines of the special purpose program of the «Russian Unified Energy Systems» Russian Joint Stock Company. The general contractors for the project engineering were OAO «Giproenergoremont» of the Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation. Modern and complete financing of the construction project by the Research and Development Fund of the «Unified Electric Power Complex» Corporation enabled production facilities for the application of various types of anti-corrosion coatings to the pipes and shaped products to be placed into

operation on schedule. In 1998 the company produced a test industrial batch of pipes with insulation coatings and since 2003 their industrial production has been underway.

The production lines put in place in Ulyanovsk for the insulation of pipes and shaped products are equipped with unique production equipment, the newest technology and recipes of the coatings which do not have any equivalents either in local or in international practice of pipe products insulation. The equipment of the production lines and the recipes of coatings for the insulation of the pipe products are safeguarded by the Russian and Ukrainian patents.

At the plant in Ulyanovsk five production areas for the application of anti-corrosion coatings are in operation:

1. The pipe enamel line for diameters between 57 and 325 mm for the application of powder silicate enamels to the outside and inner surface of the pipes in the electrostatic field with simultaneous induction calcining.
2. The line for plasma application of an alumoceramic coating to the outside surface of the pipe, diameters between 57 and 325 mm.
3. The line for plasma application of an alumoceramic coating to the outside surface of the pipe, diameters between 273 and 720 mm.
4. Area for enameling shaped products.
5. Area for plasma application of an alumoceramic coating to shaped products.

The equipment of the production lines allows the pipe products to be insulated using the alumoceramic coating applied to the outside surface and the inner surface. For the anti-corrosion protection of the pipelines of the heating networks, for example, different high temperature protective coatings can be used, however each of those has both its advantages and disadvantages. Mainly that applies to the operating and temperature conditions for their use. Under RD 153-34.0-20.518-2003 «Typical Instructions on Protection of Heating Network Pipelines Against Corrosion» 9 types of coats are used out of which only silicate enamel and alumoceramic coatings have a maximally permissible temperature of the heat transfer medium of 300ºC, the others are up to 150, 180ºC.

1. Production process

1.1. The production process for enameled pipes consists of the following operations:

- rough annealing of the pipes using induction calcining;
- shot peening of the outside and inner surfaces of the pipes;
- applying to the pipe in the electrostatic field prepared powder from the pirmerless enamel;
- induction calcining of the coating;
- thickness control and continuity control of the primerless coating.

Table No.1 describes the technical specifications of the primerless silicate enamel coating.

2. Production process for the plasma application of the alumoceramic coating

The process for plasma application of the alumocermaic coating to the pipe is virtually unknown in the literature and has a certain amount of novelty in Russia compared with the protective coatings in wide use.

Therefore, an outline of this process has to be provided as well as a brief explanation.

The methods of plasma spraying belong to those whose development is being actively pursued abroad in the area of protective coatings. They have taken up a place among the industrially developed methods and are, typically, highly universal, highly productive, easily automated, characterized by a high speed at which physical processes proceed in them, etc.

Both small surfaces of the products and the large ones can be sprayed, practically, without any limitation on the size of the surface. The use of plasma permits coatings for various purposes to be produced (wear-resistant, corrosion proof, heat resistant, electrically insulated coatings and others).

Строительство осуществлялось по целевой программе РАО «ЕЭС России». Генеральным проектировщиком выступило ОАО «Гипроэнергоремонт» Министерства топлива и энергетики РФ. Современное и полное финансирование строительства фондом НИОКР Корпорации Единый Электроэнергетический Комплекс позволило в намеченные сроки осуществить ввод в эксплуатацию производственных мощностей по нанесению различных видов антикоррозионных покрытий на трубы и фасонные изделия. В 1998 году предприятие произвело опытно-промышленные партии труб с изоляционными покрытиями, а с 2003 года началось промышленное их производство.

Созданные в г. Ульяновске технологические линии по изоляции труб и фасонных изделий оснащены уникальным технологическим оборудованием, новейшей технологией и рецептурой покрытий, не имеющими аналогов в отечественной и зарубежной практике изоляции трубных изделий. Оборудование технологических линий и рецептура покрытий для изоляции трубных изделий защищены патентами России и Украины.

В г. Ульяновске на заводе работают пять технологических участков по нанесению антикоррозионных покрытий:

1. Линия эмалирования труб для диаметров 57÷325 мм по нанесению порошковых силикатных эмалей на наружную и внутреннюю поверхность труб в электростатическом поле с одновременным индукционным обжигом.
2. Линия плазменного нанесения алюмокерамического покрытия на наружную поверхность труб для диаметров 57÷325 мм.
3. Линия плазменного нанесения алюмокерамического покрытия на наружную поверхность труб для диаметров 273÷720 мм.
4. Участок эмалирования фасонных изделий.
5. Участок плазменного нанесения алюмокерамического покрытия на фасонные изделия.

Оборудование технологических линий позволяет производить изоляцию трубных изделий с нанесением алюмокерамического покрытия на наружную поверхность и на внутреннюю поверхность силикатноэмалевого покрытия. Для антикоррозионной защиты трубопроводов, например тепловых сетей, применяются различные высокотемпературные защитные покрытия, однако каждое из них имеет как преимущества, так и недостатки. В основном это эксплуатационные и температурные условия их применения. В соответствии с РД 153-34.0-20.518-2003 «Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии» применяются 9 видов покрытий, из них только силикатноэмалевое и алюмокерамическое имеют максимально допустимую температуру теплоносителя 300^{0}С, остальные до 150-180^{0}С.

1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА

1.1. Технологический процесс производства эмалированных труб состоит из следующих операций:

- чернового отжига металла труб с использованием индукционного обжига;
- дробеструйной очистки наружной и внутренней поверхности труб;
- нанесения на трубу в электростатическом поле подготовленного силикатного порошка из безгрунтовой эмали;
- индукционного обжига покрытия;
- контроля толщины и сплошности безгрунтового покрытия.

В таблице №1 приведена техническая характеристика безгрунтового силикатноэмалевого покрытия.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПЛАЗМЕННОГО НАНЕСЕНИЯ АЛЮМОКЕРАМИЧЕСКОГО ПОКРЫТИЯ

Технологический процесс плазменного нанесения алюмокерамического покрытия на трубы практически неизвестен в литературных источниках и обладает определенной новизной в России по сравнению с широко применяемыми защитными покрытиями.

Об этом следует дать информацию и кратко пояснить эту технологию.

Методы плазменного напыления относятся к числу наиболее активно развивающихся направлений за рубежом в области защитных покрытий. Они заняли место в группе промышленно развитых методов и характеризуются высокой универсальностью, производительностью, легкостью в автоматизации, высокой скоростью протекания►

№ п/п	Показатели	Основные значения
1	2	3
1.	Химическая устойчивость в соответствии с ОСТ 26-01-1255-83, мг/см^2: – 10%-ной H_2SO_4 – 20, 24%-ной HCl – 10%-ной NaOH	 0,2–0,25 0,3–0,4 0,75–0,9
2.	Термостойкость, град. С	300
3.	Толщина покрытия, мкм	200÷400
4.	Эксплуатационный температурный интервал, град. С	-500 +300
5.	Прочность на сжатие, МПа	1000-1600
6.	Прочность на растяжение, МПа	100-160
7.	Модуль упругости, МПа	577-700
8.	Твердость по шкале МООСА (10-алмаз)	5-7
9.	Прочность сцепления, %	91,5-99
10.	Долговечность (в зависимости от транспортируемой среды), годы	46-50

В таб. 1 приведена техническая характеристика безгрунтового силикатноэмалевого покрытия.

физических процессов и др. Напыление может производиться как на малые поверхности изделий, так и на большие практически без ограничения размеров поверхности. Использование плазмы позволяет создавать покрытия различного назначения (износостойкие, коррозионностойкие, теплозащитные, электроизоляционные и другие).

Традиционно для плазменного напыления использовали инертные газы (азот, аргон, гелий, аммиак и их смеси с водородом). Их дороговизна и дефицитность их обуславливали трудность при практической реализации плазменных технологий. Использование в качестве плазмообразующей среды смеси воздуха с углеводородным газом (метаном, пропаном, бутаном) или сжатого воздуха позволило реализовать на практике в широком промышленном масштабе новый тип плазменных установок. Особенности таких установок и реализуемых технологических процессов – комбинирование электрической и тепловой энергии, которая выделяется в зоне нагрева материала.

При плазменном нанесении покрытий на поверхности изделия формируется слой из частиц порошка, обладающих определенным запасом тепловой и электрической энергии, полученной в результате взаимодействия со струей дуговой плазмы. Температура плазменной струи достигает 5000-10000^{0}С, а скорость истечения – 1000-3000 м/с. В плазменной струе частицы порошка грануляцией 20-150 мкм расплавляются и приобретают скорость 300 м/с и выше. В результате нанесения формируется композиционное покрытие, которое состоит из алюминиевой матрицы с равномерно распределенными в ней и металлургически связанными частицами керамики, хорошо сцеплено с основой – прочность на отрыв 35 МПа.

Процесс плазменного нанесения осуществляется следующим образом. Плазмотрон закрепляют в приспособлении для нанесения и устанавливают на заданном расстоянии от детали. Дистанция распыления составляет 100-300 мм. Приспособление для напыления может обеспечить плавное перемещение напыляемого материала относительно поверхности изделия для получения равномерной толщины покрытия. Скорость перемещения струи относительно изделия составляет 3-15 м/мин., скорость вращения изделия – 10-15 м/мин. Ось сопла плазмотрона должна быть направлена к напыляемой поверхности под углом 60-90^0. В качестве плазмообразующего газа используют компримированный очищенный от влаги и масла воздух с давлением до 0,3 МПа и метан или пропан-бутан по ГОСТ 20443-80.

Технологическая линия по нанесению алюмокерамического покрытия плазменным методом на наружную поверхность труб диаметрами 57-720 мм состоит в основном из следующего оборудования:

- накопителя черных труб;
- рольгангов для перемещения и вращения труб;
- установки чернового отжига труб;
- проходной дробеструйной или дробеметной установки;
- камеры плазменного напыления;
- стенда контроля качества покрытий.

В состав камеры входят плазмотрон, два питателя-дозатора с системой управления, источник электропитания, газоприготовительная станция и пульт управления.

Технология плазменного нанесения алюмокерамических покрытий имеет следующие особенности:

- отсутствие ограничений по толщине покрытия, наносимого за один проход;
- грануляция напыляемого порошка до 150 мкм;
- возможность нанесения покрытия на наружные поверхности тел вращения.

Покрытие предназначено для защиты от коррозии конструкций из черных металлов, которые эксплуатируются в сильно и слабо агрессивных средах, в том числе трубопроводов. Алюмокерамическое покрытие успешно конкурирует с лакокрасочными, гальваническими покрытиями, получаемыми погружением в сплав – силикатноэмалевыми, битумными, битумно-резиновыми, полимерными и эпоксидными. Для данного покрытия характерна высокая стойкость к воздействию агрессивных сред с водородным показателем pH=2-12. Под воздействием основных эксплуатационных факторов старения (температуры, совместно температуры и влаги, агрессивных сред, электрических потенциалов) алюмокерамическое покрытие не изменяет своих первоначальных свойств и выполняет **роль протекторной защиты**. Выдерживает нагрев до 450^{0}С. При напылении на сварные швы не только защищает шов от коррозии, но и придает сварному соединению повышенную сопротивляемость зарождению коррозионно-усталостных трещин, в том числе инициируемых в линии сплавления при повторно-статическом нагружении. Наличие алюмокерамического покрытия защищает также участки с частичными отслоениями покрытия. Зависимости защитных свойств от его толщины в пределах 150-400 мкм не выявлено. Алюмокерамическое покрытие не требует дополнительной прокатки, превосходит алюминиевое по коррозионной стойкости более чем в 2 раза, а по износостойкости в 6-8 раз. Результаты испытаний алюмокерамического покрытия при воздействии основных эксплуатационных факторов старения на фирме по наладке, совершенствованию технологий и эксплуатации электростанций и сетей «Фирма ОРГРЭС» позволяют рекомендовать его в том числе и в качестве антикоррозионной защиты трубопроводов подземной прокладки тепловых сетей в соответствии с РД 153-34.0-20.518-2003.

В таблице №2 приведены сравнительные технико-экономические показатели методов формирования металлизационных, алюминиевых и алюмокерамических покрытий.

3. ВЫВОДЫ

Многочисленные исследования и достаточный опыт эксплуатации стальных труб с **силикатноэмалевым покрытием** доказали эффективность его применения. Срок службы такого покрытия – 50 лет в зависимости от условий эксплуатации. Скорость коррозии стали под покрытием уменьшается в 10^5-10^6 раз по сравнению с коррозией незащищенного металла. ►

Historically inert gases (nitrogen, argon, helium, ammonia and their mixtures with hydrogen) were used for plasma spraying. The fact that they are expensive and in short supply made practical implementation of the plasma technologies difficult. The use of air mixture with hydrocarbon gas (methane, propane, butane) or compressed air as a plasma forming medium has enabled a new type of plasma units to be implemented in practice on a wide industrial scale. A special feature of such units and the production processes implemented is the combination of electrical and thermal energy which is released in the material heat-up zone.

In the plasma application of coatings on the product surface there forms a layer of powder particles which have a certain stock of thermal and electrical energy produced as a result of interaction with the arc plasma jet.

The temperature of plasma jet reaches 5000-10000ºC, while the flow speed is 1000-3000 m/sec. In the plasma jet the powder particles, grain size 20-150 microns, are melted and acquire a velocity of 300 m/sec and more. As a result of the application, a composite coating is formed which consists of an aluminum matrix with equally distributed, metallurgically linked ceramic particles, within it, and which closely adheres to the base – tearing strength being 35 MPa.

The process of plasma application is carried out as follows. The plasmatron is secured in a fixture for application and is set at a specified distance from the part. The spraying distance is 100-300 mm.

The fixture for spraying can ensure smooth movement of the sprayed material over the product surface with a view to achieving a uniform coating thickness. The speed at which the jet travels over the product is 3-15 m/min, the product rotation speed is 10-15 m/min. The centerline of the plasmatron nozzle has to be directed towards the surface to be sprayed at an angle of 60-90º. Compressed air, moisture free and oil free at a pressure of up to 0.3 MPa and methane or propane-butane per GOST 20443-80 Standard are used as plasma-forming gas.

The production process line for the application of alumoceramic coating by plasma method to the outside surface of the pipes, diameter between 57 and 720 mm, consists mainly of the following equipment:

- black pipe accumulator;
- rollers for transfer and rotation of the pipes;
- a unit for rough annealing of the pipes;
- through type shot peening and shot blasting machines;
- plasma spraying chamber;
- coating quality control stand.

The chamber design includes a plasmatron, two dosing feeders with control system, power supply unit, gas preparation station and a control panel.

The process of plasma application of alumoceramic coatings has the following specific features:

- lack of restriction on the coating thickness applied in one pass;
- grain size of the powder sprayed up to 150 microns;
- ability to apply a coating to outside surfaces of bodies of revolution.

The coating is designed to protect from corrosion the structures from ferrous metals which are operated in severely aggressive and weakly aggressive media including pipelines. The alumoceramic coating successfully competes with lacquer and paint coatings, plating produced by dipping into an alloy, silicate enamel coatings, bitumen and bitumen/rubber coatings, polymer and epoxy coatings. Typical of this coating is high resistance to effect of aggressive media with pH=2-12. Under the effect of the principal operational factors of ageing (temperature, combination of the temperature and moisture, aggressive media, electric potentials) the alumoceramic coating does not change its initial properties and plays a protective role. It stands up to the heating of up to 450ºC. When sprayed onto the welds it does not only protect the weld from corrosion, it imparts to the welded joint higher resistance to incipient corrosive and fatigue cracks including

those initiated in the fusion line in the case of repeat static loading. The alumoceramic coating also protects the areas with a partially peeling off coating. No dependence of the protective properties on its thickness within 150-400 microns has been ascertained. Alumoceramic coating does not require any additional rolling, it is superior to the aluminum coating in terms of corrosion strength more than twice while in terms of wear resistance – 6-8 times. The test results of the alumoceramic coating under the effect of the principal operational factors of ageing conducted by a firm who are in the business of adjustment, improvement of technologies and operation of electric power stations and networks (OPGRES» Firm) allow it to be recommended, among other applications, as anti-corrosion protection for the subterranean pipelines of the heating networks as per RD 153-34.0-20.518-2003.

Table No.2 lists comparative technical and economic performance indicators of the methods of forming metallized, aluminum and alumoceramic coatings.

3. Conclusions.

Multiple studies and sufficient experience in operating steel pipelines with silicate enamel coating have proved the efficiency of its use. The service life of such a coating is 50 years depending on the operating conditions. The speed of coated steel corrosion decreases 105-106 times compared with the corrosion of unprotected metal.

When the internal silicate enamel coating is used, the hydraulic resistance is reduced 4.8 times, while pressure loss, compared with the uncoated pipe, reduces 1.5 times. This makes it possible to reduce the diameter of the pipeline and cut back on the metal use 1.2 times, cut back on the capacity of the pump stations. This coating is not subjected to abrasive wear, it does not allow of paraffin and salt deposition on the walls. It is characterized by high chemical resistance.

Another type of coating is alumoceramic.

Initially this coating was developed for protection of ice breaker hulls, oil rigs, etc. and other products which are operated in severely aggressive and weakly aggressive media with pH=2-12 and salt solutions. The challenge was to create the most efficient environmentally friendly coating and an industrial process of its application at minimum cost.

Strict compliance with the requirements of the technology for preparing the surface to be insulated and for applying the coating, permit high efficiency of the pipe anti-corrosion protection to be achieved. The coating itself is highly resistant to severe overloads during transportation and laying operations under routing conditions. This coating under the influence of the principal operational factors of ageing (temperature, combined temperature and moisture, aggressive media, electric potentials) does not change its initial properties, besides, it plays a protective role.

The pipes can be used for construction of heating networks, engineering communications and other pipelines laid by any method. The thickness of the coating is less than 250 microns. The insulated pipes can be operated and stored at any temperature of the environment. Combined coating (inner coating – silicate enamel, outside coating – alumoceramic) permits the steel pipe to be protected practically from all types of both internal and external corrosion. Comparison with any other coatings has to be made in a comprehensive manner, i.e. by taking into consideration not only the price, but also the service life, environmental safety (environmental friendliness), proofness to vandalism, possibility of using small diameter pipes, giving up canal laying of the pipeline and, finally, the aesthetics of its appearance.

The use of pipes with combined coatings will make it possible to get rid of the need for corrosion inhibitors. Besides, there is no need for the use of higher wall thickness pipes and those made from specialty steels, simultaneously there occur energy savings when products to be transported are pumped through, the pipeline itself becomes more eco-friendly, its service life increases considerably. All this substantially makes up for the costs associated with the purchase of pipes with protective anti-corrosion coatings.

При использовании внутреннего силикатноэмалевого покрытия гидравлическое сопротивление снижается в 4,8 раза, а потери давления по сравнению с трубой без покрытия уменьшаются в 1,5 раза. Это позволяет уменьшать диаметр трубопроводов и снижать металлоемкость в 1,2 раза, при этом снизить мощности насосных станций. Это покрытие не подвергается абразивному износу, не допускает парафино- и солеотложения на стенках. Характеризуется высокой химической стойкостью.

Другой вид покрытия – **алюмокерамическое.**

Первоначально данное покрытие разрабатывалось для защиты корпусов ледоколов, нефтяных платформ и др. изделий, которые эксплуатируются в сильно и слабо агрессивных средах с pH=2÷12 и растворах солей. Задача стояла создать наиболее эффективное экологически безопасное покрытие и индустриальную технологию его нанесения по наименьшей себестоимости.

Строгое соблюдение требований технологии подготовки изолируемой поверхности и нанесения покрытия позволяет обеспечить высокую эффективность антикоррозионной защиты труб. Само покрытие обладает высокой устойчивостью к жестким перегрузкам при транспортировке и при прокладке в трассовых условиях. Данное покрытие под воздействием основных эксплуатационных факторов старения (температуры, совместно температуры и влаги, агрессивных сред, электрических потенциалов) не изменяет своих начальных свойств и, кроме того, **выполняет роль протекторной защиты.**

Трубы могут использоваться для строительства тепловых сетей, инженерных коммуникаций и других трубопроводов, прокладываемых любым способом. Толщина покрытия не менее 250 мкм. Изолированные трубы могут эксплуатироваться и храниться при любой температуре окружающей среды.

Комбинированное покрытие (внутреннее – силикатноэмалевое, наружное – алюмокерамическое), позволяет защитить стальную трубу практически от всех видов как внутренней, так и внешней коррозии. Сравнение с любыми другими покрытиями надо делать комплексное, а именно учитывать не только цену, но и срок службы, экологическую безопасность, «вандалоустойчивость», возможность применения труб меньшего диаметра, отказ от канальной прокладки, наконец, ее эстетичность.

Применение труб с комбинированными покрытиями позволит исключить потребность в ингибиторах коррозии. Кроме того, нет необходимости использования труб с увеличенной толщиной стенки и из специальных сталей, одновременно снижаются затраты электроэнергии при перекачке про-дуктов транспортировки, увеличивается экологическая безопасность самого трубопровода, резко возрастает срок его службы. Все это существенно перекрывает затраты на приобретение труб с защитными антикоррозионными покрытиями. ■

НОВИНКА

Показатели	Газоплазменное напыление	Электродуговая металлизация	Традиционное плазменное напыление	Высокоэнергетическое плазменное нанесение алюмокерамического покрытия
1	2	3	4	5
Используемый газ	ацетилен, пропан-бутан + кислород	воздух	азот + аргон + водород	воздух + метан
Расход газа, $м^3$/час	4	90	5	10
Мощность, кВт	20	10	30	50–100
Производительность, кг/час	8	12	7	30
Коэффициент использования напыляемого материала, %	80	60	75	85
Напыляемый материал	алюминиевый порошок	алюминиевая проволока	алюминиевый порошок	алюмокерамика
Скорость частиц, м/сек	50	80	150	300–500
Пористость покрытия, %	12	15	8	0,5
Прочность при ударе, кгс·см	10	15	20	50
Микротвердость, МПа	-	-	-	18000
Температура эксплуатации, ^{0}C	-	150	-	300
Водородный показатель, pH	-	-	-	2–12
Газоабразивный износ (убыль массы), мг	100	80	40	12
Расход материалов в зависимости от диаметра изделия, кг/$м^2$	-	-	-	0,8–1,5
Толщина изоляционного покрытия, мкм	250	250	250	200-250

В табл. 2 приведены сравнительные технико-экономические показатели методов формирования металлизационных, алюминиевых и алюмокерамических покрытий.

Fast - быстро, по определению KEMPPI означает быстрые движения, плавный ход, прогресс. Сокращение F.A.S.T - Formula Arc System Technology (формула технологии дуговой системы) - означает технику быстрого сварочногопроцесса MIG/MAG, технологию FastMig™. Слово «БЫСТРО» может напоминать о многом. «Быстро» означает для нас быстрое и гибкое продвижение вперед. А что было бы удобнее и быстрее для универсальной сварки металлов, чем процесс MIG/MAG?

FASTMIG™- ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ И ПРОСТОТА В СТИЛЬНОМ КОРПУСЕ

В.В. СИПКО директор ООО «ПРЕМЬЕРА» г Тольятти

На международной выставке Эссена по сварке и резке «Schweissen & Schneiden» в Германии была представлена интересная новая сварочная техника для промышленных сварочных процессов. построена по новой технологии FastMig™ (Formula Arc System Technology – формула технологии дуговой системы), базирующейся на способе сварки MIG/MAG. Модульная сварочная система FastMig™ предлагает широкие технические возможности, как в базовых моделях, так и в синергетических установках MIG/MAG. Установки FastMig™ впервые предлагают такую комбинацию современных характеристик и цены, которая может конкурировать даже с основными моделями промышленного назначения.

А что, в самом деле, FastMig™ дает клиенту? Может быть больше, чем вы даже ожидали. В серии сварочных установок FastMig™ имеются три источника питания: 300, 400 и 500 Ампер. При сравнении с современными и традиционными установками со ступенчатым переключением, они более чем на 70% легче по весу и более чем на 10% мощнее. Кроме того коэффициент мощности FastMig™ составляет 0,93! Такая эффективность использования электроэнергии позволяет резко сократить расходы предприятия за счёт экономии энергии, при этом увеличив производительность сварки. Даже самый маленький 300А источник выдаёт 300А при ПВ100%! Вес всех проволокоподающих блоков ниже 14 кг. Аппараты выпускаются в ударопрочном, защищённом и стильном кожухе в технически различных моделях. Модели, предназначенные для самых сложных условий работы, изготовлены из весьма прочного двухслойного нейлонового пластика. Механизм подачи проволоки включает в себя новый надёжный 4-х роликовый привод Kemppi DuraTorque™ с хорошим крутящим моментом и энергосберегающим мотором обеспечивает надёжный и плавный ход присадочной проволоки. Редуктор и приводной механизм расположены внутри стальной коробки, проволокоподающего блока. Все модели FastMig™ снабжены большими, четкими светодиодными цифровыми дисплеями, расположенными либо на источнике питания, либо на проволокоподающем блоке, с помощью которых нужные параметры сварки задаются легко и аккуратно. Параметры можно регулировать даже во время сварки, что позволяет сварщику делать тонкую настройку режима. Во всех модификациях имеется также возможность мягкого поджига дуги («soft arc»), и удаление шарика с конца проволоки, которые позволяют уменьшить количество брызг и сократить время, требуемое для очистки после окончания сварки.

В синергетических моделях FastMig™ загружена широкая гамма готовых программ для всех стандартных комбинаций присадочной проволоки и защитного газа (синергетика). Они предлагают особую технику управления дугой ММА и MIG/MAG, а также функции горячего старта и заварки кратера. Программы ежемесячно обновляются и дорабатываются заводом Kemppi, а в сервисном центре Вы можете загрузить новые программы в свой FastMig™, тем самым не отставая от передовых разработок в сфере сварки. Повышенная пропускная способность электрических цепей управления FastMig™, обеспечивают мгновенную реакцию на изменение параметров режима или условий сварочного процесса. Компьютеры FastMig™ снабжены мощными вычислительными процессорами (аналог 2х процессоров Intel Core 2 Duo), которые более 1000 раз в секунду обновляют и анализируют информацию о сварочной дуге по обратной связи и поддерживают высокую стабильность сварки в любых условиях.

Опционально FastMig™ может комплектоваться специальной программой FastROOT™, предназначенной для сварки корневого слоя сварного шва без разбрызгивания механизированным способом сварки (MIG/MAG), система позволяет сократить операцию отдельной проварки корневого слоя шва аргонодуговой сваркой (TIG).

Кроме того, установки FastMig™ снабжены новыми водяными помпами. Концепция Kemppi HydroCool™ повышает давление насоса на 30%, но снижает его вес до 85 %, а срок службы насоса удалось увеличить. Свойства теплопередачи насоса улучшены, к примеру, блокируется обратное течение охлаждающей жидкости в бак с помощью обратных и напорных клапанов на торце насоса. Насос HydroCool™ подходит также для подкачки этиловых смесей. Установки проектированы с учетом изолированной охлаждающей системы Kemppi ICS™ (Isolated Cooling System), в которой силовая часть и управляющая электроника охлаждаются раздельными потоками воздуха, предотвращающими попадание частиц грязи в источник питания с воздухом. Система охлаждения ICS™уменьшает необходимость в техобслуживании и сервисные расходы, и повышает надежность. ■

FASTMIGTM_ PRODUCTIVITY AND SIMPLICITY IN A STYLISH CASING

General Director, OOO “PREMIERA” Togliatti

At the Essen International Welding and Cutting Exhibition “Schweissen & Schneiden” in Germany, some new welding equipment for industrial welding processes was on display based on the new FastMig™ technology (Formula Arc System Technology) and on the MIG/MAG welding method. The FastMig™ modular welding system offers broad technical capabilities both on basic models and in synergetic MIG/MAG units. The FastMig™ units are the first to offer such a combination of modern performance characteristics and the price which can be competitive even to the principal models for industrial application.

And what exactly does FastMig™ give the client? – Maybe more than you had even expected. In the line of FastMig™ welders there are three power supplies available: 300, 400 and 500 amperes. When compared to modern and conventional units with stepped switching, they are more than 70% lighter by weight and more than 10% more powerful. Apart from that, the power coefficient of FastMig™ amounts to 0.93! Such efficiency of electric power utilization allows the enterprise's costs to be drastically curtailed through energy savings while at the same time increasing the welding productivity. Even the smallest 300A power supply produces 300A at 100% duty cycle! The weight of all the wire feeding modules is less than 14 kg. The units are produced in impact proof, protected and stylish casing in technically different models. The models are designed for the most severe working conditions, are made from rather strong two layer nylon plastics. The wire feeding mechanism incorporates a new reliable 4-roller drive Kemppi DuraTorque-TM with good torque and energy saving motor and ensures a reliable and smooth travel of the welding wire. The reducer and the drive mechanism are located inside a steel box of the wire feeding module. All the FastMig™ modules are equipped with large clearly readable LED digital displays, located either on the power supply unit or on the wire feeding module, by means of which the required welding parameters are set easily and accurately. The parameters can be even adjusted during the welding, which enables the welder to fine tune the mode. In all the varieties of the unit, there is also a soft arc capability and ball removal from the end of the wire, which make it possible to reduce the number of splashes and shorten the time required for cleaning after the welding ends.

In the synergic FastMig™ models, a wide spectrum of ready programs have been loaded for all the standard combinations of welding wire and inert gas (synergy). They offer a special technique of arc control MMA and MIG/NAG as well as such functions as hot start and crater welding. The programs are updated every month and refined by the Kemppi plant and at the service center you can load new programs into your FastMig™ , thus avoiding letting yourself fall behind the advanced developments in welding. Increased put-through of the electric circuits of the FastMig™ control ensures instantaneous response to changes in mode parameters or welding process conditions. FastMig™ computers are equipped with powerful computing processors (equivalent to 2 processors Intel Core 2 Due) which more than 1000 times per second update and analyze the information about the welding arc on the feedback and support the high stability of welding under any conditions.

Optionally the FastMig™ can be complete with the special program FastROOT™, designed for welding the root layer of the weld without splashing using the mechanized welding method (MIG/MAG); the system allows the separate operation of welding the root layer of the weld by argon arc welding to be eliminated (TIG).

С.В. НОВИКОВ

Актуальность применения в трубопроводных системах нефтегазосбора труб и деталей трубопроводов с внутренним полимерным покрытием в настоящее время уже не подлежит сомнению. Экономический эффект от применения полимерных покрытий для защиты трубопроводов осознали практически все крупные добытчики нефти и газа, что и обуславливает стремительный рост применения данной продукции.

ПРОБЛЕМЫ ЗАЩИТЫ
СВАРНЫХ СТЫКОВ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОКРЫТИЕМ И СПОСОБЫ ИХ РЕШЕНИЯ

С.В. НОВИКОВ | главный конструктор ООО «Целер» | г.Самара

СУЩЕСТВУЮЩИЕ СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ВНУТРЕННЕГО СВАРНОГО ШВА

На рис. 1 представлена упрощенная схема закрытой системы нефтегазосбора. Наиболее подвержены коррозионному воздействию участки 1 и 2 (рис.1), поэтому при создании новых трубопроводов или замене старых на новые, на этих участках рекомендуется применять трубы с заводским внутренним и наружным защитным покрытием. Хорошо зарекомендовал себя метод сварки нескольких труб в плети в заводских условиях с последующим нанесением на них внутреннего и наружного защитного покрытий. Множество компаний уже освоили нанесение антикоррозионных покрытий на трубы и фасонные детали трубопроводов. Как правило, внутреннее покрытие труб эпоксидное, а наружное – полиэтиленовое или полиуретановое. Для создания полностью защищенной от коррозии трубопроводной системы остается решить проблемы защиты сварных стыков.

На сегодняшний день, применяются следующие методы защиты сварных стыков трубопроводов с покрытием:

1. Шликерный
2. Протекторный
3. Установки подкладных колец
4. Металлизации концов труб коррозионностойкими металлами и сплавами
5. Нанесения покрытия на внутреннюю поверхность соединений труб после сварки
6. Установки защитной втулки

Шликерный способ защиты сварных стыков заключается в нанесении специальной пасты – шликера – на внутреннюю поверхность труб в зоне торцов непосредственно перед сваркой. При сварке кольцевого шва шликер расплавляется, формируя в зоне сварного шва коррозионностойкий защитный слой. Этот метод очень дешев, практичен и технологичен, но имеет ряд ограничений и недостатков. Прежде всего, он не применим на трубопроводах с полимерным внутренним покрытием, так как при сварке в зонах контакта расплавленного шликера полимерное покрытие основной трубы разрушится от высокой температуры. Поэтому наибольшее распространение этот метод получил при сварке трубы с стеклоэмалевым покрытием, как наиболее родственный к основному покрытию трубы. Основным недостатком данного метода является отсутствие управляемости и контроля формирующегося защитного покрытия и, как следствие, отсутствие гарантии полной защиты сварного шва.

Протекторный метод защиты сварных стыков заключается в установке на внутренней поверхности концов труб жертвенного материала – протектора. Данный метод получил очень широкое распространение за счет своей простоты. Многие заводы России, выпускающие трубы с внутренним покрытием, были ориентированы на нанесение различными способами на внутреннюю поверхность концов труб протекторного материала из алюминиевого сплава, что делалось перед нанесением покрытия на внутреннюю поверхность труб. Все способы имели общий критичный недостаток – места контакта с трубой не были изолированы. По этой причине протекторный материал из алюминиевого сплава, имеющего электродный потенциал в морской воде 0,74 В (у стали 20-0,43 В), быстро разрушался из-за контактной коррозии. Более того, очищенный металл труб, находящийся под протектором, является анодом по отношению к окислам железа, находящимся на внутренней поверхности металла труб и сварного шва, и без изоляции мест контакта протектора с металлом труб происходит разрушение металла труб по обе стороны от сварного шва. Это происходит из-за возникновения процесса электрохимической коррозии. В процессе развития данного метода нефтяными компаниями «Татнефть» и «Башнефть» в последние годы был освоен следующий способ монтажа протектора. На концах труб, футерованных полиэтиленом, устанавливаются наконечники из углеродистой стали и втулки из алюминиевого сплава путем их радиальной раздачи дорном. Но высокая стоимость изготовления наконечников и втулок и низкая надежность протекторной защиты из-за щелевой и контактной коррозии не позволили данному методу развиться до массового применения.

Установка подкладных колец является еще одним простым и дешевым способом защиты сварных стыков трубопроводов с покрытием. Кольца небольшой длины могут быть изготовлены из:

- обычной углеродистой стали
- обычной углеродистой стали с внутренним полимерным покрытием
- обычной углеродистой стали, плакированной нержавеющей сталью
- нержавеющей стали

При сварке кольцевого шва на основном трубопроводе подкладное кольцо устанавливается в зоне сварного шва и прихватывается сваркой к внутренней поверхности свариваемых труб. Так как герметичности соединения кольцо-труба ►

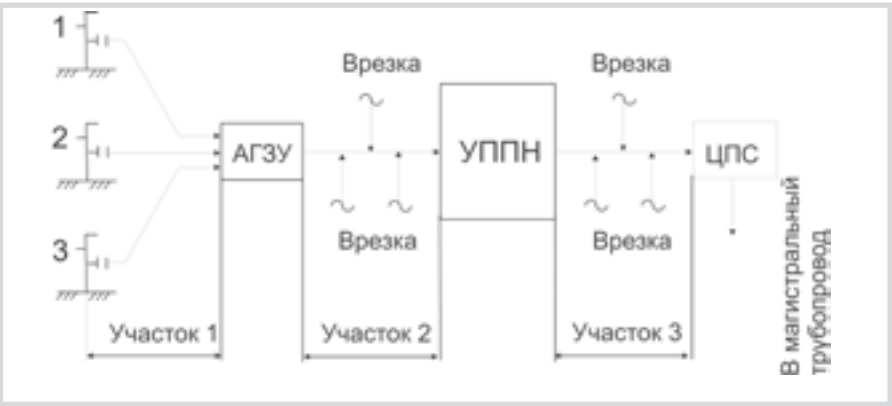


Рис.1 Упрощенная схема закрытой системы нефтегазосбора
1, 2, 3 – скважины, АГЗУ - автоматическая групповая замерная установка, УППН – установка предварительной подготовки нефти, ЦПС – центральный пункт сбора

добиться практически невозможно (даже с помощью опрессовки), долговечность данной защиты весьма невысока и практически не поддается прогнозированию. А использование биметаллических колец или колец из нержавейки может даже ускорить процессы разрушения сварного шва посредством образования электрохимической коррозии. Например, стандартный электродный потенциал в морской воде у стали марки Х18Н10Т равен +0,8 В., а у стали 20 равен 0,43 В.

Металлизации концов труб коррозионностойкими металлами и сплавами является еще одним альтернативным вариантом защиты внутренних сварных швов трубопроводов от коррозии. Сущность метода заключается в следующем: внутреннее антикоррозионное покрытие из эпоксидной порошковой краски в заводских условиях наносится по всей длине труб и деталей, за исключением концевых участков – зон термического влияния, на которые напыляется металлизационное покрытие из хромоникелевого сплава. Защитное покрытие сварного шва формируется при сварке труб в плеть за счет того, что расплав самофлюсующегося порошка растекается по поверхности корня сварного шва с дополнительным слоем стеклообразных шлаков. Этот метод также не получил массового внедрения прежде всего из-за того, что формирование защитного покрытия в процессе сварки носит довольно случайный характер и не поддается управлению. Кроме того, присутствует большая вероятность возникновения электрохимической коррозии, которая возникнет в случае появления даже самого небольшого незащищенного участка сварного шва.

Нанесение антикоррозионных покрытий на внутреннюю поверхность соединений труб после сварки на первый взгляд кажется самым перспективным. Но помимо большой технической сложности подготовки поверхности и нанесения антикоррозионного покрытия на сварной шов трубопроводов небольших диаметров (до 820 мм. включительно), очень много факторов отрицательно влияют на качество покрытия, начиная от подготовки внутренней поверхности околошовной зоны сварного соединения и заканчивая погодными условиями и условиями местности, даже если становится возможным проведение этих работ человеком (в трубопроводах от 1020 мм. и выше). Применение специальных роботов, заменяющих человека в стесненных условиях трубопровода, в настоящий момент неоправданно дорого.

Установка защитной втулки для защиты внутренних сварных швов стал применяться в нашей стране сравнительно недавно – в конце 90-х годов прошлого века. Изначально же он был разработан и внедрен американской компанией «TUBOSCOPE VETCO» около 30-ти лет назад. В настоящее время в нашей стране выпускаются отечественные аналоги защитных втулок. Принцип работы втулки заключается в следующем: втулка устанавливается внутри трубы в зоне сварного шва и прихватывается сваркой по упорам (рис. 2). Резиновые манжеты при установке втулки в трубу формируют герметичный валик из предварительно нанесенной специальной мастики. Далее трубы свариваются. В результате образуется кольцевой сварной шов, полностью защищенный от контакта с агрессивной средой. Более чем 10-ти летний опыт применения защитных втулок на промысловых и технологических трубопроводах с внутренним антикоррозионным покрытием уже позволяет оценить достоинства и недостатки данного метода защиты внутренних сварных швов. Несомненно, что установку втулки можно назвать одним из самых простых, технологичных и, главное, надежных способов защиты внутреннего сварного шва.

К недостаткам данного вида устройств можно отнести существенное сужение проходного сечения трубопроводов малых диаметров Ø76-Ø114 мм, достигающих 25-30% на толстостенных трубах, возможную потерю герметичности на трубопроводах с большими давлениями >10 МПа и определенные сложности с диагностикой сварного шва в процессе эксплуатации трубопровода. Следует отметить, что потеря герметичности околошовной зоны на нефтепромысловых трубопроводах не приводит к развитию коррозии сварных швов, так как речь идет всего лишь о микротрещинах в мастике, которые очень быстро забиваются нефтяным шламом и ионообменные процессы коррозии не получают развития. На трубопроводах, транспортирующих воду с большим содержанием солей, односторонний порыв герметичного валика теоретически может привести к развитию электрохимической коррозии. Именно данный способ защиты внутренних сварных швов, несмотря на некоторые недостатки, которые, впрочем, не критичны, в настоящее время применяется наиболее массово и в обозримом будущем имеет все шансы сохранить свои лидирующие позиции.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРИМЕНЕНИЯ ТРУБ И ДЕТАЛЕЙ С АНТИКОРРОЗИОННЫМ ПОКРЫТИЕМ

Целью применения внутренних полимерных покрытий в трубопроводных системах, как известно, является увеличение общего ресурса работы системы, повышение надежности работы системы (уменьшение количества отказов), снижение энергозатрат на транспортировку продукта и снижение затрат на обслуживание системы в процессе эксплуатации. Целью применения любого из вышеперечисленных методов защиты стыка является защита внутренних сварных швов трубопроводов с внутренним полимерным покрытием от коррозии на срок, близкий к сроку службы основной трубы. Надежная защита от коррозии сварных швов, в свою очередь, позволяет создавать системы нефтегазосбора, полностью защищенные полимерным покрытием изнутри на всем участке: от фонтанной арматуры скважин до ЦПС (рис.1). При наличии внутреннего двухслойного эпоксидного покрытия срок службы такой системы без капитальных ремонтов может составить 15-20 лет. Притом, что известны случаи возникновения первых порывов на трубопроводах без внутреннего антикоррозионного покрытия уже через полгода, а необходимость капитального ремонта (или даже замены) таких трубопроводов возникала через 2-3 года.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА СПОСОБА ЗАЩИТЫ ВНУТРЕННЕГО СВАРНОГО ШВА

Следовательно, какой бы способ защиты сварных стыков ни применялся, он должен удовлетворять следующим условиям:

1. Способ защиты сварных стыков должен быть применим как в заводских, так и в полевых условиях.
2. Сварные швы трубопроводов должны быть гарантированно защищены от коррозии на срок, близкий к сроку службы основного трубопровода с покрытием.
3. При наличии каких-либо устройств в зоне сварного шва не должно существенно возрастать гидравлическое сопротивление трубопровода. ►

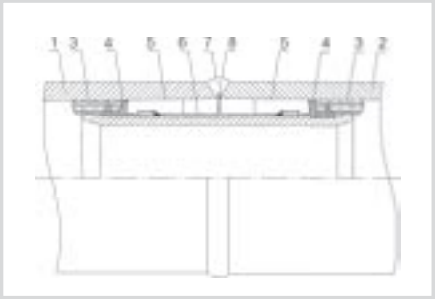


Рис.2 Установленная защитная втулка в разрезе 1,2 – свариваемые трубы; 3 – мастика; 4 – манжета; 5 – покрытие трубы; 6 – теплоизолирующий материал; 7 – сварной шов; 8 – упор

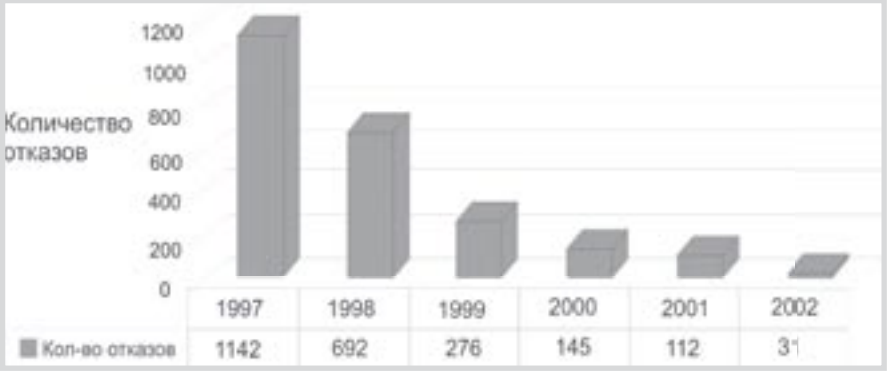


Рис.3 Динамика изменения количества отказов НГДУ «Сергиевскнефть» в связи с заменой обычных трубопроводов на трубопроводы с антикоррозионным покрытием

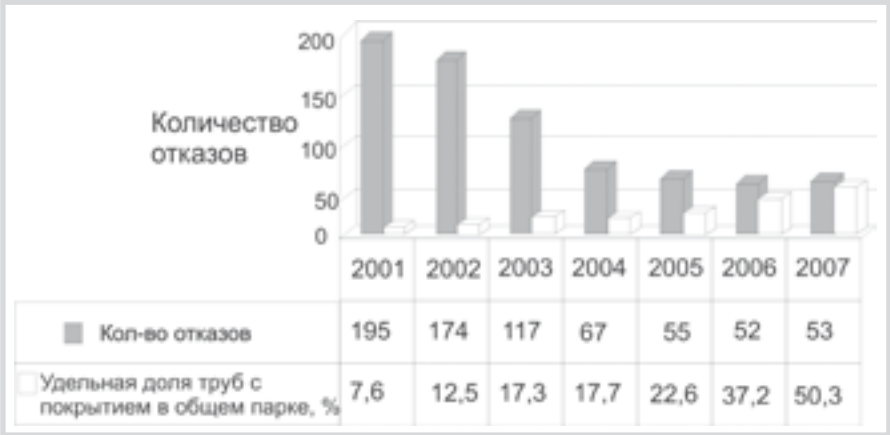


Рис.4 Динамика изменения количества отказов ТПП «Лангепаснефтегаз» в зависимости от объема строительства трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием

4. Защитные устройства в зоне сварного шва не должны препятствовать прохождению СОД.
5. Защитные устройства в зоне сварного шва не должны увеличивать допустимый радиус изгиба трубопровода при укладке в грунт.
6. Защитные устройства в зоне сварного шва не должны смещаться от различных горизонтальных нагрузок – движения потока или движения СОД.
7. Защита сварного шва не должна влиять на его прочность и чистоту.
8. Способ защиты сварных стыков должен оказывать минимальное влияние на технологию монтажа трубопровода.

Максимально полно данным условиям удовлетворяет способ защиты сварных швов с помощью стальной втулки с полимерным покрытием. Кроме того, установка втулки не требует специальных навыков персонала и наличия специального оборудования. Об эффективности данного способа можно судить:

- по уменьшению количества порывов трубопроводов напрямую (рис.3 и 4),
- по росту производства втулок косвенно (рис.5).

Технология установки втулки в трубу не меняется в зависимости от условий монтажа – заводских или полевых. Только работа при минусовых температурах требует производить приготовление эпоксидной мастики в отапливаемом помещении.

Существенным отличием данного способа от других является гарантированная защита сварного шва при наличии втулки в трубе. Даже при одностороннем порыве герметичного валика или при погрешностях его формирования вследствие человеческого фактора защита шва работает и увеличивает срок службы трубопровода до капитального ремонта минимум в 2-3 раза .

Втулка несущественно увеличивает гидравлическое сопротивление трубопровода. Учитывая, что гидравлические потери в самой трубе с полимерным покрытием по сравнению с трубой без покрытия падают по данным ВНИИСТ в 1,45-1,54 раза, относительная величина потерь от втулок в трубопроводах с покрытием незначительна. Например, на трубопроводе Ø114х7 мм, транспортирующем нефтяную эмульсию относительное увеличение потерь на втулках на 1 км. трубопровода составляет 2,36%. Осторожно следует относиться только к проектированию трубопроводов с втулками большой протяженности диаметром до Ø114. С увеличением диаметра трубопровода местные потери напора на втулках резко падают.

Втулка не препятствует прохождению в трубопроводе специальных средств очистки и диагностики. Чтобы допустить к прохождению устройства в трубопроводе, следует расчетную величину сужения на втулке сравнить с допустимой величиной, указанной в паспорте очистного или диагностического устройства (таб.1). Величина сужения Δ рассчитывается по формуле:

$$\Delta = 100 - (100 \times D_{вн.вт.}/D_{вн.тр.})$$

Где $D_{вн.вт.}$ – внутренний диаметр втулки,
а $D_{вн.тр.}$ – внутренний диаметр трубопровода.

Как видно из таблицы, критические величины сужения наблюдаются только на трубопроводах малых диаметров. Большинство очистных и диагностических устройств способны преодолевать порог сужения до 30%. Опыт показывает, на трубопроводах с внутренним полимерным покрытием существенно уменьшается количество твердых отложений (в основном парафинов), что позволяет сократить регламентные работы по очистке полости трубопровода в 2-3 раза, а очистка трубопроводов Ø76-89 мм. очень часто проводится с помощью пропарки и промывки.

Втулка хорошо работает на изгиб в трубе. В результате испытаний, проведенных в соответствии с требованиями ТТ 413160-01-01297858-03, было установлено, что благодаря свойствам мастики Ч-5-А (производство ООО «Целер») целостность герметичного валика сохранятся даже при радиусе изгиба 7200 мм.

Втулка хорошо сопротивляется горизонтальному сдвигу в трубе под действием движущихся потока или СОД. В результате испытаний, проведенных в соответствии с требованиями ТТ 413160-01-01297858-03, получены следующие результаты (таб.2)

Полученные в результате испытаний величины усилия сдвига намного превышают расчетные величины нагрузок, установленные п. 7.10 ТТ 413160-01-01297858-03.

Втулка абсолютно не влияет на прочность и чистоту сварного кольцевого шва. Это обеспечивается конструкцией втулок (рис.2).►

Величина сужения трубопровода на втулках в %									
Dнар, мм	Толщина стенки t, мм.								
	4	5	6	7	8	9	10	11	12
76	32,4	34,8	28,1	-	-	-	-	-	-
89	25,9	34,2	32,5	-	32,9	-	-	-	-
108	23	21,4	22,9	-	-	-	-	-	-
114	-	22,1	24,5	23	26,5	25	27,7	-	27,8
159	-	15,4	17	17,9	16,8	17,7	18,7	19,7	20,7
168	-	-	15,4	-	17,8	-	17,6	-	-
219	-	-	12,1	-	11,8	-	13,6	-	13,3
273	-	-	9,58	-	9,73	-	10,3	-	10,4
325	-	-	8,31	-	7,44	-	7,54	8,91	8,97
377	-	-	-	-	6,37	7,52	-	-	-
426	-	-	-	6,07	5,61	5,88	5,67	-	6,47
530	-	-	-	-	4,86	-	4,9	-	4,94
630	-	-	-	-	4,72	-	-	-	-
720	-	-	-	-	4,12	4,13	4,14	-	4,17
820	-	-	-	-	-	3,87	-	-	-

Табл. 1 Величина сужения проходного сечения трубопровода на втулках

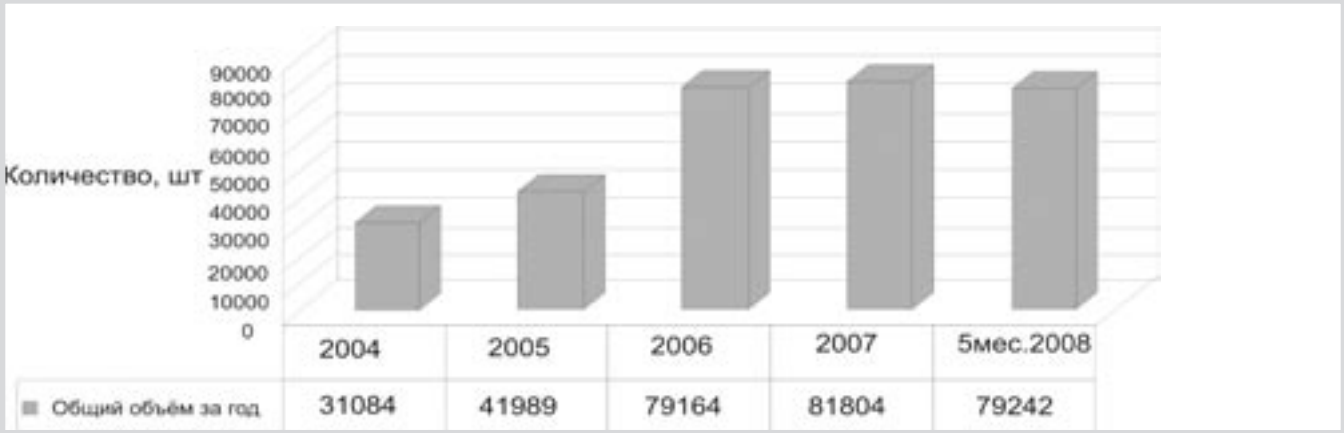


Рис.5 Общий объем производства (ООО «Целер») втулок внутренней защиты сварных швов

В свою очередь, процесс сварки кольцевого шва также не оказывает никакого влияния на втулку и мастику. Максимальная температура на торцах втулки в зонах присутствия мастики составила +75^{0}С притом что мастика в соответствии с ТУ-2241-008-48151375-06 выдерживает +150^{0}С (кратковременно до +190^{0}С). 2-3 слоя теплоизоляционной ленты достаточно надежно защищают полимерное покрытие втулки от температурного разрушения. Например, порошковое эпоксидное покрытие «ОХТЭК-3 Трубная» или «ПЭП-585» рассчитано на транспортировку продуктов с температурой до +80^{0}С (кратковременно +100^{0}С). Это также подтверждено многочисленными испытаниями (таб.3).

Защита сварных швов с помощью стальных втулок с полимерным покрытием не требует никакого специального оборудования для монтажа и не оказывает влияния на технологию монтажа трубопровода. Установка втулки, по отзывам заказчиков, составляет от 15 до 30 минут.

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

В июле 2003 года ВНИИСТ были разработаны технические требования к втулкам внутренней защиты сварных швов с антикоррозионным покрытием (ТТ 413160-01-01297858-03). В соответствии с ними были переработаны технические условия «Втулки внутренней защиты сварных швов соединений труб» (ТУ 1396-001-48151375-2001 и ТУ 1396-002-48151375-2003). Технические требования устанавливают основные требования к защите от коррозии внутренней поверхности зоны сварного шва труб с внутренним антикоррозионным покрытием и имеют статус технического регламента. ТТ 413160-01-01297858-03 распространяется на все виды деятельности, связанные с проектированием, изготовлением, ремонтом трубопроводов из труб с внутренним антикоррозионным покрытием, подготовкой кадров, осуществляемой на территории России, включая иностранные фирмы. ТУ 1396-001-4815-1375-2001 распространяются на втулки внутренней защиты сварных швов соединений труб с внутренним антикоррозийным покрытием, применяемых для систем, транспортирующих нефтегазовые смеси, неосушенный нефтяной газ, обводнённую смесь, сточные промысловые воды с содержанием сероводорода и другие агрессивные среды, а также для трубопроводных систем технического водоснабжения. Патент № 2283739 и № 2283740. ТУ 1396-002-48151375-2003 распространяются на втулки внутренней защиты сварных швов соединений труб с внутренним антикоррозийным покрытием, применяемых для систем холодного и горячего водоснабжения на объектах жилищно-коммунального хозяйства, а также при строительстве и ремонте тепловых сетей.

Типоразмер втулки	Усилие сдвига, т
325x8	16
426x8	36
530x8	40

Табл. 2 Экспериментальные данные усилий сдвига установленных в трубопровод втулок

Количество слоев теплоизоляции	1 слой	2 слоя	3 слоя
Максимальная температура втулки в зоне сварного шва	+70^{0}С	+64^{0}С	+54^{0}С

Табл. 3 Экспериментальные данные температур втулки в зоне сварного шва

ВЫВОДЫ

На основе изложенных данных можно сделать вывод, что успешное применение труб с внутренней изоляцией, выполненной в заводских условиях, зависит от разработки и использования простых и надежных методов соединения труб в процессе монтажа трубопровода. Основным способом соединения труб, на сегодняшний день, является традиционный способ электросварки. Поэтому наиболее технологичным и простым способом защиты внутренней поверхности сварного стыка трубопроводов с покрытием является защита с помощью специальных втулок. В России для защиты зоны сварного шва при использовании труб с антикоррозионной изоляцией используются втулки различной конструкции. В настоящее для внутренней защиты сварных швов соединений труб с внутренним антикоррозийным покрытием, транспортирующих нефтегазовые смеси, неосушенный нефтяной газ, обводнённую смесь, сточные промысловые воды с содержанием сероводорода и другие агрессивные среды, могут использоваться втулки, прошедшие сертификацию и изготовляемые по ТУ 1396-001-481513-75-2001, ТУ 1396-002-48151375-2003 и ТУ 139600–001- 32802379-2003. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. ТТ 413160-01-01297858-03 «Технические требования к втулкам внутренней защиты сварных швов с антикоррозионным покрытием»
2. ТУ 1396-001-48151375-2001 и ТУ 1396-002-48151375-2003 «Втулки внутренней защиты сварных швов соединений труб»
3. Ю.А. Гордеев, Опыт защиты сварного стыка труб с внутренним антикоррозионным покрытием защитной втулкой. Материалы конференции «Состояние и перспективы применения полимерных покрытий для повышения эффективности работы и срока службы нефтегазопроводов», 2005 г.
4. С.В. Новиков, Использование изделий с антикоррозионным полимерным покрытием в системах нефтегазосбора. Ж. «Территория Нефтегаз» №11, 2006 г.
5. Каспарьянц К.С. Проектирование обустройства нефтяных месторождений. С., Самвен, 1994 г.
6. В.Я. Беляева и др. Под ред. проф. И.И. Мазура и проф. В.Д. Шапиро, Нефтегазовое строительство, учеб. пособие, М., Омега-Л, 2005 г.
7. В.Н.Протасов. Теория и практика применения полимерных покрытий в оборудовании и сооружениях нефтегазовой отрасли. М., Недра, 2007 г.
8. В.М. Айдуганов. Технологии защиты соединений труб с покрытием от внутренней коррозии при строительстве нефтегазопромысловых трубопроводов.
9. П.Е. Галикаев. Производство внутреннего антикоррозионного покрытия стальных нефтепромысловых трубопроводов в условиях ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

ГОССТАНДАРТ РОССИИ

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р

РЕГИСТР СИСТЕМ КАЧЕСТВА

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

Выдан Обществу с ограниченной ответственностью «Целер»

ПАСТОЯЩИЙ СЕРТИФИКАТ УДОСТОВЕРЯЕТ

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ГОСТ Р ИСО 9001-2

Регистрационный № РОСС RU

Дата регистрации 26.04.2005

Руководитель органа по сертификации систем качества

Председатель комиссии

Учетный номер Регистра систем качества №

ООО «Целер»
443098, Россия, г. Самара
пр. Карла Маркса, 499а
факс: +7 846 958 03 90
+7 846 958 03 63
+7 846 221 98 62
celer@camapa.ru
www.celer.ru

С НАМИ НЕ ЗАРЖАВЕЕШЬ!

ПРОМЫШЛЕННОЕ СВАРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛОВ из Финляндии

KEMPPI
The Joy of Welding

ООО «ПРЕМЬЕРА»
Авторизированный дилер KEMPPI OY
г. Тольятти, ул. Спортивная, 22
тел. (8482) 53-75-67, 71-75-89
e-mail: oborudovanie@primjera.ru

Установки для механизированной сварки (полуавтоматы) MIG/MAG

KEMPPI FastMig 300/400/500 — **с НДС 18%**
Сварка сложных металлоконструкций в цеховых условиях
Инвертор, MIG/MAG/MMA, 3~380В, 500А – 70%ПВ, **450А – 100%ПВ**, пр-ка диам. 0.6-2.4мм, ск-ть 25 м/мин, 4 под. ролика, **встроенный компьютер**, синергетика, память, автоном. вод. охл., **вес 43-60кг**. — **от 144 203 р.**

KEMPPI Kempact 2530 — **75 900 р.**
Сварка/сварка-пайка тонколистового и оцинкованного металла
Инвертор, MIG/MAG, 3~380В, 250А-50%ПВ, **170А – 100%ПВ**, пр-ка диам. 0.6-1.2мм, ск-ть 25 м/мин, 4 под. ролика, **вес 22кг**.

KEMPPI KempoMat 2100/2500/3200/4200 — **от 53 800 р.**
Надёжные полуавтоматы по приемлемой цене
Трансформатор, MIG/MAG, 3~380В, 420А – 50%ПВ, **275А – 100%ПВ**, пр-ка диам. 0.6-1.6мм, ск-ть 25 м/мин, 4 под. ролика, вес 54-130кг.

KEMPPI MinarcMig 180 Adaptive — **51 500 р.**
Качественное малогабаритное решение для ремонта и монтажа
Инвертор, MIG/MAG, 1~220В, 180А – 30%ПВ, **100А – 100%ПВ**, пр-ка диам. 0.6-1.0мм, ск-ть 18 м/мин, **встроенный компьютер**, синергетика, ЖК-дисплей, кабель до 50м, ударопрочный корпус, **вес 9.8кг**.

Установки для аргонодуговой сварки TIG

KEMPPI MasterTig MLS 2300 ACDC — **от 147 523 р.**
Сварка любого металла любой сложности в любых условиях
Инвертор, TIG/MMA, **1~220В**, 230А – 50%ПВ, **180А – 100%ПВ**, пост./перем. ток, настройка любых параметров сварки, встроенный компьютер, синергетика, изменение любых параметров синусоиды, импульсная сварка, память, автоном. вод. охл., вес 15-23кг.

KEMPPI MasterTig MLS 2000/3000/4000 — **от 101 800 р.**
Сварка сложных металлоконструкций на постоянном токе
Инвертор, TIG/MMA, 3~380В, 400А – 40%ПВ, **280А – 100%ПВ**, настройка любых параметров сварки, встроенный компьютер, синергетика, импульсная сварка, память, автоном. вод. охл., **вес 15-33кг**.

KEMPPI MinarcTig 180 — **от 66 500 р.**
Качественное малогабаритное решение для ремонта и монтажа
Инвертор, TIG/MMA, **1~220В**, 180А – 40%ПВ, **130А – 100%ПВ**, настройка любых параметров сварки, импульсная сварка, кабель до 50м, цифровой дисплей, ударопрочный корпус, **вес 7,8кг**.

Установки для сварки покрытыми электродами MMA

KEMPPI Master MLS 1600/2500/3500 — **от 86 245 р.**
Сварка в сложных условиях стройплощадок и монтажа труб
Инвертор, MMA/TIG, 1~380В, **230А – 100%ПВ**, 350А – 40%ПВ, горячий старт, динамика дуги, антиприлип, строжка, синергетика, цифровой дисплей, память, надёжное исполнение электросхем. **Вес 14-21кг.**

KEMPPI Minarc 150 — **24 000 р.**
Качественное малогабаритное решение для ремонта и монтажа
Инвертор, MMA/TIG, **1~220В, 110А – 100%ПВ**, 150А – 40%ПВ, горячий старт, динамика дуги, антиприлип, кабель до 50м, ударопрочный корпус. **Вес 4кг**

Принадлежности

Сварочные горелки KEMPPI для тяжёлых условий работы — **от 7 300 р.**
До 500А при ПВ 60% на газ. охлаждении или до 500А при ПВ100% на вод. охлаждении, удобные, прочные и лёгкие, с ДУ, с датчиками.

Сварочные маски KEMPPI BETA — **от 11 265 р.**
Самозатемняющиеся («хамелеоны») с регулировкой, прочные и лёгкие

ГАРАНТИЯ. СЕРВИС. РЕМОНТ. ЗАПЧАСТИ АТТЕСТАЦИЯ НАКС

Установка сборочная для соединения труб применяется на нефтегазодобывающих предприятиях (ремонтные предприятия, трубные базы и предприятия по строительству промысловых и магистральных трубопроводов) для соединения труб методом холодного прессования в полевых условиях.

СБОРОЧНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ СОЕДИНЕНИЯ ТРУБ 0804

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА:

- Наружный диаметр соединяемых труб, мм 159…325
- Максимальное усилие прессования при давлении 25МПа, тс 200
- Ход подвижного зажимного устройства, мм, не более 800
- Габаритные размеры пресса без площадки оператора и траверсы, м, не более: длина/ширина/высота 5/2,4/2
- Масса пресса, кг, не более 6800
- Масса силового агрегата, кг, не более 2500
- Масса траверсы, кг, не более 200

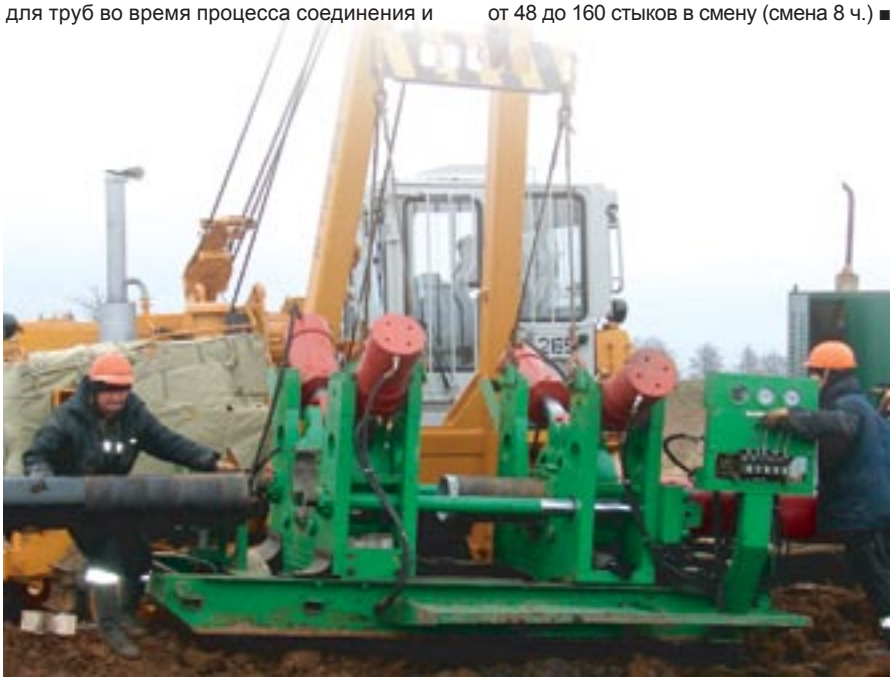
ПРИ РАБОТЕ УСТАНОВКИ ВЫПОЛНЯЮТСЯ СЛЕДУЮЩИЕ ОПЕРАЦИИ:

- укладка трубы на направляющие ролики и центровочную каретку;
- укладка трубы на направляющие ролики и подвижную каретку;
- зажим труб;
- нанесение эпоксидного герметика;
- прессование труб.

Данное соединение называется «механическое соединение металлических труб с натягом», либо «соединение труб методом холодной сварки». Система сборки механического соединения является уникальным процессом соединения металлических труб. Общий процесс состоит из формирования раструба на одном конце трубы, конуса на конце другой трубы и механического соединения двух труб. На соединяемые концы труб наносится эпоксидный герметик непосредственно перед соединением. Герметик служит смазкой для труб во время процесса соединения и является прокладкой, предотвращающей утечки и создающей коррозионноустойчивую среду. В результате данного процесса создается качественное соединение труб при очень высокой производительности.

ПРЕИМУЩЕСТВА СИСТЕМЫ ПЕРЕД ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ СВАРКИ:

1. Значительно снижается стоимость одного соединения.
2. Кратно сокращается время работы над одним соединением.
3. Требуется менее квалифицированный труд (сокращается время на обучение операторов).
4. Требуется меньшее количество работников, чем для выполнения аналогичной сборки сваркой.
5. Нет необходимости проводить рентген-контроль (сокращается время и расходы).
6. Значительно повышается безопасность работающих.
7. Процесс экологически чистый, устраняет излучения от сварки при традиционном методе сборки сваркой.
8. Химический состав и структура металла трубы не изменяются в зоне соединения в отличие от зоны, подвергшейся тепловой обработке при сварке.
9. Работа может проводиться при таких погодных условиях, когда сварные работы запрещены.
10. Работа может производиться с трубами, имеющими покрытие (особенно изнутри), которое не обгорает, как при методе присоединения сваркой. Производительность от 48 до 160 стыков в смену (смена 8 ч.) ■



В рамках программы импортозамещения предприятием ООО «Спец-М» создан «Агрегат самоходный для ремонта нефтяных и газовых скважин Урал 20Т. КГТ» – «Колтюбинг».

«КОЛТЮБИНГ»

Назначение Агрегата – проведение ремонтных и технологических операций на нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах без их глушения с использованием колонны гибких труб.

ОБЕСПЕЧИВАЕТ ВЫПОЛНЕНИЕ ОПЕРАЦИЙ:

- ликвидация парафиновых отложений в колонне НКТ;
- удаление гидратных и песчаных пробок в колонне НКТ;
- обработка призабойной зоны, подача технологических растворов, в том числе растворов соляной и плавиковой кислот, газов, включая азот;
- установка надувных мостовых пробок;
- установка и снятие пакеров и клапанов отсекателей;
- восстановление циркуляции и глушение скважин;
- спуск в скважину оборудования для проведения геофизических исследований и т.п;

Наименование показателя	Значение
Базовое шасси	Шасси автомобиля МЗКТ-652712 (8х8)
Давление на устье скважины при проведении ремонтных операций, не более, МПа	35
Тяговое усилие транспортёра (механизма подачи трубы), не менее, кН(т)	240(24)
Условный диаметр КГТ, мм	33; 38,1; 44,45.
Глубина проведения технологических операций, не менее, м	3500
Скорость перемещения КГТ при спуско-подъёмных операциях, максимум, м/мин.	48
Привод исполнительных механизмов	Гидравлический
Условный проход блока превенторов, мм	65

Техническая характеристика Агрегата

«Спец-М»
Общество с ограниченной ответственностью

**ООО «Спец-М» г. Пермь,
ул. Ольховская, 2,
т.: (342) 272-23-67, 298-34-46,
ф.: 272-22-22**

ГРУППА КОМПАНИЙ

«САТОР-РОТАС»

450027, г. УФА, Индустриальное шоссе , 112/1, а/я 7248
Тел./факс: (347) 238-04-96, 239-48-98, 239-48-99, 274-81-73
www.nppsator.ru e-mail.nppsator@mail.ru

SATOR AREPO TENET OPERA ROTAS

С1991 года толкаем железо

Сталь 20Л, 20ГЛ, 35, 40Х, 09Г2С, 20Х13, 12Х18Н10Т, 12Х18Н10М3Т

ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА КЛАССА-А

ФЛАНЦЫ ЗАГЛУШКИ

КРЕПЕЖ МЕТАЛЛООБРАБОТКА

Клапаны запорные игольчатые «КИ 400»

Производим и реализуем

Ду 6, 10, 15, 20, 25 мм
Ру 1,6 - 16 МПа *
Max. t раб.среды до + 560°С

— гарантийная наработка на отказ 1200 циклов;
— полный средний ресурс 6000 циклов;
— срок службы не менее 10 лет.

Материал основных деталей: Сталь 35, Сталь 40Х, Сталь 15ХМ, Сталь 12Х18Н10Т, Сталь 10Х17Н13М3Т.
Таблица- фигура: 15с67бк, 15лс67бк, 15лс67бк1, 15нж67бк, 15нж67бк1.
Рабочая среда: 1. Вода, пар, неагрессивные жидкие и газообразные углеводороды и неорганические вещества, их смеси.
2. Агрессивные среды, по отношению к которым материал коррозионностоек.
Климатическое исполнение: У1, ХЛ1, УХЛ1.
Присоединительная резьба (d/D): Rc1/4 / R1/4, Rc3/8 / R3/8, Rc1/2 / R1/2, Rc3/4, R3/4, Rc1/ R1.

Приглашаем к сотрудничеству торговые организации

* готовы рассмотреть Ваши предложения по изготовлению клапанов на давление до 40 МПа, а также различным вариантам присоединения.

КУРГАНПРИБОР

640007, г. Курган, ул. Ястржембского, 41
тел. (3522) 57-49-15, 53-71-76
E-mail: pribor@infocentr.ru

MIYAWAKI является одним из ведущих японских производителей конденсатотводчиков и арматур для пара с опытом работы более 70 лет. Технические новации, ноу-хау и высокое качество продукции позволяет занимать лидирующие позиции на мировом рынке конденсатотводчиков.

MIYAWAKI GmbH
Bimbaumsmühle 65; 15234 Frankfurt (Oder) DEUTSCLAND
Тел.: +49-335-4007-0097 (98); Факс: +49-335-4000-122
E-mail: info@miyawaki.de
www.miyawaki.ru

Представитель в России:
ООО «ВТО «Промышленные технологии»
127299, г. Москва, а/я 41; тел./факс: (495) 225-62-98
E-mail: pteh@ooo-ptech.com;
www.ooo-ptech.ru

ООО Арматурный завод «ЮГОКАМА» – одно из крупнейших предприятий Западного Урала и занимает достойное место среди ведущих производителей трубопроводной арматуры и нефтепромыслового оборудования. Его продукция широко известна и успешно эксплуатируется крупнейшими предприятиями России, импортируется в Казахстан, Белоруссию, Украину, страны дальнего зарубежья.
История и традиции завода уходят в глубину веков, начав свою деятельность в 1746 году как медеплавильное производство, сегодня он представляет мощный производственный комплекс.

АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД «ЮГОКАМА»

Высокий производственный потенциал, современные технологии, наличие контрольно-испытательной базы – все это гарантия качества нашей продукции и обеспечения ее выпуска на уровне лучших отечественных и зарубежных образов. ООО Арматурный завод «ЮГОКАМА» – это предприятие, осуществляющее изготовление продукции по полному технологическому циклу: от заготовки до сборки, контроля, испытания готового изделия. Это и гарантирует качество продукции и обеспечивает сжатые сроки выполнения заказов.

ООО Арматурный завод «ЮГОКАМА» выпускает устьевое оборудование для добычи нефти фонтанным и механизированным способами, а также для нагнетания воды в пласт. Нефтепромысловое оборудование производится на давления 14, 21 МПа. В нефтедобывающем оборудовании мы используем три вида запорных устройств: кран с конической пробкой со смазкой, кран проходной с шаровой пробкой и шиберная прямоточная маслонаполненная задвижка. Схемы сборки изготовляемых заводом арматур соответствуют ГОСТ 13846 и около 200 схем серийно выпускаются. Конструктивное исполнение оборудования учитывает наиболее часто применяемые на скважинах технологические операции. При этом оборудование в основном изготавливаем по индивидуальным заказам потребителей с учетом условий эксплуатации, выбранного класса материала комплектующих и в необходимых компоновочных сочетаниях.

Другой основной вид продукции ООО Арматурного завода «ЮГОКАМА» трубопроводная арматура – задвижки стальные с выдвижным шпинделем, с ручным управлением и электроприводные с проходом 50÷300 на номинальное давление 1,6; 2,5; 4,0 МПа.

Производственный процесс изготовления готовой продукции базируется на полном технологическом цикле, начиная от получения литых и штамповочных заготовок и заканчивая приемо-сдаточными испытаниями готовых изделий. В целях обеспечения технологической точности и требуемой производительности ежегодно в обновление станочного парка вкладывается более 20 млн. рублей.

На предприятии внедрена и успешно функционирует система менеджмента качества по ГОСТ Р ИСО 9001-2001 (ИСО 9001:2000) и реализуемые мероприятия по ее совершенствованию позволили стабилизировать качественные параметры готовых изделий и минимизировать количество изделий, имеющих отклонения от конструкторско-технологической документации.

ООО Арматурный завод «ЮГОКАМА» проводит работы по повышению конкурентоспособности трубопроводной арматуры, а в частности, по снижению массогабаритных параметров выпускаемых задвижек. Совместными усилиями с научно-исследовательским и конструкторским институтом энерготехники им. Н.А. Доллежаля сделана работа по системной модернизации арматуры путем профилирования ее проточной части.

Задвижки с суженной проточной частью разработаны для применения в качестве запорных устройств на технологических линиях с неагрессивным природным газом, с жидкими неагрессивными средствами, водой, паром и нефтью, кроме тех трубопроводов, где пропускаются очистители отложений. Они рекомендуются для применения в системах безопасности и при работе в особо сложных условиях: работа под полным перепадом давлений и т.п.

Конструкции указанных задвижек прошли нормконтроль НИКИЭТ и Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору получили разрешение на применение оборудования АЭС.

Задвижки такого типа в мире не выпускаются и к ним проявили интерес, как в России так и за рубежом.

Вторая важная работа, проводимая ООО Арматурным заводом «ЮГОКАМА» совместно с институтом энерготехники им. Н.А. Доллежаля это модернизация дроссельно0регулирующего устройства с применением дросселя с пересекающимися канавками.

Высокую степень дросселирования потока, необходимую для надежного регулирования расхода среды, обычно достигают уменьшением площади проходного сечения устройства. Это приводит к возрастанию скорости течения среды и снижению срока службы устройства (вследствие эрозионного износа или вибрационного разрушения). В узком проходном сечении возможно засорение с недопустимым снижением расхода. Для устранения таких нежелательных эффектов, как эрозия, кавитация, вибрация, нестабильность расхода, определяемых скоростью протекания жидкости в узком сечении устройства, разработаны дроссельно-регулирующие устройства, в которых создаются и реализуются потери при закрутке и резких поворотах потока, последовательные расширения и сужения, вихреобразование, искусственная шероховатость.

Конструкция модернизированного дросселя быстросменного обеспечивает:

- широкий диапазон регулирования расхода;
- высокая степень дросселирования; ►

«YUGOKAMA» Fittings and Valves Plant

«YUGOKAMA» Fittings and Valves Plant, LLC is one of the largest enterprises in the West Urals and it occupies a worthy place among the leading producers of piping, fittings and valves as well as oil field production equipment. Its products are well known and successfully operated by major companies in Russia and are imported by Kazakhstan, Byelorus, Ukraine, the far abroad countries.

The Plant's history and traditions go deep into the centuries. The plant started in 1746 as a copper melting operation. Today it is a powerful production complex.

High production potential, modern technologies, availability of control and testing facilities – all those are a guarantee of our products' quality and we can make sure that the products are made at the level of the best national and international standards. «YUGOKAMA» Fittings and Valves Plant, LLC is an enterprise which manufactures products within the framework of a complete process flow: from a blank all the way to assembly, control, test of the finished product. This both guarantees the quality of the products and ensures that the orders are filled within a short lead time.

«YUGOKAMA» Fittings and Valves Plant, LLC manufactures well head equipment for oil production using flush and mechanized methods as well as for pumping water into the formation. The oil equipment is produced for the pressure of 14.21 MPa. In the winning equipment we use three types of locking devices: valve with tapered plug with lubrication, straight way valve with ball plug, straight flow oil filled vane valve. The assembly diagrams of the items made by the plant comply with GOST 13846 and approximately 200 systems are in volume production. The design configuration of the equipment takes into consideration the most common process techniques used in the wells. At the same time we produce the equipment primarily to customer's order with consideration given to the operating conditions, the class of the components material selected and in the required layout combinations.

Another major type of product made by «YUGOKAMA» Fittings and Valves Plant, LLC is the pipeline gear, i.e. steel gate valves with telescopic spindle, with manual control and electric motor driven control (nominal inside diameter 50-300) designed for rated pressure of 1.6; 2.5; 4.0 MPa. The production process for the manufacture of finished products is based on complete process flow starting from receipt of castings and stampings and ending up with acceptance tests of the finished products. For the purpose of ensuring the technological accuracy and required production rate more than 20 million Rubles is invested annually to renew the machine tools. The enterprise has successfully implemented the quality management system as per GOST R ISO 9001-2001 (ISO 9001:2000) and has it fully functioning; the action plans being implemented and aimed at improving it have enabled quality parameters of the finished products to be stabilized and the quantity of the products which have variances from the design and process documentation to be minimized.

«YUGOKAMA» Fittings and Valves Plant, LLC is working on enhancing the competitiveness of the

pipeline gear, specifically speaking, with a view to reducing the weight and dimensions of the gate valves produced. In a joint effort with the Scientific Research and Design Institute of Electrical Engineering named after N.A. Dollezhal, work has been done to effect radical modernization of the products by profiling their flow part.

The gate valves with a narrowed down flow part have been developed for use as locking devices on the process lines with non-aggressive natural gas, with liquid non aggressive media, water, steam and oil, except for those pipelines where deposit cleaners are pumped through. They are recommended to be used for safety systems and in the operation under particularly complex conditions: operation with complete pressure drop, etc.

The design of the said gate valves have been certified by the NIKIET Institute and the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision and have been licensed for use at the Nuclear Power Stations.

The gates valves of this type are not made elsewhere in the world and they arouse interest both in Russia and overseas.

The second important project pursued by «YUGOKAMA» Fittings and Valves Plant, LLC jointly with the Institute of Electrical Engineering named after N.A. Dollezhal is the upgrading of the throttle regulating device using a throttle with criss-crossing grooves.

The high degree of throtting the flow required for reliable regulation of the medium consumption is usually achieved by reducing the area of the flow cross section of the device. That leads to increased medium flow velocity and reduced service life of the device (due to erosion wear or vibratory destruction). The narrow flow section is likely to get plugged with flow rate becoming unacceptably low. In order to eliminate such undesirable effects as erosion, cavitation, vibration, unstable flow rate determined by the velocity of fluid flowing through the narrow section of the device, throttle regulating devices have been designed in which losses are created and implemented when the flow swirls and sharply turns, as well as subsequent expansions and narrowings, eddy formation, artificial irregularities.

The design of the upgraded quickly changeable throttle ensures:

- a wide range of flow rate regulation;
- high degree of throttling;
- low velocity of medium in the narrow cross section;
- long service life;
- virtual freedom from plugging;
- lack of wear;
- noise free;

The quick change upgraded throttle does not have any elements which have limited service life.

The enterprise is working closely with product users. For example, with the depth of oil production increasing the oil companies felt that they needed parts of the oilfield equipment with enhanced mechanical characteristics. As a result of the work done, flush components have been produced with such mechanical properties of the materials used for the suspension of the pump and compressor pipes as allow oil to be extracted from a depth of 3 km.

At the present time, the choice of promising activities for the company to focus on is based on the results of its own market research. Thus, for example, the plant has started to produce non-corrosive gate valves. This year the plan is to launch into production non-corrosive gate valves with the nominal inside diameter of up to 150 mm while in terms of oilfield equipment: production of pipeline gear rated for 35 MPa.

With respect to product modernization, work is underway to use wear resistant coatings complete with resilient members which allow the service life of the products to be increased, their life with initial sealing to be increased several times, both for winning, pumping equipment and pipeline gear.

- низкая скорость среды в узком сечении;
- большой срок службы;
- практическая незосаряемость;
- неподверженность износу;
- бесшумность;

Дроссель быстросменный модернизированный предназначен для использования в качестве регулирующего устройства, позволяющего оперативно изменить объем добычи нефти и давления среды в подъемном трубопроводе путем регулировки пропускной способности устройства при рабочем давлении среды 21 МПа (210 кгс/см²);

Дроссель быстросменный модернизированный не имеет элементов, имеющих ограниченный срок службы.

Предприятие вплотную работает с потребителями продукции. Например: С увеличением глубины добычи нефти нефтяникам потребовались детали НПО с повышенными механическими характеристиками. В результате проделанной работы получена фонтанная арматура с механическими свойствами материалов подвески насосно-компрессорных труб позволяющей вести добычу нефти с глубины 3 км.

В настоящее время выбор перспективных направлений развития предприятия основывается на результатах собственных исследований товарных рынков. Так, например, завод начал выпуск нержавеющих задвижек. В этом году планируется освоение: нержавеющих задвижек с условным проходом до 150 мм, по нефтепромысловому оборудованию: выпуск арматуры на 35 МПа.

В части модернизации изделий ведутся работы по применению износостойких покрытий в комплекте с металлическими упругими элементами позволяющих увеличить долговечность изделий, в несколько раз увеличить их ресурс с первоначальной герметичностью, как для добычного, нагнетательного оборудования так и трубопроводной арматуры. ■

ЮГОКАМА
Арматурный завод

Россия, 614526, Пермский край,
пос. Юго-Камский, ул. Кирова, 1.
director@ukmz.perm.ru
+7 (342) 295-43-10
295-42-30, 295-43-25
Коммерческой служба:
+7 (342) 295-42-42
295-52-72

АРКОР
арматурная корпорация

(495) 730-5757
www.arkor.ru
shop@arkor.ru

ЗАДВИЖКИ
Ду 15-1200 Ру 16-160

ШАРОВЫЕ КРАНЫ
Ду 15-1200 Ру 16-160

ВЕНТИЛИ
Ду 15-200 Ру 16-160

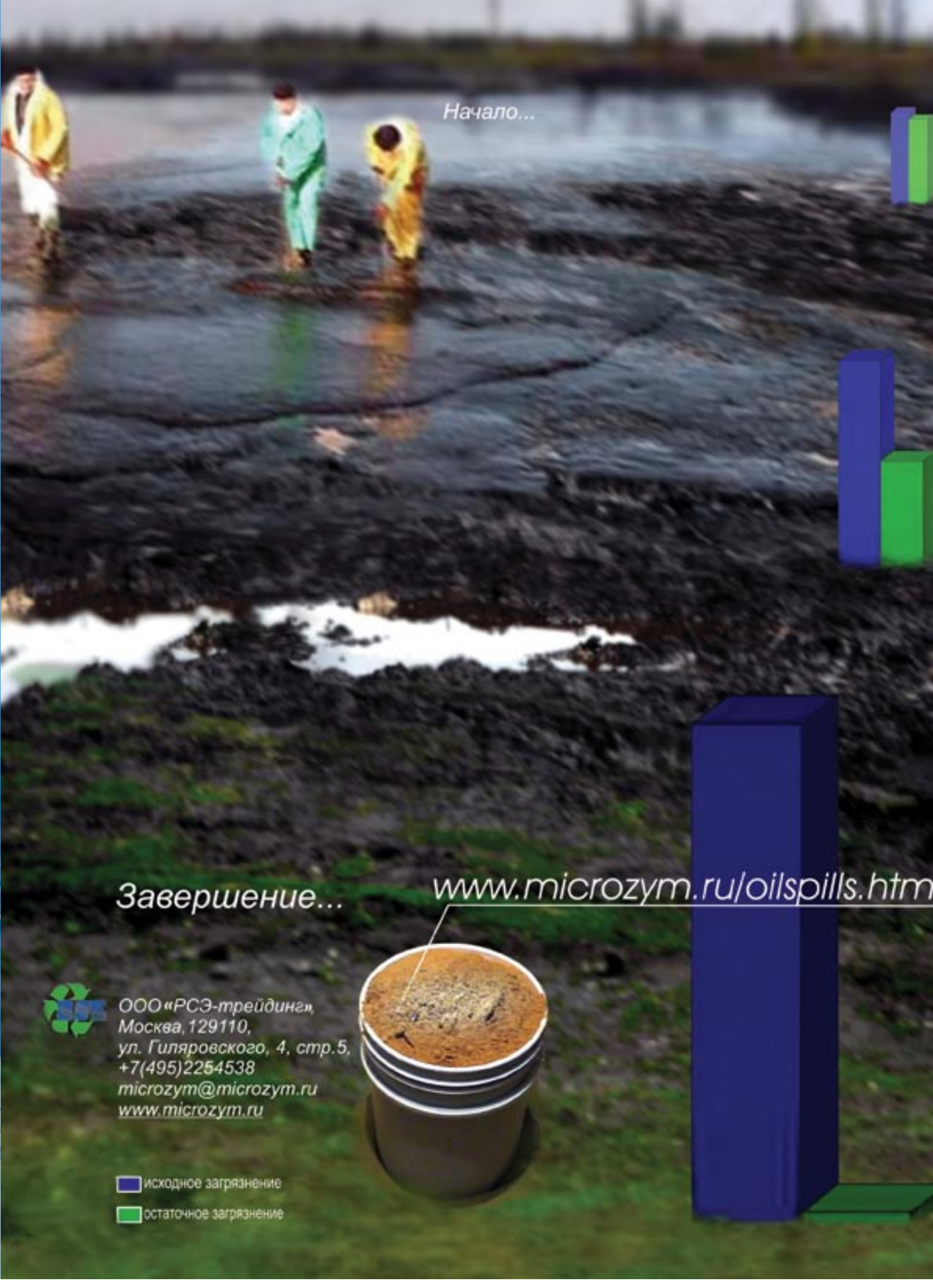
КЛАПАНЫ ОБРАТНЫЕ
Ду 15-600 Ру 16-40

ЗАТВОРЫ
Ду 50-1200 Ру 10-25

NEW!
КЛАПАН ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
Ду 10, 20
Ру 250, 373

NEW!
КЛАПАН СИЛЬФОННЫЙ
Ду 15 - 200
Ру 16, 40

Ульяновск: (8422) 55-10-03
С.-Петербург: (812) 324-87-11
Новокузнецк: (3843) 45-74-50
Краснодар: (861) 225-93-63
Курган: (3522) 45-51-33


Начало...
Завершение...
www.microzym.ru/oilspills.htm
ООО «РСЭ-трейдинг»,
Москва, 129110,
ул. Гиляровского, 4, стр.5,
+7(495)2254538
microzym@microzym.ru
www.microzym.ru
исходное загрязнение
остаточное загрязнение

Его величество случай помог мне познакомиться с неприметной на первый взгляд, но очень интересной и серьезной компанией – «САТОР-РОТАС», в которую на сегодняшний день входят четыре фирмы: «Сатор» – «Тенет» – «Опера» – «Ротас», о которых я и хотел бы рассказать на страницах популярного издания.

ВЗГЛЯД СО СТОРОНЫ

В. КОРАБЛЁВ | **зам. генерального директора ООО«ФОРТУНА»** | г. Уфа

В мае месяце у нас появилась потребность в приобретении трубопроводной арматуры высокого давления, с комплектами фланцев. При выборе поставщика, обзвонив несколько фирм, а также заводы-изготовители, я решил посетить фирму «САТОР», находящуюся в нашем городе Уфе, по ул. Индустриальное шоссе 112/1, ост. «Сортопрокатный завод», тем более что от стадиона им. Н.Гастелло, недалеко от которого находится наше предприятие, это всего две остановки.

Предо мной предстало большое четырехэтажное здание длинной 70, шириной 40 и высотой 20 метров, наружной отделкой которого занимались рабочие-строители фирмы «САТОР». Как я узнал позже от генерального директора Оськина Виктора Петровича, группа компаний «САТОР-РОТАС» имеет в своем владении четырехэтажное здание общей площадью 6 992 м^2, механообрабатывающий цех, свою газовую котельную, свой автотракторный парк, подразделение по ремонтно-строительным работам, которое имеет лицензию на осуществление строительства зданий и сооружений I и II уровней ответственности в соответствии с государственным стандартом № Д 321203. Имеет и свой автосервис по ремонту легковых автомобилей и собственную охранную службу ООО ЧОП «ДРУЖИНА».

Пройдя через охраняемую проходную, поднявшись на второй этаж, я оказался в автосервисе фирмы ООО «РОТАС» среди множества ремонтируемых легковых автомобилей. При входе бросаются в глаза многочисленные фотографии в рамках, расположенные на стене и свидетельствующие об участии в российских автогонках на своих «внедорожниках», организуемых трофи-клубами 4х4; полученные дипломы участников, медали, кубки и почетные грамоты.

«PARTISAN extreme» – партизанские сборы Весна-2006. Трофи-ориентирование «БУХАРА-УРАЛ», г. Снежинск 2006г. Заняли III место в категории «стандарт» 2-го этапа кубка Уральской и Сибирской зоны по трофи-рейдам-2006 «ВОГУЛЬСКИЕ ДЕБРИ». Были участниками третьего этапа чемпионата УрФО «СВИНЫЕ РЕЧКИ-2006».

Директор фирмы ООО «РОТАС» Москвин Андрей Игоревич рассказал, что автосервис имеет пять автоматизированных подъемников, что позволяет производить ремонт сразу нескольких легковых автомобилей, стапель по вытяжке кузова автомобиля, компьютерный пост диагностики. А также имеет свою лабораторию по подбору автоэмалей, где происходит компьютерная подборка автоэмалей. Имеется шкаф для смешивания лакокрасочных покрытий, электронные весы для точной дозировки автоэмалей. Существуют покрасочные камеры для автомобилей, что позволяет быстро и качественно производить покраску. Участок по ремонту и восстановлению дюралевых литых дисков имеет токарный станок, пескоструйный аппарат, пункт сварки аргоном и окраски порошковой эмалью.

Узнав о цели моего визита, Андрей Игоревич провел меня в просторные помещения центрального офиса группы компаний «САТОР-РОТАС».

Секретарь-референт сразу же предложила мне чашечку кофе и попросила присесть на кожаный диван для посетителей. Рассматривая висевшие на стене дипломы и благодарности, полученные ООО НПП «САТОР», я убедился, что данная фирма достаточно известная на рынке трубопроводной арматуры и ежегодно принимает участие в специализированных выставках, проходящих в различных городах России, имеет дипломы участия: в VI Республиканской выставке «Предприниматель-2004», Межрегиональной промышленной выставке областей Центрально-черноземного региона «Воронежская область – Ваш партнер-2004», Четвертой городской выставке «Уфа Промэкспо-2005», III Международной выставке «Нефть. Газ. Химия. Экология-2006» в г. Набережные Челны, XIV Международной выставке«Газ. Нефть. Технологии-2006», XIII Международной специализированной выставке «Нефтегазсервис. Химиндустрия. Лаборатория-2006» в г. Уфе. Также имеет несколько благодарностей от городского социального приюта для детей-сирот и подростков за безвозмездную неоднократно оказанную помощь.

Менеджеры компании объяснили, что требуемую мне трубопроводную арматуру с комплектами ответных фланцев, паспортами и сертификатами я могу получить со скидкой на цены завода-изготовителя в течение 25-ти дней со дня 100%-ой предоплаты, а при неоднократном обращении (не менее пяти раз в год), т.е как постоянному клиенту – изделия будут доставляться бесплатно на склад нашего предприятия.

При появлении заместителя генерального директора Чудова Владимира Николаевича, который, как оказалось, работает в этой компании, – моего друга детства, которого я знаю по совместному обучению в Курганском машиностроительном техникуме и многолетней работе на ОАО «БАЗ», настроение мое заметно улучшилось и мы с ним пошли в комнату для курения, полностью отдавшись своим воспоминаниям.

Затем мы совершили «экскурсию» по третьему и четвертому этажам. Здесь в современно отделанных помещениях арендуют и размещают свои офисы многие фирмы, специализирующиеся по разным направлениям в бизнесе. Правда, многие помещения еще не заняты. Как сказал Владимир Николаевич, ►

OUTSIDER'S PERSPECTIVE

In May we felt we needed to buy high pressure pipes with sets of flanges. When choosing a supplier and having called several firms as well as some manufacturing plants, I decided to visit Messrs «SATOR». A large four storey building came into view before me, 70 m long, 40 m wide and 20 m high, whose external finish and décor were being worked on by the construction workers of Messrs «SATOR». As I found out later from Victor Petrovich Oskin, General Director, the «SATOR-ROTAS» Group of Companies owns this four storey building with a floor space of 6 922 sq.m, a machining shop, its own gas-fired boiler facility, its truck fleet, a construction and repair division which holds a license to construct buildings and facilities, I-st and II-nd responsibility levels, pursuant to State Standard No. D 321203. Its own car repair facility and its own security service LLC CHOP «DRUZHINA».

Having passed through the guarded entrance, having come up to the second floor, I found myself in the premises of the LLC «ROTAS» auto service facility, among many passenger cars under repairs. When you come in, you cannot miss a great number of framed pictures, hung on the wall, which tell the story of participation in Russian motor races on their «off road vehicles», organized by 4x4 trophy clubs, participants' diplomas won by them as well as medals, cups and honorary citations.

«PARTISAN extreme» – partisan camping, Spring-2006. Trophy orientation «BUKHARA-URALS», Town of Snezhinsk 2006. They came 3-rd in standard category of the 2-nd lap of the Urals and Siberian Zone in the trophy raids «VOGULSKYE DERBY». Participated in the third lap of the Ural Federal Area Championships «SVYNYE RECHKI-2006».

There is a cabinet for mixing lacquers and paints for coating, an electronic scale for precision metering of auto enamels. There are paint booths for cars which allow quick and high quality painting to be done. The repair area to repair and recondition dural cast rims has a turning machine, a sand shot unit, argon welding station and powder enamel painting unit.

Examining the diplomas and letters of thanks displayed on the wall and received by LLC NPP «SATOR», I satisfied myself that this firm was fairly well known in the piping market and that it took part every year in specialist shows held in various Russian cities; and that the firm was a recipient of participation diplomas: VI-th Republican Exhibition «Entrepreneur -2004», the Inter-Regional Industrial Exhibition of the Central-Black Soil Region «Voronezh Region is Your Partner-2004», the Fourth City Exhibition «Ufa Promexpo-2005», III-rd International Exhibitions «Oil. Gas. Chemistry, Ecology-2006» in the city of Naberezhnye Chelny, XIV-th International Exhibition «Gas. Oil. Technology-2006», XIII-th International Specialized Exhibition

«Oil Gas Service. Chemical Industry. Laboratory-2006» in the city of Ufa. It also received several letters of thanks from the city social orphanage for children and adolescents for charity.

The managers of the company explained to me that that so far as the pipes were concerned which I needed with sets of fitting flanges, passports and certificates, I could get at a discount off the prices, charged by the manufacturing plant, within 25 days from the date of 100% prepayment, while, given repeat orders (no less than five times a year), since I would then be treated as a loyal customer, the products would be delivered, free of charge, to the warehouse of our enterprise.

When Valdimir Nikolaevich Chudov, Deputy General Director, showed up, who, as it turned out, was working for this company, and who was my childhood friend, whom I knew from our studies at the Kurgan Machine Building Industry Technical School and from many years of working together with him for JSC «BAZ», my mood significantly improved and we both headed for the smoking room, giving ourselves up to reminiscing.

Then he gave me a tour of the third and fourth floors. Here, in modern renovated offices, many firms in different lines of business rented their office space. However, not all the offices had their occupants. As Vladimir Nikolaevich said, as of now nine companies were renting their offices here. The floor space area of the third and fourth floors was large enough to accommodate no fewer than twenty offices of various firms. As the time goes by, this would help to create a center for various services to be provided to users, all focused in one location.

It is like the four roads leading to its summit where sacrifices were made and magic rites were performed. It is obvious that in ancient times the Sator square could have served to increase the magic influence. It did not act on its own (and this made it safe and very convenient; rather it was activated by the idea expressed verbally or even in thought, like a hyperboloid, it multiplied many times the potential, transforming power of the expressed wish.

Vladimir Nikolaevich suggested that I should talk to Mikhail Petrovich OSKIN, who is directly in charge of purchasing all the piping and accessories as well as in charge of manufacturing all the components for the piping. Upon entering his office, having introduced myself and talked for some 20 minutes, I found out that the piping components, in addition to all that was said before, and free of charge, also undergo tightness tests. I was offered to visit the machining shop on the first floor, for me to see for myself the pressure testing stands and machines, which produce components for the piping. Yuri Borisovich VLASOV, Chief of the Shop, despite being busy, gave us a tour of the shop and told us where and what was made here. What I liked most was very good housekeeping in the shop and the fact that the shop had an additional 15-minute break for recreation. Taking leave of the Group of Companies I was fully convinced of the need to buy the piping from this particular company and I succeeded in convincing my CEO of that, too. Having paid the agreed amount for the piping, we received a delivery of high quality products 18 days later. In token of gratitude to my boyhood friend for the efficient shipment of piping and accessories (I wish it had not been just a one-off order) I promised to write an article about my impressions of the visit with such an interesting and versatile company as «Sator-Rotas» and this is exactly what I was delighted to do.

на сегодняшний день арендуют помещения под офис девять фирм. Площадь третьего и четвертого этажей позволяет свободно разместить не менее двадцати офисов различных фирм. Это со временем позволит создать центр по предоставлению различных услуг потребителям в одном месте.

На мой вопрос о необычном названии группы компаний он дал мне почитать брошюру о возникновении названия «САТОР-РОТАС», в которой они собрали всю информацию о данном «магическом квадрате».

Вкратце хотелось бы привести некоторые выдержки из этой брошюры:

Логотипом компании является магический квадрат «SATOR-ROTAS», помещенный в круг «ЗОЛОТОЕ СЕЧЕНИЕ», где площадь внутреннего круга равна наружному.

Данный магический латинский квадрат имеет древнее происхождение. Многие века вызывающий восхищение, ужас и многочисленные интерпретации, он имел огромное сакральное и оккультное значение, по преданию его использовали чернокнижники и колдуны. Этот палиндром в квадрате, равно читаемый как по вертикали, так и по горизонтали, слева направо и справа налево, способен к совершению великих чудес: успокаивать стихии и гасить пламя, помогать в борьбе с недугами, злыми духами, колдунами и ведьмами, а также выполнять любое желание. «Формула Сатор» – так в книге Р. КАВЕНДИША назван этот наиболее популярный из магических квадратов. Он известен с IV века нашей эры и считается одним из самых древних. Его находили начерченным на стенах римских дворцов и храмов, а порой и на фасадах раннехристианских церквей. Его можно встретить на сосудах для питья, на библиях и, разумеется, в трактатах по магическому искусству. Его изображение было найдено на колонне в Помпее, квадрат Сатор помнят и в двадцатом веке: Умберто Эко вводит второстепенный персонаж с этим именем в роман «Маятник Фуко», а Т. ПРАТЧЕТТ называет площадью Сатора (Sator Square) торговую площадь в Анк Морпорке.

Его трактовали как:

- «SATOR» – Сеятель (Христос), Насыщенный рот...,
- «AREPO» – собственное имя, продукт Земли, Неторопливый, распространяет слово.../ Имеет возможность...
- «TENET» – тянет, управляет, держит, заставляет.
- «OPERA» – работа, произведение, сочинение, а также действие, действовать. «ROTAS» – колесо, колеса судьбы. (Бог управляет творением, работой людей и продуктом земли) или примерно так: Тот, кому есть, что сказать, заставляет работать Колеса Судьбы.

Подобно кристаллу, SATOR способен расти в разные стороны. Крест TENET в его центре, разрастаясь, образует сплошную «тенетную» сеть. Причем каждой букве Т в ней соответствует какой-либо этап – жизни ли, события ли, явления ли; каждой букве N – смерть и новое рождение; каждой букве E – переход от одного к другому. Слово TENET сразу пробуждает в памяти, во-первых, аналогию сети – тенета, и, во-вторых, имя греческого бога смерти – Танат. Только смерть здесь выступает в качестве промежуточного звена между каждыми двумя этапами жизни, способствуя отмиранию старого и возрождению нового. Квадрат Сатор – также аналог пирамиды. В этом нас убеждает тот же «тенетный» крест – как четыре дороги на ее вершину, где совершались жертвоприношения и производились магические обряды. Очевидно, в древности квадрат Сатор мог служить для усиления магического влияния. Он действовал не сам по себе (и этим сам по себе был безопасен и очень удобен), а будучи активизирован идеей, выраженной словесно или даже мысленно, подобно гиперболоиду во много раз усиливая потенциальную преобразующую мощь высказанного пожелания.

В конце 80-х годов генеральный директор ОСЬКИН Виктор Петрович, он же один из учредителей, прочитал одну статью в газете «Комсомольская правда» о чудесном выздоровлении одной больной женщины, которая сама работала в госпитале, и врачи никак не могли помочь ей побороть свою болезнь. Отчаявшись, она обратилась за помощью к старой целительнице. Выслушав ее, целительница дала ей три «пилюли», скрученные наподобие маленьких конфет из папиросной бумаги, и велела принимать их через день в течение недели. Приняв две «пилюли» и почувствовав значительное улучшение, она не удержалась и развернула третью «пилюлю». Каково же было её удивление, когда она обнаружила, что в простой папиросной бумаге, на которой был изображен магический латинский квадрат «SATOR-ROTAS», завернута шепотка обыкновенной ржаной муки.

Данная статья его очень заинтересовала, и он постарался как можно больше узнать о данном магическом квадрате. Впоследствии при создании группы компаний вопрос о названии фирмы решился сам собой.

Владимир Николаевич предложил мне переговорить с коммерческим директором ОСЬКИНЫМ Михаилом Петровичем, который непосредственно возглавляет работу по приобретению всей трубопроводной арматуры и изготовлению комплектации к ней. Зайдя к нему в кабинет, познакомившись и проговорив минут 20, я узнал, что трубопроводная арматура дополнительно бесплатно проходит испытание на герметичность. Мне было предложено посетить механообрабатывающий цех на 1-ом этаже, чтобы я своими глазами смог увидеть опрессовочные стенды и станки, на которых изготавливается комплектация к трубопроводной арматуре. Начальник цеха ВЛАСОВ Юрий Борисович, несмотря на свою занятость, провел нас по цеху, рассказывая, где и что изготавливается. Особенно понравились мне чистота и порядок в цехе, здесь введен дополнительный 15-минутный перерыв на отдых. Покидая группу компаний, я был полностью убежден в необходимости закупки трубопроводной арматуры именно в этой компании, в чем смог впоследствии убедить своего генерального директора.

Заплатив договорную сумму за трубопроводную арматуру, мы получили качественные изделия через 18 дней. В знак благодарности моему другу детства и оперативности в поставке трубопроводной арматуры (жалко, что у нас это был разовый заказ) я пообещал написать статью о моих впечатлениях о посещении очень интересной и многосторонней компании «Сатор-Ротас», что я с большим удовольствием и сделал.

Хочется пожелать им дальнейшего роста, удачи, процветания и успехов в работе! ■

Александр Николаевич Лизогубов – ген. директор ЗАО « Завод Акор ЕЭЭК»

Alexander Nikolaevich Lizoblyudov – General Director, ZAO «Akor EEEK Plant»

30 августа 2001 года в г. Ульяновске Государственной комиссией был принят первый пусковой комплекс опытного производства антикоррозийной и тепловой защиты трубопроводов, получивший впоследствии название Завод АКОР ЕЭЭК.

КОРПОРАЦИЯ «ЕДИНЫЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РОССИИ» ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЗАВОД АКОР ЕЭЭК»

Общая площадь промплощадки составляет 3,33 га, на которой разместились 3 производственных корпуса, АБК, ЛБК, корпус складов со столярным цехом, котельная, кислородно-компрессорная станция. Имеются подъездные ж/д и автомобильные пути. Производственный корпус № 1 (S=5000 м^2).

В нем расположено практически все основное производство:

- 2 линии алюмокерамического покрытия;
- линия силикатноэмалевого покрытия;
- линии полимерных покрытий;
- участок производства отводов.

Производственный корпус №2 (S=2440 м^2) и производственный корпус № 3 (S=3116 м^2) полностью построены, обеспечены всеми инженерными сетями и коммуникациями. В настоящее время корпуса не задействованы. Их можно использовать на взаимовыгодных условиях с заинтересованными предприятиями. Мы готовы рассмотреть любые конструктивные предложения.

ЗАО «Завод АКОР ЕЭЭК» располагает на сегодня 4-мя технологическими линиями по нанесению антикоррозийных покрытий:

1. линия одно- и двухстороннего эмалирования труб Ø57-325 мм методом порошкового напыления в электростатическом поле с индукционным обжигом;
2. линия алюмокерамического покрытия труб Ø57-325 мм.
3. линия алюмокерамического покрытия труб Ø273-720 мм методом плазменного напыления;
4. линия покрытия труб Ø57-325 мм ПВХ- плёнкой (в монтаже).

Оборудование указанных линий позволяет производить комбинированные покрытия:

1. внутреннее – силикатноэмалевое и наружное – алюмокерамическое;
2. внутреннее – силикатноэмалевое и наружное – ПВХ.

Кроме того, есть установки по эмалированию и нанесению алюмокерамики на соединительные детали трубопроводов и участок изготовления крутоизогнутых отводов (10 мП).

В 2007 году продукция ЗАО «Завод АКОР ЕЭЭК» была внесена в реестр ТУ, ТТ и ПМИ для предприятий ОАО «АК «Транснефть».

В дополнение к внутреннему силикатноэмалевому покрытию завод производит наружное – алюмокерамическое.

Данное покрытие под воздействием основных эксплуатационных факторов старения (температуры, совместно температуры и влаги, агрессивных сред, электрических потенциалов) не изменяет своих начальных свойств и выполняет роль протекторной защиты.

Трубы могут использоваться для строительства тепловых сетей, инженерных коммуникаций и др. трубопроводов, прокладываемых любым способом. Толщина покрытия не менее 250 мкм. Изолированные трубы могут эксплуатироваться и храниться при любой температуре окружающей среды.

Комбинированное покрытие (внутреннее – силикатоэмалевое, наружное – алюмокерамическое), которое может изготовить только наш завод, позволяет защитить стальную трубу практически от всех видов как внутренней, так и внешней коррозии. Такой трубе, поверьте, аналогов нет.

Особо хочется отметить, что мы часто не ценим и не видим то, что умеем делать сами. Зарубежное – не всегда означает лучшее.

Надо деньги тратить внутри страны, поддерживать собственного производителя, тем более если речь идет о новой технологии. Мы должны научиться гордиться своими способностями и главное – научиться их внедрять. ■

За нами не заржавеет!

**Россия, 432035,
г. Ульяновск,
пр. Энергетиков, 9
т.: 8 (8422) 38-40-77
ф: 8 (8422) 38-40-83
zavodakor@.mail.ru
www.zavodakor.com**

CORPORATION «INTEGRAL ELECTRIC POWER COMPLEX» CORPORATION «IEPC»

On August 30-th 2001 in Ulyanovsk the State Commission accepted the first start up complex of the «Experimental Production Facility of Anti-Corrosion and Thermal Protection for Pipelines» which was subsequently branded the zavod «AKOR».

The total area of the industrial territory is 3.33 hectares which accommodates three production buildings, an office and services building, warehouse building with carpentry shop, a boiler room, oxygen compressor station. It has approach railway lines and automobile roads. Production building No. 1 (Area = 5000 sq.m). It houses practically all the core production facilities:

- 2 alumoceramics coating lines;
- silicate enamel coating line;
- polymer coating lines;
- branches production area.

Production building No. 2 (Area = 2440 sq.m) and Production building No. 3 (Area= 3116 sq.m) are fully built, are provided with all the engineering networks and communications. At the present time the buildings are not in operation. They can be used on mutually beneficial basis with interested parties. We are prepared to consider any constructive proposals. Today zavod «AKOR» has 4 production lines for the application of anti-corrosion coatings:

1. one line for one sided and two-sided emanelling of 57-325 mm diameter pipes by powder spraying method in an electrostatic field with induction calcining;
2. line for alumoceramic coating of 57-325 mm diameter pipes
3. line for alumoceramic coating of 273-720 mm diameter pipes by plasma spraying method;
4. line for coating 57-325 mm diameter pipes with PVC film (being installed)

The equipment of the above lines allows combined coatings to be produced:

1. internal – silicate enamel and outside – alumoceramic;
2. internal – silicate enamel and outside – PVC.

Apart from that, there are units for enamelling and applying alumoceramics to connection parts of the pipelines and an area for producing sharply curved branches (10mP).

In 2007 the products of zavod «AKOR» were entered into the register of Technical Requirements for the enterprises of «AK «Transneft».

In addition to the internal silicate enamel coating, the plant produces external alumoceramic coating.

This coating under the effect of the principal operational factors of ageing (temperature, combined temperature and moisture, aggressive media, electric potentials) does not change its initial properties and plays a protective role.

The pipes can be used for construction of heating networks, engineering communications, etc., pipelines laid by any method. The thickness of the coating is no less than 250 microns. The insulated pipes can be operated and stored at any temperature of the environment. The combined coating (internal – silicate enamel, external – alumoceramic) which can be produced only by our plant allows the steel pipe to be protected from all types of both internal and external corrosion. Take our work for it, this pipe does not have any equivalents.

Special mention should be made of the fact that we do not often appreciate or see what we can do ourselves. Something from overseas does not always mean a better thing.

Money should be spent inside this country, our own producer should be supported, the more so if we are talking about new technology. We must learn to feel proud of our own capability and the main thing is to learn to implement it.

And we will never let rust grow under our feet!

ЗАВОД АКОР ЕЭЭК

Russia, 432035, Ulyanovsk, Energeticy Ave., 9
т.: 8 (8422) 38-40-77
ф: 8 (8422) 38-40-83
zavodakor@.mail.ru
www.zavodakor.com

По данным статистических исследований ряда стран, прямые затраты промышленности на ликвидацию последствий аварий, связанных с коррозионным разрушением трубопроводов, составляют 3-4% валового национального продукта. До 40% этих затрат можно избежать при использовании уже существующих технологий борьбы с коррозией.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫХ ТРУБ,

ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ СРЕДАХ

Н.Г. КУРЕНКОВА к. т.н. ЗАО «НИПЦ «НефтеГазСервис» г. Самара
А.Д.МЕДВЕДЕВ ЗАО «НИПЦ «НефтеГазСервис»

Нефтеконденсатное месторождение Алибекмола находится на территории Актюбинской области Республики Казахстан. Месторождение открыто в 2001 году и в настоящее время состоит в промышленной разработке.

Пластовая вода и нефть содержат в своем составе значительное количество сероводорода, сернистых соединений (более 150 ppm и более 380 ppm соответственно) и хлористых солей (более 150 мг/дм^3).

Наличие сероводорода в составе нефтепромысловой среды позволяет предвидеть резкое увеличение коррозионной агрессивности среды на более поздних стадиях разработки (10 лет и более), что связано с увеличением обводненности месторождения.

Как показывает практика экспертизных исследований аварийных фрагментов трубопроводов, при контакте металла с сероводородсодержащей средой разрушение трубы происходит в течение 1-2-х лет эксплуатации по причине локальной язвенной коррозии или сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением.

Последний вид коррозии наиболее опасен, поскольку характеризуется быстрым развитием магистральной трещины при нагрузках, значительно меньших предела текучести материала. Вероятность развития разрушения по механизму СКРН определяется величиной парциального давления. Согласно стандарту NACE MR 0175/ISO 15156, растрескивание в сероводородсодержащей среде возможно при PH2S≥0,00032 МПа. Другими словами, для трубопроводов, эксплуатирующихся при рабочих давлениях в интервале 2-16 МПа, коррозионное растрескивание может начаться при весьма малых концентрациях сероводорода: от 0,015 до 0, 002 моль%. При этом чем более нагружен трубопровод (чем выше рабочее давление), тем при более низких концентрациях сероводорода может инициироваться коррозионное растрескивание.

Таким образом с целью обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов на нефтегазовом месторождении Алибекмола необходимо применять меры антикоррозионной защиты.

На сегодняшний день, повышение надежности нефтепромыслового оборудования при эксплуатации в агрессивных средах достигается различными способами:

а) применением материала повышенной коррозионной стойкости;
б) применением защитных покрытий;
в) применением ингибиторов коррозии;
г) применением химических реагентов, снижающих коррозионную агрессивность среды.

Последние три способа наиболее эффективны в сочетании с первым.

В качестве материалов, обеспечивающих стойкость при эксплуатации в агрессивных средах, применяют неметаллические трубы (эпоксидно-полимерные, стеклопластиковые), металлические трубы из нержавеющей или низкоуглеродистой стали со специальными свойствами. Каждый из этих материалов имеет свои достоинства и недостатки.

Металлические трубы из низкоуглеродистой стали благодаря комплексу свойств (прочности, вязкости, коррозионной стойкости и др.) на сегодняшний день получили наибольшее распространение на месторождениях различных нефтяных компаний. Эти трубы значительно дешевле по сравнению с трубами из нержавеющей стали или неметаллическими трубами.

Для изготовления нефтегазопроводных труб повышенной эксплуатационной надежности используется низкоуглеродистая микролегированная сталь систем легирования C-Si-V, C-Cr-V, C-Cr-Mo-Ce. Низкое содержание углерода (до 0,23 масс%) обеспечивает хорошую свариваемость.

За последнее десятилетие заводами РФ освоено производство труб нефтяного сортамента повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали марок 20А, 20ФА, 09СФ, 09ГСФ, 13ХФА, 20ХФА, 08ХМФЧА как бесшовных, так и электросварных.

Трубы, изготовленные из этих марок стали, имеют класс прочности от К50 до К56, величину ударной вязкости (при температуре испытания минус 60^{0}С) на уровне 20-30 кгсм/см^2, высокую стойкость к водородному растрескиванию (CLR≤3%, CTR≤6% – для бесшовных труб и CLR≤6%, CTR≤3% – для сварных труб) и сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (σ_{th}≥75% от $\sigma_{T\,min}$).

Высокий уровень эксплуатационных свойств достигается за счет специального микролегирования, обеспечением чистоты слитка по газосодержанию, неметаллическим включениям и вредным примесям, а также специальной термической обработки.

Вышеперечисленные марки стали отличаются друг от друга классом прочности и уровнем коррозионной стойкости (табл. 1 и табл. 2). Сравнительный анализ ►

INCREASING THE OPERATING RELIABILITY OF OIL AND GAS PIPES OPERATED IN CORROSIVE ACTIVE MEDIA

N.G. KURENKOVA
Candidate, Engineering,
ZAO «NIOTS «NefteGazService»
A.D. MEDVEDEV
ZAO «NIPTS «NefteGazService»
Samara

According to the statistical research carried out in a number of countries, the industry's direct costs incurred in liquidating the consequences and aftermath of emergencies associated with corrosive destruction of the pipelines amount to 3-4% of the gross national product. Up to 40% of these costs could have been avoided using already existing technologies of combating corrosion. The oil condensate field of Alibekmol is situated in the territory of the Aktyubinsk Region of the Republic of Kazakhstan. The oil field was opened in 2001 and at the present time it is under industrial development.

The formation water and oil contain a large amount of hydrogen sulfide, sulfur compounds (more than 150 ppm and more than 300 ppm respectively) and chlorine salts (more than 150 mg per cubic cm).

The presence of hydrogen sulfide as part of the oil field medium allows one to foresee a sharp increase in the corrosive aggressiveness of the medium at later stages of development (10 years and more) which has something to do with the water encroachment of the oil field.

As the practice of expert investigations of emergency fragments of pipelines shows, when metal comes into contact with hydrogen sulfide containing medium the pipe is destroyed within 1-2 year of service due to local blister-like corrosion or sulfide corrosive cracking under stress.

The last type of corrosion is the most dangerous one, since it is characterized by quick development of mains crack under load, which is much lower than yield strength of the material. The likelihood of destruction developing along the lines of sulfide corrosive cracking under stress is determined by the value of partial pressure. According to NACE MR 0175/ISO 15-156 Standard, cracking in hydrogen sulfide containing medium is possible at PH2S> 0.00032 MPa. In other words, for the pipelines operated at working pressures ranging from 2 to 16 MPa, corrosive cracking may commence at rather low concentrations of hydrogen sulfide: from 0.015 up to 0.002 mol%. In the meantime, the more loaded the pipeline is (the higher the working pressure), the lower the concentration of hydrogen sulfide is at which corrosive cracking may initiate.

Hence, for the purpose of ensuring the operating reliability of the pipeline in the oil and gas field Alibekmol, one has to take anti-corrosive measures.

Today, increased reliability of the oil field equipment during operation in aggressive media is achieved using different methods:

a) by using the higher corrosive strength material;
b) by using protective coatings;
c) by using corrosion inhibitors;
d) by using chemical agents which reduce the corrosive aggressiveness of the medium.

The last three methods are most effective if they are used in combination with the first one.

Non-metallic (epoxy-polymer, glass plastic), metallic pipes from stainless or low carbon steel with special properties are used as materials ensuring strength during operation in aggressive media. Each of these materials has its own advantages and disadvantages. Metallic pipes from low carbon steel, thanks to a set of properties (strength, viscosity, corrosion resistance, etc.) , as of today, have found most common application in the oil fields of different oil companies. These pipes are much cheaper than stainless steel pipes or non-metallic pipes.

Low carbon micro-alloy steel of alloying systems C-Si-V, V-Cr-V, C-Cr-Mo-Ce, is used to produce oil and gas pipes with higher operating reliability. Low carbon content (up to 0.23 % by mass) ensures good weldability.

In the last decade, the plants in the Russian Federation have launched into production oil grade pipes with higher corrosion resistance and cold resistance from steel grade 20A, 20ФА, 09СФ, 09ГСФ, 13ХФА, 20ХФА, 08ХМФЧА, both seamless and electrically welded. The pipes, made from these grades of steel, have the strength class from K50 to K56, the value of impact toughness (at the test temperature of minus 60ºC) at the level of 20-30 kgf sq.cm, high resistance to hydrogen cracking (CLR<3%, CLR<6% for seamless pipes and CLR<6%, CLR<3% - for welded pipes and sulfide corrosive cracking under the stress of (σth >75% of σT min).

The high level of operating properties is achieved through special micro-alloying, by ensuring casting purity in terms of gas content, non-metallic inclusions and noxious impurities as well as by special heat treatment.

механических свойств и коррозионных характеристик труб, изготовленных по новым и традиционным технологиям, показывает преимущество труб повышенной эксплуатационной надежности по сравнению с трубами, изготовленными по ГОСТ, как по прочностным свойствам, хладостойкости, так и по коррозионным характеристикам.

Выдержка образцов труб из всех марок стали в сероводородсодержащей среде, приводит к насыщению металла водородом. Однако для образцов труб, изготовленных из стали марок 09ГСФ, 13ХФА и т.п. ,насыщение водородом незначительно и не оказывает влияния на характер разрушения. Для образцов труб из традиционных марок стали 20, 09Г2С,
17Г1С (трубы, изготовленные по ГОСТ 8731, ГОСТ 20295) это насыщение весьма существенно – десятикратное (рис. 1), что приводит к охрупчиванию металла (потеря пластичности более 70%) и преждевременному разрушению образца (табл. 3). Образец из стали 20 разрушается при нагрузке 50% от $\sigma_{т\ min}$ по хрупкому механизму квазискола. Микроструктурный анализ показывает наличие трещин СКРН (рис. 2).Таким образом, в настоящее время разработаны марки стали и освоено производство труб со специальным комплексом свойств: прочностными характеристиками, вязкостью разрушения, коррозионной стойкостью, способные эффективно эксплуатироваться без разрушения в агрессивных нефтепромысловых средах.

Поскольку новые марки стали обладают широким спектром прочностных свойств (класс прочности К48-К56), вязкости разрушения и коррозионной стойкости, то для конкретных условий эксплуатации выбор марки стали должен быть сделан с учетом компонентного состава нефтепромысловой среды, парциальных давлений CO_2 и H_2S, рабочих давлений трубопровода и других параметров. ■

Марка стали (Steel Grade)	$\sigma_в$, кгс/мм² (kgf/sq mm)	$\sigma_т$, кгс/мм² (kgf/sq mm)	δ, %	Ударная вязкость KCV, кгсм/см², при температуре испытания (Impact Toughness KCV, kgf/sq cm, at test temperature)		Доля вязкой составляющей в изломе ударных образцов (KCV-60) (Share of viscous component in the fracture of impact samples KVC-60)	Нормативный документ на трубы (Normative Document on the Pipes)
				20°C	минус (minus) 60°C		
20A	491	380	24	16,0	10,0	100	ТУ(TS) 1317-006.1-593377520-2003
20ФА	530	410	23	27,0	30,0	100	
09СФА	510	400	24	17,0	15,0	100	
13ХФА	550	440	25	34,0	33,0	100	
08ХМФЧА	510	390	25	29,0	25,0	100	
20	370	260	23	4,5	0	0	ГОСТ(GOST) 8731
09Г2С	370	260	23	4,5	2,5	0	
17ГСФ*	520	430	22	5,0	10	0	ГОСТ(GOST) 20295

Табл. 1 Механические свойства нефтегазопроводных труб
*** – основной металл электросварной трубы**
Table 1. Mechanical properties of oil and gas pipes
*** - principal metal of the electrically welded pipe**

Марка стали (Steel Grade)	Скорость общей коррозии, мм/год, не более (Overall Corrosion Speed, mm/year, no more than)		Стойкость к водородному растрескиванию,не более (по стандарту NACE TM0284) (Resistance to hydrogen cracking, no more than (per NACE TM0284 Standard))		Стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением σ_{th} в % от $\sigma_т$, не менее (по стандарту NACE TM0177) (Resistance to sulfide corrosion cracking under stress σth in % of σT, no less than (per NACE TM0177 Standard))	Критический коэффициент интенсивности напряжений в вершине коррозионной трещины (K1SSC), не менее (по стандарту NACE TM0177) (Critical coefficient of stress intensity at the summit of corrosive crack (K1SSC), no less than (NACE TM0177 Standard))	Нормативный документ на трубы (Normative Document on Pipes)
	CO_2-содержащая среда[1)] (CO_2 containing medium[1)])	H_2S-содержащая среда[2)] (H_2O containing medium[2)])	CLR, %	CLR, %			
20A	0,30	0,5	3	6	70	35	ТУ (TS) 1317-006.1-593377520-2003
20ФА	0,30	0,4	1	3	75	35	
09СФА	0,40	0,5	3	6	75	35	
13ХФА	0,20	0,3	0	0	75	40	
08ХМФЧА	0,20	0,3	0	0	80	40	
20	0,41	0,50	7	10	55	25	ГОСТ (GOST) 8731
09Г2С	0,50	0,70	12	17	50	15	
17Г1С*	0,68	0,70	23	39	55	17	ГОСТ (GOST) 20295

Табл. 2 Коррозионные характеристики нефтегазопроводных труб
Примечания:
1. состав CO_2-содержащей среды: 17,0 г/л NaCl; 2,0 г/л $CaCl_2$; 0,2 г/л $MgCl_2$; 600-800 мг/л CO_2 (состав аналогичен составу пластовой воды месторождения Алибекмол; 2. состав H_2S-содержащей среды: по стандарту NACE TM0177.
Table 2 Corrosion Characteristics of the oil and gas pipes
Notes:
1.composition of the CO2 containing medium: 17.0 g/liter NaCl; 2.0 g/liter CaCl2; 0.2 g/liter MgCl2; 600-800 mg/liter CO2 (the composition is similar to that of the formation water in Alibekmol oil field;
2.Composition of the H2O containing medium: per NACE TM0177 Standard

Марка стали (Steel Grade)	Исходное состояние (Initial State)			После выдержки в сероводородсодержащей среде (After keeping in Hydrogen Sulfide Containing Medim)			δ	Потеря пластичности, % (Loss of plasticity)
	$\sigma_в$, кгс/мм^2 (kgf/sq mm)	$\sigma_т$, кгс/мм^2 (kgf/sq mm)	δ, %	$\sigma_в$, кгс/мм^2 (kgf/sq mm)	$\sigma_т$, кгс/мм^2 (kgf/sq mm)	δ, %		
20 (ГОСТ(GOST) 8731)	37,0	26,0	25	37,5	21,3	7,0	19	72
13ХФА (ТУ(TS) 1317-006.1-593377520-2003)	52,3	44,4	27	53,0	49,0	25,6	1,4	0,5

Табл. 3 Влияние выдержки в сероводородсодержащей среде на механические свойства образцов нефтегазопроводных труб
Table 3 Effect caused by keeping in hydrogen sulfide containing medium on the mechanical properties of the oil and gas pipe samples

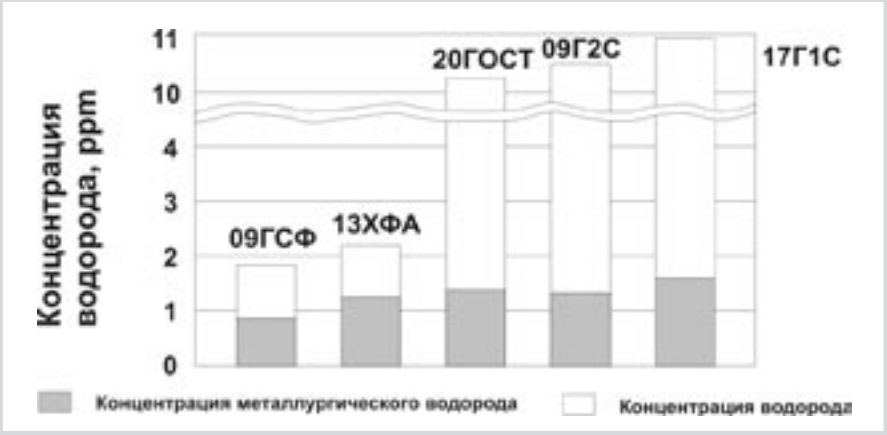


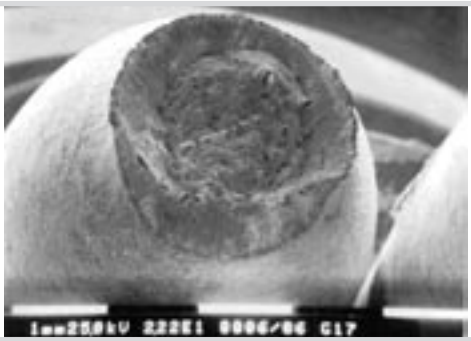
Рис. 1 Концентрация водорода после выдержки в модельной среде в течение 720 часов
Fig. 1 Hydrogen concentration after keeping in model medium for 720 hours

The above listed grades of steel differ from each other in strength class and the level of corrosion resistance (Table 1 and Table 2). The comparative analysis of mechanical properties and corrosive properties of the pipes made using new and conventional technologies, evidence the advantage of the higher operating reliability pipes, compared to the pipes made to GOST Standards, both in terms of strength properties, cold resistance and corrosive properties.

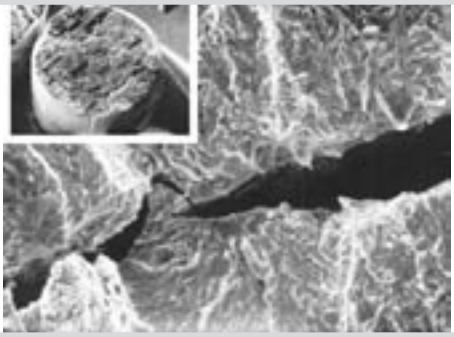
The keeping of the pipe samples of all the grades of steel in the hydrogen sulfide medium causes metal to be saturated with hydrogen. However, for the pipe samples, grades 09ГСФ, 13ХФА, etc. hydrogen saturation is not significant and it does not have any effect on the nature of destruction. For the pipe samples from conventional steel grades 20, 09Г2С, 17Г1С, (the pipes made to GOST 8731, GOST 20295 Standards) this saturation is rather great – ten fold (Fig. 1) which causes the metal to become brittle (loss of plasticity more than 70%) and premature destruction of the sample (Table 3). The steel 20 sample is destroyed under a load of 50% of σT min per brittle mechanism of quasi-spalling. The microstructural analysis indicates the presence cracks of sulfide corrosion under stress (Fig. 2).

Thus, at the present time the steel grades have been developed and production of the pipes with the special set of properties: strength characteristics, fracture toughness, corrosion resistance, capable of being operated without destruction in aggressive oil field media, has been launched.

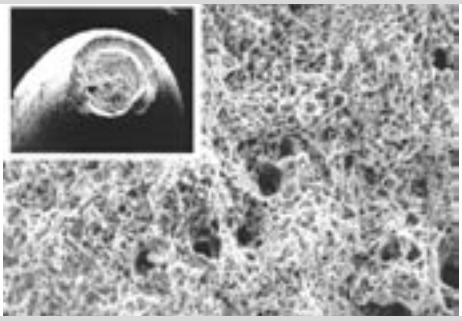
Since new grades of steel possess a wide spectrum of strength properties (K48-K56 strength class), fracture toughness and corrosion resistance, for specific operating conditions the choice of the steel grade should be made depending on the component composition of the oil field medium, partial pressures of CO_2 and H_2O, the working pressures of the pipeline and other parameters.



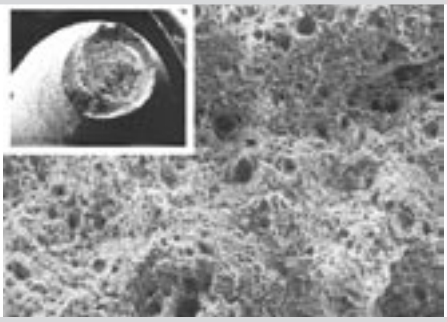
а) сталь 20 в исходном состоянии



б) сталь 20 после выдержки в среде



в) сталь 13 ХФА



г) сталь 13 ХФА после выдержки в среде

Рис. 2 Влияние выдержки в сероводородсодержащей среде образцов нефтепроводных труб на структуру поверхности излома
Fig.
A) steel 20 in initial state
B) steel 20 after keeping it in the medium
C) steel 13 ХФА
D) steel 13 ХФА after keeping it in the medium

ЭКСПОЗИЦИЯ

ЭНЕРГЕТИКА
ENERGY

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №3/Н^{Э} ИЮНЬ 2008

Информационная поддержка организаций, занятых в таких областях, как высоковольтное и низковольтное оборудование, кабельно-проводниковая продукция. Информация о поставщиках и производителях материалов, необходимых для энергетической и нефтяной промышленности.

Informational Support by the Organizations Engaged in Such Sectors As High Voltage and Low Voltage Equipment, Cable and Conductor Products. Information About the Suppliers and Producers of the Materials Necessary for the Energy and Oil Industry.

Рыночная экономика предполагает возможность потреби¬телю делать свой выбор источника энергоснабжения, исходя из стоимости, качества и бесперебойности последнего.
Поэтому наряду с «большой» энергетикой в современ¬ных условиях весьма значительной становится и роль объектов малой энергетики, а именно автономных дизель- и двигатель-генераторов с диапазоном мощностей 200… 3000 кВт и выше.

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ДВС

А.В. РАЗУВАЕВ к.т.н., доцент, Балаковский институт техники технологии и управления г. Балаково

Применение автономных энергоисточников с комбинированным производством электрической и тепловой энергии (когенерация) обеспечит определенный энергетический резерв в централизованной системе и её надежность. Малая энергетика становится не только альтернативой централизованной системе, но и основой для быстрого развития вновь осваиваемых районов, открывающихся новых производств различного профиля, в том числе предприятий нефтегазового комплекса. Также необходимо отметить актуальность вопроса энергетической безопасности объекта и реализации целевых программ «Энергосбережения», которые позволяет решать применение когенерационных установок.

Развитие этого направления определяется целым рядом факторов, главными из которых являются:

- выработка ресурсов мощных электростанций России и явно недостаточные темпы ввода новых мощностей;
- снижение надежности и качества электроснабжения;
- необходимость резервирования энергоснабжения от централизованных источников ввиду увеличения аварийных ситуаций последних и связанных с этим экономических потерь;
- большие затраты на ввод мощных электростанций;
- небольшие затраты на ввод малых электростанций – тепло–энергетических комплексов;
- возможность ввода автономных газовых и дизельных энергетических установок, в короткие сроки;
- утилизация попутного газа;
- возможность получения и полезного использования дешевой отводимой от двигателя теплоты с минимальными транспортными потерями.

Сегодня отмечается, что недостаточное и некачественное электроснабжение объектов различного назначения является одним из факторов сдерживания экономического роста.

Когенерация является практически самым оптимальным вариантом обеспечения надежности снабжения электрической энергией. Энергозависимая экономика требует все больше и больше энергии для работы и развития. При традиционном энергообеспечении возникает множество организационных, финансовых и технических трудностей при росте мощностей предприятия, поскольку часто необходимы прокладка новых линий электропередач, строительство новых трансформаторных подстанций, перекладка теплотрасс и т.д. В то же время когенерация предлагает крайне гибкие и быстрые в плане наращивания мощностей решения. Наращивание мощностей может осуществляться как малыми, так и достаточно большими долями. Этим поддерживается точная взаимосвязь между генерацией и потреблением энергии. Таким образом, обеспечиваются все энергетические нужды, которые всегда сопровождают экономический рост.

Особенно эффективны энергетические установки, работающие на природном и ,еще в большой степени, на попутном газе, который в настоящее время в большинстве случаев сжигается на факелах, загрязняя атмосферу и выделяя никому не нужное тепло. Данное обстоятельство очень важно при эксплуатации газовых двигателей, в этом случае их применение способствуют улучшению экологической ситуации в данном конкретном месте и в целом на местности.

Как известно, ДВС имеют коэффициент полезно используемого тепла топлива – 34-40 %, а все остальное тепло отводится в атмосферу с выхлопными газами и охлаждающей жидкостью (от охлаждения двигателя, масла).

Величина тепловой мощности, утилизируемой теплоты выхлопных газов и охлаждающей жидкости двигателя соизмеримы с эффективной мощностью ДВС, а утилизация тепла, отводимого с маслом и наддувочным воздухом позволяет довести коэффициент полезного используемого тепла, вводимого с топливом, до 80...85 %.

Наряду, с экономической выгодой получения дешевой электроэнергии от автономного источника, есть реальная возможность получения и дешевой – «бросовой» – теплоты от системы утилизации ДГ. Используя теплоту выхлопных газов и охлаждающей жидкости газового ДГ мощностью 500 кВт на отопление, возможно снабжать теплом площадь, обеспечивая нормальную санитарную температуру в помещении, размером в 4 – 4.5 тыс. м^2.

Имея в виду, что при отопительном сезоне продолжительностью примерно полгода экономия от «незакупленного» топлива для отопления составит ►

THE PRACTICALITY OF USING THE SYSTEMS FOR THE UTLIZATION OF THE INTERNAL COMBUSTION ENGINE HEAT

A.V. RAZUVAEV
Candidate, Engineering, Assistant Professor, Institute of Technology, Process Engineering and Management, Balakovo

Market economy presupposes that it is possible for a user to choose a source of power supply, based on its cost, quality and continuity.

Therefore, along with «big time» energy sector under modern conditions the role of «small time» energy is becoming rather important, namely, stand alone diesel engine driven generator sets with a power rating ranging from 200 to 3000 kWt and more.

The use of autonomous energy sources with combined production of electric and thermal power (co-generation) will ensure a certain energy reserve in the centralized system and reliability. Small time energy sector is not only becoming an alternative to the centralized system but also the foundation for quick development in newly developed areas, for newly opened production facilities in various lines of business, including companies in oil and gas industry. Also it is necessary to point out the relevance of the issue of a facility's energy security and the implementation of special purpose «Energy Saving» programs which would allow co-generating units to be used.

The development of this activity is determined by a whole number of factors, the principal ones of which are:

- reaching the limit of the resources of Russia's powerful electric power stations and obviously insufficient rate of commissioning new facilities;
- reduced reliability and quality of electric power supply;
- the need to reserve electric power supply from the centralized sources due to increased emergency situations on the latter and the economic losses resulting from those;
- huge costs required for the commissioning of powerful electric power station;
- insignificant costs for the start-up of small electric power stations – thermal and electric power complexes;
- the possibility of commissioning autono-

mous gas and diesel energy units within a short period of time.

- utilization of associated petroleum gas
- the possibility of obtaining and usefully utilizing inexpensive heat diverted from the engine with minimum transportation losses.

Today, it is noted that insufficient and poor quality electric power supply of the facilities for various applications is one of the factors which restricts the economic growth. Co-generation is practically the most optimal option of ensuring the reliability of electric power supply. Energy dependent economy requires more and more energy for operation and development. With conventional energy supply there occur many organizational, financial and technical difficulties with the expansion of the enterprise's capability, because it is often required that new power transmission lines be laid, new transformer substations be constructed, thermal pipelines be rerouted, etc. At the same time, co-generation offers flexible and quickly built-up capacity solutions. Capacity can be built up both by small increments and rather great ones. This maintains an accurate linkage between generation and energy consumption. Therefore, all the energy needs, which are always concomitant to economic growth, are catered for.

Most effective are such power units as are operated on natural and, still more so, on associated petroleum gas, which is currently, in the majority of cases, is flared, polluting the atmosphere and releasing the heat that nobody needs. This is very important for the operation of gas engines, because their use helps improve the environmental situation in this particular place and in the area at large.

Internal combustion engines are known to have a usefully utilized fuel heat factor of 34-40%, while the rest of the heat is diverted into the atmosphere with exhaust and coolant (from engine and oil cooling).

The amount of thermal energy, utilized heat of the exhaust gases and engine coolant are commensurate with the effective power of the internal combustion engine, while the utilization of the heat diverted with oil and charge air allows the factor of the usefully utilized heat introduced with fuel to reach the level of up to 80…85%.

Along with the economic benefit resulting from cheap electric power generated by an autonomous source, there is a realistic chance of also obtaining inexpensive – «dirt cheap» heat from the diesel engine utilization system. Using the heat from the exhaust and the coolant of the 500 kWt CNG diesel engine, for heating, it is possible to heat floor space and ensure normal sanitary temperature in the premises measuring 4…4.5 thousand square m.

Given the fact that during the heating season approximately half a year long the saving resulting from the heat «that does not have to be bought» used for central heating will represent a significant amount, the use of thermal power complexes under more severe climatic conditions will enable still greater economic efficiency to be achieved.

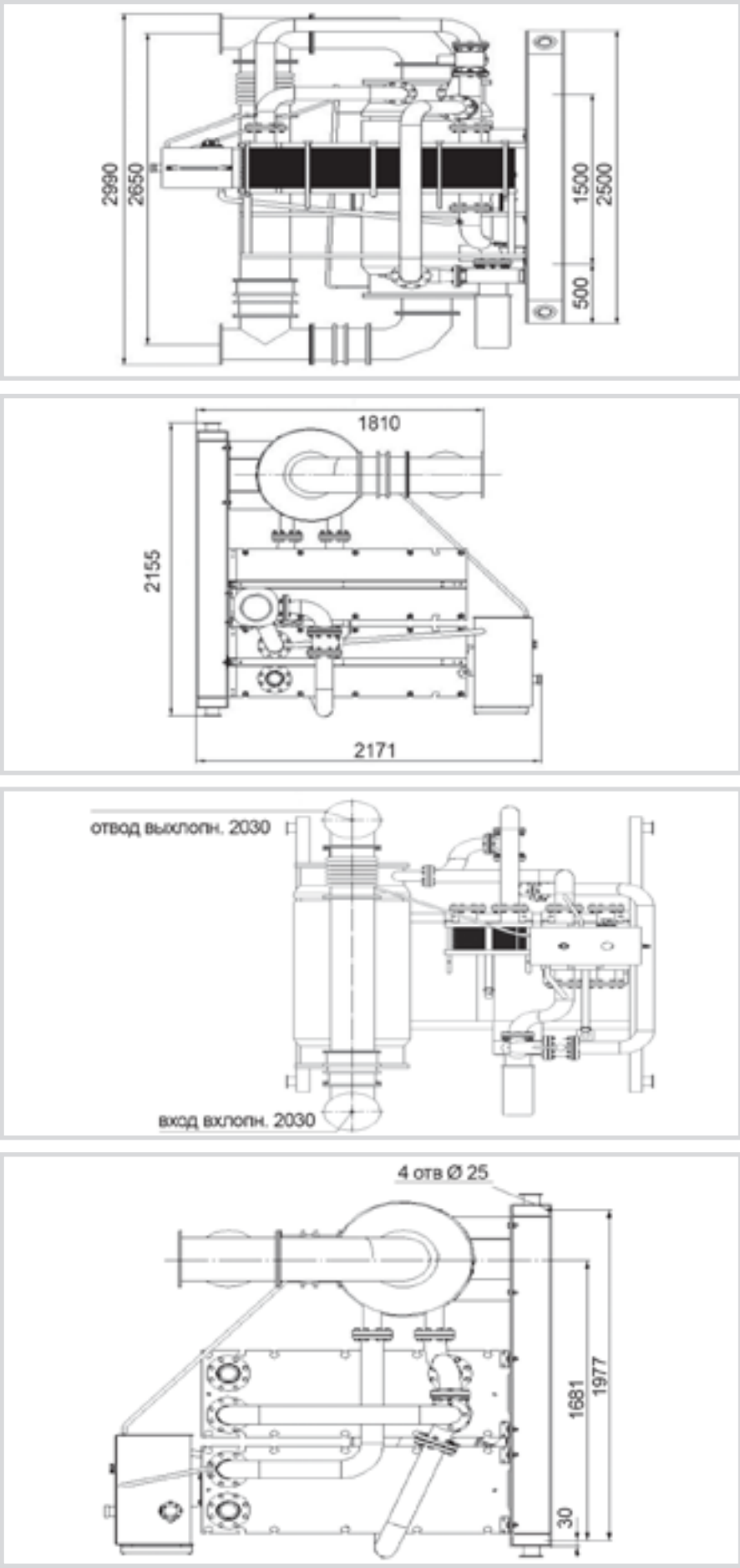


Рис. 1. Габаритно–присоединительные размеры блока утилизации тепла для газового двигатель–генератора мощностью 500 кВт
Fig. 1. Overall Dimensions and Connection Dimensions of the Heat Utilization Module for a CNG Engine Generator Set, 500 kWt

ощутимую величину, а применение теплоэнергетических комплексов в более суровых климатических условиях позволит получить еще большую экономическую эффективность.

Преимущества когенерации на базе газопоршневых электрогенераторных установок могут представлять особый интерес для жилищно-коммунальных хозяйств. Например, использование таких установок позволяет уменьшить затраты на строительство коммуникаций (в 1,5-4 раза по сравнению с подведением централизованного тепла и электроэнергии), поскольку не требует подведения отдельно электричества, водопровода с горячей водой, необходим только газопровод и водопровод с холодной водой. И, надо сказать, эти преимущества успешно используются в жилищно-коммунальных хозяйствах европейских стран. Как правило, эти станции монтируют на базе старых котельных, из которых убирается старое оборудование. Поэтому тепло отпускается жителям близлежащих домов, а электроэнергия – в централизованную сеть.

Учитывая обоснованную выше целесообразность применения когенерационных установок, в настоящее время реализуется инновационный проект по производству систем утилизации вторичной теплоты, отводимой от ДВС. Проектом предусматривается оценка экономической эффективности применения когенерационной установки, а также осуществление расчета, разработки и изготовления системы утилизации теплоты по индивидуальным параметрам ДВС отечественного или импортного производства с учетом индивидуальных параметров потребителя утилизируемой теплоты.

Так, одним из заданий предусматривается изготовление системы утилизации теплоты блочного исполнения, общая компоновка которой представлена на рис 1 , а общий вид на рис 2.

Данную конструкцию блочной системы утилизации теплоты предусматривается устанавливать с газовым двигатель-генератором мощностью 500 кВт в стационарном или блок-контейнерном исполнении. Блочная компоновка оборудования системы утилизации теплоты способствует минимизации затрат при монтаже и контролю работоспособности ее на месте эксплуатации.

Блок оснащен собственным щитом правления, что позволяет использовать автономную блочную компоновку системы утилизации теплоты на уже введенных в эксплуатацию объектах, обеспечивающих электроснабжение от поршневых ДВС, учитывая минимальные затраты на ее монтаж.

Утилизируемое тепло от ДВС возможно использовать на отопление объектов производственного и бытового назначения, на горячее водоснабжение различных объектов, а так же на технологические нужды производства. При этом экономия денежных средств очевидна, т.к. тепло от ДВС не выбрасывается в атмосферу, а непосредственно полезно используется на теплоснабжение объекта, при этом сокращаются закупки топлива для этих нужд. Экономический эффект возрастает от применения такой технологии при ее реализации в условиях постоянного повышения цен на топливо с учетом затрат на его транспортировку к месту эксплуатации энергоустановки. ■

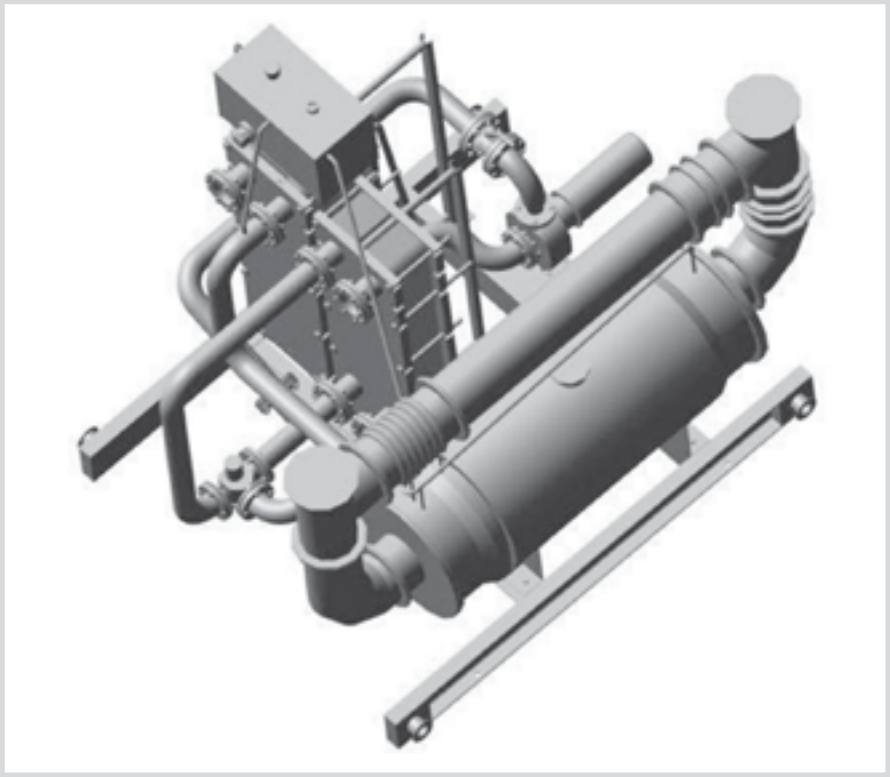


Рис. 2. Общий вид блока утилизации теплоты для газового двигатель-генератора мощностью 500 кВт
Fig. 2. General View of the Heat Utilization Module for CNG Engine-Generator Set, 500 kWt

The advantages of co-generation based on gas and piston electric power generator sets may be of special interest to housing and communal infrastructure facilities. For example, the use of such units would allow the costs incurred in the construction of communication networks to be reduced (1.5-4 times compared with the supply of central heating and electric power), since this system does not require separate electric power supply or hot water piping to be arranged for; what is only required is the gas piping and cold water supply. And one must say that these advantages are successfully made use of by the housing and communal sector in the European countries. As a rule, such stations are installed on the basis of old boiler facilities from which old equipment is removed. Therefore the heat is supplied to the residents of the nearby buildings while the electric power is supplied into the centralized grid.

Taking into consideration the practicality, justified above, for the use of co-generating units, at the present time, an innovation project is being implemented to produce systems for the utilization of secondary heat diverted from the internal combustion engine. The project provides for the economic efficiency of the use of a co-generating unit to be evaluated as well as for calculation, development and manufacture of a system for utilization of heat based on the individual parameters of the internal combustion engine of national manufacture or imported one, with regard given to the parameters of the utilized heat user.

Thus, for example, one of the assignments contemplates the manufacture of a heat utilization system of modular design, whose general configuration is shown in fig.1, while the general view is illustrated in Fig.2.

Such a design of the modular heat utilization system is expected to be installed with the gas engine generator set, 500 kWt, in a stationary or modular container configuration. The modular design of heat utilization system equipment helps minimize the costs required for installation and test on the site where it is to be operated.

The module is equipped with its own control board which allows the autonomous modular design of the heat utilization system to be used on installations which have already been put into operation and which provide electric power supply from piston type internal combustion engines, given its minimal installation costs.

The heat utilized from the internal combustion engine can be used to heat production and public services facilities as well as for industrial production needs. At the same time, savings of money are obvious as the heat from the internal combustion engines is not released into the atmosphere and is directly and usefully utilized instead to supply heat to an installation, thus cutting back on the amount of fuel which needs to be purchased for such use. The economic benefit increases from the use of such technology, if it is implemented in the environment of continuously rising fuel prices, inclusive of the costs charged for its transportation to the site, where a power unit is operating.

Сегодня мы расскажем о современных системах визуализации и архивации данных, системах которые наиболее целесообразно применять на станциях первичной переработки нефти.
Система визуализации предназначена для контроля и архивирования контролируемых данных, а также, если необходимо, для управления технологическим процессом.

СИСТЕМА ВИЗУАЛИЗАЦИИ
ДЛЯ СТАНЦИЙ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

А.В. ВЫСОЦКИЙ генеральный директор ООО «Компания «Термосистемы-Автоматика»
К.А.БУНТОВ заместитель главного инженера ООО«Компания «Термосистемы-Автоматика»
г. Самара

Сегодня мы расскажем о современных системах визуализации и архивации данных; системах, которые наиболее целесообразно применять на станциях первичной переработки нефти.

Система визуализации предназначена для контроля и архивирования контролируемых данных, а также, если необходимо, для управления технологическим процессом.

Система построена по двухуровневой схеме. На верхнем уровне расположен компьютер диспетчера (пульт оператора). Под управлением пульта оператора приёмного отделения работает промышленный программируемый контроллер. Контроллер управляет работой модулей дискретного и аналогового ввода/вывода, к которым подключены измерительные приборы (расходомеры, уровнемеры, датчики температуры и т.д.). Количество измерительных приборов и исполнительных механизмов, если необходимо, определяется технологической схемой УПН (установка переработки нефти).

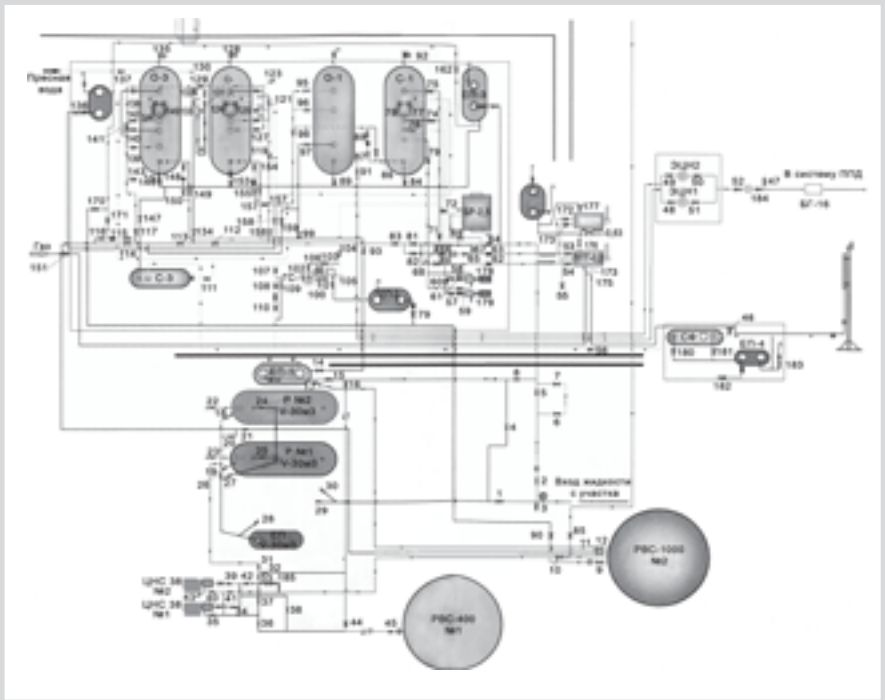
На мониторе пульта оператора отображается технологическая схема УПН, где для каждого узла будут показываться в режиме реального времени контролируемые параметры. В частности, каждый узел можно будет выбрать с помощью мышки и посмотреть данные архива.

При выборе технических средств (ТС) и базового программно-математического обеспечения (ПМО) использовались следующие критерии:
1. надежность;
2. производительность системы;
3. время и трудоемкость разработки;
4. надежность поставок и поддержки ПМО;
5. «цена/качество», то есть приемлемая цена при высоком качестве.

Исходя из этих критериев, для построения АСУ ТП в «полевых» условиях был выбран самый надежный вариант.

ПРЕИМУЩЕСТВА

Подводя итог, перечислим те преимущества, которые дают заказчику предлагаемые «опыт и фирменные типовые решения» при создании АСУ ТП подготовки нефти:
- эксплуатационную надежность принятых и внедренных у заказчика аппаратно-программных схем автоматизации;
- меньшую стоимость каждого этапа создания АСУ ТП, а значит, и всей системы в целом, в отличие от разовых, уникальных разработок;
- значительное сокращение сроков выполнения каждого из этапов, а значит, и всей АСУ ТП в целом;
- возможность по хорошо документированным типовым аппаратно-программным решениям проводить сопровождение и модернизацию АСУ ТП УПН. ■



DISPLAY SYSTEM FOR PRIMARY CRUDE OIL PROCESSING STATIONS

A.V. VYSOTSKY General Director, LLC «Thermo systems-Automation» Company»
K.A. BUNTOV Deputy Chief Engineer, LLC «Thermo systems-Automation» Company» Samara

Today we shall speak about the modern systems of displaying and archiving data, the systems whose application would be most practical for primary crude oil processing stations.

The display system is intended for monitoring and archiving the data under control as well as, if necessary, for running a production process. The system is structured on the basis of a double level scheme. On the top level there is a dispatcher computer (operator's console). Under the control of the operator's console of the reception department there operates an industrial programmable controller. The controller manages the operation of the discrete and analog input/output to which measuring instruments are connected (flow meters, level meters, temperature sensors, etc.). The number of measuring instruments and actuators, if necessary, is determined by the process diagram of the oil processing unit. The operator's console monitor displays the process diagram of the oil processing unit where for every component in the real time mode the parameters under control are displayed. Specifically speaking, every component can be selected using a mouse and archive data can viewed.

The following criteria were used when selecting the hardware and basic software:
1. reliability;
2. system productivity;
3. time and labor intensity of the development;
4. reliability of supplies and support of the software;
5. «price-to-quality» ratio, i.e. acceptable price at high quality level.

Proceeding from these criteria, the most reliable option was chosen in order to build up an automatic control system (computer aided production process) under field conditions.

Advantages

To recapitulate, we shall now spell out those advantages which a customer will have by using the «experience and proprietary type solutions» we are offering in the setting up of the automatic control system (computer aided production process) for oil preparation:
- operational reliability of the hardware and software designs for automation adopted and implemented at the customer's facilities;
- lower cost of each stage of the setting-up of the automatic control system (computer aided production process) and hence that of the system as a whole, unlike one-off, unique designs;
- significant reduction of the lead time for implementation of each of the phases and hence that of the entire system;
- ability to support and upgrade the automatic control system (computer aided production process for oil processing) using well documented typical hardware and software solutions.

Пока еще немногие отечественные энергомашиностроительные компании предлагают полный комплекс услуг по возведению энергообъектов, включая производство электротехнического оборудования. Генеральный подрядчик в этом случае предоставляет весь спектр услуг - от проектирования до сдачи объекта в эксплуатацию, особо оговаривая подбор, разработку при необходимости, производство и поставку оборудования, а также его монтаж и сервисное обслуживание.
Созданный в Москве в 1928 г. первый отечественный трансформаторный завод «Электрозавод» сыграл заметную роль в индустриализации страны. Он разрабатывал и производил оборудование для строившихся промышленных гигантов, энергообъектов и оборонного комплекса

«ЭЛЕКТРОЗАВОД»
ИНВЕСТИЦИИ В НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Сегодня многопрофильная Холдинговая компания «Электрозавод» (Москва) реализует программу комплексной модернизации. Общий объем инвестиций в производство и научные разработки за последние годы составил 7 млрд рублей. До 2010 г. планируется вложить еще 3 млрд. Практически вся прибыль инвестируется холдингом в технологии, производство, а, следовательно, в развитие отрасли в целом.

Несмотря на то, что уже сегодня производственные мощности входящих в холдтнг предприятий загружены почти на 100%, в сбытовой политике компания делает ставку на активное продвижение в регионы. В маркетинговой политике «Электрозавод» переходит на предложение комплексных решений – проект «под ключ». Так еще в России мало кто работает. Это позволяет компании участвовать в самых амбициозных инвестпрограммах страны: РАО ЕЭС, Федеральной сетевой компании, модернизации энергокомплексов Москвы и регионов, объектов атомной энергетики, предприятий металлургии, нефтехимии, нефтегазового комплекса, РЖД, Минобороны. Портфель заказов на 2008 год превысил $1 млрд.

В состав холдинга входят четыре завода, специализирующихся на выпуске трансформаторов и электрических реакторов различного назначения и коммутационного оборудования. Научно-исследовательской и конструкторско-технологической базой остаются Всеукраинский институт трансформаторостроения (ВИТ, г. Запорожье), специализированный институт «Мосспецпроект» и конструкторский отдел московского производственного комплекса.

Между тем производственный комплекс в Москве практически полностью реконструирован. Уже сегодня технологические возможности завода обеспечивают производство силовых трансформаторов мощностью до 630 МВА на класс напряжения до 500 кВ и шунтирующих реакторов до 300 МВАР на класс напряжения до 1150 кВ.

В 2004 г. в холдинг вошел Уфимский завод «Электроаппарат», продукция которого дополняет номенклатуру выпускаемого электрооборудования: коммутационная техника, комплектные распредустройства и подстанции. В Уфе также без остановки производства ведется широкомасштабная реконструкция, монтируется современное оборудование.

В 2005 г. в Уфе «Электрозавод» начал строить современный завод по производству силовых и распределительных трансформаторов. Общий объемом выпуска трансформаторов составит до 30 тысяч МВА в год. На выбор площадки для строительства повлияло выгодное географическое положение города. К тому же Башкортостан обладает высоким инвестиционным рейтингом, развитым научнотехническим и промышленным потенциалом, а также социальной и политической устойчивостью. Общая стоимость проекта превышает 4,5 млрд рублей. ►

ELECTROZAVOD: INVESTMENTS INTO TECHNOLOGICAL INNOVATIONS

Nowadays few domestic power engineering companies offer a full range services in building of power facilities, including manufacturing of electrical equipment. In this case the prime contractor gives a complete service package - from designing till commissioning, especially paying attention to the selection, development and if necessary, manufacture and delivery of the equipment, installation and service as well. Built in 1928, Moscow, the first domestic transformer production plant ELECTROZAVOD has taken an appreciable part in industrialization of the country - the development and production of the equipment for the new giant industrial enterprises, power facilities and defensive complex.

At present the diversified Holding Company ELECTROZAVOD, Moscow, implements a program of comprehensive updating. The investments of last years into production, research and development totaled 7 billion rubles. And forecast investments up to 2010 are three billion rubles more. In fact the Holding Company invests all profits into technology and production and hence, in the development of the whole power engineering branch.

In spite of the fact of almost 100% production capacity load the sales policy of the Holding Company is to promote business into regions. The marketing politics of ELECTROZAVOD Company suggest promoting the package solutions - a turnkey project. Very few companies in Russia work in such a way. It allows the company to take part in the most arrogant investment programs of the country: Russian Open Society United Power Systems, Federal Network Company, renovation of power complex in Moscow and regions, nuclear engineering, metallurgy, petroleum chemical plants and oil-and-gas complex, Russian Railways, Ministry of Defense. The Order book 2008 has exceeded $1 billion.

There are four plants in the Holding Company structure; they produce transformers, various electric reactors, switching equipment. Up to now All-Ukrainian Institute of Transformer Production (VIT) of Zaporozhye, Industry-specific Institute MOSSPECPROJECT and Engineering Development Department of Moscow industrial complex are the centers of research and development, design and engineering of HC. Meanwhile Industrial complex of Moscow is almost completely reconstructed. And today the processing capacities of the plant provide manufacture of power transformers up to 630 MVA, voltage up to 500 KV, and shunt reactors up to 300 MVA, voltage up to 1150 KV. In 2004 the Holding comprised ELECTROAPPARAT factory of Ufa; the factory extended product range of electric equipment: switching and distributing centers and substations. Also a large-scale in-process reconstruction of production takes place in Ufa, an installation of modern equipment as well.

In 2005 ELECTROZAVOD started to build a modern factory of power and distribution transformers production. The total output of transformers will be up to 30,000 MVA a year. Favorable geographical position of Ufa city has influenced on the choice of a plant site. Furthermore the investment rating of Bashkortostan Republic is of a high level; the Republic has the advanced scientific engineering and production capabilities, social and political stability. The total cost of the project is more than 4.5 billion rubles.

At present the great bulk of civil works in Ufa comes to the end. The plant is equipped with up-to-date machinery and appliances supplied by the leading world companies. Thus, the integrated production complex enterprise has been built for a short and record-breaking period of time - less than 2 years. There have been no such a large production construction projects in Russia and CIS for the last 30 years. When reached the planned production capacity the coming annual amount of products will exceed 8 billion rubles. Approx. 2,000 new workplaces to be organized and in general high tech ones. The new enterprises mark a birth of the largest electrical machinery and engineering complex in Russia. All over the world there is no similar production of such high tech level and great size.

Competitive advantages of ELECTROZAVOD Company are based on unique opportunities in the field of scientific and technical development. Since the times of Soviet Union the significant investments have been made into power engineering as a strategic branch of industry. ELECTROZAVOD has managed not only to keep but increase scientific capability. Investing into innovative development of transformer production, with established scientific support of the branch, the Holding Company conducts pure research works, develops, designs and manufactures test and production samples, tries out the process and implements it into production.

Additionally the Company business-model is made completely in accordance with European standards. ELECTROZAVOD united production & service structure is ready to provide the customers with service just now. This structure offers the following main services: delivery, installation and maintenance of the equipment. Service Engineering Centre ZTZ-SERVICE, Ukraine, is a part of ELECTROZAVOD Company, focused on diagnostics and repair of the transformer equipment. This Centre is a base of the Holding Company services of new type.

The development strategy of the enterprise consists of integration with the Super-companies and the own hi-tech and scientific capabilities for such complicated product as the development and building of thermal and power stations on a turnkey basis. In combination with considered sales policy based on the high quality level we see that positive result ELECTROZAVOD has achieved. The development of the Company is proceeding. The nearest plans are the foundation of own production of up-to-date electrical equipment and components, and also expansion of power engineering structures. The Company goes into establishment of new joint ventures, obtains necessary licenses in order to have state-of-the-art production, competitive products and high-level services. The Company plans the considerable increasing content of installation and maintenance works for transformers and reactors of power facilities.

The focusing of powerful research and development, production, engineering and service capacities inside the Holding allows the company to take an active part in implementation of programs for the development of the country power facilities. By 2009 production capabilities of the Holding Company amount more than 45,000 MVA, in absolute calculation it can cover a significant part of investment programs needs of Russian power engineering, and in 2010 the output of products of the Holding Company enterprises achieves 55,000 MVA and can provide needs of the power branch in the whole.

Шунт реактор110МВА 750 кВ ПС Белозерская

Сейчас основные строительные работы в Уфе близятся к завершению. Завод оснащается современным оборудованием ведущих мировых фирм. Таким образом, сложный производственный комплекс построен в рекордно короткие сроки – менее чем за 2 года. Строительство предприятий подобного масштаба на территории России и стран СНГ за последние 30 лет не велось. После выхода на проектную мощность ожидаемый объем производства превысит 8 млрд рублей в год. На заводе будет организовано почти 2000 новых рабочих мест, причем в основном в области высоких технологий. Новые предприятия знаменуют рождение в России крупнейшего комплекса электротехнического машиностроения. По масштабам и уровню используемых технологий производство не имеет аналогов в мире.

Конкурентные преимущества «Электрозавода» опираются на уникальные возможности в области научно-технических разработок. Еще с советских времен в энергомашиностроение как стратегическую отрасль вкладывались весьма значительные средства. «Электрозаводу» удалось не только сохранить, но и приумножить научный потенциал. Инвестируя в инновационные разработки в области трансформаторостроения, и создав мощную отраслевую научную базу, холдинг ведет фундаментальные исследования, разрабатывает и производит опытные и промышленные образцы, отрабатывает технологии и запускает их в производство.

Кроме того, принятая компанией бизнес-модель полностью отвечает европейским стандартам. Объединив производство и сервис, «Электрозавод» уже сегодня имеет готовую структуру для обслуживания заказчиков. Ее основные функции – доставка, монтаж и дальнейшее сервисное обслуживание оборудования. В состав «Электрозавода» входит сервисное предприятие НИЦ «ЗТЗ-Сервис» (Украина), специализирующееся на диагностике и ремонте трансформаторного оборудования. На его базе холдинг создает новое направление по оказанию услуг.

Стратегия развития предприятия заключается в интеграции со сверхмощными компаниями, наличии собственной высокотехнологичной базы, научного потенциала, выпуску столь сложного продукта, как разработка и строительство тепловых и электростанций «под ключ». В сочетании с продуманной политикой сбыта, основанной на высочайшем качестве выпускаемой продукции, она дает тот позитивный результат, к которому пришел «Электрозавод».

Развитие компании продолжается, в ее ближайших планах - создание собственных производств для новых видов электротехнического оборудования и комплектующих, а также расширение структур, занимающихся инжинирингом в энергетике. С целью поддержания производства на современном уровне, создания конкурентоспособной продукции и оказания услуг высокого качества, компания создает новые совместные предприятия, приобретает необходимые лицензии. Предприятие планирует значительно увеличить объем работ по монтажу и обслуживанию трансформаторного и реакторного парка на объектах энергетики.

Концентрация в холдинге мощной научно-исследовательской, производственной, инжиниринговой и сервисной базы позволяет компании самым активным образом принимать участие в реализации программ развития энергетики страны. Производственные возможности Холдинга к 2009 году составят более 45 тысяч мегавольтампер, что в абсолютном исчислении может покрыть значительную часть потребностей инвестиционных программ российских энергетиков, а в 2010 г. объем выпуска оборудования предприятий, входящих в холдинг, уже достигнет 55 тысяч мегавольтампер и сможет полностью обеспечить нужды отрасли. ■

ОАО «Электрозавод»
JSC «ELECTROZAVOD»
Россия, 107023, Москва,
Электрозаводская ул., 21
т.: (495) 777-82-26, 962-17-74
ф.: (495) 777-82-11, 962-16-66
info@elektrozavod.ru
www.elektrozavod.ru

В производственной компании «ЭЛТЕХ-А» разработана и освоена технология сборки низковольтных комплектных устройств в шкафах сборной конструкции.
Каркас шкафов собирается из специального С-образного профиля и угловых элементов, изготовленных из оцинкованного стального листа толщиной 2 мм. В качестве промежуточных несущих деталей и стоек используется специальный L-образный профиль и уголок с полками 25х50 мм, также изготовленный из оцинкованного стального листа толщиной 2 мм.

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА
В ШКАФАХ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Профили длинной 2,4 м с шагом перфорации 25 мм изготавливаются на станках с числовым программным управлением.

Детали каркаса необходимой длины нарезаются из длинномерных заготовок и крепятся с помощью стальных заклёпок ø6 мм (неразборное соединение) или болтовым соединением.

Электрические аппараты устанавливаются на монтажные панели, которые в свою очередь крепятся к элементам каркаса.

По завершению сборки навешиваются двери и крепятся детали внешней обшивки (боковые и задняя стенки, крыша и дно). Детали внешней обшивки изготавливаются из стального листа толщиной 1,5 мм и окрашиваются полиэфирной композицией цвета RAL-7032 шагрень, либо в другой цвет по заказу.

Сборная конструкция шкафов позволяет применять унифицированные технические решения и использовать унифицированные детали и узлы для НКУ различного назначения:

- шкафы и щиты с аппаратами автоматики и управления технологическими процессами;
- шкафы и щиты автоматики, управления и защиты энергосистем;
- шкафы и щиты с блоками управления асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором до 300 кВт;
- шкафы и щиты ввода и распределения электрической энергии зданий;
- распределительные устройства низкого напряжения трансформаторных подстанций общепромышленного назначения и коммунального хозяйства;
- распределительные устройства собственных нужд переменного тока электрических станций и трансформаторных подстанций до 750 кВ;
- распределительные устройства собственных нужд постоянного тока электрических станций и трансформаторных подстанций до 750 кВ.

Сборная конструкция позволяет легко разделять шкафы на отсеки и отделить функциональные блоки от сборных и распределительных шин, кабельных отсеков и друг от друга. В зависимости от назначения щита функциональные блоки могут иметь собственную дверцу или общую дверь на группу, либо закрываться съёмными панелями. Вид разделения в соответствии с ГОСТ Р. 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) с первого по четвёртый.

В распределительных щитах одностороннего и двухстороннего обслуживания устанавливаются типовые силовые блоки. Щиты отличаются друг от друга только габаритными размерами. В шкафах одностороннего обслуживания кабельные отсеки располагаются сбоку слева или справа, а в шкафах двухстороннего обслуживания кабельные отсеки могут располагаться либо сбоку, либо сзади.

Использование унифицированных силовых блоков позволило изготавливать щиты распределительных устройств, предназначенные для различных отраслей промышленности на общей конструктивной основе, с использованием электрических аппаратов отечественного или импортного производства ведущих европейских и мировых производителей.

Шкафы с силовыми блоками распределительных устройств подстанций общепромышленного назначения и подстанций собственных нужд электрических станций ►

Рис.1 Крепление промежуточной вертикальной стойки
Fig. 1 Attachment of intermediate vertical upright

Рис. 2 Крепление деталей каркаса в углу
Fig. 2 Attachment of framework parts in the corner

COMPLETE LOW VOLTAGE DEVICES IN THE CONTROL CABINETS OF MODULAR DESIGN

«ELTECH-A» Production Company has developed and launched into production a process of assembling complete low voltage devices in the control cabinets of modular design. The framework of the cabinets is assembled from specialty C-shaped sections and angle elements made from zinc plated steel sheet, 2 mm thick. Specialty L-shaped sections and angle with 25x50 mm webs also produced from zinc plated steel sheet, 2 mm thick, are used as intermediate bearing parts and uprights.

1.4 m long sections, with perforation pitch of 25 mm are made on CNC machine tools. The framework parts of the required length are cut from long blanks and secured using steel rivets, 6 mm in diameter (unremovable connection) or bolt connection. Electrical equipment is installed on installation panels which, in their turn, are attached to the framework elements.

Upon completion of assembly, doors are hung and the exterior parts (side and rear walls, roof and bottom) are attached. Exterior parts are produced from steel sheet, 1.5 mm thick and painted with polyester composition, colour RAL7032 shagreen or another colour to customer's order.

Modular design of the cabinets allows commonized technical solutions to be used and commonized parts and components to be used for low voltage package modules for various purposes:

- Cabinets and panels with automation equipment and control of production processes;
- Cabinets and boards with automation, control and protection of energy systems;
- Cabinets and boards with control modules for asynchronous electric motor with squirrel cage motor up to 300 kWt;
- Cabinets and panels for input and distribution of the electric power in the buildings;
- Distribution devices of low voltage transformer substations of general industrial application and communal infrastructure;
- Distribution devices for own AC needs of electric power stations and transformer substations, up to 750 kWt;
- Distribution devices of own DC needs of electric power stations and transformer substations, up to 750 kWt.

Modular design allows the cabinets to be easily divided into compartments and the functional modules to be separated from modular and distribution busbars, the cable compartments to be separated from each other. Depending on the purpose of the panel the functional modules can have their own door or common door for the group, be enclosed with removable panels. The type of separation is per GOST R. 51321.1-2000 (MEK 60439-1-92) from the first to the fourth. In the distribution board of one sided and double sided service, type power modules are installed. The boards are different from each other in overall dimensions only. In the one side service cabinets the cable compartments are located on the side on the left or the right, while in double sided service cabinets the cable compartments are located on the side or in the back.

The use of commonized power modules has allowed distribution devices boards designed for various industries to be produced on one common design basis using electrical components of local or imported manufacture by foremost European and world producers.

The cabinets with power modules of the distribution devices of the general industrial purpose substations and the substations for own needs of the electric power stations differ in the latter having cabinets with relay protection modules and commutation automation. The cabinets with relay modules are placed to abut against the power cabinets on the installation site and are connected using electric connectors. Behind the relay module there is a cable compartment.

The metal structure of the cabinets has the following basic dimensions:

- 2200 mm high;
- 400, 600, 800, 1000 mm wide;
- 200, 400, 600, 800, 1000 mm deep.

At the same time it is possible to produce a cabinet of any dimension with an increment of 25 mm.

Thanks to flexible approach to the layout of the boards there is always an opportunity of finding a solution regarding location of the equipment without violating the main principles:

- convenience and safety of service;
- reliability and durability;
- reparability

which is especially relevant to reconstruction of substations and board rooms and location of low voltage package modules in the existing premises.

In the boards of distribution devices copper busbars are used. In technically justifiable cases and at the customer's request it is possible to use busbars from AD31T aluminum alloy.

Connection of circuit breakers of the outgoing lines to the distribution busbars is made by using flexible insulated busbars. Electrical bolt connections are made using high quality hardware which ensures reliable electric contact and does not need to be serviced.

The boards of the distribution devices are manufactured to GOST R 51321.1-2000 (MEK 60439-1-92), undergo acceptance test and checks for functionality. Separate cabinets are supplied which do not call for the use of special handling equipment with great load carrying capacity.

Рис. 3 Шкаф двустороннего обслуживания с силовыми блоками до 630 А
Fig. 3 Two sided service cabinet with power modules up to 630 A

Рис. 4 Шкаф одностороннего обслуживания с силовыми блоками до 250 А
Fig. 5 Single sided service cabinet with power modules up to 250 A

отличаются наличием у последних шкафов с блоками релейной защиты и автоматики присоединений. Шкафы с релейными блоками пристыковываются к силовым шкафам на месте монтажа и соединяются электрическими разъёмами. Сзади релейных блоков расположен кабельный отсек.

Металлоконструкция шкафов имеет базовые размеры:

- по высоте 2200 мм;
- по ширине 400, 600, 800, 1000 мм;
- по глубине 200, 400, 600, 800, 1000 мм.

Вместе с этим возможно изготовление шкафа любого размера с шагом 25 мм.

Благодаря гибкости в подходах к компоновке щитов, всегда возможно найти решение по размещению оборудования, не нарушая главных принципов:

- удобство и безопасность обслуживания;
- надёжность и долговечность;
- ремонтопригодность.

Что особенно актуально при реконструкции подстанций и щитовых и размещении НКУ в существующих помещениях.

В щитах распределительных устройств используются медные шины. В технически обоснованных случаях и по требованию заказчика возможно применение шин из алюминиевого сплава АД31Т.

Подключение автоматических выключателей отходящих линий к распределительным шинам осуществляется гибкими изолированными шинами. Болтовые электрические соединения выполняются высококачественным крепежом, что обеспечивает надёжный электрический контакт и не требует обслуживания.

Щиты распределительных устройств изготавливаются в соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92), проходят приёмо-сдаточные испытания и проверку на функционирование. Поставка осуществляется отдельными шкафами, что не требует специального такелажного оборудования большой грузоподъёмности. ■

«Элтех-А»
107258, Москва,
ул. 1-ая Бухвостова,
д. 12/11, к.17, оф. 201

т.: (495) 221-19-80
www.eltech-a.ru

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков

Октябрь НЕФТЕГАЗСЕРВИС Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. На конференции они в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями

Участники: Бургаз, Евразия, ССК, РН-Бурение, РН-Сервис, Интегра, ТНК-ВР, Сургутнефтегаз, Газпромгеофизика, Зарубежнефть, ТМК, ТНГ-Групп, ПетроАльянс, РИТЭК, ОТО, M-I Swaco, Baker Hughes,Shlumberger, Halliburton

www.n-g-k.ru

Декабрь НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ Оборудование для работы на шельфе

Заказчиками выступают ОАО «Газпром», НК «Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ» и ряд иностранных компаний. На конференции «Нефтегазшельф» представлены также фирмы Норвегии, Великобритании и США, имеющие большой практический опыт работ на нефтегазовом шельфе

Участники: Газпром, Газфлот, Севморнефтегаз, Роснефть, ЛУКОЙЛ , КСМК, Звездочка, Севмаш, Уралмаш-буровое оборудование, Shell, Total, StatoilHydro, ExxonMobil, Aker Kvaerner, Sun Capital Partners, FMC Technologies

www.n-g-k.ru

Март НЕФТЕГАЗСНАБ Снабжение в нефтегазовом комплексе

Участники конференции «Нефтегазснаб» - руководители служб МТО крупных нефтегазовых компаний. Специалисты обсуждают конкурсы, вопросы приемки оборудования, пути совершенствования процедур отбора поставщиков, создание баз данных

Участники: руководители Газкомплектимпэкс, Торгового Дома «ЛУКОЙЛ», руководители служб материально-технического обеспечения Роснефть, Сургутнефтегаз, Славнефть, ТНК-ВР, Татнефть, СИБУР, Стройтрансгаз, Газпром нефть, РИТЭК, РуссНефть, НОВАТЭК

www.n-g-k.ru

Телефоны: (495) 514-4468; 514-5856
Факс: (495) 788-7279; info@n-g-k.ru

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ: 2008 г.

Апекс

27-28 февраля, г. Иркутск

ВЫЕЗДНАЯ СЕССИЯ СИБИРСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОНГРЕССА
Вторая специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2008»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2008»

Поддержка: СО РАН РФ, Администрация Иркутской области

19-20 февраля, г. Усинск

Четвертая специализированная выставка
«УСИНСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2008»
«УСИНСК. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2008»

Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

19-21 марта, г. Якутск

Девятая специализированная выставка
«САХА. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2008»
(«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ-2008»)
«САХА. ГОРНОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ-2008»
(«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ-2008»)

Поддержка: Правительство Республики Саха, Министерство строительства РС, Министерство промышленности РС, Минбторство внешних связей РС. Выставка включена в план республиканских мероприятий

9-10 апреля, г. Новосибирск

ТРЕТИЙ СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС
Третья специализированная выставка
«ТЭК. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ. СИБИРЬ-2008»

23-24 апреля, г. Норильск

Седьмая специализированная выставка
«МЕТАЛЛУРГИЯ. ГОРНОЕ ДЕЛО. ОБОРУДОВАНИЕ И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. НОРИЛЬСК-2008»

Поддержка: Администрация г. Норильска, ЗФ ОСО «ГМК "Норильский никель"»

► *ВНИМАНИЕ! Заявки от иностранных участников (включая СНГ) на выставку в Норильске подаются не менее, чем за 45 дней до начала выставки*

23-24 апреля, г. Ухта

Пятая специализированная выставка
«УХТА. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2008»
«УХТА. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2008»

Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

14-15 мая, г. Новосибирск

ПЕРВЫЙ СИБИРСКИЙ СТРОИТЕЛЬНЫЙ КОНГРЕСС
Специализированная выставка
«СТРОИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2008»

21-23 мая, г. Астрахань

Одиннадцатая специализированная выставка
«АСТРАХАНЬ. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2008»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2008»

Поддержка: Министерство экономического развития, Министерство по топливно-энергетическому комплексу, недропользованию и охране окружающей среды Астраханской области

10-11 сентября, г. Салехард

Первая специализированная выставка
«НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГЕТИКА ЯМАЛА-2008»

Поддержка: Администрация ЯНАО, СО РАН

20-22 сентября, г. Оренбург

Одиннадцатая специализированная выставка
«ОРЕНБУРГ. НЕФТЬ И ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ. ЭНЕРГО-2008»
«ОРЕНБУРГ. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2008»

Поддержка: Союз промышленников и предпринимателей Оренбургской области, Администрация Оренбургской области

Октябрь, г. Нерюнгри

Пятая специализированная выставка
«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»

Поддержка: Правительство Республики Саха (Я), Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС, Администрация г. Нерюнгри, Холдинговая компания «ЯкутУголь»

15-16 октября, г. Ноябрьск

Четвертая специализированная выставка
«НОЯБРЬСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2008»
«НОЯБРЬСК. СТРОЙКОМПЛЕКС СЕВЕРА. ЭКОЛОГИЯ СЕВЕРА-2008»

Поддержка: Администрация г. Ноябрьска

29-30 октября, г. Красноярск

ВЫЕЗДНАЯ СЕССИЯ СИБИРСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОНГРЕССА
Специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2008»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2008»

Поддержка: СО РАН РФ, Администрация Красноярского края

4-6 ноября, г. Сыктывкар

Вторая специализированная выставка
«КОМИ. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГЕТИКА. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2008»
«СТРОИТЕЛЬСТВО ДОРОГ-2008»

Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

26-28 ноября, г. Нижневартовск

Десятая Юбилейная специализированная выставка
«НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2008»
«СЕВЕР. СТРОИТЕЛЬСТВО И АРХИТЕКТУРА. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2008»

Поддержка: Администрация г. Нижневартовска, ТНК-ВР, ТПП г. Нижневартовска

Если Вас заинтересовало наше предложение Вы можете связаться с нами:
Телефон/факс: (383) 330-42-30, 330-76-16
e-mail: apex-expo@list.ru, apeks@nov.net
Адрес: Россия, 630090, Новосибирск, ул. Ильича, 10, к. 211-219
С более подробной информацией вы можете познакомиться на нашем сайте:
http://www.nsk.su/~apex
Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

Апекс

ЗАО «ФИРМА «АПЕКС»
Т/Ф: (383) 330-42-30, 330-76-16
E-MAIL: APEX-EXPO@LIST.RU;
APEKS@NOV.NET; WWW.NSK.SU/~APEX

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
УФИМКАБЕЛЬ

450057, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Цюрупы, 12
www.ufimcabel.ru, e-mail: cabel@ufacom.ru, ufimcabel@mail.ru
т/ф (347) 272-72-48, 272-26-89

ДЛЯ КОМПЛЕКТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ПРЕДЛАГАЕТ:

- кабели монтажные парной скрутки из самозатухающих композиций для промышленных интерфейсов марок МКПсВ, МКПсЭВ, МКПсЭКВ, в т.ч. в негорючем исполнении, ТУ 16.К18-072-2005 (получен патент на полезную модель, кабель удостоен диплома Программы «100 лучших товаров России»);
- кабели контрольные, в т.ч. экранированные, бронированные, в обычном и негорючем исполнении;
- кабели силовые, в т.ч. бронированные, в обычном и негорючем исполнении;
- радиочастотные кабели;
- кабели, провода и шнуры связи, а также другие виды кабельной продукции.

На предприятии действует система качества, соответствующая требованиям ГОСТ Р ИСО 9001:2001, получено заключение на соответствие СМК требованиям «ВОЕНЭЛЕКТРОНСЕРТ».

В-1336
разработка и изготовление нефтяного оборудования, приборов и систем

...новые идеи старых друзей ИВЭ-50

ЗАО "ПРЕДПРИЯТИЕ В-1336"
614990, РОССИЯ, ПЕРМЬ, КОМСОМОЛЬСКИЙ ПР-Т, 34 ОФИС 208
ТЕЛЕФОН: (342) 212-96-65, 219-60-20, 219-60-30, 219-61-34, 212-74-93
ФАКС: (342) 2129765 WWW.V-1336.RU E-MAIL: V-1336@PERMLINK.RU

Челябинский компрессорный завод был основан 25 октября 1999 года. Не имея собственных производственных площадей, завод арендовал небольшой участок на одном из предприятий Челябинска. За первый год своего существования ЧКЗ выпустил всего восемь роторно-пластинчитых компрессорных установок. Но уже в 2001 году освоил производство винтовых компрессорных установок. В короткий срок завод вырос и прочно утвердился на российском рынке как крупнейший производитель винтовых компрессорных установок с дизельным (КВ) и электрическим (ДЭН) приводом.

ЗАО «ЧЕЛЯБИНСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД» – НАДЕЖНЫЙ ПОСТАВЩИК КАЧЕСТВЕННОГО СЖАТОГО ВОЗДУХА

Сегодня Челябинский компрессорный завод-это более десяти тысяч квадратных метров производственных площадей, где установлено новое современное оборудование: лазерные комплексы, листогибочный пресс, линия порошковой покраски, обрабатывающие центры с числовым программным управлением и т. д. на заводе трудятся около трехсот высококвалифицированных специалистов. В компрессорных установках ЧКЗ используются комплектующие компоненты ведущих мировых производителей: Deutz, GHH-RAND, ROTORCOMP, Danfoss, Schneider Electric.

Два сборочных участка завода ежемесячно собирают более ста семидесяти компрессорных установок различной модификации. 25 октября 2007 года, в день восьмилетия завода, со сборочного участка сошла четырехтысячная компрессорная установка.

С 2004 года на предприятии работает сервисная служба, осуществляющая монтаж компрессорных установок, пусконаладочные работы, гарантийное и послегарантийное их обслуживание.

ЗАО «Челябинский компрессорный завод» серийно производит, осуществляет техническую поддержку и сервис винтовых компрессорных установок с приводом от электрического двигателя типа ДЭН производительностью 0,6-43 м^3/мин с рабочим давлением 5–16 атм., винтовых компрессорных установок с дизельным приводом типа КВ производительностью 3–25 м^3/мин с рабочим давлением до 16 атм., поршневых компрессорных установок среднего и высокого давления 40-350 бар, дожимных поршневых компрессорных установок, оборудование по подготовке сжатого воздуха (осушители, фильтры), пневмоинструмент. Компрессорные установки предназначены для работы в машиностроительной, металлургической, текстильной, горной, нефтегазодобывающей, пищевой и других отраслях промышленности.

В мае 2007 года с вводом в эксплуатацию новых производственных площадей был создан цех сборки блок-контейнеров компрессорных (БКК). БКК представляют собой модульную станцию, оснащенную компрессорной установкой и оборудованием, необходимым для её эффективной работы. Для БКК не требуется строительство специального фундамента или здания, что расширяет диапазон его применения в самых различных отраслях промышленности и железнодорожного транспорта. Он отлично зарекомендовал себя в северных регионах России, где ведется разработка нефтяных и газовых месторождений.

Высокое качество компрессорных установок ЗАО «ЧКЗ» отмечено дипломами «100 лучших товаров России».

У Челябинского компрессорного завода большие планы на будущее. Уже сегодня ведет строительство нового производственного корпуса. К концу 2008 года увеличится выпуск компрессорных установок до 225 штук в месяц. Расширится рынок сбыта продукции ЧКЗ за счет выходы на новые рынки Средней Азии, Закавказья, Украины, Южного и Северо-Западного Федеральных округов России.

Сегодня ЧКЗ не просто продает компрессорные установки, а предлагает своим клиентам комплекс услуг: от аудита их пневматической системы и подбора оборудования, необходимого для получения качественного сжатого воздуха, до сервисного обслуживания компрессорных станций и поставки запасных частей к ней.

В настоящее время ЗАО «ЧКЗ» предоставляет на производимое компрессорное оборудование гарантию до трех лет.

Продукция соответствует требованиям качества ГОСТ Р-ИСО 9001-2001. ■

ЧКЗ
454085, г. Челябинск,
пр. Ленина, 2-Б
т./факс: (351) 775-10-20
sales@chkz.ru

ЗАО «ПКТБА»

Россия, 440060, г. Пенза, пр-т Победы, 75
т./ф. (8412)45-78-00, 45-78-04, 200-201, 200-202
E-mail: ks@pktba.ru
www.pktba.ru

№ 1 в России по объему производства оборудования для ремонта и испытания трубопроводной арматуры.*
Продукция:
•Стенды для гидравлических и пневматических испытаний запорной, регулирующей, предохранительной арматуры DN 10-1200 мм.
•Оборудование для испытаний превенторов, задвижек, устьевой арматуры, вертлюгов, универсальных герметизаторов устья, манифольдов, гидродомкратов, катушек и т.д.;
•Оборудование для технического освидетельствования газовых баллонов для сжатого и сжиженного газа.
•Полный комплекс оборудования для участков по ремонту и восстановлению арматуры.
•Сварочное, наплавочное оборудование для производителей трубопроводной арматуры.
•Сварочная техника для промышленных предприятий.
*Собственные данные компании: работая в отрасли с 1962 г., сегодня ПКТБА производит и продает больше оборудования для ремонта и испытания трубопроводной арматуры, чем кто-либо другой в России.

192102, Санкт-Петербург, ул. Салова, д. 38
т.: +7 (812) 766-55-21, 766-55-23, 766-55-24, 920-37-13
e-mail: term@obogrev.net
www.tnaspb.ru,
www.obogrev.net

Основным направлением деятельности ООО НПФ «Транснефтеавтоматика», созданно в 1960 году, является разработка и изготовление электронагревателей для разогрева вязких и застывающих продуктов в трубопроводах, в наземных и подземных резервуарах, в ж/д цистернах. Наши нагреватели используются в нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности, на нефтебазах, на асфальтобетонных заводах и т.д.
Для разогрева трубопроводов, размещенных в зонах П-I, П-II и П-III используют:
• нагревательные ленты ЭНГЛ-1, ЭНГЛ-2, ЭНГЛУ-400 с допустимой темп. 60-400ºС,
• в трубопроводах и технологическом оборудовании во взрывоопасных зонах используются взрывозащищенные ленточные и кабельные нагреватели ЭНГЛЕх-1 и ЭНГКЕх с допустимой t = 180ºС
• в наземных и подземных резервуарах, том числе и с битумом, нагреватели НБП и НБВ, конструкция которых позволяет осуществлять их замену без опорожнения резервуара и исключает вероятность коксования продукта. В ж/д цистернах – нагреватели ЭГЖ-45 и ЭГЖ-82 мощностью до 90кВт.

452620, Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Кооперативная 140,
т./ф. (34767) 3-91-22, 3-91-25
e-mail:teplotehnica1@yandex.ru
www.termotek.ru

ООО НПП «Теплотехника» основан в 1993 году, и сегодня мы – одни из лидеров производителей теплотехнической продукции.
Котлы серии ЭКТ предназначены для отопления складских, административных, сельскохозяйственных и производственных помещений. Одним из разработок ООО НПП «Теплотехника» стали промышленные ТЭНовые электрокотельные ЭКТ-М и электропарогенераторы ЭПГ, которые уже нашли на рынке своих потребителей в том числе и в нефтегазовом комплексе. Электрокотельная ЭКТ-М предсталяет собой моноблок, полностью готовый к работе. Работа электрокотельной происходит в автоматическом режиме без постоянного обслуживающего персонала.
Парогенераторы электрические электродные типа ЭПГ предназначены для производства водяного насыщенного пара для технологических целей. Паропроизводительность от 3 до 2000 кг в час в зависимости от исполнения, избыточное давление до 0,8 МПа(8кг/см²), температура до 180°С.

ВЯЗЬМА
ОАО «Вяземский машиностроительный завод»
www.vyazma.su
Химчистки для спецодежды
В базовую комплектацию машины изначально входят все необходимые для полноценной работы опции:
• экологический фильтр, работающий без фильтровального порошка;
• термозащита двигателей;
• автоматический контроль сушки;
• программируемый компьютер (ручной/автоматический режим;
• компьютерная диагностика неполадок;
• система блокировки люков;
• защита от перелива дистиллятора;
• двойной контроль температуры дистилляции;
• обесцвечивающий фильтр-картридж;
• встроенный дозатор моющих средств;
• вентиляция загрузочного люка;
• регулятор охлаждающей воды и т.д.
(48131) 3-47-34, 3-47-22, 3-48-22, 3-48-27, 3-48-70
ГАРАНТИРУЕМ КАЧЕСТВО

ООО «Функе Рус»

125212, Москва,
Кронштадтский б-р, д. 7А
т.:+7(495) 452-58-55
ф.: +7(495) 380-08-32
post@funke-rus.ru
www.funke-rus.ru

«Функе Рус» – официальное представительство компании FUNKE GmbH. Основное направление работы предприятия – это производство теплообменного оборудования различного назначения. Теплообменники FUNKE нашли широкое применение в областях коммунальной энергетики, пищевой промышленности, промышленного производства. Широкий ассортимент оборудования позволяет реализовать любую задачу, связанную с передачей тепла. Сеть сборочных производств позволяет обеспечивать оборудованием FUNKE объекты на всей территории РФ. Основная производственная линейка оборудования, производимого в России, это разборные пластинчатые теплообменники.
Используя оборудование FUNKE, мы обеспечиваем высокое качество оборудования по доступной цене.
Пластинчатые теплообменники FUNKE:
1) тепловая мощность 0,2 КВт ÷ 50 МВт; 2) диапазон рабочих температур -160^{0}С ÷ +200^{0}С;
3) max рабочее давление 30 бар; 4) площадь пластины до 3 м^2

ОАО «ЗАВОДОУКОВСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬ НЫЙ ЗАВОД»

627144, Тюменская область,
г. Заводоуковск, ул. Заводская 1 «а».
т./ф.: (34542) 2-12-04, 2-33-36, 2-62-25
www.kedrvagon.ru
zmz@kedrvagon.ru

ОАО «Заводоуковский машиностроительный завод» работает на российском рынке более 66 лет. Завод производит более 500 модификаций прицепов вагон-домов передвижных модели «Кедр»:
- жилые помещения, бытовые помещения, пункты питания,
- сауны, душевые, офисы и др.,
- а также здания мобильные контейнерного типа «Кедр-БК» различного назначения в том числе и для медицинских целей (ФАП).

Предприятие имеет свои подъездные железнодорожные пути. Наш основной производственный принцип - неоспоримое качество продукции. Используемые материалы и технологии и высокий уровень персонала завода, обеспечивают отличные потребительские качества выпускаемых изделий. Изделия транспортируются тягачами, оснащёнными тягово-сцепным устройством по ГОСТ 2349-75 и пневмо-электровыводами по ГОСТ 4364-81, ОСТ 37.001.441-86 и ГОСТ 9200-76.

ЗАО ПТК «ТОЧТЕХНИКА»

125368 г. Москва,
ул. Барышиха, д.19
т./ф.:(495)981-10-44,
8-926-267-75-48
e-mail: tochteh@mail.ru

ЗАО ПТК «Точтехника» – дилер ООО «Холдинговая компания Микрон» (г. Одесса) предлагает к поставке:
•Калибры нефтяного сортамента резьбовые и гладкие, для контроля замковой резьбы (РЗ, ГЗ), треугольной резьбы НКТ (РНК, ГНК), трапецеидальной резьбы НКТ (НКМ), трапецеидальной резьбы обсадных труб (ОТТМ), для упорной резьбы (БТС). Калибры могут изготавливаться по техническому заданию или чертежам заказчика.
•Калибры общемашиностроительного назначения, для контроля метрической трубной цилиндрической, трубной конической, трапецеидальной и др. резьб.
•Шариковые винтовые передачи (ШВП) (по стандартам завода и по чертежам заказчика).
•Инструмент общемашиностроительного назначения (режущий, слесарно-монтажный, мерительный).
•Станки универсальные для динамической балансировки серии ОММ901.
•Универсальные фрезерные станки серии ОММ.

ООО «ЭЙ ЭНД ДИ РУС», ДОЧЕРНЯЯ КОМ ПАНИЯ A&D LTD, TOKIO, JAPAN

121357, г.Москва, ул.Верейская,
112 квартал «Кунцево»
Телефон:(495) 937-33-44,
факс: :(495) 937-55-66
www.and-rus.ru, www.aandd.jp

ЭЛЕКТРОННЫЕ ВЕСЫ, АНАЛИЗАТОРЫ ВЛАЖНОСТИ И ВЯЗКОСТИ

- Широкий спектр японских весов: аналитические, лабораторные, порционные, технические, счетные и платформенные
- Наличие полного перечня товара на складе в Москве
- Бесплатные выездные презентации оборудования, обучающие семинары в 13 городах России
- Продажа и разработка аттестованных методик измерения влажности для Ваших образцов
- Любая рекламная поддержка

Соответствие всем требованиям ГОСТ РФ, все оборудование внесено в Госреестр Средств Измерений
ГАРАНТИЯ на все лабораторное оборудование - 5 ЛЕТ.

Россия, 107078, Москва, проспект
Академика Сахарова, д. 10
Тел: +7 (495) 229-88-88
Факс: +7 (495) 229-88-99
E-mail: info@kungur.com
Internet: www.kungur.com

Холдинг «КУНГУР – НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И СЕРВИСЫ» производит более 50 модификаций высокотехнологичной техники для нефтегазового сектора экономики. Продукция компании:
• мобильные буровые комплексы для установок грузоподъемностью от 100 до 250 тонн;
• агрегаты для освоения, капитального ремонта и бурения скважин грузоподъемностью на крюке от 20 до 250 тонн;
• самоходные и передвижные буровые агрегаты и установки для бурения роторным способом структурно-поисковых скважин на нефть, газ, скважин сельскохозяйственного и промышленного водоснабжения, водопонижения, гидрогеологии;
• турбобуры, турбобуры-отклонители в габарите от 105 до 240 мм;
• винтовые забойные двигатели, универсальные винтовые забойные двигатели в габарите 76 - 240 мм;
• нефтепромысловый инструмент.

ОАО «НИИНЕФТЕПРОМХИМ»

420045, Россия, РТ, г.Казань,
ул.Н.Ершова, 29
Тел.(843) 272-52-14
Факс: (843) 272-60-81
e-mail: info@neftpx.ru
http://www.neftpx.ru

ОАО «НИИнефтепромхим» разрабатывает и поставляет: композиции и технологии для стимуляции работы скважин, повышения нефтеотдачи пластов, включая микробиологические методы; ингибиторы отложений неорганических солей; ингибиторы и удалители АСПО, химпродукты для снижения вязкости нефти; деэмульгаторы; ингибиторы коррозии, бактерициды, нейтрализаторы сероводорода и низших меркаптанов; химпродукты на основе битума; технические средства для приготовления и закачки химпродуктов в пласт, дозировочное оборудование; приборы и лабораторное оборудование для нефтепромысловой химии (поставка, монтаж, сервисное обслуживание); полимерные покрытия для защиты оборудования от коррозии; экологическое обеспечение технологий и разработок; установки очистки сточных вод. По заказу потребителей мы можем в кратчайшие сроки разработать и поставить необходимое количество химпродуктов, оборудования, обеспечить промысловые испытания и надзор за применением.
Предприятие было образовано в 1978 году и в 2008 году нам исполнилось 30 лет.

Мы предлагаем Вашему вниманию запатентованную разработку японских инженеров – синусоидальный вибровискозиметр серии SV производства A&D Company, Ltd (Япония). Этот метод основан на измерении вязкости посредством камертонной вибрации сенсорных пластин, погруженных в образец . Ввиду низкой частоты колебания (30Гц) и минимального смещения пластин (менее 1мм) состав образца не нарушается, в отличие от ротационного вискозиметра.

ИЗМЕРЕНИЕ ВЯЗКОСТИ

НЕФТЕПРОДУКТОВ: ПРОРЫВ ТЕХНОЛОГИЙ!

1. О МЕТОДЕ И ПРИБОРЕ

Из-за небольшого размера сенсорных пластин и минимальной теплоотдачи вязкость образца измеряется без температурных потерь, и прибор воспроизводит точную зависимость между изменением вязкости и температуры образца в режиме реального времени. Прибор может непрерывно измерять вязкость в широких диапазонах без замены пластин. Результат измерения появляется на дисплее через 15 секунд.

При вибрационном методе измерения плотность образца существенно влияет на значение вязкости. На дисплее прибора SV отражается значение, равное произведению динамической вязкости и плотности образца.

Вибрационный тип вискозиметра и метод камертонной вибрации был аккредитован как стандартное оборудование для измерения вязкости и внесен в JCSS (японскую систему стандартов). Так же информация о приборе и методе добавлена на официальный web-сайт NITE (национального института технологии и развития Японии) в апреле 2006 года.

2. ИСПЫТАНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПРИБОРЕ SV-10

Далее мы рассмотрим примеры измерения вязкости четырех образцов нефтепродуктов с помощью синусоидального вибровискозиметра SV-10 производства A&D Company.

- Гидравлическое масло стандартного типа
- Масло для дизельных двигателей
- Трансмиссионное масло для АКП
- Масло для бензиновых двигателей

Измерение вязкости четырех образцов, как показано на рис. 1, было выполнено посредством подключения SV-10 к персональному компьютеру через интерфейс RS232C.

Процедура измерения вязкости была следующая: предварительно подготовлена стеклянная мензурка 200 мл, образец масла в закрытом резервуаре был перемешан несколько раз достаточно медленно, после чего 150 мл образца перелили в подготовленную мензурку, а затем измерения вязкости были выполнены на горячей мешалке в соответствии со следующими пунктами:

1. Отрегулирована глубина погружения сенсорных пластин в мензурку до рисок на пластинах.
2. Образец помещен на горячую мешалку, которая, вращаясь, перемешивала образец медленно, во избежание появления ряби на поверхности.
3. Измерение вязкости было произведено при комнатной температуре в течение 5 минут.
4. Нагреватель горячей мешалки был включен, и измерение продолжалось, пока образец не достиг температуры около 110^{0}C.

Затем нагреватель мешалки был выключен и образец оставлен остывать до комнатной температуры порядка 30^{0}C, при этом процесс измерения не прерывался.

Этим способом (нагревания и охлаждения) были проведены измерения всех четырех образцов масел. Скорость мешалки в процессе измерений не изменялась. Данные о вязкости и температуре образца в процессе измерения передавались в режиме реального времени на компьютер через RS232C. Интервал измерений 5 секунд.

О РЕЗУЛЬТАТАХ:

Таблица 1 показывает вязкость четырех образцов, измеренную с помощью SV-10 при 40^{0}C и 100^{0}C в режимах нагревания и охлаждения. Синусоидальный вибровискозиметр SV-10 согласно своему принципу измерения выдает показания динамической относительной вязкости образца. Поэтому абсолютная вязкость образца может быть получена по формуле путем деления показаний вязкости из таблицы 1 на удельную массу образца. Дополнительно кинетическая вязкость может быть получена делением абсолютной вязкости, которая вычислена выше, на плотность вещества (здесь – то же самое, что и удельная масса).

На рис. 4, 5 Вы можете увидеть изменения температуры и вязкости при непрерывном измерении. Графики были получены с помощью программного обеспечения WinCT-Viscosity, которое входит в стандартный комплект поставки.

Рис.4, 5 показывает зависимость вязкости и температуры гидравлического ►

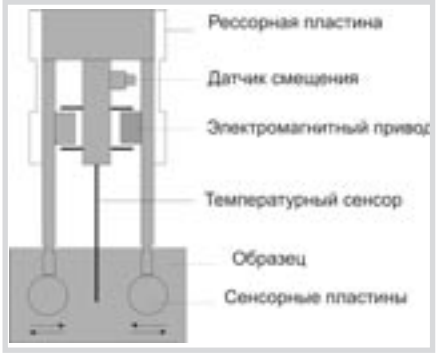


Рис. 1 Вибрационный метод измерения вязкости

Рис. 2 Синусоидальный вибровискозиметр – модели SV и SV-A (Япония)

Рис. 3 Съёмное устройство дисплея

Результаты измерений вязкости на SV-10, mPa•s	40^{0}C			100^{0}C		
	Нагревание	Охлаждение	Среднее	Нагревание	Охлаждение	Среднее
1. Гидравлическое масло	39,2	38,5	38,9	5,56	5,8	5,68
2. Масло для дизельных двигателей	85,1	83,2	84,2	9,32	9,37	9,35
3. Трансмиссионное масло	21,3	21,3	21,3	5,11	5,34	5,23
4. Масло для бензиновых двигателей	49,5	48,8	49,2	8,11	8,17	8,14

Табл.1

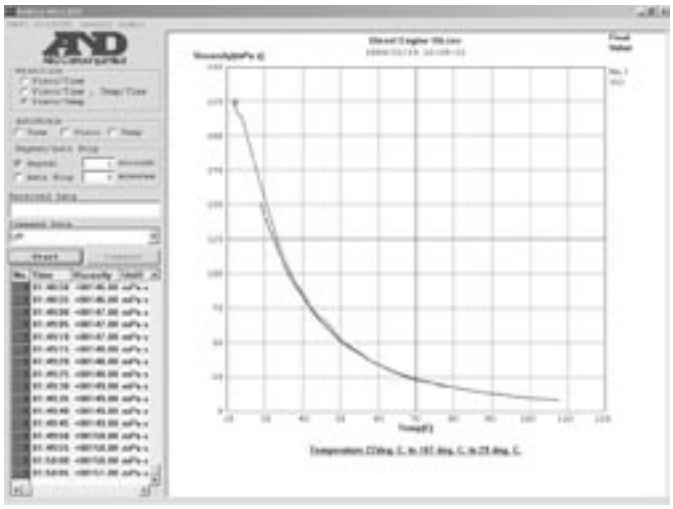


Рис. 4

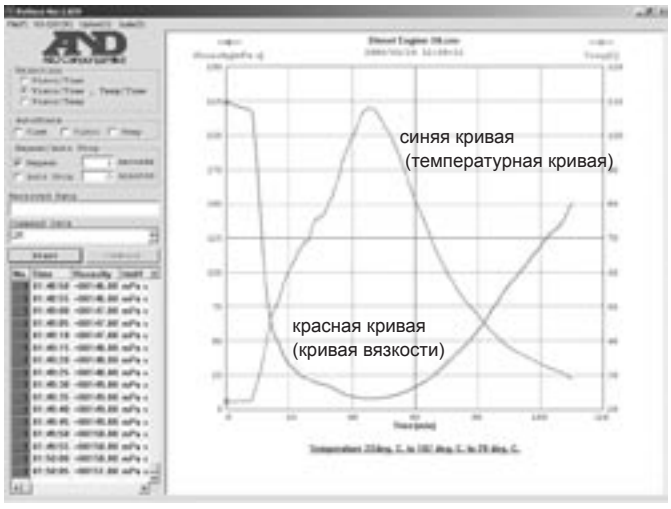


Рис. 5

масла. Рис.4 (слева), показывает: по горизонтальной оси – время, по левой вертикальной оси – вязкость, по правой вертикальной оси – температуру. Синяя кривая показывает процесс изменения по температуре; Красная кривая, которая находится в обратной пропорции к температурной кривой, показывает вязкость. Рис.5 (справа) показывает зависимость вязкости от температуры. Как Вы видите из графиков, нелинейная обратная зависимость между вязкостью и температурой может быть наглядно продемонстрирована на дисплее компьютера. Также на этих графиках Вы можете наблюдать превосходную повторяемость результатов в процессе нагревания и охлаждения образцов.

Таким же образом были получены аналогичные графики процесса измерения вязкости у масла для дизельных двигателей, трансмиссионного масла и масла для бензиновых двигателей.

ВЫВОДЫ

1. Вязкость четырех типичных масел была успешно измерена с помощью вискозиметра SV-10.
2. Факты, что зависимость между вязкостью и температурой каждого образца является обратной нелинейной в процессах нагревания и охлаждения и что в течение процесса измерения данные показывают превосходную повторяемость, были подтверждены.

3. НОВИНКА ЭТОГО ГОДА

В этом году на российском рынке появится новинка – революционный вискозиметр SV-A, который поднимет качество анализа вязкости сырья и сред на новый профессиональный уровень. Одно из отличий прибора – съёмное сенсорное устройство (рис.3). Это устройство используется для проведения выездного контроля, полевых исследований, измерений в условиях производственного процесса.

Стандартное программное обеспечение WinCT-Viscosity и последовательный USB кабель легко подключить к ПК и выполнять мониторинг с помощью ноутбука

Благодаря новому прибору SV-1A появилась возможность измерять вязкость малого объема образца (2мл). Это удалось благодаря новой компоновке сенсорных пластин и сенсора температуры (рис.7) и широкому набору емкостей для образцов, которые теперь входят в комплект поставки прибора.

Почему актуально использование образцов небольшого объёма?

- Некоторые образцы чрезвычайно дороги (например, новые присадки и органические образцы высокой очистки)
  Минимальный объём образца, необходимый для стандартного вискозиметра SV-10 – 10мл. В случае SV-1A имеем: 10мл – 2мл = 8мл – это объём образца, который можно сэкономить на каждом измерении.
  Если цена образцовой жидкости, например, $10 за мл, то на каждом измерении можно сэкономить $10 x 8мл = $80. Предположим, вы измеряете вязкость один раз в неделю. В этом случае за год вы можете сэкономить $80 x 50 недель = $4,000!

Рис. 6

- Существуют жидкости, которые трудно получить в большом количестве.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все приборы A&D, которые Вас заинтересуют своими техническими возможностями – качественные и надежные помощники в Вашей работе. Приобретая прибор, Вы гарантированно получаете точные результаты измерений в минимальный отрезок времени (15секунд), отображение информации в графическом и табличном виде, хранение и обработку информации на ПК. ■

Рис. 7 Новая компоновка сенсоров

Модель	SV-10	SV-100	SV-1A	SV-10A
Метод измерения	Синусоидальный вибровискозиметр, использующий метод камертонной вибрации			
Частота вибрации	30 Гц			
Диапазон измерения	0,3-10 000 mPa·c	1-100 Pa·c	0,3-1000 mPa·c	0,3-10 000 mPa·c
Сходимость, не более	1%	1%	1%	1%
Минимальный размер образца, мл	35	35	2	10
Дисплей температуры, C^0	0-160			
Интерфейс	RS-232C		RS-232C+USB кабель	
ПО (в комплекте)	WinCT - Viscosity			

Табл.2 Спецификация моделей

НЕФТЬ ГАЗ

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК – 2008

даты указаны на момент публикации

5 - 7 февраля Оборудование. Нефть. Газ. Химия. ВВЦ Регион	**Волгоград,** Дворец спорта Профсоюзов, пр. Ленина, 65 (8442) 26-51-86 www.vzr.ru	
12 - 14 февраля Нефть. Газ. Химия. ВП «Экспо-Кама»	**РТ, Наб. Челны,** Автозаводский пр., 1 (8552) 34-67-53, 35-92-43 www.expokama.ru	
13 - 15 февраля Нефть. Газ. ВЦ «УралЭкспо»	**Оренбург,** ул.Восточная, 31 (3532) 99-69-39, 99-69-40 www.uralexpo.ru	
19 - 20 февраля Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Усинск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex	
27 - 28 февраля ТЭК. Нефть и Газ. Уголь. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Иркутск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex	
11 марта Нефтегазснаб «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru	
19 - 21 марта VIII Международный экологический форум ОАО «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** Большой пр. В.О., д. 103, пав. №7, оф. 111. (812)321-27-18, 321-26-39 www.ecology.lenexpo.ru	
8 - 10 апреля Нефтепереработка и нефтехимия ВК «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** ВЦ «Ленэкспо», пав. №3 (812)320-96-60, 303-88-63 www.restec.ru	
15 - 17 апреля Трубопроводный транспорт ВК «Евроэкспо»	**Москва,** Красная Пресня, пав. №7 (495) 105-65-61, 105-65-62 www.expopipeline.ru	
23 - 24 апреля Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Ухта** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex	
14 - 16 мая Передовые технологии автоматизации. ЗАО «Экспотроника»	**Санкт-Петербург,** ВЦ «Северо-Запада РФ», пл. Победы, д. 2 (495) 234-22-10 www.pta-expo.ru	
20 мая Нефтегазстандарт «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru	
20 - 23 мая Газ. Нефть. Технологии. ВЦ «БВК»	**Уфа,** Менделеева, 158 (3472) 53-20-30 www.bvkexpo.ru	
21 - 23 мая Экология. Нефтепереработка. Нефтехимия. Энергетика ВК «Новое тысячелетие»	**РТ, Нижнекамск,** пл. Лемаева, 4а, «Техник» (8552) 72-82-93 www.nt-expo.ru	
21 - 23 мая Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Астрахань** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex	
21 - 23 мая Нефть. Газ. Геология. «ТехноПарк»	**Томск** ОАО ТМДЦ «ТЕХНОПАРК» (3822) 41-96-70 www.t-park.ru	
21 - 24 мая «Сварка-2008» ООО «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** Большой проспект 103, пав. №7 (812) 321-26-31, 321-27-22 www.weldig.lenexpo.ru	
26 - 29 мая PETROLEX / Нефтегазовая промышленность. ВЦ «КрокусЭкспо»	**Москва** ВЦ «КрокусЭкспо», пав. №7, залы 6-7 (496) 540-34-22 www.promfair.ru	
27 - 30 мая РОС-ГАЗ-ЭКСПО «ФАРЭКСПО»	**Санкт-Петербург,** Петербургский СКК, пр.Ю.Гагарина, д. 8. (812) 777-04-07, 718-35-37 www.farexpo.ru	
23 - 27 июня НЕФТЕГАЗ ЗАО ЧВК «Экспоцентр»	**Москва**, Краснопресненская наб., 14 (495) 255-37-99, 255-39-46 www.neftegaz-expo.ru	
23 - 27 июня Экология, пожарная и промышленная безопасность Фонд им. Вернадского	**Москва**, ЦВК «Экспоцентр», пав. №8 (495) 744-17-71 www.efis-expo.ru	
10 - 12 сентября Нефть. Газ. Нефтехимия. ВЦ «Казанская ярмарка»	**РТ, Казань,** Оренбургский тракт, 8 (843) 570-51-11, 570-51-15 www.oilexpo.ru	
16 - 19 сентября Нефть. Газ. ТЭК. «Тюменская ярмарка»	**Тюмень,** ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал (3452) 48-55-56 www.expo72.ru	
24 - 26 сентября Трубопровод. Трубопроводная арматура. Насосы. ВП «ЭРГ»	**РТ, Казань,** Московская, 1, «Дворец спота» (843) 541-34-27 www.erg-expo.ru	

	23 - 26 сентября GasSuf MVK	**Москва,** КВЦ «Сокольники» (495) 105-34-16, 105-34-42 www.gassuf.ru
	24 - 26 сентября Сургутнефтегаз ОВЦ «Югорские контракты»	**Сургут,** ул. Быстринская, д. 18/4 Теннисный Центр (3462) 52-00-40 www.yugcont.ru
	1 - 3 октября передовые технологии автоматизации ВК «Экспотроника»	**Москва** Экспоцентр, Красная Пресня (495) 234-22-10 www.pta-expo.ru
	1 - 3 октября Нефть и Газ. Нефтехимия. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Оренбург,** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	1 - 3 октября GAZ INDUSTRY «Фонд им. В.И. Вернадского»	**Сочи** Зимний театр (495) 744-17-71, 290-47-92 www.gaz-industry.ru
	7 - 10 октября Нефть и Газ. ITE KIOGE	Казахстан, **Алматы,** КЦДС «Атакент», ул. Тимирязева, д.42 www.kioge.ru
	14 - 16 октября Нефть. Газ. Хим. ВЦ «Софит-Экспо»	**Саратов,** Чернышевского, 60/62 (8452) 20-54-70, 20-58-39 www.expo.sofit.ru
	14 - 16 октября Химия. Нефтехимия. ООО «Лигас»	**Уфа** (347) 252-39-88 252-67-119 www.ligas-expo.ru
	15 - 16 октября Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Ноябрьск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	21 октября Нефтегазовый сервис «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, Отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru
	21 - 23 октября Экоэффективность Фонд им.Вернадского	**Москва,** ЦВК «Экспоцентр», пав. №5 (495) 744-17-71 www.ecointech.ru
	21 - 24 октября Международный Форум PCVEXPO	**Москва**, Сокольнический вал, пав. №4 (495) 105-34-82 www.pcvexpo.ru
	21 - 24 октября Нефть. Газ. Химия ВЦ «Удмуртия»	**Ижевск,** ул. Кооперативная, 9, ФОЦ «Здоровье» (3412) 25-47-33 www.neft.vcudmurtia.ru
	29 - 30 октября Тэк. Нефть. Газ. Уголь. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Красноярск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex

	29 - 31 октября Нефть. Газ. Энерго. Экология. Химия. ВК «Новое тысячелетие»	**РТ, Альметьевск,** Ленина, 98, ДК «Нефтьче» (8552) 72-82-93 www.nt-expo.ru
	26 - 29 октября Гальперинские чтения ОАО «ЦГЭ»	**Москва,** ул. Народного ополчения, д. 38, корп. 3 (499) 192-65-339 manukov@cge.ru
	28 - 31 октября Нефть. Газ. Химия. ВЦ «Пермская ярмарка»	**Пермь,** бульвар Гагарина, 65 (342) 262-58-87 www.expoperm.ru
	4 - 6 ноября Нефть и Газ «Ассо»	Украина, **Киев,** Международный центр Броварский проспект, 15 (044) 458-46-21 www.acco.ua
	5 - 7 ноября OIL. Gas. Chemistry «Экспо-Волга»	**Самара,** Мищурина, 23 А (846) 279-04-93, 279-07-08 www.gasoil-expo.ru
	10 - 11 ноября OGE ЗАО «Международная Выставочная компания»	**Москва**, КВЦ «Сокольники», Сокольнический Вал, д.1, павильон 4 (495) 925-34-19
	11 - 14 ноября НефтеГазСервис. ВЦ «БашЭкспо»	**Уфа,** Менделеева, 146/2 (347) 256-51-80, 265-54-61 www.bashexpo.ru
	25 - 28 ноября Трубопроводные системы ЗАО ВВЦ «Промышленность и строительство»	**Москва,** ВВЦ, Пав. 55 (499) 760-26-48, 760-31-61 www.trubosystem.ru
	25 - 28 ноября Нефть Газ Промышленность России ЗАО ВВЦ «Промышленность и строительство»	**Москва,** ВВЦ, пав. 55 (499) 760-26-48, 760-31-61 www.expobroker.ru
	26 - 28 ноября НефтеГаз «Уральские выставки 2000»	**Екатеринбург,** Центр международной торговли (343) 370-33-74 www.uv2000.ru
	26 - 28 ноября Нефть и Газ ОВЦ «Югорские контракты»	**Нижневартовск** (3462) 52-00-40, 32-34-53 www.yugcont.ru
	2 - 4 декабря передовые технологии автоматизаци ВК «Экспотроника»	**Екатеринбург** КОСК «Россия», ул. Высоцкого, д. 14 (495) 234-22-10 www.pta-expo.ru
	4 декабря Нефтегазшельф «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2 Отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru
	9 - 12 декабря Автоматизация «ФАРЭКСПО»	**Санкт-Петербург,** Петербургский СКК, пр.Ю.Гагарина, д. 8. (812) 777-04-07 www.farexpo.ru

Специализированные межрегиональные выставки

- Приборы учета энергоресурсов
- Трубопровод. Трубопроводная арматура. Насосы
- Отопление. Вентиляция. Кондиционирование

Казань
ГУ «Дворец Спорта»

24-26 сентября 2008 г.

Организаторы:

Выставочная фирма «Татэкспо»
Тел./факс: (843) 264-59-35.
e-mail: tatexpo@mi.ru, http:/www.tatexpo.com

Информационная поддержка:

Выставочное предприятие «ЭРГ»
Тел./факс: (843) 518-07-41
e-mail: mail@erg-expo.ru, http:/www.erg-expo.ru

MVK www.MVK.ru (495) 995-05-95

6-я Международная специализированная выставка по газораспределению и эффективному использованию газа

GasSUF

Газоснабжение и эффективное использование газа

Использование природного газа в качестве моторного топлива

Сжиженный природный газ и синтетическое жидкое топливо

23 — 25 СЕНТЯБРЯ 2008
Москва, КВЦ «Сокольники»

Дирекция выставки:
E-mail: evt@mvk.ru
Тел.: +7 (495) 995-05-95, 925-34-16

WWW.GASSUF.RU

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: МВК СЕВЕРО-ЗАПАД: +7 (812) 332-15-24, МВК УРАЛ: +7 (343) 371-24-70, МВК ВОЛГА: +7 (843) 291-75-80, МВК СИБИРЬ: +7 (383) 201-13-60, МВК ЮГ: +7 (863) 234-52-45

Организаторы: ЗАО «Международная Выставочная Компания» MVK

Генеральные информационные спонсоры:

Информационная поддержка:

ПТА ВЫСТАВКА
МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
оборудования и технологий для промышленной автоматизации и встраиваемых систем
ПТА-2008
1-3 Октября
Москва
•ЭКСПОЦЕНТР• павильон 3

В деловой программе выставки:
Всероссийская конференция по АСУ ТП и встраиваемым системам
•
Конкурс журнала «СТА»
•
Семинары
•
Пресс-конференция

Генеральный спонсор:
GE Fanuc Intelligent Platforms

Организатор:
Expoelectronika
телефон: (495) 234-2210
e-mail: info@pta-expo.ru
http: www.pta-expo.ru

Организаторы:
ОАО "Казанская ярмарка"
При поддержке:
Президента и Правительства Республики Татарстан
Министерства промышленности и торговли Республики Татарстан
Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
Мэрии города Казани
При содействии и участии ОАО "ТАТНЕФТЬ"

15-я международная выставка
НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ
10-12 сентября Казань, 2008

ОАО "Казанская ярмарка"
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т./ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan@rambler.ru
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА
ГЕНЕРАЛЬНЫЕ МЕДИА-ПАРТНЕРЫ
территория "НЕФТЕГАЗ" NGE.RU

ОАО "Тюменская ярмарка"

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

16-19 сентября 2008

ОАО "Тюменская ярмарка"
625013, Россия, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал.
Телефакс: (3452) 48-55-56, 48-53-33, 41-55-72
http://www.expo72.ru; E-mail: expo@tyumfair.ru

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"
ООО "СУРГУТГАЗПРОМ"
окружной выставочный центр
• ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ •

24-26 СЕНТЯБРЯ
XIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ
СУРГУТНЕФТЕГАЗ 2008

/34671/ 59-59-8, 59-68-1
/3462/ 52-00-40, 32-08-29
E-mail: expo_expo@wsmail.ru
www.yugcont.ru

III МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
GAZ INDUSTRY
ПОСВЯЩЕННАЯ ГАЗИФИКАЦИИ РЕГИОНОВ РОССИИ
г. Сочи, ВК «ЖЕМЧУЖИНА» 1–3 октября 2008 года
Салон «Теплоэнергетика объектов промышленности и ЖКХ»
Салон «Строительство, эксплуатация инженерных систем и коммуникаций»
Официальный сайт выставки: WWW.GAZ-INDUSTRY.RU
ОРГАНИЗАТОРЫ: ПРИ ПОДДЕРЖКЕ: ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ:
ГАЗПРОМ
Дочерних компаний ОАО «Газпром»
Территория НЕФТЕГАЗ
Газовая промышленность

НЕФТЬ и ГАЗ® 2008
XII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
4 -6 НОЯБРЯ
Организаторы:
Министерство топлива и энергетики Украины
НАК «Нефтегаз Украины»
АККО Интернешнл
Место проведения:
Украина, Киев, Броварской пр-т, 15
Международный выставочный центр
Т./ф.: +38 (044) 456 38 04/08
www.acco.ua
Генеральный информационный партнер: НЕФТЬ И ГАЗ
Отраслевой партнер: ТЕРМИНАЛ
Информационные партнеры:
OilMARKET Современная АЗС ТЭК

КАК ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ НА ЖУРНАЛ

ОФОРМЛЕНИЕ ПОДПИСКИ ДЛЯ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ:
Заполнить предлагаемый купон
Произвести оплату в любом отделении банка

ПОДПИСАТЬСЯ МОЖНО ПО АДРЕСАМ:
Набережные Челны, пр. Мира, д. 5/01, оф. 181
Казань, ул. Нариманова 40, оф. 303

ПОДПИСКУ В ПОЧТОВОМОТДЕЛЕНИИ:
пресса России – подписной индекс 29557

ПОДПИСКУ МОЖНО ТАКЖЕ ОФОРМИТЬ НА САЙТЕ:
www.runeft.ru

Редакционная подписка производится с любого месяца текущего полугодия.
Журналы доставляются по почте бандеролью.
Указанные цены действуют на территории РФ до 30.12.08

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Ф.И.О. _____

ДОЛЖНОСТЬ _____

НАЗВАНИЕ И ЮРИДИЧЕСКИЙ СТАТУС КОМПАНИИ _____

ОСНОВНОЙ ВИД ДЕЯТЕЛЬНОСТИ _____

КОД ГОРОДА, ФАКС, ТЕЛЕФОН _____

ИНДЕКС _____ **АДРЕС** _____

ОТМЕТЬТЕ НОМЕРА ЖУРНАЛОВ, КОТОРЫЕ ВЫ ХОТЕЛИ БЫ ПОЛУЧИТЬ

☐ №1 ☐ №2 ☐ №3 ☐ №4 ☐ №5 ☐ №6

Сайт/e-mail _____

СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ

3 номера (полугодовая подписка)	1000 руб.
6 номеров (годовая подписка)	1900 руб.

Продавец: ООО «Экспозиция»
Адрес: 423825, Н.Челны, Ул. Татарстан, 18/99, 231
т. (8552)39-02-38
ИНН: 1650140060
КПП: 165001001
Расчетный счет: 40702810262030103149
Кор.счет: 30101810600000000603
Банк: ОСБ «Банк Татарстан» №8610 г. Казань
БИК: 049205603

Покупатель: _____
Адрес: _____
ИНН: _____
КПП: _____
Расчетный счет: _____
Кор. Счет: _____
Банк: _____
БИК: _____

СЧЕТ № б/н **-НП от**
Подписка на журнал «Предложения регионов Экспозиция»

№	Наименование	Ед. изм	Кол-во	Цена	Сумма
1	Подписка на 2008 г. На журнал « Предложения регионов Экспозиция»	Год	1	1 900,0	1 900,0
	Итого:		1		1 900,0

Сумма прописью: Одна тысяча девятьсот рублей 00 копеек

Руководитель предприятия — Шарафутдинов И.Н.

Бухгалтер — не предусмотрен

ООО «Экспозиция» не является плательщиком НДС в соответствии с Уведомлением ИФНС РФ, РТ по г. Набережные Челны №5040 от 6 мая 2007 года, а также на основании статьи 346.14 НК РФ

КОМПАНИЯ МЕТАЛЛИНВЕСТ

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ПОСТАВЩИК МЕТАЛЛОПРОКАТА

ВСЕГДА В НАЛИЧИИ:

БАЛКА, СВАРНАЯ БАЛКА, ШВЕЛЛЕР, УГОЛОК, АРМАТУРА, ЛИСТ, ТРУБА, РЕЛЬСЫ, КРУГ, ПОЛОСА, КВАДРАТ

- ИНДИВИДУАЛЬНАЯ СКИДОЧНАЯ ПОЛИТИКА
- РЕЗКА МЕТАЛЛА ПО РАЗМЕРАМ
- ДОСТАВКА Ж/Д И АВТОТРАНСПОРТОМ

г. Нижний Тагил, ул. Газетная, д. 34
тел.: (3435) 495-777
www.m-invest.ru

ОАО «РЕДУКТОР»

Нам более 70 лет!

Производит и реализует редукторы червячные, универсальные:

одноступенчатые, двухступенчатые, мотор-редукторы с межосевым расстоянием от 40 до 160 мм

Капитальный ремонт лифтовых червячных редукторов

ЦЧс-160

редуктор для электродомкрата

5Ч-125А

редуктор для поворотной стойки автомотриссы

433750, Россия, Ульяновская обл., г. Барыш, ул. Пионерская, 9, тел\факс: (84253) 2-13-53, 2-13-54
e-mail: oao-reduktor@mail.ru www.jsc-reduktor.ru

634012, Томск, пр.Кирова, 58, стр70 тел.: +7 (3822) 52-22-22, 52-22-30

вопросы и заказы по телефону: 8 - 800 - 100 - 6266

ЗАО «ПО ФизТех»

производим, поставляем

МАНОМЕТРЫ

ВАКУУММЕТРЫ

МАНОВАКУУММЕТРЫ

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ДИЛЕРЫ

г. Владивосток	+7 (4232) 22-22-22, 49-11-52
г. Екатеринбург	+7 (343) 222-46-41, 216-41-34
г. Ижевск	+7 (3412) 91-72-16
г. Казань	+7 (843) 277-64-22, 278-90-77
г. Красноярск	+7 (391) 36-39-34, 36-06-35
г. Новосибирск	+7 (383) 223-51-41, 230-25-43
г. Новокузнецк	+7 (3843) 46-12-66
г. Нижний Тагил	+7 (3435) 34-33-37
г. Омск	+7 (3812) 54-26-32
г. Пермь	+7 (342) 280-35-07, 246-45-41
г. Ростов-на-Дону	+7 (863) 263-49-40, 246-47-24
г. Самара	+7 (846) 224-55-88, 246-72-39
г. Тюмень	+7 (3452) 43-07-36, 43-07-65
г. Тольятти	+7 (8482) 43-07-10
г. Челябинск	+7 (351) 239-57-41, 239-51-24