ЭКСПОЗИЦИЯ

НЕФТЬ ГАЗ

THE PROPOSAL OF THE REGIONS EXPOSITION
SPECIALIZED PUBLICATION

OIL GAS
5/H (73) OCTOBER 2008

oil for oil...

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Теплоэнергетическая

Крупнейший в мире производитель котельного и нефтегазового оборудования

Энергетическое оборудование ООО «Теплоэнергетическая компания»:

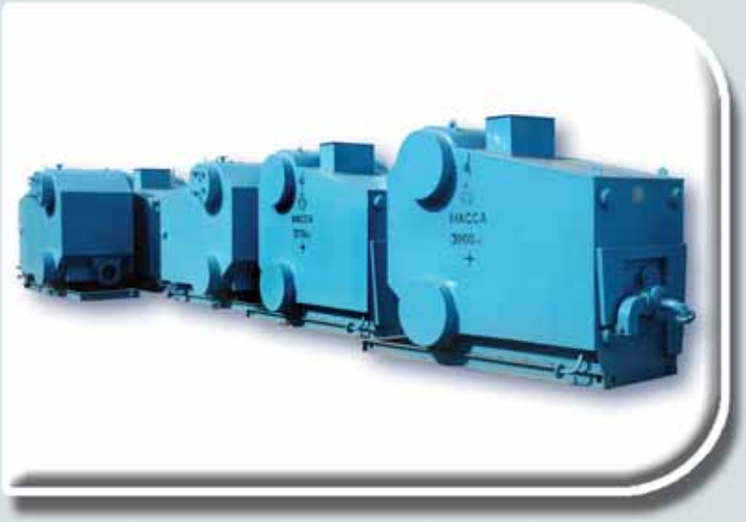
- паровые вертикально-водотрубные двухбарабанные котлы серии Е паропроизводительностью 1,0; 1,6; 2,5 т/ч при номинальном давлении насыщенного пара 0,8МПа температурой 175°С (топливо – жидкое, твёрдое, газообразное, включая пропан-бутан);
- паровые вертикально-водотрубные двухбарабанные котлы серии ПКН, паропроизводительностью 1,0 т/ч при номинальном давлении насыщенного пара 0,8 МПа температурой 175°С (топливо – сырая нефть, мазут);
- паровые водотрубные цилиндрические вертикальные котлы серии МЗК паропроизводительностью 1,0 т/ч при номинальном давлении насыщенного пара 0,8 МПа температурой 175°С (топливо – жидкое или газообразное);
- водогрейные газовые котлы серии КСВа «ЭКО» тепловой мощностью 0,63; 1,0; 2,0; 3,15 МВт;
- блочно-модульные водогрейные газовые котельные установки теплопроизводительностью от 0,63 до 12,6 МВт для выработки горячей воды температурой 70-115°С (на отопление) и температурой 60 °С (на ГВС);
- транспортабельные котельные установки, предназначены для выработки насыщенного пара рабочим давлением 0,8 МПа и температурой 175°С, по желанию заказчика могут поставляться с тепловым узлом для выработки горячей воды для отопления и горячего водоснабжения (топливо – газ, пропан-бутан, мазут, уголь, дизельное топливо, нефть);
- водоподготовительное оборудование производительностью 1,0; 2,5; 5,0 м³/ч;
- вспомогательное котельное оборудование.

ТЭКомпания

ООО «Теплоэнергетическая Компания»
144002, Московская область,
г. Электросталь, ул. Горького, д. 38,
тел./факс: (496) 573-6324,
573-9373, 572-4876,
info@te-company.ru,
www.te-company.ru

Компания

Производство паровых, водогрейных котлов, транспортабельных котельных установок и котельно-вспомогательного оборудования

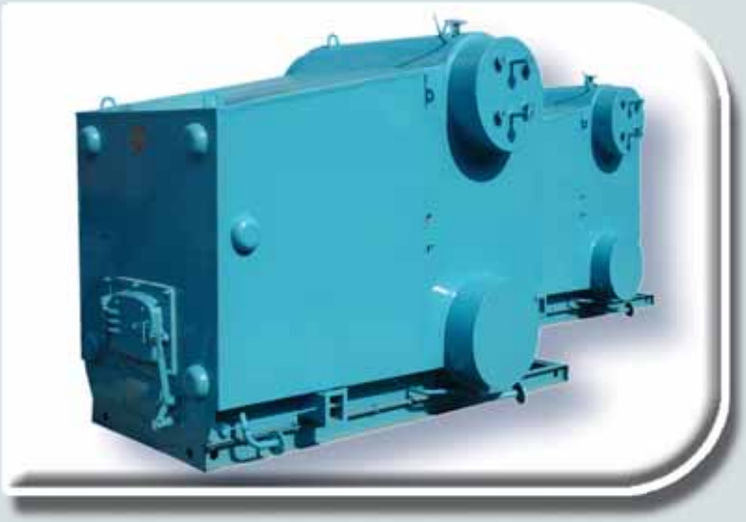


- Складской запас поставляемого оборудования имеет устойчивую тенденцию количественного и качественного расширения.

- Организация доставки оборудования всеми видами транспорта по России и СНГ.

- Мы используем различные формы сотрудничества с нашими клиентами, включая разнообразные схемы оплаты услуг (напрямую и через лизинговые компании) и гибкую систему скидок для постоянных и крупных заказчиков.

- Гарантийные условия качества подтверждены сертификатами соответствия и разрешительными документами.



CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

35 СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ – УВЕЛИЧЕНИЕ МОЩНОСТИ ПОЛИАМИДА

58 СОВРЕМЕННЫЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТИТАНА И ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ

69 ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД, ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ, И МЕТОДЫ ИХ ИНТЕНСИФИКАЦИИ

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ЭКСПОЗИЦИЯ РЕГИОНОВ
НЕФТЬ ГАЗ

СОДЕРЖАНИЕ:
CONTENTS

ТРУБОПРОВОД / PIPELINE

12 **И.А.ПОНИКАРОВА**
Применение современных материалов и технологий для защиты трубопроводов и оборудования нефтяной и газовой промышленности

I.A. PONIKAROVA
Use of modern materials and technologies to protect the pipelines and equipment for oil and gas industry

14 **А.Н. АНОШКИН, А.Б.ПОСПЕЛОВ**
Расчетно-экспериментальная оценка прочности композитных бипластмассовых труб при их эксплуатации в условиях низких температур

A.N. ANOSHKIN, A.B. POSPELOV
Calculation and experimental evaluation of the strength of the bi-plastic pipes when they are operated under low temperature conditions

18 **А.В. АРШИНОВ**
Адаптивные комплексы автоматической сварки

A.V. ARSHINOV
Adaptive Automatic Welding Units

ПЕРЕРАБОТКА / REFINING

24 **Э.Г. ТЕЛЯШЕВ, И.Р. ХАЙРУДИНОВ**
Источники сырья для производства дорожных битумов в Казахстане

E.G. TELYASHEV, I.R. KHAIRUDINOV
Sources of Raw Materials for Production of Road Bitumens in Kazakhstan

27 **Э.О. СЮЧ**
Эффективное управление производством в нефтегазовой промышленности

E. SIOUTCH
Efficient management of production in the oil and gas industry

31 **Р.Г. ГАЛИЕВ, А.А. БАБЫНИН**
Технологии переработки нефтяных останков

R.G. GALIEV, A.A. BABYNIN
On the subject of processing oil residues

36 **С. Н. ШИРОКОВ, В.И. ГЕРАСЬКИН**
Борьба с коррозией, в аминовых системах

S.N. SHIROKOV, V.A. EMELKINA
Combating corrosion in amine systems

ДОБЫЧА / PRODUCTION

40 **М.А. ГИЗЗАТОВ, В. Р. СМЕТАНИН**
Обучение специалистов магистральных трубопроводов – главный фактор безаварийной работы этих объектов

M.A. GIZZATOV, V.R. SMETANIN
Training Technicians of the Mainstream Pipelines is central to making the operation of these facilities trouble-free

РУБРИКИ НОМЕРА:

1. Автоматизация
2. Арматура
3. Безопасность
4. Бурение
5. Выставки
6. Геология, геофизика
7. Диагностика
8. Изоляция
9. Информационные технологии
10. Каталог организаций
11. КИПиА
12. Компоненты
13. Коррозия
14. Насосы
15. Оборудование
16. Осветительное оборудование
17. Переработка
18. Сварка
19. Силовые агрегаты
20. Спецтехника
21. Сырье
22. Технологии
23. Трубы
24. Экология

1. Automation
2. Components
3. Safety
4. Drilling
5. Exhibition
6. Geology, Geophysics
7. Diagnostics
8. Isolation
9. Information technology
10. Catalogue of Organizations
11. Instrumentation and Meters, Automatic Controls
12. Componentry
13. Corrosion
14. Pumps
15. Equipment
16. Lighting Equipment
17. Refining
18. Power Units
19. Special Equipment
20. Raw Materials
21. Technologies
22. Tubing
23. Environment Control

42 **Т.А. БАЙБУРДОВ**
Поведение гидрогелей полимеров акриламида в водных системах
T.A. BAYBURDOV
Behavior of the acrylamide polymer hydrogels in water systems

46 **Г.С. ДУБИНСКИЙ, С.А. БЛИНОВ**
О необходимости учета электрокинетических явлений при вскрытии продуктивного пласта
G.S. DUBINSKY, S.A. BLINOV
On the need to take into consideration the electro-kinetic phenomena when drilling into the productive formation

50 **Ю.А. ВОЛКОВ, Л.В. ЗИНОВЬЕВ**
Система управления интеллектуальными ресурсами как составляющая развития нефтяной отрасли
Y.A.VOLKOV, L.V.ZINOVIEV
Intellectual Assets Management System as an integral part of the oil sector development

52 **И.Е. ПАТРАЙ, В.В. САДОШЕНКО**
Дозировочные насосы с регулируемым приводом «Varicon»
I.E. PATRAY, V.V. SADOSCHENKO
Dosing pumps with the varicon regulating drive

54 **ООО НПФ «СИНТЕЗ»**
Надежный партнер на рынке нефтегазового оборудования
LLC «SYNTHESIS»
scientific and production firm is a reliable partner in the market of oil and gas equipment

64 **ИЖНЕФТЕПЛАСТ**
Опыт применения ЭЦН с пониженной скоростью солеотложения
IZHEFTEPLAST
Experience in using ESP with reduced speed of scaling

69 **Е.В. ЛЕВИН, Г.В. ПАСТУХОВА**
Очистка сточных вод, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, и методы их интенсификации
E.V. LEVIN, G.V. PASTUHOVA
Cleaning affluents contaminated with oil and petroleum products and methods of intensifying them

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА
GEOLOGY, GEOPHYSICS

78 **А.Н. ШАБАНОВ**
Совершенствование технологии ГРП на нефтяных месторождениях когалымского региона западной Сибири
A.N. SHABANOV
Improving the formation hydraulic fracturing technology in the oil fields of the kogalym region in western Siberia

ЭНЕРГЕТИКА / ENERGY

84 **О. ЁШИКАВА, Н. ШИКУЙЯ**
Электромагнитные расходомеры YOKOGAWA
O. YESHIKAVA, N. SHIKUYA
YOKOGAWA - electromagnetic flow meters

90 **В. ЙЕССЕЛЬ**
Минимизация риска аварий. Основополагающие принципы планирования и размещения газоаналитических систем DRÄGER
V. YESSEL
Minimizing the Risk of Accidents. Fundamental Principles of Planning and Locating DRÄGER Gas Analytical Systems

95 **А.В. РАЗУВАЕВ, Е.А. СОКОЛОВА**
Повышение эксплуатационной экономичности энергетических установок
A.V. RAZUVAEV, E.A. SOKOLOVA
Enhancing operating economy of the power plants

101 **ОАО «МАНОТОМЬ»:**
Взрывобезопасные манометры
JSC «MANOTOM»:
EXPLOSION-PROTECTED PRESSURE GAUGES

104 **В.М. ОСИПОВ, Н.Г. ЧЕРЕДОВА**
Решение проблемы энергосбережения – светильники на базе LED
V.M. OSIPOV, N.G. CHEREDOVA
Resolving the energy saving problem LED based light fixtures

98 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ УТИЛИЗАЦИИ С ДВС

107 РАДАРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СОВРЕМЕННЫХ ЗАДАЧАХ ВЫСОКОТОЧНОГО ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ

СПИСОК РЕКЛАМОДАТЕЛЕЙ:

2 Теплоэнергетическая Компания
10 Нефтеснаб-Комлект
10 Борхиммаш
10 Акрипол
10 Индасофт
10 Пороховой завод
10 Точтехника
18 Сибэл
20 Промышленные технологие
20 Металлинвест
21 НЗИТО
21 Диапак
22 Аркор
34 ВНИИ НП
35 Метафракс
49 Бурпайп
49 ЭнергоБурСервис
54 Синтез
56 ТехноРеАл
58 Ависма
61 Заслон
62 АЗСтрастстрой
64 Ижнефтепласт
66 ВАРК
67 Гидроком
67 Юмас
68 Камышинкий Опытный завод
68 Стальпром
72 Недра
84 Йокогава
99 Керамич
100 Манотомь
102 ТНА
102 УралТест
103 Термобрест-М
106 Свеба
119 ЧКЗ
119 ЦСКБ прогресс
120 УралСпецТранс

ЧИТАЙТЕ В СЛЕДУЮЩЕМ НОМЕРЕ:

1. КАК СДЕЛАТЬ КАБЕЛЬ ИСКРО- И ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫМ?
Д. ХВОСТОВ

2. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ ГЕНЕРАЦИИ И ОХЛАЖДЕНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОННОЙ АППАРАТУРЫ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА
В.Е. БАУКИН, А.В. ВИНОКУРОВ

3. ПОЛУЧЕНИЕ МАЛОСЕРНИСТЫХ МАСЕЛ
В.Р.НИГМАТУЛЛИН, Р.Р.САФАРОВА

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 5/Н (73) октябрь 2008

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

ТЕЛЕФОН/ФАКС: (8552) 38-51-26, 38-23-34
ЭЛЕКТРОННАЯ ПОЧТА: neft@expoz.ru

АДРЕС ФИЛИАЛА РЕДАКЦИИ: Республика Татарстан, г. Казань, пр. Нариманова, 40, оф. 314

ФАКС: (843) 292-90-17
ЭЛЕКТРОННАЯ ПОЧТА: neft@expoz.ru

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ: ООО Экспозиция

ЭКСПОЗИЦИЯ ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ

ДИРЕКТОР: Шарафутдинов И. Н. / ildar@expoz.ru

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР: Кудряшов А.В. / kav@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР: Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕДАКТОР: Севастьянова И.Н. / sin@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ: Баширов М.М. / neft@expoz.ru
Хафизов Р.Р. / ram@expoz.ru
Никифоров С.А. / serg@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА: Ильдарханова Л.-А. Р.
/дизайн первой страницы/
Петриковская Е.Г.

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

ПОДПИСАНО К ПЕЧАТИ: 15.09.2008

ТИРАЖ: 10000 экз.

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.

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 ПО ГОРОДАМ: Алматы, Альметьевск, Астрахань, Волгоград, Екатеринбург, Ижевск, Иркутск, Киев, Красноярск, Москва, Набережные Челны, Нижневартовск, Нижнекамск, Ноябрьск, Оренбург, Пермь, Самара, Санкт-Петербург, Саратов, Сочи, Сургут, Томск, Тюмень, Уфа, Ухта, Усинск.

РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ПО ВЫСТАВКАМ: ВК «Новое тысячелетие», ITE, ВВЦ «Регион», ВП «Экспо-Кама», ВЦ «УралЭкспо», ЗАО «Алекс», «Московские нефтегазовые конференции», ОАО «Ленэкспо», ВК «ЕвроЭкспо», ЗАО «Экспотроника», ВЦ «БВК», «ТехноПарк», ВЦ «КроусЭкспо», «Фарэкспо», ЗАО ЧВК «Экспоцентр», Фонд им. Вернадского, ВЦ «Казанская ярмарка», «Тюменская ярмарка», ВП «ЭРГ», MVK, ОВЦ «Югорские контракты», ВЦ «Софит-Экспо», ВЦ «Удмуртия», ОАО «ЦГЭ», ВЦ «Пермская ярмарка», «Ассо», «Экспо-Волга», ЗАО «Международная выставочная компания», ВЦ «БашЭкспо», ЗАО ВВЦ, «Промышленность и строительство», «Уральские выставки 2000».

ОПРОВЕРЖЕНИЯ: В специалезированном журнале Предложение регионов Экспозиция №4/Н (69) за август 2008 года на странице 49 в рубрике Энергетика, КИПиА в научно-технической статье «Новая классика», автор А.В. Жесан ЗАО НПФ «Логика», было ошибочно опубликовоно: г.Казань; правильно: г. Санкт-Петербург. Редакция журнал приносит свои извинения за допущенную ошибку.

ЗАО «НПФ «Система-Сервис» разрабатывает, изготавливает и внедряет системы автоматизации на объектах нефтегазовой промышленности и малой энергетики. Основной упор в своей работе фирма делает на комплексную автоматизацию крупных технологически сложных объектов, состоящих из большого количества подсистем и отдельных установок. Основная задача при этом заключается в организации управления всеми подсистемами объекта с единого однородного пульта без постоянного присутствия персонала в технологических цехах.

ЗАО «НПФ «СИСТЕМА-СЕРВИС»

СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ

г. Санкт-Петербург

Joint-stock research & production company «System-Service» designs, produces and introduces automation systems at oil-and-gas and small-scale power generation plants. Complex automation of large, technologically complicated objects comprising a large number of subsystems and separate units is the main emphasis of the company's activity. In this regard the main task is to organize the control of all subsystems of an object from the unified homogeneous control panel without the permanent presence of staff in technological workshops.

JOINT-STOCK RESEARCH & PRODUCTION COMPANY «SYSTEM-SERVICE» COMPLEX AUTOMATION SYSTEMS

The company puts in its products the knowledge and experience gained for over three decades of intensive work:

1976 – «GSKB SKA» (State Union Design Bureau of Control and Automation Means) designed automatic control system (ACS) A705-15 for gas turbine compressor GTK 10-1, produced by Nevsky Plant for the needs of the Soviet gas industry.

For its time the system was a true break-through in the field of technological processes automation. It was developed for 20 years and it still keeps functioning at some of JSC «Gazprom» units.

1982 – «GSKB SKA» (reorganized to the Scientific Production Association «Electromash») designed a new generation of the system - A705-15-M. (i.e. «microprocessor-based»). A705-15M passed the tests and became the country's leading automation system for a long time. The total number of A705-15 and A705-15M accounted for thousands of systems.

1992 – MSKU – control and operation multiple-processor system for gas compressor unit (GCU) was designed. For the first time the system was placed in the instrument block box. This helped to place the automation facilities in the immediate proximity to the automatically operated object and minimized the failures due to connection faults, simplified the mounting and made the system more independent and stable.

1994 – large-scale tests of MSKU were conducted at Sergievskaya compressor station («Samaratransgaz»). The system was recognized as potentially productive and accepted for the automation of JSC «Gazprom» units.

1994 – the research & production company «System-Service» JSC was established.

1996 – «System-Service» designed the advanced MSKU released under the brand of «MSKU 4510». It was tested at «Igrinskaya» compressor station («Permtransgaz»).

MSKU 4510 used the hardware produced by Octagon, Analog Device, Grayhill companies, and its own original designs. Due to the more powerful processor, complicated control algorithms

В продукцию фирмы вложены знания и опыт, накопленные за три с лишним десятилетия интенсивной работы:

1976г. – в «ГСКБ СКА» (Государственное союзное конструкторское бюро средств контроля и автоматизации) разработана система автоматического управления А705-15 для газотурбинного компрессора ГТК 10-1, производимого Невским заводом для нужд советской газовой промышленности. Система явилась для своего времени настоящим прорывом в области автоматизации технологических процессов. Она производилась в течение 20 лет и до сих пор работает на ряде объектов ОАО «Газпром».

1982г. – в ГСКБ СКА (к тому времени преобразованное в НПО «Электронмаш») разработано новое поколение системы А705-15-М. (т.е. «микропроцессорная»). А705-15М прошла испытания и надолго стала ведущей системой автоматики в стране. Суммарный тираж А705-15 и А705-15М составил тысячи систем.

1992г. – разработана МСКУ – мультипроцессорная система контроля и управления газоперекачивающими агрегатами. Система впервые размещена в приборном блок-боксе. Это позволило расположить средства автоматики в непосредственной близости от автоматизируемого объекта и свело к минимуму отказы автоматики по обрывам связи, упростило монтаж, сделало систему более автономной и живучей.

1994г. – на компрессорной станции Сергиевская в «Самаратрансгазе» прошли масштабные испытания МСКУ. Система признана перспективной и принята для автоматизации объектов ОАО «Газпром».

1994г. – создана научно-производственная фирма ЗАО «Система-Сервис».

1996г. – в «Системе-Сервис» разработана модернизированная МСКУ, вышедшая в свет под маркой «МСКУ4510». Проведены испытания на компрессорной станции «Игринская» в «Пермтрансгазе».

МСКУ4510 использовала технические средства фирм Octagon, Analog Device, Grayhill и собственные оригинальные разработки. Более мощный процессор позволил реализовывать сложные алгоритмы управления и объединить в одной системе управление технологическим оборудованием и управление газотурбинным двигателем. В МСКУ4510 были применена антипомпажная защиты компрессора, разработанная специалистами «Системы–Сервис». С этого момента развитие систем управления пошло в основном в сторону наукоемких технологий. Совершенствовалась самодиагностика системы, с помощью специальных алгоритмов повышалась надежность входных каналов, совершенствовалась ►

программа управления газотурбинными двигателями, увеличивался парк моделей газоперекачивающих агрегатов. С 1998г. в МСКУ интегрирована функция электронного топливного регулирования газотурбинным двигателем, выполняемая до этого отдельной независимой системой, поставляемой комплектно с двигателем.

Попутно фирмой осваивалось направление систем пожаро- и газобезопасности. В 1997г. был разработан и сертифицирован контроллер автоматической системы пожаротушения ПК4510-01. Контроллеры, построенные на аппаратно-программной базе, полностью унифицированной с аппfратно-программной базой МСКУ, выступили логичным дополнением к последней.

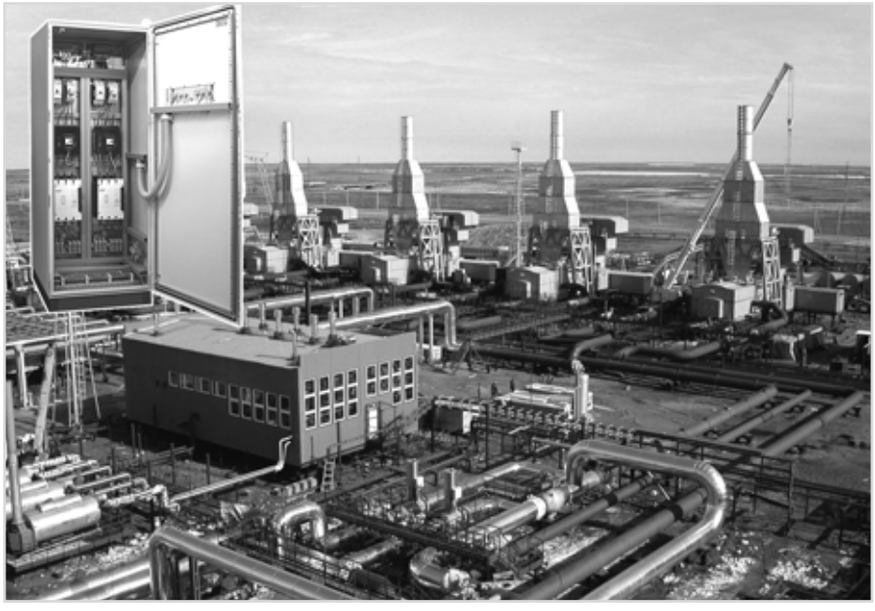
Полностью оснастив несколько компрессорных цехов агрегатной автоматикой, фирма сделала следующий шаг – освоила выпуск систем автоматизации для общецехового оборудования (узлы подключения, установки очистки газа, подготовки газа, охлаждения газа и т.п.). Для этой задачи была разработана модификация МСКУ 4510 – «МСКУ 4510 КЦ». Данная модификация использовала все архитектурные, аппаратные и программные наработки МСКУ 4510 для ГПА, но в отличие от последней она учитывала функционально- и географически-распределенный характер объекта управления. За каждую отдельную технологическую установку (узел) отвечала отдельная локальная интеллектуальная станция (ЛИС). В совокупности, набор ЛИС обеспечивал полнофункциональное управление всем комплексом общецехового оборудования.

Подключение САУ ГПА и САУ КЦ к единому центральному пульту управления позволило обеспечить полную однородность и завершенность всего комплекса автоматизации объекта. В 2000г. на КС «Сызранская» в «Самаратрансгазе» была запущена и прошла испытания комплексная система автоматического управления компрессорным цехом. Впервые в «Газпроме» управление всем компрессорным цехом осуществлялось единым комплексом, построены на базе одной системы с единого пульта управления.

В состав функций, исполняемых САУ КЦ, вошла функция цехового регулирования, т.е. согласованного управления режимами работы всех ГПА в цеху для обеспечения заданных технологических параметров работы (расход, давление газа) всего объекта в целом. При этом обеспечивается равномерное распределение нагрузки между работающими ГПА, оптимизируется расход топливного газа.

Параллельно с развитием функциональности МСКУ, «Система-Сервис» продолжала развивать и ее базовые аппаратно-программные решения. Значительная веха в этой области была установлена в 2002г. на испытаниях САУ ГПА нового поколения – МСКУ 5000. Это более современное исполнение МСКУ базировалось на программно-аппаратной базе фирмы SIEMENS. Переняв весь алгоритмический и математический аппарат от МСКУ 4510, новая система получила большие информационные возможности, более гибкую интеграцию с другими системами, полнее соответствовала мировым стандартам в части всех базовых решений. В тесном взаимодействии с фирмой SIEMENS стандартные базовые решения, принадлежащие последней, были адаптированы под использование для нужд автоматизации сложных технологических объектов нефтегазовой отрасли. Фирма SIEMENS крайне высоко отметила мастерство и опыт инженерных проработок «Системы-Сервис». Российская фирма принимает большое участие в выпуске новых программных продуктов SIEMENS. А сближает сотрудничество то, что SIEMENS вступил в число акционеров «Системы-Сервис».

Начиная с 2002 года «Система-Сервис» делает основной упор на развитие и распространение МСКУ 5000. На МСКУ автоматизированы десятки типов двигателей (авиационных, судовых, стационарных) в составе сотен типов различных технологических установок. За 2000-2007 годы «Система-Сервис» внедрила комплексные системы автоматизации более чем на 80 объектах. Общее количество объектов, где установлены системы МСКУ, перевалило за 250. А количество отдельных локальных САУ ГПА, ЛИС и ПК приближается к 2,5 тысячам единиц. МСКУ внедряются в России, Белоруссии, Казахстане, Турции, Иране. Кроме газокомпрессорных цехов на средствах МСКУ были автоматизированы станции охлаждения газа (СОГ), газодобывающие и газоперабатывающие комплексы, подземные ►



could be realized, and processing equipment control and gas turbine engine control could be united in a single control system. Anti-surge compressor protection, created by the specialists of «System-Service», was used in MSKU 4510. From that moment the ACS development became focused mainly on science intensive technologies. The self-diagnostics of the system was enhanced; special algorithms contributed to the increased inlets reliability, the program of gas turbine engine control was improved, the park of GCU models was enlarged. Since 1998 MSKU integrated the function of electronic fuel regulation of the gas turbine engine which was earlier implemented by a separate independent system supplied with the engine.

At the same time the company developed a line of fire and gas safety systems. In 1997 the automatic fire fighting system controller PK4510-01 was designed and certified. The controllers produced on the hardware and software basis, fully unified with MSKU 4510, became a logical supplement to the latter.

After the company equipped completely several compressor workshops (CWS) with GCU ACS, it made the next step – the mastering of the production of ACS for general workshop equipment (junction points, gas treating and cooling plants, etc.). For this task a new modification of MSKU 4510, «MSKU 4510 CS», was designed. This modification used all MSKU 4510 architectural, hardware and program best practice for gas compressor units, but unlike the latter, it considered the functional and geographically distributed mode of a control object. The separate local intellectual station (LIS) was responsible for each separate processing plant (unit). The aggregated LIS set provided a full-range control of the whole general workshop equipment complex.

The linking up of the GCU ACS and the CWS ACS to the unified central control panel ensured the full uniformity and completeness of the whole object automation complex. In 2000 a complex compressor workshop automatic control system was launched and it passed tests at «Syzranskaya» compressor station («Samaratransgaz»). For the first time in «Gazprom» the whole compressor workshop was controlled by a common complex produced on the basis of one system from the unified control panel.

The functions fulfilled by the CWS ACS included that of the workshop regulation, i.e. coordinated control of the operating regimes of all GCU in the workshop to provide the set process variables (consumption and pressure) of the whole object. At the same time an even load distribution between the running GCU is ensured, the consumption of fuel gas is optimized.

Along with the development of the ACS functionality, «System-Service» continued developing its basic hardware and software solutions. The year 2002 was marked by an important milestone in this field in the tests of MSKU 5000, a new generation of GCU ACS. This more modern modification of MSKU rested on hardware and software basis by SIEMENS. Comprising all the algorithmic and mathematical tools from MSKU 4510, the new system had more powerful intelligence, more flexible integration with other systems, higher compliance with international standards with regard to all basic solutions. In close cooperation with SIEMENS, the standard basic solutions, belonging to the latter, were adjusted for the needs of automation of complicated processing units of oil and gas industry. SIEMENS highly appreciated the skills and experience of engineering by «System-Service». The Russian company takes an active part in the production of new SIEMENS software products. And the fact that SIEMENS has become one of «System-Service» shareholders makes the cooperation even closer.

Starting from 2002 «System-Service» places the main emphasis on the development and

distribution of MSKU 5000. MSKU has become the basis for automation of dozens of engine types (air, marine and stationary engines) within the hundreds of types of different GCU. For the period from 2000 to 2007 «System-Service» introduced complex automation systems at more than 80 objects. The total number of objects where MSKU are installed exceeds 250. The number of separate local GCU ACS, LIS and PK approaches 2,500 units. MSKU are introduced in Russia, Belorussia, Kazakhstan, Turkey, and Iran. Apart from gas compressor workshops, MSKU means were used for the automation of a gas cooling station, gas producing and gas processing complexes, underground gas storage facilities, gas stations and other objects.

Besides, since 2004 MSKU 5000 started to appear on the small-scale power generation plants. The experience of CWS automation was successfully used for the complex automation of power stations with gas turbine power units with the capacity of 2.5 – 6 MW. The following tasks were fulfilled: control of active and reactive load; support of concurrent power unit operation; synchronization of power units with the external network. The development of ACS of power stations and separate power units is one of the development priorities for «System-Service».

«System-Service» is actively developing supervisory control systems allowing to control large processing plants comprising many workshops and units. At the same time, apart from the questions of the automation of technological processes, the company seeks for the ways of ACS integration with the supervisory solutions support systems and the enterprise resource planning and management systems. Supervisory control systems of this level of development by «System-Service» are used in Mostransgaz, Samaratransgaz and Volgogradtransgaz.

Today, along with further development of the control systems for compressor shops and electric power stations, «System-Service» is active in developing dispatcher control systems which allow control over a large technological enterprise consisting of many shops and facilities. In the meantime, apart from the issues of automating a production process proper, the Firm is searching for ways of integrating the automatic control system with the systems supporting dispatcher decision making, with the systems for planning and managing the enterprise's resources. The dispatcher systems of such a level of development by «System-Service» are being introduced at «Mostransgas», «Samartransgas», «Volgogradtransgas». Further development of these systems is associated by the Firm with ensuring regulation (of the load distribution) among separate shops, both in terms of technological criteria (performance of the plan assignment) and in terms of economic criteria (cutting back on the use of resources, i.e. production cost, with fulfillment of the plan assignment).

Today «System-Service» Scientific Production Firm has organized a powerful serial production facility which manufactures automation systems. The focus on boosting the production volumes has required rigid standardization and commonization of the software and hardware solutions used, strict functional operation-by-operation demarcation of duties within the Firm. However, at the same time, the Firm is constantly taking care that its products are developed in line with scientific and technical challenges. Research is being pursued to create automatic control systems using the components made by other manufacturers (including Yokogawa, Alan Bradley, etc.). Promising work is being done to integrate control systems with a system of parameter diagnostics for the manufacturing equipment. Intensive research is being carried out into the possibility of using MSKU developments in related industries, i.e. petrochemical industry, «big time» energy sector, etc.

хранилища газа (ПХГ), автомобильные газозаправочные станции (АГНКС) и другие объекты.

Кроме того, уже с 2004г. МСКУ 5000 начали появляться на объектах малой энергетики. Опыт автоматизации компрессорных цехов был с успехом применен для комплексной автоматизации электростанций с газотурбинными энергоблоками мощностью 2,5-6 МВт. Реализованы задачи управления активной и реактивной нагрузкой, поддержания параллельной работы энергоблоков, синхронизации энергоблока с внешней сетью. Развитие САУ электростанций и отдельных энергоблоков является одним из приоритетных направлений развития для «Системы-Сервис».

Сегодня, наряду с дальнейшим развитием систем управления компрессорными цехами и электростанциями, «Система-Сервис» ведет активную разработку систем диспетчерского управления, позволяющими управлять крупным технологическим предприятием, состоящим из многих цехов и объектов. При этом, кроме вопросов собственно автоматизации технологического процесса, фирма ищет пути интеграции САУ с системами поддержки принятия диспетчерских решений, с системами планирования и управления ресурсами предприятия. Диспетчерские системы такого уровня разработки «Системы-Сервис» внедряются в «Мострансгазе», Самартрансгазе, «Волгоградтрансгазе». Дальнейшее развитие этих систем фирма видит в обеспечении регулирования (распределения нагрузки) между отдельными цехами как по технологическим критериям (выполнение планового задания), так и по экономическим критериям (снижение расхода ресурсов, т.е. себестоимости, при выполнении планового задания).

Сегодня в НПФ «Система-Сервис» организовано мощное серийное поточное производство по выпуску систем автоматизации. Погоня за объемами производства потребовала жесткой стандартизации и унификации используемых программно-аппаратных решений, жесткого функционального пооперационного разделения внутри фирмы. Но вместе с тем фирма постоянно заботится и о научно-техническом развитии своей продукции. Ведутся проработки САУ с применением элементной базы других производителей (в том числе Yokogava, Alan Bradley и др. Ведется перспективная работа по интеграции системы управления с системой параметрической диагностики технологического оборудования. Ведутся интенсивные проработки возможности использования наработок МСКУ в смежных сферах промышленности – нефтехимии, большой энергетике и др. ■

ФЕДЕРАЛЬНОЕ КАЗЁННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КАЗЁННЫЙ ПОРОХОВОЙ ЗАВОД»

**420032,Россия,Республика Татарстан,г.Казань, ул.1 Мая, 14.
Тел./факс: (843) 554-34-32
E-mail:kazanpowder@kgts.ru
www.kazanpowder.ru**

Завод является разработчиком и ведущим производителем изделий из высококремнистого чугуна (ферросилида) марок ЧС-15, ЧС-17. Предприятие выпускает следующие изделия из ферросилида:
• трубы;
• насосы для перекачки агрессивных сред;
• коррозийно-стойкую запорную арматуру;
• фасонные изделия;
• ферросилидовый анод – заземлитель марки ЗАЖК: предназначен для электрохимической защиты подземных трубопроводов, обсадных колонн, скважин, внутренней и наружной (днища) поверхностей, вертикальных резервуаров типа РВС, наружной поверхности подземных резервуаров, внутренней поверхности горизонтальных резервуаров и отстойников от коррозии, а также для рабочих заземлений электропередач постоянного и переменного тока. Срок службы анода составляет более 50 лет (данные Новомосковского филиала МХТИ);
• любые изделия по чертежам заказчика.

**410059, г. Саратов, пл. Советско-Чехословацкой дружбы, Промзона, а/я 4142.
Тел./факс: (8452) 92-97-54, (8452) 92-06-06
E-mail: sdv@acrypol.ru
www. acrypol.ru**

ООО «АКРИПОЛ» производит полимеры акриламида, водные акриловые эмульсии, акриловые лаки, диспергаторы, ацетат хрома, полифенол и другие химические реагенты.

Для нефтегазовой отрасли поставляются полимеры акриламида:
• водорастворимые, серии АК 631 для регулирования заводнения пластов, буровых растворов;
• водорастворимые, серии АК 642 для изоляции водопоглощающих зон, выравнивания проницаемости неоднородного пласта; повышения нефтеотдачи пластов; РИР в скважинах, тоннелях; буровых растворов;
• серия АК 640 – стабилизатор глинистых растворов при бурении на большую глубину;
• водопоглощающие, серии АК 639 для технологии повышения нефтеотдачи трещиноватых пластов, РИР в скважинах, тоннелях, изоляции водопоглощающих зон, очистки внутренней поверхности трубопроводов;
• ацетат хрома – реагент ПГС.

ЗАО ПТК «ТОЧТЕХНИКА»

**125368 г. Москва, ул. Барышиха, д.19.
Тел./факс:(495)921-05-16, сот. 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.

1869

ООО «БОРХИММАШ»

**397164 г.Борисоглебск, Воронежская обл., ул. Проходная, 4а
Тел./факс:(47354)6-05-14, (47354)4-18-02; 4-41-29
E-mail: sales@bhm.ru; info@bhm.ru
www.oaobhm.ru**

ОАО «Борхиммаш» является одним из старейших предприятий в области химического машиностроения. Осуществляет разработку и производство оборудования для предприятий нефте- и газоперерабатывающего комплексов, предприятий металлургической, энергетической, химической промышленности.
Выпускает следующие виды оборудования:
• Аппараты воздушного охлаждения (АВМ, АВЗ, 2АВЗ-Д, АВГ, 2АВГ, АВО-БМ, блочно-модульного типа с рециркуляцией нагретого воздуха БМР, 1АВГ-ВВП, АВГ-В, 1АВГ-ВВ, 2АВГ-75С (100С), 1АВГ-25С, АВГ-160Р, 1АВГ-160БКР, АВГБС-83(100) и др.).
• Аппараты теплообменные (кожухотрубчатые с неподвижной трубной решеткой, с плавающей головкой, с U-образными трубками, типа «труба в трубе», испарители, холодильники, конденсаторы, подогреватели и др.).
• Емкости (до 50 м^3), воздухосборники, фильтры.

ООО «ИНДАСОФТ»

**г. Москва
117997 Россия
ул. Профсоюзная, 65, офис 247
Тел./факс: +7(495) 580-70-20
info@indusoft.ru
www.indusoft.ru**

Российская компания «ИндаСофт» успешно работает на рынке промышленной автоматизации с 1996 г. На сегодняшний день компания имеет семь представительств в России, странах СНГ и Балтии, а также широкую сеть системных интеграторов. Основные направления деятельности:
• Дистрибуция программного обеспечения и оборудования (поставка программного обеспечения и оборудования, техническая поддержка, перевод программного обеспечения и документации, обучение специалистов заказчика). «ИндаСофт» является дистрибьютором и партнером мировых лидеров рынка промышленной автоматизации – GE Fanuc, OSIsoft, MPDV, Motorola, SATEC. Решения на базе ПО этих компаний давно уже стали корпоративным стандартом для многих отраслевых предприятий.
• Внедрение комплексных систем автоматизации : от АСУТП до MES в различных отраслях промышленности.
• Разработка программного обеспечения (специализированное программное обеспечение, драйверы и OPC-серверы).

ООО «Нефтеснаб-Комплект»

**423250, РТ, г. Лениногорск, ул. Белинского, 28 А
Тел.: (85595) 2-42-40, 2-40-41
e-mail: neftesnab.rt@mail.ru**

ООО «Нефтеснаб-Комплект» – современная многопрофильная компания, основной вид деятельности: комплексные поставки стальных нарезных труб нефтяного сортимента и всего спектра нефтяного оборудования, комплектующих частей, расходных материалов, химических реагентов, металлопроката.
ООО «Нефтеснаб-Комплект» оказывает транспортно-экспедиционные услуги:
• предоставление своих ж/д подъездных путей для перевалки груза со станции Письмянка, Куйбышевской ж/д, код станции – 674604;
• полный комплекс складских услуг на собственной базе (открытые площадки, крытые неотапливаемые склады);
• доставка грузов автотранспортом, по реквизитам заказчика.
Дополнительные услуги, предлагаемые нашим предприятием:
поставка электрооборудования; кабельно-проводниковая продукция; строительные материалы.

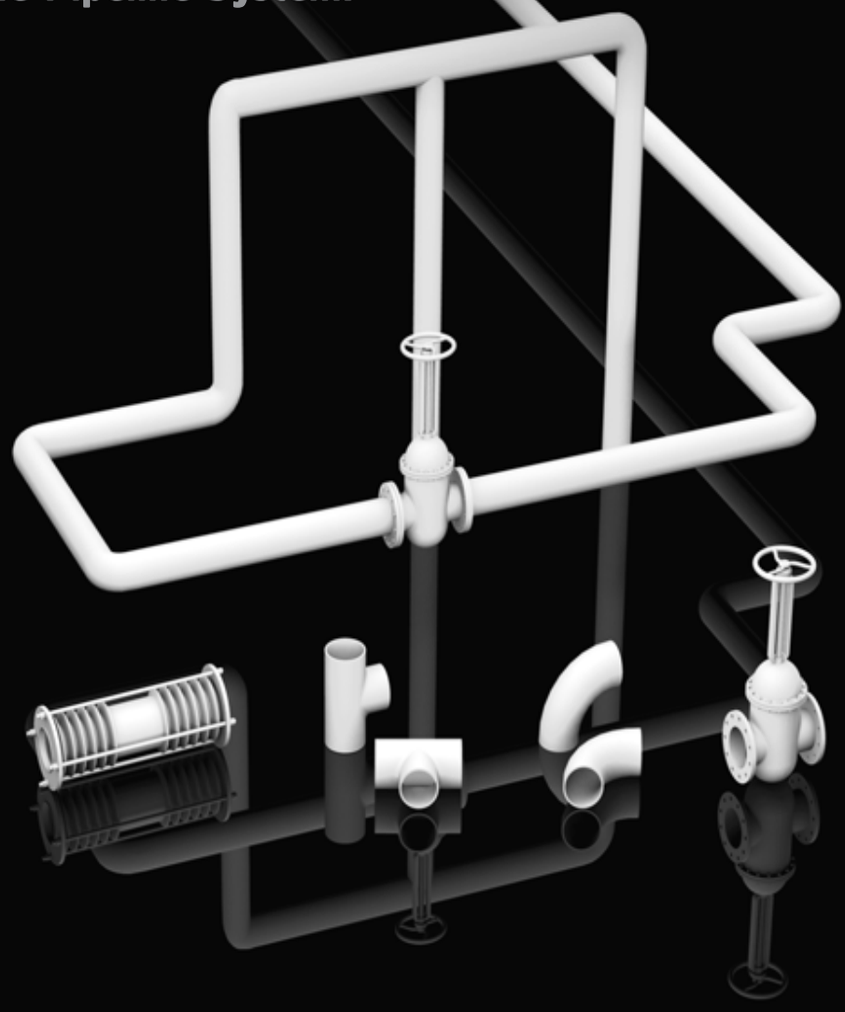
ТРУБОПРОВОД
PIPELINE

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №5/Нт ОКТЯБРЬ 2008

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.

ЭКСПОЗИЦИЯ



CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Мы живем в условиях постоянного выбора. Каждый день нам приходится из чего-то выбирать: что купить, что надеть, где провести очередной отпуск. Хорошо, если имеется возможность выбора. При наличии достаточных средств это дает внутреннюю свободу. Возможность выбора заставляет нас из нескольких возможных вариантов принимать наиболее продуманные и прагматические решения. Вопросы выбора актуальны и в том случае, когда речь идет о покрытиях, используемых для противокоррозионной защиты трубопроводов и оборудования.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ И ТЕХНОЛОГИЙ

ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

И.А.ПОНИКАРОВА гл. специалист по полимерным покрытиям ООО «ТПК «Алтиком» г. Набережные Челны

За более чем вековую историю трубопроводного строительства для изоляции трубопроводов применялись самые различные материалы и системы защитных покрытий трубопроводов и оборудования – от каменноугольного дегтя и битума до полимерных, полиамидных покрытий. Каждое из применяемых защитных покрытий имеет свои преимущества, но вместе с тем практически каждое покрытие трубопроводов имеет и свои недостатки, температурные или эксплуатационные ограничения. При всем имеющемся многообразии защитных покрытий на сегодняшний день нельзя сделать вывод в пользу только одного, уникального и универсального покрытия, которое бы отвечало всем предъявленным требованиям и обеспечивало защиту от коррозии в различных условиях эксплуатации. И это вполне объяснимо. Ведь современные газонефтепроводы являются сложными инженерными сооружениями, протяженность которых составляет сотни и тысячи километров. Трубопроводы проходят через различные климатические зоны, на их пути встречаются реки и болота, вечная мерзлота и пустыни, автомобильные и железные дороги. Отдельные участки трубопроводов могут проходить под водой, над землей, прокладываться в скважинах при строительстве. Трубопроводы – это не только сваренные в одну нитку стальные трубы. В состав трубопроводов входят соединительные детали (отводы, тройники, заглушки), запорная арматура (крановые узлы, задвижки), узлы врезок, ответвлений и др. Через определенные промежутки в трубопроводы встраиваются компрессорные, насосные перекачивающие станции. Все эти элементы трубопроводов должны быть защищены от коррозии на продолжительный период эксплуатации.

Уже более 50 лет в Европе применяется полиамидное покрытие RILSAN для антикоррозионной и антифрикционной защиты в нефтегазовой промышленности, в автомобилестроении и в системах водоснабжения.

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. 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. В зависимости от выбранной технологии возможность получения покрытия пленки от 150мкм до 1000 мкм.

СВОЙСТВА ПОКРЫТИЙ RILSAN

- отличная устойчивость к коррозии;
- хорошая химическая стойкость, атмосферостойкость;
  сопротивление износу и истиранию;
- ровная и гладкая поверхность (шероховатость 0,4….0,8 мкм);
- эластичность;
- нетоксичность;
- устойчивость к граффити и UF-лучам и др.

ОТЛИЧИЯ ОТ ДРУГИХ ПОРОШКОВЫХ ПОКРЫТИЙ

Покрытие RILSAN принадлежит к группе конструкционных пластмасс и по физическим и химическим свойствам превосходит такие материалы, как эпоксидные, полиэфирные, а также полиолефины (см.таблицу).

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.

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 (при толщине покрытия в 300 мкм), 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 ►

USE OF MODERN MATERIALS AND TECHNOLOGIES TO PROTECT THE PIPELINES AND EQUIPMENT FOR OIL AND GAS INDUSTRY

For more than one century long history of pipeline construction, very different materials and systems of protective coatings for pipelines and equipment have been used for pipeline insulation – from coal tar and bitumen to polymer and polyamide coatings. Each of the protective coatings used has its own advantages, however at the same time practically every coating for pipelines has its own drawbacks, temperature and operational limitations. With all the available variety of protective coatings today, one cannot commit oneself to only one fully, a unique and universal coating which would meet all the requirements applying to it and would provide anti-corrosive protection under various operating conditions. This is quite easy to explain. The reason is that modern gas and oil pipelines constitute sophisticated engineering designs whose length amounts to hundreds and thousands of kilometers. The pipelines run through various climatic zones, they cross rivers and marshes, perm frost and deserts, roads and railways. Some sections of the pipeline may pass under water, underground, may be laid in the wells during construction. Pipelines are not just steel pipes welded together into one line. Connecting pieces are also part of the pipelines (diversions, T-pipes, plugs), valve gear (valve assemblies, blast gates), incuts, branches, etc. At a definite interval, compressor stations and pump stations are built into the pipeline. All these components of the pipeline must be protected from corrosion for a lengthy period of operation.

For more than 50 years already the RILSAN polyamide coating for anti-corrosive and anti-friction protection has been in use in oil and gas industry, in automobile industry and in water supply systems.

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. Depending on the technology chosen, it is possible to obtain film coatings from 150 microns to 1000 microns

PROPERTIES OF RILSAN COATINGS

- Excellent resistance to corrosion
- Good chemical resistance, atmospheric resistance
- Wear and abrasive resistance
- Level and smooth surface (roughness from 0.4 to 0.8 microns);
- Elasticity
- Lack of toxicity;
- Resistance to graffiti and UF rays, 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).

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.

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 (with coating thickness being 300 microns) 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 5-25 mg (depending on the coating grade) 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 example, 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 RISLAN coated products can be bent 90º or 180º without damaging the coating (provided R> 30D).

THE CHARACTERISTICS OF THE QUALITY COATINGS ARE PRESENTED IN THE NORMATIVE ACTS:

- European Standard EN10310;
- American Standard C-224-01

For the material (product) itself imported by the manufacturer (ARKEMA) – safety passport No. 01095 (92091 Paris La Defense Cedex)

The products comply with Technical Requirements TU 1390-001-52-637818-2006.

Technical Requirements (TU 1390-001-52637818-2006) have sanitary epidemiological opinion No. 77.99.02.139.T.002 050.10.06 dated 27.10.2006.

The products (steel pipes, pipeline components) San PiN 2.1.4. 1074-01 «Drinking water. Hygienic Requirements to the Water Quality in the Drinking Water Supply System. Quality Control», GN 2.1.5. 1315-03 «Limited Permissible Quantities of Chemical Agents in the Water of the Water Facilities for Industrial and Drinking Needs as Well as Cultural and Household Use'. Sanitary and Epidemiological Opinion No. 77.99.02.139.D.01060-9.11.06 dated 14.11.2006 issued by the Federal Service for Supervision in the Sphere of Protecting Consumers' Rights and Human Well-Being.

Expert Opinion No. 03-02/06-188 dated 18.09.2006 by the State Run Institution «Scientific and Research Institute for Labor Medicine of the Russian Academy for Medical Sciences»

For the material (powder) as products imported into the territory of the Russian Federation (Polyamide 11 Grade Rilsan Fine Powder) – sanitary epidemiological opinion No. 7701.12.229.P.02068.02.4 dated 05.02.04. by the State Sanitation and Epidemiology Service of the Russian Federation.

THE USE OF RILSAN IN OIL AND GAS SECTOR

1. Pipes and pipeline components. Coatings (both inner ones and outside ones) are applied onto longitudinally or spirally welded pipes, seamless steel pipes and their fittings (pipe grade as per GOST State Standards 3262, 10-704, 8732, 8734, 8696, 550, 20295, diversions with an angle of 900, 600 and 450 per GOST State Standards 17378, Plugs per GOST State Standards 17379, etc.). Methods of connection: flange type, threaded connection, by means of couplings (welding of coated products is not allowed without using protected bushings in the seam area).
2. Oil and gas equipment springs.
3. Work wheel TSNS 63-1400.
4. Impellers of the Oil Accounting Sensors (Turbine).
5. Valve Rods of the drilling tongs.
6. Plunger (rods) of the SIN-32 Type, SIN-46 Type Pumps and other mating elements (slide bearings, guide rings, support rings, castellated nut).
7. Seal Bushings (BAKER CAC type) instead of bronze, steel can be used for manufacture with RILSAN coating.
8. Filters.
9. Different types of impellers, etc.
10. Housing and Parts of the Valve Gear.

истирания стандартным методом при помощи абразивной машины Taber составляет 5-25 мг (в зависимости от марки покрытия) по сравнению с 40мг для эпоксидного покрытия и около 60мг 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 до 80% позволяет материалам RILSAN восстанавливаться без повреждения пленки (на трубах, металлических профилях и других изделиях, покрытых RILSAN, при изгибе на 90^0…180^0 повреждений покрытия не происходит (при соблюдении условий R≥30D).

ХАРАКТЕРИСТИКИ КАЧЕСТВЕННОГО ПОКРЫТИЯ ПРЕДСТАВЛЕНЫ В НОРМАТИВНЫХ АКТАХ:

- Европейский стандарт EN10310;
- Американский стандарт С-224-01

На сам материал (продукт), ввозимый компанией-производителем (ARKEMA) – паспорт безопасности № 01095 (92091 Париж La Defense Cedex).

Продукция соответствует ТУ 1390-001-52637818-2006.

Технические условия (ТУ 1390-001-52-637818-2006) имеют санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.02.139. Т.002 050.10.06 от 27.10.2006г.

Продукция (трубы стальные, элементы трубопроводов) соответствуют санитарным правилам) Сан ПиН 2.1.4. 1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества», ГН 2.1.5. 1315-03 «ПДК химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования». Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.02.139.Д.010609.11.06 от 14.11.20-06г. Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека.

Экспертное заключение № 03-02/06-188 от 18.09.2006г. Государственного учреждения научно-исследовательского института медицины труда Российской академии медицинских наук.

На материал (порошок) как на продукцию, ввозимую на территорию Российской Федерации (Полиамид 11 марки Rilsan Fine Powder) – санитарно-эпидемиологическое заключение № 7701.12.229.П.02068.02.4 от 05.02.04г. Государственной санитарно-эпидемиологической службы Российской Федерации.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЯ RILSAN В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ:

1. Трубы и элементы трубопроводов. Покрытие (как внутреннее, так и наружное) наносится на продольно или спирально сваренные трубы, бесшовные стальные трубы и их фитинговые элементы (сортамент труб по ГОСТ 3262, 10704, 8732, 8734, 8696, 550, 20295, отводы с углом 90^0,60^0 и 45^0 по ГОСТ 173-78, заглушки по ГОСТ 17379 и др.). Способы соединения: фланцевое, резьбовое, с помощью муфт (сварка изделий с покрытием не допускается без применения защитных втулок в зоне шва).
2. Пружины нефтегазового оборудования.
3. Колесо рабочее ЦНС 63-1400.
4. Крыльчатки датчиков учета нефти (турбинка).
5. Штоки клапанов от бурового ключа.
6. Плунжеры (штоки) насосов типа СИН-32, СИН-46 и остальные сопряженные элементы (подшипник скольжения, направляющие кольца, кольца опорные, корончатая гайка).
7. Втулки сальниковые (типа BAKER CAC) – вместо бронзы возможно изготовление из стали с покрытием RILSAN.
8. Фильтры.
9. Крыльчатки различных типов и т.д.
10. Корпуса и детали запорной арматуры. ■

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^{0}C	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

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Объектом исследования являются бипластмассовые трубы, внешний силовой слой которых изготовлен из стеклопластика, а внутренний герметизирующий слой – из полиэтилена низкого давления. Анализируются случаи хрупкого разрушения полиэтиленового слоя труб при низких температурах. Проведен расчет напряженно-деформированного состояния полиэтиленового слоя бипластмассовых труб при температурном перепаде. Установлено, что причиной разрушения является высокий уровень температурных и технологических напряжений, а также сложное напряженное состояние полиэтиленового слоя.

РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ

КОМПОЗИТНЫХ БИПЛАСТМАССОВЫХ ТРУБ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

А.Н. АНОШКИН д.т.н., профессор кафедры механики композиционных материалов и конструкций Пермского государственного технического университета г. Пермь

А.Б.ПОСПЕЛОВ начальник отдела развития ООО «ТрубопроводСпецСтрой»

В настоящее время острейшей проблемой нефтегазодобывающей отрасли страны является высокая аварийность трубопроводных систем и особенно промысловых трубопроводов. Одна из основных причин аварий – коррозия, скорость которой за последние пять лет увеличилась в тридцать раз вследствие интенсивной эксплуатации и обводнённости большинства российских месторождений [1-3]. По данным работы [2] более 40% количества аварий на трубопроводах происходит из-за коррозии металла. Кардинальным решением проблемы коррозионной защиты нефтепромысловых трубопроводов является применение новых неметаллических материалов в конструкции труб [2, 3].

Основные перспективы развития нефтегазодобычи в России связаны с освоением северных и западносибирских месторождений. Строительство трубопроводов на заболоченных и тундровых участках, характерных для данных месторождений, осуществляется, как правило, в зимний период при температурах до -50^{0}С. Применение коррозионностойких труб из полимерных композиционных материалов в данных условиях требует подтверждения их работоспособности с учетом различных нагрузок и факторов окружающей среды. Достоверная оценка надежной работоспособности конкретного типа неметаллических труб на нефтепромыслах северных и западносибирских месторождений может быть получена только на основе комплекса расчетных и экспериментальных исследований и систематического анализа опыта их эксплуатации.

В настоящей статье рассматриваются двухслойные бипластмассовые трубы (рис. 1-2), разработанные в ООО «ТрубопроводСпецСтрой» (г. Пермь) [4]. Наружным силовым слоем трубы является стеклопластиковая оболочка, в качестве внутреннего герметизирующего слоя применен полиэтилен низкого давления (ПЭНД). Адгезия между стеклопластиком и полиэтиленом обеспечивается введением дополнительного промежуточного слоя сополимера этилена с винилацетатом (сэвилена). Кроме того, для защиты стеклопластиковой оболочки от воздействия внешней среды и нерегламентируемой влажности в конструкцию трубы введен наружный смоляной слой. Таким образом, бипластмассовые трубы сочетают высокую прочность и жесткость благодаря верхней силовой стеклопластиковой оболочке, а также надежную герметичность вплоть до разрушения вследствие герметичности внутреннего полиэтиленового слоя.

Бипластмассовые трубы хорошо зарекомендовали себя на нефтепромыслах Уральско-Поволжского региона [5-7] и начали активно внедряться на нефтепромыслах Западной Сибири в районах с резко континентальным климатом, более длинным периодом и низкими значениями холодных температур (рис. 2). Однако ►

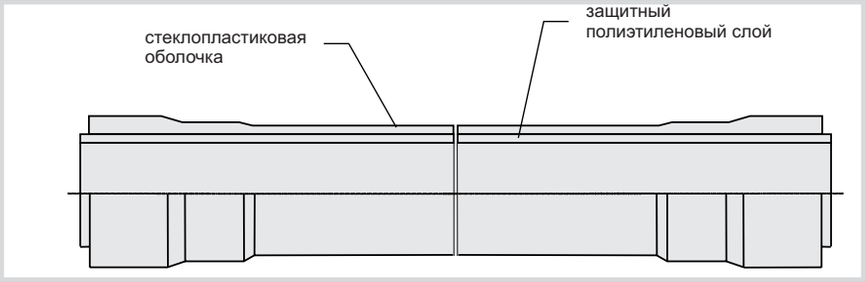


Рис. 1. Конструкция бипластмассовой трубы
Fig. 1 Bi-Plastic Pipe Design

The object of this study is the bi-plastic pipes whose external power layer is made from fiber glass while the internal sealing layer is made from low pressure polyethylene. Cases are analyzed where the polyethylene layer of the pipes becomes brittle and is destroyed at low temperatures. A calculation is made of the strain and stress condition of the polyethylene layer of the bi-plastic pipes at a temperature drop. It has been established that the destruction is caused by a high level of temperature related and process related stresses as well as by complicated stress condition of the polyethylene layer.

CALCULATION AND EXPERIMENTAL EVALUATION OF THE STRENGTH OF THE BI-PLASTIC PIPES WHEN THEY ARE OPERATED UNDER LOW TEMPERATURE CONDITIONS

At the present time, one of the most acute problems of the country's oil and gas industry is the high accident rate on the pipeline systems and especially on the infield pipelines. One of the key causes of such wrecks is corrosion whose speed, in the recent five years, has increased thirty times due to intensive operation, and the fact that most of the Russian oil fields are water cut [1-3]. According to the data obtained as a result of the research [2], more than 40% of the number of the pipeline wrecks is caused due to metal corrosion. The radical resolution of the oil field pipeline corrosion protection problem is the use of new non-metallic materials in the pipe structures [2,3].

The main prospects for the development of oil and gas production in Russia are linked with the development of Northern and Western Siberian oil fields. Construction of pipelines in the water-logged and tundra areas, characteristic of such oil fields, is carried out, as a rule, during the winter period at temperatures reaching minus 50°C. The use of corrosion resistant pipes from polymer composite materials under such conditions requires that their operational capacity be confirmed, given various loads and environmental factors. Reliable evaluation of the operational capacity for a specific type of non-metallic pipes to be used in the oil fields of Northern and Western Siberia, can be obtained only on the basis of a set of calculation and

experimental research and systematic analysis of the experience in operating them.

This article is a review of double layer bi-metallic pipes (Fig. 1-2), developed by OOO «TruboprovodSpetsStroy» (Perm) [4]. The external power layer of the pipe is the fiber glass reinforced plastic envelope, while low pressure polyethylene is used as the internal sealing layer. Adhesion between the fiber glass reinforced plastic and polyethylene is ensured by introducing an additional layer of ethylene and vinyl acetate (savylene) co-polymer. Besides, in order to protect the glass fiber reinforced plastic envelope from environmental effects and unregulated moisture, an external resin layer has been introduced into the pipe design. Therefore, bi-metallic pipes combine high strength and rigidity due to their top power glass fiber reinforced plastic envelope as well as reliable sealing qualities until they are destroyed due to the sealing capacity of the inner polyethylene layer.

The bi-plastic pipes have distinguished themselves when used in the oil fields of the Urals and Volga Region [5-7] and are now actively coming into use in the oil fields of Western Siberia in the areas with harsh continental climate with a longer period of low temperatures and where temperatures drop to lower levels (Fig. 2). However, during the transportation of bi-metallic pipes, installation and testing of the pipelines at temperatures below -30°C, cases of brittle destruction of the pipes' polyethylene envelope have been recorded. Such failures had not been previously encountered during the operation of such pipes, therefore in order to ascertain the causes of destruction and in order to develop action plans aimed at precluding such failures from happening, a program of calculation and experimental research was carried out.

This article presents an analysis of stress and strain condition and a calculation and experimental evaluation of the bi-plastic pipe structures in the sub-zero temperature area. The difference in the linear thermal expansion coefficients of the materials of the power fiber glass reinforced plastic envelope and the internal polyethylene sealing layer of the bi-plastic pipes leads to them developing temperature related stresses when they are heated up or cooled. Specifically speaking, such stresses occur during transportation, storage and installation of the pipeline from such pipes and reduce when such pipelines are commissioned into service.

In order to compute temperature related stresses, let us consider a section of the middle part of the pipe (Fig. 1). The temperature differential, when the pipe is cooled from +20°C down to -40°C, amounts to 60°C, borderline conditions on the pipe section edges correspond to hinge support conditions or free surface conditions. It is of interest to evaluate the stressed deformed state of the structure given two scenarios of the conditions on the surface between the polyethylene layer and the fiber glass reinforced plastic layer. In the first case – ideal adhesion and occurrence of local ring type lamination (adhesion disruption) between polyethylene and fiber glass plastic. The dimension of the ring type area of lamination was assumed to equal 50 mm. Such disruptions had been periodically experienced on volume produced pipes. Such laminations had occurred as a result of the technological shrinkage of the polyethylene layer and the insufficient strength of the adhesive linkage between polyethylene-fiber glass plastic; in their turn, the level of shrinkage and adhesive strength are influenced by the

при транспортировке бипластмассовых труб, монтаже и испытаниях трубопроводов в условиях температур ниже -30°С были зафиксированы случаи хрупкого разрушения полиэтиленовой оболочки труб. Подобные отказы ранее не встречались при эксплуатации данных труб, поэтому для определения причин разрушения и разработки мероприятий, предотвращающих возникновение подобных отказов, был проведен комплекс расчетно-экспериментальных исследований.

В данной статье представлен анализ напряженно-деформированного состояния и расчетно-экспериментальная оценка прочности конструкции бипластмассовых труб в области отрицательных температур. Отличие коэффициентов линейного термического расширения материалов силовой стеклопластиковой оболочки и внутреннего полиэтиленового герметизирующего слоя бипластмассовых труб приводит к появлению в них температурных напряжений при нагреве или охлаждении. В частности, такие напряжения возникают во время транспортировки, хранения и монтажа трубопровода из данных труб и снижаются при запуске трубопровода в эксплуатацию.

Для расчета температурных напряжений рассмотрим отрезок средней части трубы (рис.1). Температурный перепад при охлаждении тубы от +20°С до – 40°С составляет 60°С, граничные условия на краях отрезка трубы соответствуют условиям шарнирного опирания или свободной поверхности. Представляет интерес оценка НДС конструкции при двух вариантах условий на поверхности между слоями полиэтилена и стеклопластика. В первом случае – идеальной адгезии и появления локального кольцевого расслоения (нарушения адгезии) между полиэтиленом и стеклопластиком. Размер кольцевой зоны расслоения принимали равным 50 мм. Такие нарушения периодически фиксировались на серийно изготавливаемых трубах. Данные расслоения возникали вследствие технологической усадки полиэтиленового слоя и недостаточной прочности адгезионной связи полиэтилен-стеклопластик, в свою очередь, на величину усадки и адгезионной прочности влияют геометрические параметры экструдируемых полиэтиленовых оболочек и технологические режимы термообработки бипластмассовых труб.

Релаксация напряжений и нелинейный характер деформирования полиэтилена не учитывались, поскольку процессы релаксации при низких температурах происходят несоизмеримо медленнее, чем скорость охлаждения. Таким образом, задача расчета температурных напряжений в процессе транспортировки, хранения и монтажа бипластмассовых труб без дефекта и с дефектом решалась в упругой постановке. Математическая постановка асимметричной задачи теории упругости в цилиндрической системе координат $O_{zr\theta}$ представлена следующей известной системой уравнений [10, 11].

Уравнения равновесия:

$$\frac{\partial\sigma_{rr}}{\partial r}+\frac{\partial\sigma_{rz}}{\partial z}+\frac{\sigma_{rr}-\sigma_{\theta\theta}}{r}=0,\quad \frac{1}{r}\frac{\partial\sigma_{\theta\theta}}{\partial\theta}=0,\quad (1)$$

$$\frac{\sigma_{rz}}{r}+\frac{\partial\sigma_{zz}}{\partial z}+\frac{\partial\sigma_{rz}}{\partial r}=0.$$

►

Рис.2а Вывод бипластмассового трубопровода на поверхность (г.Чернушка, Пермская обл.) Fig. 2a Bi-Plastic Pipeline Coming Out Onto the Surface (Town of Chernushka, Perm Region)

Рис.2б Трубопровод из бипластмассовых труб (г. Когалым, Тюменская обл.) Fig.2b Bi-Plastic Pipeline (Town of Kogalym,Tyumen Region)

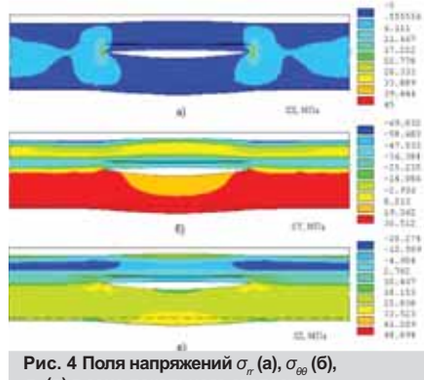


Рис. 4 Поля напряжений σ_{rr} (а), $\sigma_{\theta\theta}$ (б), σ_{zz} (в) в зоне локального отслоения полиэтиленового слоя от стеклопластиковой оболочки бипластмассовой трубы D=130 мм при температурном перепаде от +20°С до -40°СFig. 4 Stress Fields σ_{rr} (a), $\sigma_{\theta\theta}$ (b), σ_{zz}(c) in the zone of local lamination of the polyethylene layer from the glass fiber reinforced plastic envelope of the bi-plastic pipe D=130 mm at a temperature drop from+20°C to -40°C

Рис. 5. Разрушение полиэтиленового слоя трубы ТСК190 (максимальная температура полимеризации 118°С) Fig. 5 Destruction of the Pipe Polyethylene Layer TCK190 (maximum polymerization temperature 118°C)

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Геометрические соотношения Коши:

$$\varepsilon_{rr} = \frac{\partial u_r}{\partial r}, \ \varepsilon_{zz} = \frac{\partial u_z}{\partial u}, \ \varepsilon_{\theta\theta} = \frac{u_r}{r}, \qquad (2)$$
$$\varepsilon_{rz} = \frac{1}{2}, \left(\frac{\partial u_r}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial r}\right)$$

Физические уравнения Дюамеля-Неймана:

$$\varepsilon_{ij}(\vec{r},T) = S_{ijkl}(\vec{r},T)\sigma_{kl} + \alpha_{ij}(r,T)\Delta T(\vec{r},t). \qquad (3)$$

Компоненты тензора податливости S_{ijkl} рассчитывались через технические упругие постоянные материалов [12]. Технические упругие постоянные однонаправленного стеклопластикового слоя в локальной системе координат $OX_1\ X_2\ X_3$, где ось OX_3 направлена вдоль волокон, принимались по данным работы [14]:

$E_{11}=E_{22}=13400$ МПа, $E_{33}=59220$ МПа,
$v_{12}=0,272$, $v_{13}=v_{23}0,26$
$G_{12}=2495$ МПа, $G_{23}=G_{13}=3175$ МПа
КЛТР $\alpha_{11}=\alpha_{22}=2,7\ 10\text{-}5$, $\alpha_{33}=0,68\ 10^{-5}$;

Свойства полиэтилена низкого давления марки 273-79 определяли экспериментально при испытаниях по ГОСТ на образцах-лопатках в диапазоне температур от +60 до -60^{0}С. В расчетах принимались следующие технические упругие постоянные полиэтилена, соответствующие температуре испытаний -40^{0}С: *E=2273 МПа* (соответствует скорости нагружения 50 мм/мин), *n=0,3, G=874,2 МПа, КЛТР α=12 10^{-5}* (КЛТР соответствует свободному сокращению полиэтиленовой трубы исходной длины 6м на 43,2 мм при температурном перепаде -60 ^{0}С).

Компоненты тензора податливостей для каждого слоя стеклопластиковой оболочки вычислялись по свойствам однонаправленного слоя с учетом принятой схемы армирования трубы [15]. Решение задачи осуществлялось методом конечных элементов. Полученные зависимости напряжений и деформаций по толщине трубы приведены на рис. 3 и 4.

Результаты расчетов показывают, что при температурном перепаде -60 °С вследствие различия коэффициентов линейного термического расширения стеклопластика и полиэтилена в слое полиэтилена возникают значительные растягивающие напряжения. При этом максимальные напряжения имеют место на границе раздела полиэтилена и стеклопластика.

Для случая с идеальной адгезией (рис. 3) между слоями данных материалов осевые и окружные напряжения (σ_{zz} и $\sigma_{\theta\theta}$) в полиэтиленовом слое принимают значения порядка 20¸ 23 МПа, а радиальные напряжения σ_{rr} – порядка 1,5 МПа. В случае наличия кольцевого дефекта эти напряжения еще увеличиваются. На рис. 4 показаны поля напряжений и деформаций в образце бипластмассовой трубы с кольцевым дефектом при охлаждении. Как видно из рисунков, в зоне возобновления контакта полиэтилена со стеклопластиком осевые

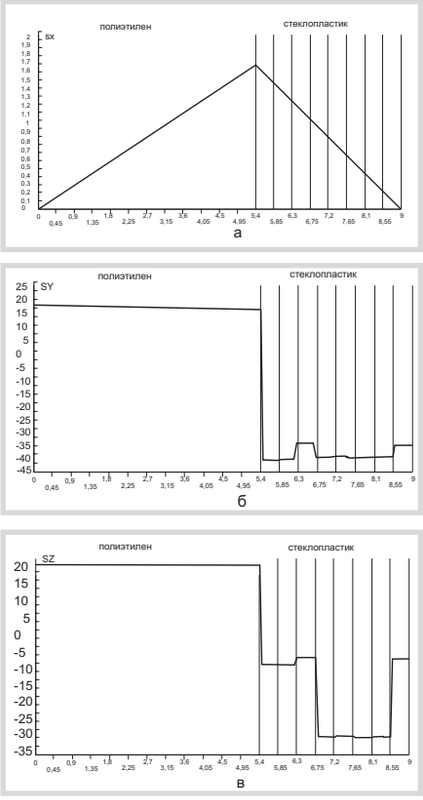


Рис. 3 Распределение напряжений в МПа σ_{rr} (а), $\sigma_{\theta\theta}$ (б), σ_{zz} (в) по сечению бипластмассовой трубы D=130 мм при температурном перепаде от +20^{0}С до -40^{0}С; торцы трубы свободны
Fig. 3 Distribution of stresses in MPa σ_{rr} (a), $\sigma_{\theta\theta}$ (б), σ_{zz} (в) through the cross section of the bi-plastic pipe D=130 mm at a temperature drop from +20°C to -40°C; the pipe ends are free

напряжения σ_{zz} достигают 34 МПа, окружные $\sigma_{\theta\theta}$ ~ 40 МПа, и особенно существенно в малой локальной зоне увеличиваются радиальные напряжения σ_{rr}, достигая уровня 30 МПа.

Следует учесть возможное наличие технологических напряжений в слоях бипластмассовых труб [8, 9, 14], что может привести к дополнительному увеличению растягивающих напряжений в полиэтиленовом слое. Задача оценки уровня технологических напряжений в таких трубах в этой статье не рассматривается.

Таким образом, именно наличие локальных зон непроклея между полиэтиленовым и стеклопластиковым слоем может привести к возникновению высоких растягивающих напряжений и, как следствие, появлению хрупких трещин в полиэтиленовом слое.

Для экспериментального подтверждения результатов расчетов был проведен комплекс испытаний на хладостойкость натурных образцов бипласмассовых труб при температурном перепаде в морозильной камере. Анализируя результаты испытаний образцов бипластмассовых труб на хладостойкость можно сделать выводы, что хрупкое разрушение происходит в трубах, которые подвергались термообработке при повышенных температурах (рис. 5), а также имеющих начальное напряженно-деформированное состояние. Это ►

geometrical parameters of the extruded polyethylene envelopes and the process modes of the bi-plastic pipe heat-treatment.

Stress relaxation and non-linear nature of the polyethylene deformation were not taken into consideration, since relaxation processes at low temperatures occur at an immeasurably slower rate than the cooling rate. Therefore, the problem of computing temperature related stresses during transportation, storage and installation of the bi-plastic pipes without defect and with defect was resolved with elastic approach. The mathematical approach of the asymmetrical problem of elasticity in the cylindrical coordinates system Ozrθ is represented by the following known system of equations [10, 11].

Equilibrium equation: see the formula (1)

Cauchy Geometric Relations: see the formula (2)

Duhamel Neumann Physical Equations: see the formula (3)

The compliance tensor components Sijkl were calculated via technical elastic constants of the materials [12]. The technical elastic constants of the uni-directional fiber glass reinforced plastic layer in the local coordinates system OX1 X2 X3 where OX3 axis is directed along the fibers were assumed according to the data of this work [14]:

$E_{11}=E_{22}=13400$ МПа, $E_{33}=59220$ МПа,
$v_{12}=0,272$, $v_{13}=v_{23}0,26$
$G_{12}=2495$ МПа, $G_{23}=G_{13}=3175$ МПа
КЛТР $\alpha_{11}=\alpha_{22}=2,7\ 10\text{-}5$, $\alpha_{33}=0,68\ 10^{-5}$;

The properties of low pressure polyethylene, Grade 273-79, were determined experimentally in the tests per GOST State Standards using blade type samples within the temperature range from +60 up to -60°C. In the calculations the following technical elasticity constants of polyethylene were used which corresponded to the test temperature of -40°C: E=2273 MPa (corresponding to the speed of loading equal to 50 mm/min.), n=0.3, G=874.2 MPa, LTEC (linear temperature expansion coefficient) α=12 10-5 (LTEC corresponds to free contraction of the polyethylene pipe with initial length of 6 m by 43.2 mm at a temperature differential of - 60°C).

The compliance tensor components for each layer of the fiber glass reinforced plastic envelope were calculated based on the properties of the uni-directional layer, taking into consideration the pipe reinforcement scheme [15]. The problem was solved using finite elements method. The dependencies between stresses and strains obtained throughout the thickness of the pipe are given in Fig. 3 and 4.

The calculation results indicate that at a temperature differential of -60°C, due to a difference in linear temperature expansion coefficients of the fiber glass reinforced plastic and polyethylene, in the polyethylene layer there occur significant tension stresses, with maximum stresses taking place at the line of demarcation between polyethylene and glass fiber reinforced plastic.

In the case involving ideal adhesion (Fig. 3), between the layers of these materials the axial and circular stresses (σσzz σσθθ) in the polyethylene layer take on the values in the region of 20, 23 MPa, while the radial stresses σσrr reach 1.5 MPa. In the case of a ring-like defect, these stresses increase still more. Fig. 4 shows the fields of stresses and strains in a sample of a bi-plastic pipe with a ring-like defect during cooling. As one can see from the figures, in the zone where the contact between polyethylene and glass fiber reinforced plastic is resumed, axial stresses σσzz reach 34 MPa, circular ones σσθθ ~40 MPa, while radial stresses σσrr

increase particularly significantly in the small local zone, reaching the level of 30 MPa.

It would be appropriate to take into consideration the existence of process strains in the layers of the bi-plastic pipes [8, 9, 14] which may lead to an additional increase in tension stresses in the polyethylene layer. The problem of evaluating the level of process stresses in such pipes is not considered in this article. Therefore, it is the existence of local low quality gluing zones between the polyethylene layer and glass fiber reinforced plastic layer that may cause high tension stresses to occur resulting in development of brittle cracks in the polyethylene layer. For the purpose of experimental corroboration of the calculation results, a set of tests were conducted for low temperature resistance of the actual samples of bi-plastic pipes at a temperature drop in a freeze chamber. Analyzing the test results of the samples of the bi-plastic pipes for low temperature resistance, it can be concluded that brittle destruction takes place in the pipes which were subjected to heat treatment at elevated temperatures (Fig. 4) as well as which have a initial stress and strain condition. This bears out the hypothesis of the significant influence of process stresses on the low temperature resistance of the bi-plastic pipes.

High temperature treatment of the bi-plastic pipes obviously causes great residual process stresses to develop in the layers. In the second case the process stresses were simulated with the initial stressed condition of the pipe's polyethylene layer. At the same time, the axial deformation of the pipe's polyethylene envelope led to the development of initial stresses in the region of 33 MPa in it.

The cooling of the sample down to the temperature of -40°C results in developing axial stresses in the polyethylene layer up to the level of 50 MPa.

It is noteworthy that the tests do not confirm the predominating importance of the defects of the low quality gluing type or adhesion disruption for the brittle destruction of the pipe's polyethylene layer. This can be explained by the errors in the calculation evaluation of the stress and deformation condition in the vicinity of the area where contact between polyethylene and glass fiber reinforced plastic is resumed, where there happens a change in the borderline conditions, and as a result, there occurs singularity of stresses. Of greater importance is the level of process stresses in the design of the bi-plastic pipes, to evaluate which it is necessary to formulate and solve an appropriate problem.

Conclusion. Therefore, the results of the calculation and experimental research into the low temperature resistance of the bi-plastic pipes show that two-axial stressed condition with the stress level higher than 50 MPa is potentially dangerous from the point of view of brittle destruction of the polyethylene layer in the pipes. The danger of brittle destruction is increased given existence of process stresses caused by the heat treatment of the pipes.

The principal method which reduces cumulative stresses in the polyethylene layer, and hence prevents brittle destruction of the bi-plastic pipes is to reduce the process residual stresses at various stages of pipe manufacture as well as to relax such stresses at the stage of storage of these pipes prior to placing them into operation. A complete action plan, aimed at reducing the residual stresses in the layers of the bi-plastic pipes, was successfully implemented during the pipe manufacture which enabled the low temperature resistance of the bi-plastic pipes to be increased to minus 40-45°C.

подтверждает гипотезу о существенном влиянии технологических напряжений на хладостойкость бипластмассовых труб. Высокотемпературная обработка бипластмассовых труб закономерно приводит к возникновению в слоях больших остаточных технологических напряжений. Во втором случае технологические напряжения имитировались начальным напряженным состоянием полиэтиленового слоя тубы. При этом начальная осевая деформация полиэтиленовой оболочки трубы привела к возникновению в ней начальных напряжений порядка 33 МПа. Охлаждение образца до температуры -40^{0}С приводит к возникновению осевых напряжений в полиэтиленовом слое до уровня 50 МПа.

Интересно отметить, что эксперименты не подтверждают определяющего значения дефектов типа непроклея или нарушения адгезии на условие хрупкого разрушения полиэтиленового слоя трубы. Это можно объяснить погрешностью расчетной оценки напряженно-деформированного состояния в окрестности возобновления контакта полиэтилена со стеклопластиком, где имеет место смена граничных условий и, как следствие, сингулярность напряжений. Более важное значение имеет уровень технологических напряжений в конструкции бипластмассовых туб, для оценки которых необходима постановка и решение соответствующей задачи.

Заключение. Таким образом, результаты расчетно-экспериментальных исследований хладостойкости бипластмассовых труб показывают, что потенциально опасным с точки зрения хрупкого разрушения полиэтиленового слоя труб является двухосное напряженное состояние с уровнем напряжений выше 50 МПа. Опасность хрупкого разрушения повышается при наличии технологических напряжений, возникающих при термообработке труб.

Основным способом, уменьшающим суммарные напряжения в полиэтиленовом слое, а следовательно, предотвращающим хрупкое разрушение бипластмассовых труб, является снижение технологических остаточных напряжений на различных этапах изготовления труб, а также с помощью релаксации данных напряжений на этапе хранения данных труб перед запуском в эксплуатацию. Полный план мероприятий по снижению остаточных напряжений в слоях биплстмассовых труб был успешно реализован при изготовлении труб, что позволило повысить хладостойкость бипластмассовых труб до минус 40-45^{0}С. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Кирсанов В.В., Мингазетдинов И.Х., Глебов А.Н., Фролов Д.В. Промышленная безопасность трубопроводных систем// НефтьГазПромышленность. – 2006-№6(26). – С. 36-37.
2. Гоник А.А., Корнилов Г.Г. Причины и механизм локальной коррозии внутренней поверхности нефтесборных трубопроводов на месторождениях Западной Сибири // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – 1999. – № 7–8. – С.2-6.
3. Осипов М.Л., Кольцов В.А., Бушковский А.Л. Опыт защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования в ОАО «Томскнефть» ВНК // Вест. ВНК. – 1998. – №3. – С. 96-99.
4. Аношкин А.Н., Ташкинов А.А., Ларионов А.Ф., Поспелов А.Б. Бипластмассовые трубы для внутрипромысловых нефтепроводов высокого давления// Механика композит. материалов. – 2000 – Т. 36 № 3. – С.407-418.
5. Кобяков Н.И., Ларионов А.Ф. 25 лет без ремонта и аварий// Нефть России – 1996. –№ 6.
6. Зайцев К.И., Ларионов А.Ф., Сорокин А.А. Перспективы применения бипластмассовых труб в системах газификации// Безопасность труда в машиностроении. – 1999 – № 11. – С.46-47.
7. Поспелов А.Б., Тараканов А.И., Шаклеин О.В. Опыт применения стеклопластиковых комбинированных (бипластмассовых) труб при обустройстве нефтяных месторождений. //Трубопроводы и экология. – 2003. - №3 – С.24-25.
8. Аношкин А.Н., Ташкинов А.А., Ларионов А.Ф., Поспелов А.Б. Расчет технологических напряжений в процессе производства бипластмассовых труб // Вестник ПГТУ. Полимерные материалы. – Пермь: ПГТУ. – 1997 – № 3. – С.24-32.
9. Аношкин А.Н., Ларионов А.Ф., Поспелов А.Б., Якушев Р.М. Анализ работоспособности бипластмассовых труб при низких температурах // Аэрокосмическая техника и высокие технологии – 2003. Тезисы докладов Всероссийской научно-технической конференции – Пермь: ПГТУ, 2003. – С.22.
10. Аношкин А.Н., Ларионов А.Ф., Поспелов А.Б., Якушев Р.М. Исследование механических свойств и оценка напряженного состояния полиэтиленового слоя бипластмассовых труб при низких температурах. // Вестник ПГТУ. Аэрокосмическая техника. – Пермь: ПГТУ. – 2004 - № 16. – С.5 11.
11. Аношкин А.Н., Ларионов А.Ф., Поспелов А.Б., Якушев Р.М. Исследование механических свойств полиэтилена в условиях низких температур // Зимняя школа по механике сплошных сред (тринадцатая). Школа молодых ученых по механике сплошных сред. Тезисы докладов Екатеринбург. УрО РАН, 2003 С.22.
12. Алфутов Н.А., Зиновьев П.А., Попов Б.Г. Расчет многослойных пластин и оболочек из композиционных материалов. – М.: Машиностроение, 1984. – 263 с.
13. Алфутов Н.А., Попов Б.Г. Многослойные композитные оболочки вращения // Композиционные материалы: Справочник/ Под ред. В.В.Васильева, Ю.М.Тарнопольского. – М.: Машиностроение, 1990. – С. 376-404.
14. Скудра А.М., Булавс Ф.Я. Прочность армированных пластиков. – М.:Химия, 1982. – 216 с.
15. Композиционные материалы: Справочник/ В.В.Васильев, В.Д.Протасов, В.В. Болотин и др.; Под общ. ред. В.В.Васильева, Ю.М.Тарнопольского. – М.: Машиностроение, 1990. – 512 с.

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

В 2005 году группой специалистов по системам автоматизации сварочных процессов, комплексов автоматической сварки и роботизации была создана компания «Группа Экспертов по сварке». Целью создания компании явилось освоение и внедрение адаптивных комплексов автоматической сварки. Посредством международной интеграции и применения инновационных технологий и оборудования создается совершенный, не имеющий аналогов в мире и востребованный на внутреннем и внешнем рынке комплекс автоматической сварки.

АДАПТИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ **АВТОМАТИЧЕСКОЙ** СВАРКИ

А.В. АРШИНОВ | ООО «Группа экспертов по сварке» | г. Тюмень

Назначение комплекса и основные инновационные решения, заложенные в данном проекте:

- Полная автоматизация и механизация процессов дуговой сварки на предприятии заказчика, интегрированная в единый сварочный центр, решающий задачи сварки кольцевых, продольных, угловых, сложной конфигурации швов в изделии или по узлам, управляемым единым оператором.
- Полная адаптация к реальным условиям сборки и геометрии сборочных узлов. Предлагаемый центр без участия оператора во время сварки компенсирует все погрешности сборки и геометрии. Нет требований к модернизации и необходимости огромных капитальных вложений в заготовленное производство.
- Значительное увеличение скорости сварки в сравнении с общей средней скоростью сварки на предприятии, исходя из реального объема производства без увеличения количества сварщиков.
- Значительное снижение трудоемкости на подготовительном и заключительном этапах (на 35%-40%) за счет исключения передаточных циклов.
- Полное исключение влияния человеческого фактора (личности сварщика) на процесс сварки.
- Полный контроль за всеми системами комплекса и циклом сварки через Интернет. Диагностика, контроль отказов осуществляется предприятием изготовителя.

Для решения сложных технических решений по внедрению данной технологии на территории России был запущен «Тюменский завод Современных Сварочных Технологий». Такое производство не имеет аналогов в нашей стране и позволяет инженерам компании решать производственные задачи практически любой отрасли нашей промышленности. Это предприятия атомной, энергетической, машиностроительной отрасли, ТЭК, судостроение, машиностроение, агропромышленный комплекс и многие другие. Планируемыми основными потребителями продукции ТССТ являются предприятия машиностроительного комплекса, специализирующиеся на емкостном, нефтехимическом, газовом, химическом, котлоаппаратном производстве численностью от 100 работающих человек.

На базе «Тюменского завода Современных Сварочных Технологий» в производстве многофункциональных комплексов автоматической сварки плавлением используются только самые современные инновационные технологии оборудования от ведущих иностранных производителей.

Конфигурация каждого комплекса разрабатывается под конкретного заказчика, но состоит из стандартных узлов, часть которых поступает по международной кооперации с финишным изготовлением, привязкой, сборкой, настройкой на базовом предприятии ТССТ в г.Тюмени. Комплекс имеет модульную схему построения, включающую в себя модули дуги, позиционирования исполнительных механизмов, технического зрения, несущей системы.

Также использование адаптивных комплексов завода ТССТ увеличивает на 150%-200% среднюю скорость сварки на предприятии без капитальной модернизации заготовительного производства и высоких требований к сборке.

Развитие данного направления позволяет обеспечить технологический прорыв в области автоматизации сварочного производства. ■

Сварочный робот FANUC ArcMate 50iB

Полуавтомат: Сваочная система PowerWave 455M/STT + PowerFeed 10M DVAL

WELDING EXPERTS GROUP

www.wexperts.ru
e-mail: weg@wexperts.ru
тел.(3452) 21-25-26
21-43-69

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

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

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

НЗИТО

ОТКРОЙТЕ С НАМИ! ОТКРОЙТЕ ЛУЧШЕЕ!

ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА

- задвижки стальные 30с41нж Ду 50-Ду 500; (Ру 1,6 МПа)
- задвижки стальные 30с941нж Ду 50-Ду 250; (Ру 1,6 МПа)
- задвижки стальные 30лс41нжХЛ Ду 50-Ду 250 (Ру 1,6 МПа)
- задвижки стальные 30лс941нжХЛ Ду 50-Ду 250 (Ру 1,6 МПа)
- задвижки стальные 30с99нж, ДУ 50-250 (Ру 25)

Кроме того, предприятие изготавливает любую литейную продукцию развесом от 100 гр. до 150 кг, габаритами до 700 х 700 х 700 мм из конструкционных нелегированных, легированных и легированных со специальными свойствами марок сталей, серого и высокопрочного чугуна. Возможно рассмотрение заявок на отливки больших габаритов и массы. Все предлагаемые изделия изготавливаются методом точного литья (по выплавляемым моделям).

603158, г. Нижний Новгород,
п. Спортсменский, 12,
тел. (831) 241-12-74, факс (831) 275-45-71
www.nzito.ru, email: nzito@nzito.ru

PHYSICAL ACOUSTICS CORPORATION
MISTRAS Holdings Group

ДИАПАК
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА

Поставка приборов неразрушающего контроля:
- для акустико-эмиссионной диагностики;
- для ультразвукового контроля;
- для вибродиагностики.

Экспертиза безопасности опасных промышленных объектов

Тел. +7(495) 789-4549
mail@diapac.ru
http://www.diapac.ru

АРКОР
арматурная корпорация
НА высокую готовность
ОРБИТУ №1
www.arkor.ru
(495)730-5757

ЭКСПОЗИЦИЯ

ПЕРЕРАБОТКА
REFINING

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №5/Нп ОКТЯБРЬ 2008

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.

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Вопрос обеспечения дорожно-строительных компаний Казахстана собственным качественным дорожным битумом является весьма актуальным. Битум – это один из основных компонентов асфальтобетонных смесей, от которого существенно зависит качество дорожного покрытия, а значит - и продолжительность его безремонтной эксплуатации.

ИСТОЧНИКИ СЫРЬЯ
ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ДОРОЖНЫХ БИТУМОВ
В КАЗАХСТАНЕ

Э.Г. ТЕЛЯШЕВ д. т. н., профессор ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ» г. Уфа
И.Р. ХАЙРУДИНОВ д. х. н., профессор
Ю.А. КУТЬИН к. т. н. Атырауский институт нефти и газа (АИНП) г. Атырау
Г.А. ОРАЗОВА
С.К. БУКАНОВА

В соответствии с Программой развития автодорожной отрасли на 2006-2012 гг. потребности Казахстана в дорожном битуме только для дорог республиканского значения составят порядка 350 тыс. тонн. В перспективе до 2012 г. дорожное строительство республики в целом планирует потреблять до 700 тыс. тонн битума ежегодно. В дальнейшей перспективе эти потребности в битуме еще более возрастут.

Основным поставщиком битума в Казахстан является Россия, откуда ежегодно ввозится более 300 тыс. тонн дорожного битума. В Казахстане же собственное годовое производство битума не превышает 70 тыс. т/год. Следует также учитывать, что качество ввозимого извне битума не всегда соответствует требованиям современного дорожного строительства республики, характеризующегося разнообразием дорожно-климатических зон. Всего таких зон 5.

Все это указывает на необходимость создания нового современного крупнотоннажного битумного производства в Республике Казахстан, которое напрямую будет связано с потребителем, удовлетворяя его все возрастающие потребности не только в количестве, но и в регулируемом качестве ценного продукта [1].

Общеизвестно, что Казахстан обладает немалыми запасами нефтей, пригодных для производства высококачественной битумной продукции. Поэтому задачей исследователей является выявление наиболее предпочтительных для производства битумов нефтей, изучение их свойств и разработка рациональных технологий переработки этих нефтей в высококачественный дорожный битум [2].

В данной работе представлены результаты исследований нефтей месторождений Караарна, Карсак и Каражанбас, остатков атмосферной перегонки этих нефтей и дорожных битумов, полученных окислением остатков [3]. Проведена качественная оценка лабораторных битумных образцов. Исследования битумов проводили в ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ» (г. Уфа).

В табл. 1 представлены характеристики нефтей. Нефти месторождений Караарна и Каражанбас следует отнести к числу тяжелых высокосмолистых высокосернистых. Нефть месторождения Карсак в отличие от двух других характеризуется крайне малым содержанием серы и парафинов. По содержанию парафина нефти Караарна и Карсак относятся к малопарафинистым, наибольший показатель значения содержания парафинов в них – 1,84 % масс.

По формуле БашНИИ НП, характеризующей пригодность той или иной нефти для производства битумов, нефти месторождений Караарна, Карсак и Каражанбас являются полностью пригодными [5]. Значения показателей, характеризующих пригодность нефти для производства битумов для Караарнинской нефти, нефтей месторождений Карсак и Каражанбас составляют 14,95, 18,5 и 21,5, соответственно.

В таблице 2 представлены характеристики остатков перегонки исследованных нефтей.

Все остатки характеризуются высокими значениями плотности в диапазоне 950-1020 кг/м^3, высокими выходами на нефть и высокими значениями температуры вспышки – более 200^{0}С.

В таблице 3 приведены свойства битумов, полученных из остатков исследованных нефтей путем прямого окисления.

Продукты окисления мазута являются высококачественными дорожными битумами, причем из данного сырья могут быть получены практически все марки дорожных битумов, предусмотренные действующими стандартами России и Казахстана. Особенностью битумов, полученных из исследованных нефтей, является низкая температура хрупкости, которая существенно ниже нормативных требований – минус 26-28^{0}С против нормативных 15-17^{0}С. Это очень важное преимущество, учитывая сложные дорожно-климатические условия республики.

Таким образом, исследования нефтей месторождений Караарна, Карсак и Каражанбас Казахстана показали, что из остатков их атмосферной перегонки – мазутов ►

The issue of providing road construction companies in Kazakhstan with their own high quality road bitumen is rather topical. Bitumen is one of the principal components of the asphalt and concrete mixes on which the quality of road surface depends a great deal and hence the duration of its repair-free service.

SOURCES OF RAW MATERIALS FOR PRODUCTION OF ROAD BITUMENS IN KAZAKHSTAN

Under the Program for the development of auto road sector for 2006-2012, Kazakhstan's requirement for road bitumen for the roads of Republican status, will amount to some 350 thousand tons. In the long term until 2012 the Republic's road construction as a whole is expected to use up to 700 thousand tons of bitumen annually. In the longer term this requirement for bitumen is to grow still more. The key supplier of bitumen to Kazakhstan is Russia from where more than 300 thousand tons of road bitumen is imported every year. In Kazakhstan, its own annual production of bitumen does not exceed 70 thousand tons a year. It is noteworthy that the quality of bitumen imported from the outside does not always measure up to the requirements of the Republic's modern road construction which is typified by a variety of road and climate zones. All in all, there are 5 such zones.

All this emphasizes the need for a new modern high tonnage bitumen production facility to be set up in the Republic of Kazakhstan which would be directly interfaced with the customer, meeting the customer's ever growing requirements, not in terms of quantity only, but also in terms of the regulated quality of this valuable product [1].

It is common knowledge that Kazakhstan owns considerable reserves of petroleums suitable for production of high quality bitumen products. Therefore, the task for researchers is to identify the petroleums most preferable for bitumen production, to study their properties and to develop rational technologies to refine such petroleums

into high quality road bitumen [2].

This work presents the results of research into the petroleums of the Karaarna, Karsak and Karazhanbas oil fields, the residues of the atmospheric distillation of these petroleums and the road bitumens produced by oxidizing the residues [3]. Quality evaluation of the laboratory bitumen samples has been made. The bitumens were tested at the State Run Unitary Enterprise "Petrochemical Refining Institute of the Republic of Bashkortostan" (Ufa).

Table 1 lists the characteristics of the petroleums. The petroleums from the Karaarna and Rarazhanbas oil fields should be referred to heavy high resin content and high sulfur content petroleums. The oil from the Karsak oil field, unlike the other two, is characterized by extremely low content of sulfur and paraffins.

In terms of paraffin content, the petroleums of the Karaarna and Karsak oil fields are classified as low paraffin content petroleums with the maximum index of paraffin content in them being 1.84% by mass.

According to the formula of BashNII NP which characterizes the suitability of this or that petroleum for bitumen production, the petroleums of the Karaarna, Karsak and Karazhanbas oil fields are fully suitable [5]. The value of the indices which characterize the suitability of petroleum for bitumen production for the Karaarna oil, the petroleums from the Karsak and Karazhanbas oil fields amounts to 14.95, 18.5 and 21.5 respectively.

Table 2 gives the characteristics of the distillation residues of the petroleums investigated. All the residues are characterized by high values of density within a range of 950-1020 kg/cubic m, high yield and high flash point temperatures – more than 200^{0}C.

Table 3 gives the properties of the bitumens produced from the residues of the petroleums investigated by means of direct oxidizing.

The products of furnace oil oxidization are high quality road bitumens, and this raw material can produce practically all the grades of road bitumens envisaged by the existing standards of Russia and Kazakhstan.

The peculiar feature of the bitumens produced from the petroleums investigated is the low brittleness temperature which is significantly lower than the normative

Наименование показателей, единицы измерения	Нефти месторождений:		
	Караарна	Карсак	Каражанбас
1. Плотность при 20^{0}С, кг/м^3	963,8	947,7	936,5
2. Кинематическая вязкость, мм^2/сек при:			
20^{0}С	–	–	–
50^{0}С	79,5	255	135,5
3. Температура застывания с термообработкой, ^{0}С	-22	-21	-26
4. Температура вспышки в закрытом тигле, ^{0}С	–	132	108
5.Содержание, % масс:			
- общей серы	2,6	0,27	2,18
- парафина/температура плавления ^{0}С	1,84/59	0,6	1,42/42
- асфальтенов	4,6	1,7	5,3
- смол силикагелевых	14,95	18,3	18,3
6. А+С-2,5 П > 0 *	14,95	18,5	21,5
7. Коксуемость, %	6,56	3,35	7,3
8. Фракционный состав, % об. НК	242	198	96
отгоняется до температуры 200^0	–	–	1,5
отгоняется до температуры 220^0	–	–	1,5
отгоняется до температуры 240^0	0,5	1,0	1,5
отгоняется до температуры 260^0	2,5	2,0	2,0
отгоняется до температуры 280^0	8,0	3,0	3,0
отгоняется до температуры 300^0	17,5	6,0	6,0

Табл. 1. Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Караарна, Карсак и Каражанбас.
*** показатель оценки пригодности нефти для производства битумов по методике БашНИИ НП.**
Table 1 Physical and Chemical Characteristics of the Petroleums from the Karaarna, Karsak and Karazhanbas Oil Fields

– можно получать высококачественные битумы широкого ассортимента по маркам и назначению.

В качестве одного из видов битумного сырья для использования в битумном производстве РК можно также рассматривать мазут Павлодарского НПЗ.

Основные характеристики мазута следующие:

- плотность (ρ_4^{20}) – 971,2 кг/м^3;
- температура вспышки в открытом тигле – 162^{0}С;
- условная вязкость при 80^{0}С (ВУ$_{80}$) – 5 с.

Фракционный состав:
Начало кипения – 280^{0}С;
при 300^{0}С выкипает 3 %;
при 350^{0}С выкипает 11 %;
при 400^{0}С выкипает 22 %;
при 450^{0}С выкипает 34 %;
при 500^{0}С выкипает 53 %;

Прямым окислением мазута можно получить дорожный битум с характеристиками, представленными в табл. 4 (окисление 1).

Полученный битум не соответствует требованиям ГОСТ 22245-90 на битум нефтяной дорожный вязкий марки БНД 60/90. Битум характеризуется очень низким значением показателя «растяжимость при 25^{0}С» – 19 см при минимальном нормируемым стандартом значении 55 см.

Опыт ранних исследований подобных нефтепродуктов показывает, что для реализации возможности применения мазута в качестве сырья для производства товарных битумов его следует предварительно ►

Наименование показателей, единицы измерения	Нефти месторождений:		
	Караарна	Карсак	Каражанбас
	Остатки перегонки, выкипающие:		
	фр. > 350	фр. > 320	фр. > 350
1. Выход на нефть, % масс	61,7	83,5	73,3
2. Плотность при 20^{0}С	1018	946,5	960,0
3. Содержание серы, % масс	2,8	0,6	2,46
4. Температура, ^{0}С:			
- вспышки	203	216	262
- застывания	20	минус 4	9
5.Условная вязкость при 80^{0}С, Е^0	16,0	15,8	12
6. Коксуемость, %	12,6	8,5	7,3

Табл. 2. Физико-химические свойства остатков, полученных из нефтей месторождений Караарна, Карсак, Каражанбас
Table 2. Physical and Chemical Properties of the Residues Produced from the Petroleums of the Karaarna, Karsak, Karazhanbas Oil Fields

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Наименование показателей, единицы измерения	ГОСТ 22245	Требования СТ РК	EN 12591, марка 70/100	Экспериментальные дорожные битумы из нефтей		
				Караарна	Карсак	Каражанбас
	БНД 60/90	БНД 60/90		БНД 60/90	БНД 60/90	БНД 60/90
1. Глубина проникания иглы, 0,1 мм при 25⁰С	61-90	61-90	70-100	87	83	84
0⁰С	не/м 20	не/м 20	–	45	36	32
2. Температура размягчения, ⁰С	не ниже 47	не ниже 47	43-51	48,2	49,5	47,1
3. Растяжимость, см	не менее	не менее		более	более	более
при 25⁰С	55	55	не норм.	100	100	100
при 0⁰С	3,5	3,5		5,0	4,1	3,8
4. Температура хрупкости, ⁰С	не /в. -15	не /в. -18	-10	-26,7	-23	-25,3
5. Изменение $T_{разм.}$ после прогрева, ⁰С	не более 5	не более 5	не/ м. 45	4,0	4,1	4,3

Табл. 3. Физико-химические характеристики дорожных битумов, полученных из остатков атмосферной перегонки нефтей из месторождений Караарна, Карсак, Каражанбас и требования действующих стандартов на дорожные битумы
Table 3. Physical and Chemical Characteristics of the Road Bitumens Produced from the Atmospheric Distillation of the Petroleums from the Karaarna, Karsak, Karazhanbas Oil Fields and the Requirements of the Existing Standards on Road Bitumens

подвергнуть глубоковакуумной перегонке. Мазут подвергли глубоковакуумной перегонке до получения остатка, выкипающего выше 480⁰С.

Полученный остаток имеет следующие характеристики:
- плотность (ρ_4^{20}) – 994,2 кг/м³;
- условная вязкость при 80⁰С ($ВУ_{80}$) – 39,8сек;
- температура вспышки в открытом тигле – 310 ⁰С.

Данный остаток соответствует требованиям технических условий на сырье для производства битумов дорожных марок. Такое сырье было направлено на окисление.

В результате окисления получили битум с качественными характеристиками, представленными в табл. 4 (окисление 2).

Полученный битум по всему комплексу показателей соответствует требованиям ГОСТ 22245-90 на битум нефтяной дорожный марки БНД 90/130.

Таким образом, показано, что мазут Павлодарского НПЗ можно рассматривать как дополнительный источник сырья при организации производства битумов в Республике Казахстан. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Д. Кутербеков «Битумная перспектива Казахстана», НТЖ «Дороги содружества», 2007,№2, стр. 32-33.
2. Н.К. Надиров Высоковязкие нефти и природные битумы, том 5, Алматы, «Гылым», 2001-,стр. 111-119.
3. Н.К. Надиров, «Нефть и газ», часть 2,Алматы, «Гылым»,1995.
4. Ю.А. Кутьин, Э.Г. Теляшев, Г.Н. Викторова «К вопросу об уточнении стандарта на дорожные вязкие битумы».// Мир нефтепродуктов, № 2, 2006, стр. 39-41.
5. Р.Б. Гун, «Нефтяные битумы», М., «Химия», 1973.

Наименование показателей	Требования ГОСТ 22245-90 на марки		Экспериментальные данные	
	БНД 60/90	БНД 90/130	Окисление1	Окисление 2
Глубина проникания иглы, 0,1мм при 25⁰С	61-90	91-130	90	102
при 0⁰С	не менее 20	не менее 28	44	32
Температура размягчения,⁰С	не ниже 47	не ниже 43	51	44,6
Растяжимость, см при 25⁰С	не менее 55	не менее 65	19	74
при 0⁰С	не менее 3,5	не менее 4,0	3,0	4,2
Температура хрупкости, 0⁰С t⁰ хруп.	не выше - 15	не выше -17	-21,7	-26,4

Табл. 4. Качественные характеристики экспериментальных дорожных битумов в сопоставлении с нормами действующего стандарта
Table 4. Qualitative Characteristics of the Experimental Road Bitumens As Compared with the Norms of the Existing Standard

requirements, - minus 26-28⁰C against the normative 15-17⁰C. This is a very important advantage, taking into consideration the Republic's severe road and climate conditions.

Therefore, the investigation of the petroleums from the Karaarna, Karsak and Karazhanbas oil fields in Kazazhastan shows that from the residues of their atmospheric distillation, i.e., furnace oils, one can produce high quality bitumens highly varied by grade and application.

It would also make sense to consider the furnace oil of the Pavlodar Oil Refinery as one of the types of bitumen raw materials to be used in the bitumen production of the Republic of Kazakhstan.

The principal characteristics of the furnace oil are as follows:
- density (ρ_4^{20}) – 971.2 kg/cubic m;
- flash point temperature in an open crucible - 162⁰C;
- funnel viscosity at 80⁰C (FV_{80}) – 5 sec.

Fraction composition:
Initial boiling point - 280⁰C;
at 300⁰C, 3% boils out;
at 350⁰C, 11% boils out;
at 400⁰C, 22% boils out;
at 450⁰C, 34% boils out;
at 500⁰C, 53% boils out;

By direct oxidization of furnace oil, one can produce road bitumen with the characteristics given in Table 4 (oxidization 1).

The bitumen produced does not comply with the requirements of the GOST 22245-90 Standards on petroleum viscous road bitumen, grade BND 60/90. The bitumen is characterized by a very low value of the «stretchability at 25⁰C» index, which equals 19 cm against the minimum value of 55 cm prescribed by the standard.

The experience of early research into similar petroleum products goes to show that in order to be able to use furnace oil as raw material for production of marketable bitumens, it has to be first subjected to deep vacuum distillation. The furnace oil was subjected to deep vacuum distillation to result in a residue boiling out at the temperature high than 480°C.

The residue produced has the following characteristics:
- density (ρ_4^{20}) – 994.2 kg/cubic m;
- funnel viscosity at 80⁰C (FV_{80}) – 39.8 sec.
- flash point temperature in an open crucible - 310°C.

This residue complies with the technical requirements on raw materials for the production of bitumens of road grades. Such raw material was sent for oxidization.

As a result of oxidization, bitumen with the quality characteristics shown in table 4 (oxidization 2) was produced.

The bitumen produced, throughout the whole list of indices, complies with the requirements of the GOST 22245-90 Standards on petroleum bitumen, road grade BND 90/130.

Therefore, it has been proved that the furnace oil of the Pavlodar Oil Refinery can be regarded as a source of raw material for organization of a bitumen production facility in the Republic of Kazakhstan.

Наиболее важным и сложным на сегодняшний день направлением в сфере автоматизации нефтегазовой промышленности является автоматизация производственного процесса. В условиях жесткой конкурентной борьбы и быстро меняющейся рыночной ситуации ключевым конкурентным преимуществом, требующим пристального внимания, становится эффективность производства. В данной статье пойдет речь о системах автоматизации, направленных на повышение эффективности производства в нефтегазовой промышленности.

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Э. О. СЮЧ | директор по развитию бизнеса ООО «ИндаСофт» | г. Москва

Today the automation of a production process is the most important and complicated activity in the area of oil and gas industry automation. Against the backdrop of fierce competition and rapidly changing market situation, production efficiency becomes the key competitive advantage, requiring undivided attention. This article will deal with the automation systems, aimed at raising the production efficiency in oil and gas industry.

EFFICIENT MANAGEMENT OF PRODUCTION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

PRODUCTION EFFICIENCY

As a rule, production efficiency means achieving optimum indicators which sometimes may seem mutually excluding: product cost reduction, simultaneous compliance with all norms and target dates and continuous quality improvement. For these purposes, modern means, systems and technologies of automation are used in oil and gas sector, the so called automation systems, MES class (Manufacturing Execution System).

There exists a «standard» definition of MES as an automated system of managing and optimizing production activities which, in the real time mode, initiates, tracks, optimizes and documents the production processes from the beginning of the order fulfillment to the output of a finished product (definition of MESA International).

Without belittling this definition, we shall permit ourselves to define MES in the oil and gas sector as an information system which supports the fulfillment of all the functional tasks in planning, control, accounting and analysis of all the production process at all its phases and aimed at achieving maximum economic result from the production activities of an oil and gas enterprise.

During more than 10 years' record of success in implementing the projects for creation of efficient production management systems at oil and gas enterprises, the company «Indusoft» has developed a concept consisting in automating specific business processes of production control, management and analysis. The list of the isolated business processes of efficient production management looks as follows:

- Operating dispatching management
- Production accounting for and coordinating material balances
- Quality control
- Accounting for and analyzing the production and consumption of heat and energy resources
- Production equipment control
- Production planning
- Actual analysis of production process

PRODUCTION PLANNING

Any type of production activities begins from plan formulation. Specialized production models

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

Как правило, под эффективностью производства подразумевается достижение оптимальности в показателях, порой совершенно противоречащих друг другу: снижение себестоимости продукции, одновременно соблюдение всех нормативов и сроков и непрерывное повышение качества. Для этих целей используются современные средства, системы и технологии автоматизации в нефтегазовой промышленности – так называемые системы автоматизации класса MES (Manufacturing Executing System).

Существует «стандартное» определение MES как автоматизированной системы управления и оптимизации производственной деятельности, которая в режиме реального времени инициирует, отслеживает, оптимизирует и документирует производственные процессы от начала выполнения заказа до выпуска готовой продукции (определение MESA International). Не умаляя данное определение, позволим себе определить MES в нефтегазовой промышленности как информационную систему, поддерживающую выполнение всех функциональных задач по планированию, контролю, учету и анализу всего производственного процесса на всех его этапах и направленную на достижение максимального экономического эффекта от производственной деятельности нефтегазового предприятия.

За более чем 10-летнюю историю успешной реализации проектов создания систем эффективного управления производством нефтегазовых предприятий компания «ИндаСофт» выработала концепцию, заключающуюся в автоматизации конкретных бизнес-процессов контроля, управления и анализа производства. Список выделенных бизнес-процессов эффективного управления производством выглядит следующим образом:

- Оперативно-диспетчерское управление
- Производственный учет и согласование материальных балансов
- Контроль качества
- Учет и анализ производства и потребления теплоэнергетических ресурсов
- Контроль состояния технологического оборудования
- Планирование производства
- Фактический анализ производственного процесса

ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА

Любой вид производственной деятельности начинается с составления планов. Для этих целей используются ►

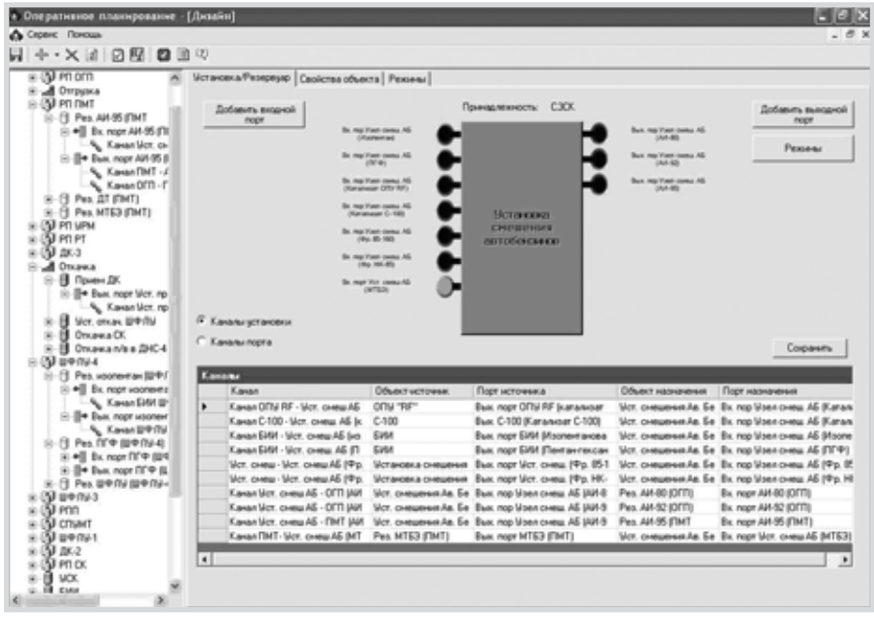


Рис. 1. Оперативное планирование производства Fig. 1. Operating Planning of Production

специализированные производственные модели. Планирование осуществляется в программном модуле I-OPP. В соответствии с объемным планом на месяц, ограничениями по свободным емкостям в резервуарных парках и с текущим состоянием технологических установок рассчитывается суточный производственный план выработки компонентов и готовой продукции по каждой технологической установке (рис.1). Модуль оперативно-диспетчерского управления производством обеспечивает своевременную доставку информации о происходящих событиях и отклонениях от составленного оперативного плана. В результате все процессы, происходящие на производстве, становятся прозрачными.

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Автоматизация бизнес-процесса оперативно-диспетчерского управления обеспечивает выполнение следующих функций:

- Мониторинг загрузки технологических мощностей, регистрация и оповещение об отклонениях технологического процесса от заданных режимов и нормативов.
- Расчет отклонения факта от производственного плана в режиме реального времени.
- Учет движения сырья, полуфабрикатов и готовой продукции по предприятию.
- Контроль остатков в резервуарных парках.
- Запись и контроль выполнения распоряжений диспетчера.
- Формирование производственной отчетности.

Для реализации приведенных функций базовый модуль диспетчерского управления аккумулирует производственную информацию с низового уровня автоматизации в реальном масштабе времени и преобразует ее в имеющие смысл производственные события. Специализированный модуль учета движения нефтепродуктов I-OMS обеспечивает динамический учёт направлений и потоков передачи сырья, полуфабрикатов и готовой продукции по предприятию, динамический учёт состояния резервуарных парков и предоставление сведений о незавершенном производстве.

Модуль контроля технологических режимов I-PDM реализует анализ всех зарегистрированных отклонений режимов от заданных и обеспечивает разделение отклонений на «значимые» и «незначимые» (рис. 2). Определение значимости отклонений осуществляется по степени их воздействия на ключевые показатели производства. Ключевые показатели производства определяются производственным отделом и во время эксплуатации системы могут быть изменены. К ключевым показателям производства относятся:

- Коэффициенты отбора продуктов из сырья по установкам.
- Глубина переработки по предприятию, производствам, цехам.
- Отклонение выработки полуфабрикатов и готовой продукции от плана.
- Скорость изменения остатков сырья, полуфабрикатов и готовой продукции.
- Удельное потребление всех видов теплоэнергетических ресурсов.
- Отклонение качества выпускаемых полуфабрикатов и готовой продукции.
- Запас качества по готовой продукции.
- Величина безвозвратных потерь.

I-RS – специализированный сервер отчетов, обеспечивающий формирование производственной отчетности на основе созданных шаблонов. Все отчеты автоматически обновляются с настраиваемой дискретностью. Существующие шаблоны отчетов:

- Режимные листы.
- Сводные отчеты о работе предприятия.
- Остатки на складах.
- Отклонения от плана по технологическим мощностям.
- Сводки по качеству.
- Любые специализированные отчеты произвольной формы. ►

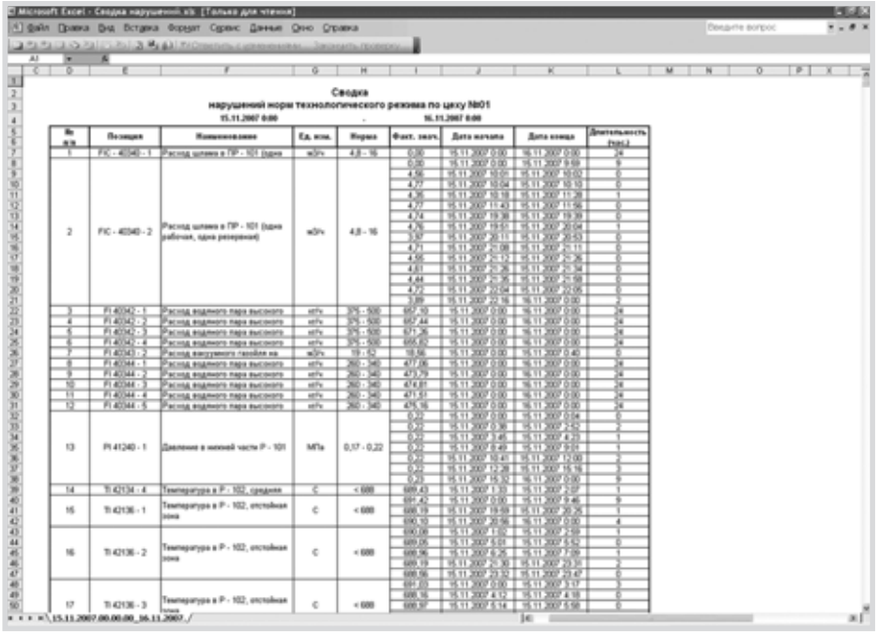


Рис. 2. Контроль нарушений технологических режимов
Fig. 2. Control over Breaches of Technological Modes

are used for such purposes. The planning is done in I-OPP program module. Depending on the volume plan for the month, the limitations on spare capacity in tanks farms and the current status of the production units, the daily production plan for components and finished products for each production unit is computed (Fig. 1). The Operating and Dispatcher Module ensures timely delivery of information about the ongoing events and variances from the formulated operating plan. As a result, all the processes occurring in production, become transparent.

OPERATING AND DISPATCHER MANAGEMENT

Automation of the business process of operating and dispatcher management ensures the performance of the following functions:

- Monitoring the loading of the production facilities, registration and notification of the production processes variances from the pre-determined modes and standards
- Calculating the variance of the actual performance from the production plan in real time mode
- Accounting for the movement of raw materials, semi-finished products and finished products through the enterprise
- Controlling balances in the tank farms
- Recording and controlling performance of the dispatcher's orders
- Putting together production reports

In order to implement the above mentioned functions, the basic dispatcher management module accumulates production information from the bottom automation level in real time scale and transforms it into meaningful production events. The specialized I-OMS module for accounting for the movement of the petroleum products ensures the dynamic accounting for directions and flows of moving raw materials, semi-finished products and finished products through the enterprise, dynamic accounting for the status of the tank farms and provision of information about work-in-progress.

The process mode control module I-PDM analyzes all the registered variances of the modes from the set ones and ensures that these variances are divided into «significant» and «insignificant» (Fig. 2). The significance of the variances is determined according to the degree of their impact on the key production indicators. The key production indicators are determined by the production department and during the system operation they can be changed. The following is referred to the key production indicators:

- Coefficients of sampling products from raw materials unit by unit
- Depth of processing for the enterprise, facility, shop
- Variance of semi-finished products and finished products output from plan
- Rate of change in the raw materials balances, semi-finished products balances and finished products balances
- Specific consumption of all the types of heat and energy resources
- Variance of the quality of the semi-finished and finished products
- Quality margin for finished products
- Level of non-returnable losses

I-RS is the specialized server of reports which ensures the preparation of production reports on the basis of the templates created. All the reports are automatically updated with adjustable discreteness. The existing report templates:

- Mode sheets
- Consolidated reports on the enterprise operation
- Balances in the warehouses
- Variances from plan in terms of production ca-

pacity
• Quality reports
• Any specialized reports of arbitrary format

PRODUCTION ACCOUNTING AND AGREEING MATERIAL BALANCES

Implementation of the functionality of production accounting consists in continuous tracking of production plan performance, agreeing the incoming data and calculating material balances as well as in preparing plan/actual reports incorporating automatic analysis of the causes of variances for the shift, day, month. (Fig. 3). Apart from that, the following functions are carried out:

- calculation of agreed material balances for the day, ten days' period, month, etc.
- calculation of volume and energy balances
- determination of actual losses
- determination of measurement errors of commercial accounting instruments
- planning optimum modernization of the accounting instruments
- providing agreed balance for the appropriate modules of the business system

QUALITY CONTROL

The quality of the finished products along with production cost is the most efficient competitive advantage. For the purpose of continuous quality control and quality analysis, the Laboratory Information System ILDS module (Fig. 4) is used. I-LDS ensures:

- Automation of the business processes of the laboratories' activities in keeping with the following requirements:
  - requirements to the competence of the test laboratories (GOST R ISO/MEK 17025-2000);
  - requirements to the accuracy (correctness and precision) of the methods and measurement results (GOST R ISO 5725-2002, part 1-6, including MI 2335-2003).
- Creating one single source of true and operating data on product quality control transmitted to various levels of the enterprise management, based on the automatic database.
- Automating the management of the laboratory control data:
- Cutting back on the time spent by the laboratory staff to determine and to process the test results, reducing the probability of errors when carrying out these operations.
- Accelerating the process of transmitting the laboratory control data to the users of different levels.
- Reducing the laboratory staff's labor intensity in maintaining laboratory journals and preparing internal reports as well as eliminating, by doing so, the distortion of the information when transferring it from document to document.
- Reducing the labor intensity of the laboratory personnel in preparing periodic report documents which are to contain quality data and eliminating duplication of reporting forms.
- Increasing the reliability of storing quality control data and the operating access to them, minimizing inefficient paper-courier type and telephone exchange of information between the enterprise's divisions.
- Providing information about the quality of other sub-systems including Automatic Control System for Production process and Automatic Control System for the Enterprise.

ACCOUNTING FOR AND ANALYZING PRODUCTION, HEAT AND ENERGY RESOURCES CONSUMPTION

At the present time the cost of heat and energy resources in the cost structure of finished products is coming to play an increasing role and this is exactly why the automation of business processes to account for and analyze production

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ УЧЕТ И СОГЛАСОВАНИЕ МАТЕРИАЛЬНЫХ БАЛАНСОВ

Реализация функциональности производственного учета заключается в непрерывном отслеживании выполнения производственных планов, согласовании поступающих данных и расчете материальных балансов, а также в формировании отчетов план/факт, включающих автоматизированный анализ причин отклонений за смену, сутки, месяц. (рис. 3). Кроме этого выполняются следующие функции:

- Расчет согласованных материальных балансов за сутки, декаду, месяц и т.д.
- Расчет объемных и энергетических балансов.
- Определение фактических потерь.
- Обнаружение погрешностей измерения коммерческих приборов учета.
- Планирование оптимальной модернизации приборов учета.
- Обеспечение согласованным балансом соответствующих модулей бизнес-системы.

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА

Качество готовой продукции наряду с себестоимостью является наиболее эффективным конкурентным преимуществом. Для целей непрерывного контроля и анализа качества используется модуль лабораторно-информационной системы I-LDS (рис. 4.) I-LDS обеспечивает:

- Автоматизацию бизнес-процессов деятельности лабораторий в соответствии с требованиями:
  - к компетенции испытательных лабораторий (ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2000);
  - к точности (правильности и прецизионности) методов и результатов измерений (ГОСТ Р ИСО 5725-2002, ч. 1-6, включая МИ 2335-2003).
- Создание единого источника достоверных и оперативных данных по контролю качества продукции, передаваемых на различные уровни управления предприятием, на основе автоматизированной базы данных.
- Автоматизацию управления данными лабораторного контроля.
- Сокращение временных затрат сотрудников лабораторий на определение и обработку результатов испытаний, снижение вероятности ошибок при проведении этих операций.
- Ускорение процесса передачи данных лабораторного контроля пользователям различных уровней.
- Снижение трудозатрат персонала лабораторий на ведение лабораторных журналов и формирование внутренних отчетов, а также исключение за счет этого вероятности искажения информации при переносе ее из документа в документ.
- Снижение трудозатрат персонала лабораторий на формирование периодических отчетных документов, содержащих данные по качеству, и исключение дублирующих отчетных форм.
- Повышение надежности хранения данных по контролю качества и оперативности доступа к ним, минимизация неэффективного бумажно-курьерского и телефонного обмена информацией между подразделениями предприятия.
- Обеспечение данными о качестве других подсистем, включая АСУТП и АСУП.

УЧЕТ И АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

В настоящее время стоимость теплоэнергетических ресурсов в структуре себестоимости готовой продукции играет все большую роль, именно поэтому автоматизация бизнес-процессов учета ►

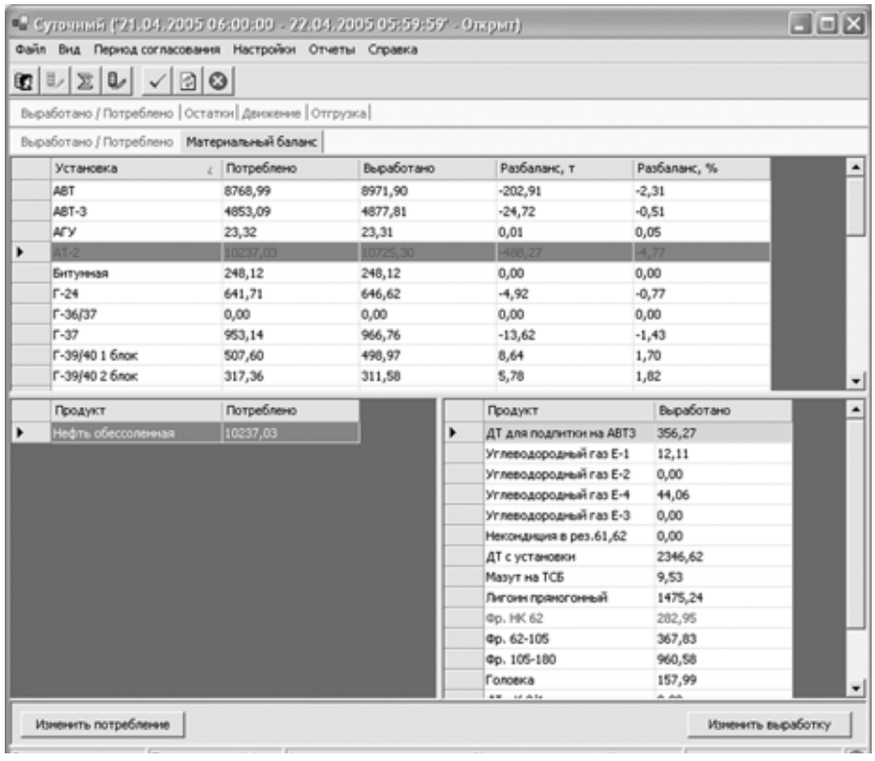


Рис. 3. Производственный учет и согласование материальных балансов
Fig. 3. Production Accounting and Agreeing Material Balances

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

и анализа производства и потребления теплоэнергетических ресурсов несет огромный экономический эффект. Модуль I-EMS реализует следующие функции:

- Интеграцию разнородных и территориально распределенных источников информации о потреблении теплоэнергетических ресурсов.
- Ручной ввод информации по потреблению теплоэнергетических ресурсов (планиметрирование).
- Мониторинг производства и потребления энергоресурсов в режиме реального времени.
- Учет потребления теплоэнергетических ресурсов по видам и технологическим объектам.
- Расчет согласованного суточного и месячного баланса по видам теплоэнергетических ресурсов.
- Планирование потребления теплоэнергетических ресурсов.
- Ведение нормативно-справочной информации.
- Автоматизированное формирование отчетов.
- Предоставление оперативных и достоверных данных в бизнес-систему.

КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Задача контроля состояния основного технологического оборудования включает в себя выполнение следующих функций:

- Учет наработки оборудования (моточасы), компрессоров, насосов, колонн и др.
- Учет причин простоя оборудования
- Анализ предаварийных состояний оборудования по косвенным признакам
- Передачу исходных данных для расчета плана ремонтов в модули бизнес-системы

Решение этой задачи помогает приблизиться к проведению ремонтов и технического обслуживания оборудования «по состоянию», что также приносит ощутимый экономический эффект.

ФАКТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА

Наиболее значимой функциональностью решения компании «ИндаСофт» является аналитика в режиме реального времени, проходящая сквозной нитью через все модули и функции. Во всех проектах «ИндаСофт» использует подход к управлению производством на базе ключевых показателей эффективности, позволяющих по нескольким совокупным критериям следить за текущими тенденциями во всех областях производственного процесса. Так, например, для осуществления финансового анализа затрат на выполнение производственных процессов компания «ИндаСофт» успешно применяет метод Activity Based Costing (ABC), суть которого состоит в том, что расходы предприятия привязываются к точкам его активности. Применительно к производству это означает привязку издержек к конкретным производственным процессам (контроль качества полуфабрикатов и готовой продукции, их транспортировка, технологические операции, контроль удельных показателей). Строится точная динамическая модель производства, обеспечивающая данные для калькуляции текущих затрат как в привязке к конкретным рабочим местам, так и в разрезе отдельных выполняемых заказов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Успешное достижение конечного результата – повышение экономической эффективности производственного процесса, которого можно добиться, только комплексно автоматизируя все аспекты производственной деятельности. Очень важно в таком случае правильно выбрать системы и технологии автоматизации. Также не менее значимым является выбор опытного системного интегратора, за плечами которого многолетний успешный опыт внедрения подобных проектов в нефтегазовой отрасли. ■

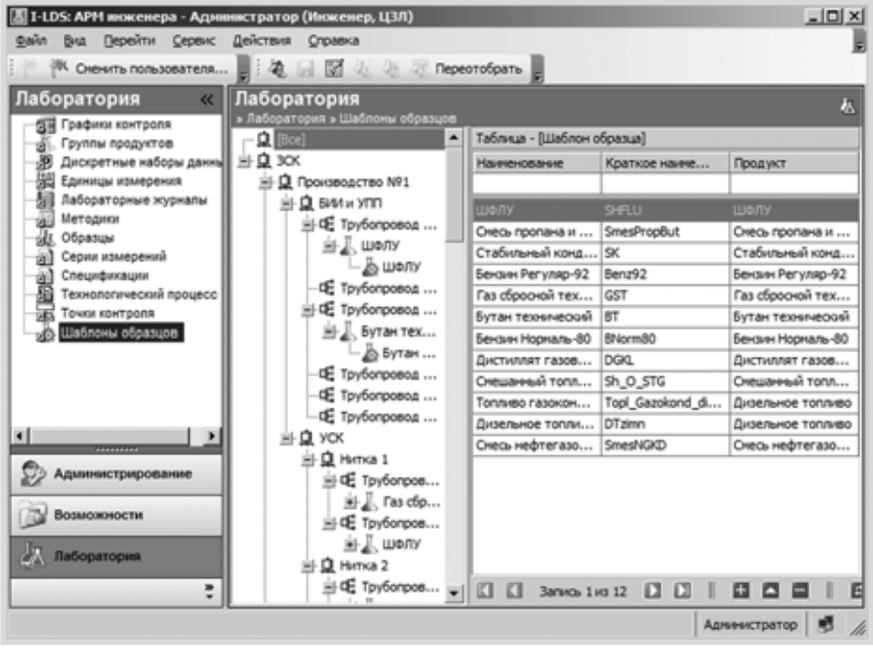


Рис. 4. Лабораторно-информационная система
Fig. 4. Laboratory and Information System

and heat/energy resources consumption yields a huge economic result. The I-EMS module implements the following functions:

- Integrating heterogeneous and territorially distributed sources of information about the use of heat and energy resources.
- Manual input of the information about consumption of heat and energy resources (computation of area).
- Monitoring production and consumption of energy resources in the real time mode.
- Accounting for heat and energy resources by the type and process facility.
- Calculating agreed daily and monthly balance by the type of heat and energy resources.
- Planning consumption of heat and energy resources.
- Maintaining normative and reference information.
- Automated preparation of reports
- Providing operating and true data to the business system.

CONTROL OF THE PROCESS EQUIPMENT STATUS

The task of process equipment control includes the performance of the following functions:

- Accounting for the equipment running hours (motor-hours), those of compressors, pumps, columns, etc.
- Accounting for the reasons for equipment downtime
- Analyzing pre-emergency status of the equipment based on indirect signs
- Transmitting initial data to calculate repair plans to the business system modules.

The solution of this problem helps to approximate a scenario whereby repairs and technical service of the equipment will be carried out based on its “status” which also yields an economic saving.

ACTUAL ANALYSIS OF THE PRODUCTION PROCESS

The most meaningful functionality of the solution proposed by the «Indusoft» Company is the analytics in the real time mode permeating all the modules and functions. In all the projects “Indusoft” uses the approach to production management based on the key indicators of efficiency which allow current trends in all the fields of the production process to be tracked using several cumulative criteria. Thus, for example, in order to make a financial analysis of the costs incurred in carrying out the production processes, the «Indusoft» Company is successfully using Activity Based Costing (ABC) methodology, underlying which is the idea that the enterprise’s expenditures are traced and linked to its activity points. In application to production, this means allocating costs to specific production processes (quality control of semi-finished and finished products, their transportation, technological operations, control over specific indices). An accurate dynamic production model is structured which provides data to calculate current costs both allocating them to specific workplaces and as a cross section of individual orders being filled.

CONCLUSION

Successful achievement of the final result means improving the economic efficiency of the production process which can be achieved only by automating in a comprehensive way all the aspects of production operations. In this case it is very important to select correctly the automation systems and technologies.

It is also crucial to select an experienced system integrator who has a track record of many years’ success and experience in implementing such projects in oil and gas industry.

Р.Г. ГАЛИЕВ

Термическая обработка углей, сланцев, остатков нефти является процессом с окончательным результатом получения углерода различных модификаций: графита, технического углерода, коксов, угля специального назначения и др. При этом терморазложение осуществляется в течение нескольких одинаковых стадий: сушка, первичное выделение нативных углеводородов, разложение тяжелых углеводородов, остаточное газообразование, получение коксов и углей. Различные этапы и продукты каждого этапа зависят от карбонизованности компонентов сырья, температуры и времени прогрева.

В этой статье будут рассмотрены условия и результаты коксообразования в процессе низкотемпературного крекинга жидких, вязких остатков нефтепереработки.

К ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ

Р.Г. ГАЛИЕВ, д.т.н — ген.дир. ОАО «ВНИИ НП» — г. Москва
А.А. БАБЫНИН — ген.дир. ОАО «ТаифНК» — г. Нижнекамск
И.Ю. МАКАРОВА — зав. лаборатории №7 ОАО «ВНИИ НП» — г. Ярославль
Ю.М. ГОЛЬДШТЕЙН, к.т.н. — старший научный сотрудник лаборатории №7 ОАО «ВНИИ НП»

По мнению д.т.н. В.А. Проскурякова и к.т.н. А.Е. Драбкина, терморазложение асфальтенов и смол осуществляется по следующей схеме:

$$A \longrightarrow A^0_1 + R^0$$
$$R^0 + A \longrightarrow A^0_1 + RH$$
$$A^0_1 + A \longrightarrow A_1A^0$$
$$A_1A^0 \longrightarrow M + A_1A^0_2$$
$$A_1A^0_2 + A \longrightarrow A_1A_2A^0,$$

где A – молекула асфальтена (смолы) в гудроне;

RH, R^0, A^0_1, A^0, A^0_2 – радикалы;

M – нефтепродукт низкомолекулярный;

A_1 A_2 A^0 – коксовые агрегаты и агрегаты радикалов.

Исследования кинетики коксообразования показали, что кокс образуется тогда, когда коксовые агрегаты выделяются в отдельную фазу. Если же асфальтены и радикалы молекулярно диспергированы в нефтепродукте, то кокс не образуется.

В настоящем обзоре рассмотрены проблемы регулирования термолиза тяжелых нефтяных остатков в условиях жидкой среды и «клеточного» эффекта при минимальном газообразовании и температурах 380°-430°С. Эти условия являются основными в случае получения топочного мазута марки М-100 из гудронов и асфальтов, что подтверждается результатами термообработки гудрона, выполненного в ОАО «ВНИИ НП», которые прилагаются.

Главные затруднения организации устойчивого и регулируемого процесса термолиза (висбрекинга, легкого крекинга) – спонтанное коксование, закоксовывания оборудования, коммуникаций, изменения сечений трубопроводов и, как следствие, повышение вязкости остатка и снижение выхода газойлевой фракции. Более того, создаются условия преждевременного останова установок висбрекинга из-за заметного неэффективного торможения процесса и предаварийного состояния аппаратуры.

Прежде всего целесообразно рассмотреть явления коксообразования с точки зрения:

- химизма постепенного разложения углеводородов;
- кинетических и химических условий роста плотных масс (агрегирования комплексов из радикалов углерода и углеродных малых частиц (микрококса) условиями их соединений с поверхностями оборудования и коммуникаций.

Следует использовать этот анализ для разработки технически обоснованных мероприятий, исключающих нерегулируемое коксообразование.

Образование коксовых агрегатов при термировании углеводородов) зависит от температуры процесса и времени контакта углеводород + теплоноситель.

Агрегирование радикалов из-за их высокой химической неравновесности становится стадией совмещения разрушения УГВ и ►

The heat treatment of coals, shales, petroleum residues is a process involving production of carbon of various modifications as the ultimate result: graphite, technical carbon, cokes, special purpose coal, etc. At the same time, the heat decomposition takes place during several similar stages: drying, primary release of native hydrocarbons, decomposition of heavy hydrocarbons, residual gas formation, production of cokes and coals. Various stages and the products of each stage depend on the carbonization of the raw material components, the temperature and the period of heating.

This article will review the conditions and the results of coke formation during the process of low temperature cracking of liquid, viscous residues of oil refining.

ON THE SUBJECT OF PROCESSING OIL RESIDUES

In the opinion of V.A. Proskuryakov, Doctor, Engineering and A.E. Drabkin, Candidate, Engineering, the heat decomposition of asphaltenes and resins proceeds along the following lines:

$$A \longrightarrow A^0_1 + R^0$$
$$R^0 + A \longrightarrow A^0_1 + RH$$
$$A^0_1 + A \longrightarrow A_1A^0$$
$$A_1A^0 \longrightarrow M + A_1A^0_2$$
$$A_1A^0_2 + A \longrightarrow A_1A_2A^0,$$

where A is an asphatene (resin) molecule in tar;

RH, R0, A01, A02 are radicals;

M is a low molecular oil product;

A1 A2 A0 are coke aggregates and radicals aggregates.

The investigation into the kinetics of coke formation has shown that coke forms when coke aggregates are isolated into a separate phase. If asphaltenes and radials are molecularly dispersed in the oil product, coke does not form.

The present review considers the problems of regulating thermolysis of heavy petroleum residues under the conditions of liquid medium and «cellular» effect, when producing furnace oil Grade M-100 from tars and asphaltenes which is corroborated by the results of tar heat treatment carried out by OAO «VNII NP», which are attached hereto. The principal difficulties with organizing steady and regulated thermolysis process (viscosity breaking, primary cracking) are the spontaneous coke formation, coked equipment, coked communications, change in the cross section of the pipelines and, as a consequence, increased viscosity of the residue and the yield of the gasoil cut. Moreover, conditions are created for a premature shutdown of the viscosity breaking units due to noticeably inefficient deceleration of the process and pre-emergency status of the equipment.

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

First of all, it would be appropriate to consider the coke formation phenomena from the point of view of:

- chemistry of the gradual decomposition of hydrocarbons;
- kinetic and chemical conditions of the dense masses growth (aggregating carbon radicals complexes and small particles of carbon (micro-coke), the conditions of their associations with the equipment surfaces and communications.

This analysis should be used to develop technically justified action plans which would exclude unregulated coke formation.

Formation of coke aggregates, when heat treating hydrocarbons, depends on the process temperature and the time of the contact between a hydrocarbon and heat transfer medium.

The aggregating of the radicals due to their high chemical non-equilibrium becomes the stage of combining the hydrocarbon destruction and completion through small carbon particles (micro-coke) of a new product, i.e. coke. The ratio between the speeds of these processes is to be recognized to be the key indicator of the coke formation regulation and stable sticking of the coke onto the surface of the equipment.

In order to calculate the expected aggregating, it is necessary that the phases of transformation of hydrocarbons into carbon be formulated which consist of the following:

- the phase of «birth» (formation) of the simplest radicals RH, R0, A01 in the heat-treated tar (asphalt) depending on the temperature;
- their concentration depending on the temperature of the radicals solution (A1, A2, A0) in hot tar (asphalt);
- ΣRH* the onset of the critical mass (compared to M, where ΣRH are radicals and micro-cokes; M is the mass of the petroleum product; in the meantime, the size of each particle ΣRH more than the critical mass is to be regarded as the beginning of increase in the content of mechanical impurities more than 0.01%, i.e. the commencement of aggregating of the micro-coke into cokes).

The proposed scheme allows the technology of heat decomposition of tars or other carbon containing mixtures (for, example, asphalt) to be formulated and implemented, while regulating and reining in the aggregating of micro-coke and coke. At the same time, micro-coke is a «raw material» for subsequent coke formation. Destruction of the tar (asphalt) hydrocarbons is known to depend on the energy of the linkage, the system heating temperature and the time during which resins are heated in the viscosity breaking material.

The higher the content and the molecular weight of asphaltenes, the lower the temperature at which decomposition commences. Asphaltenes (MB>500) are known to destroy beginning from 300°C. As the temperature rises in the hydrocarbon solution, there occur the conditions for coke to be produced from small size coke formations (micro-coke). The size of these particles must not exceed 10 microns while the content of coke inclusions in the solution of new hydrocarbon residues (mechanical impurities) must not be more than 0.05-0.1%.

The worked out steps of hydrocarbon heating are confirmed in the description of thermal cracking gas oil production, coke production, furnace oil production, production of the raw material for technical carbon. When integrating such notions as the temperature, time during heating continues, hydrocarbon composition of the raw material and its change driven by the heating, one can arrive at the optimum requirements for the heat treatment mode.

Discussed below are the measures and examples associated with the speed of the carbon aggregating and reaction capable carbon, depending on the temperature and time of the viscosity breaking reaction. In other words, the merger of the carbon radicals into coke is to be regulated by the speed

Гудрон АВТ-7	Вязкость условная при 80^{0}С в сек.	Мех. примеси в %	Плотность при 20^{0}С, г/см^3
Гудрон А-1	66	0,014	0,997
Гудрон А-2	80	0,005	1,002
Гудрон Б	166	0,041	1,012

Таб.1 Исходные данные гудронов АВТ

комплектации через малые углеродные частицы (микрококс) нового продукта – кокса. Соотношение скоростей этих процессов следует признать как главный показатель регулирования коксообразования и прочного налипания кокса на поверхности оборудования.

Для расчета ожидаемого агрегирования необходимо сформулировать этапы превращений углеводородов в углерод, которые состоят из:

- этапа «рождения» (образования) простейших радикалов RH, R^0, A^0_1 в термообрабатываемом гудроне (асфальте) в зависимости от температуры;
- их концентрации в зависимости от температуры раствора радикалов (A_1, A_2, A^0) в горячем гудроне (асфальте);
- ΣRH* возникновение их критической массы (по соотношению M, где ΣRH– радикалы и микрококсы; M – масса нефтепродукта; при этом размер каждой частицы ΣRH более критической массы следует считать началом увеличения содержания мех. примесей более 0,01%, т.е. началом агрегирования микрококса в коксы).

Предлагаемая схема позволяет сформулировать и осуществить технологию терморазложения гудронов или других углеродсодержащих (например, асфальта) смесей, регулируя и сдерживая агрегирования микрококса и кокса. В то же время микрококс является «сырьем» для последующего образования кокса.

Известно, что разрушение углеводородов гудрона (асфальтов) зависит от энергии связи, температуры нагрева системы и времени нагрева смол в сырье висбрекинга.

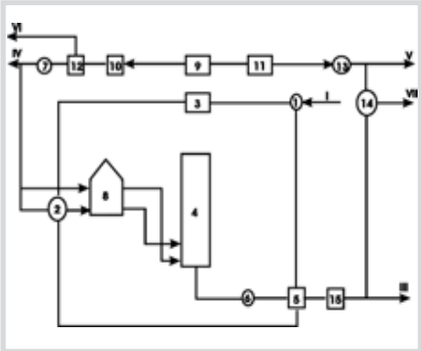
Чем выше содержание и молекулярный вес асфальтенов, тем ниже температура ►

№ п. п.	Варианты термообработки гудронов (№ опыта)	Режим термообработки			Показатели после термообработки (Сумма остаток+газойль)			Примеч.
		Тем-ра ^{0}С	Время мин.	Давление мм.рт.ст. и наличие активатора	Плотность при 20^{0}С (г/см^3)	Вязкость условн. при80^{0}С (сек.)	Мех. примеси в %	
1	Вариант 1							
	Гудрон А-1							
	опыт 1/1	430	30	2,8-3,0	0,965	4	0,17	налетов кокса нет на оборудовании
	опыт 1/2	405	30	3,0	0,967	8	0,13	
	опыт 1/3	380	30	3,0	0,908	10	-	
	Гудрон Б (утяж.)	430	30	3,0	0,955	7	0,077	
	опыт 1/4	405	30	3,0	0,976	9	0,07	
	опыт 1/5							
2	Вариант 2							
	Гудрон А-1			3 атм				
	опыт 2/1	430	30	20%дис.	0,938	4	0,017	
	опыт 2/2	405	30	20%дис.	0,944	4	0,0075	
	опыт 2/3	380	30	20%дис.	-	-	-	- // -
	Гудрон Б (утяж.)			3 атм				
	опыт 2/4	430	30	20%дис.	0,945	4	0,019	
	опыт 2/5	405	30	20%дис.	0,974	8	0,024	
	опыт 2/6	380	30	20%дис.	-	-	-	
3	Вариант 3							
	Гудрон А-1							
	опыт 3/1	430	30	азот1л/л	0,957	5	0,012	
	опыт 3/2	405	30	азот1л/л	0,971	8	0,013	
	опыт 3/3	380	30	азот1л/л	-	-	-	
	Гудрон Б (утяж.)							- // -
	опыт 3/4	430	30	азот1л/л	0,971	5	0,013	
	опыт 3/5	405	30	азот1л/л	0,972	8	0,012	
	Гудрон А-2							
	опыт 3/6	430	25	азот1л/л	0,971	6	0,017	
	опыт 3/7	405	30	азот1л/л	0,977	7	0,05	
4	Гудрон А-1			ингибит на				
	опыт 3/8	430	30	входе 0,01%	0,965	4	0,01	по пункту 3 с азотом
	опыт 3/9	405	30	ингибит	0,971	7	-	
	опыт 3/10	430	30	на выходе	0,970	14	-	
	опыт 3/11	405	30	0,01%	0,972	14	-	

Примечание:

1.Азот используется для активного горячего перемешивания.
Азот нагревался до 460^{0}С. В производственной технологии может использоваться легкий газойль.
2.Термообработка гудрона при 380^{0}С малоэффективна.
3.Ингибитор на входе GA-860. Диспергирующий агент CHIMEC 3531, подается в сырье.
Ингибитор на выходе GA-862. Диспергирующий агент CHIMEC 5330.

Таб.2 Термообработка гудрона АВТ



Блок термообработки асфальта:

1, 6, 7, 13 – насосы;
2,14 – смесительные узлы;
3,5 – теплообменники; 4 – реактор;
S – нагревательная печь; 9,12 – сепараторы;
15 – холодильник
I – асфальт (или его смеси с разбавителем);
II – дистиллятные продукты;
III – термоостаток; IV – легкий дистиллят,
V – тяжелый газ; VI – газ;
VII – компонент тяжелого топлива или сырья для техуглерода

начала разложения. Известно, что асфальтены (МВ>500) разрушаются, начиная с 300^{0}С. По мере подъема температуры в растворе углеводорода возникают условия образования кокса из малых по размеру коксовых образований (микрококс). Размер этих частиц не должен превышать 10 мкм, а содержание коксовых включений в растворе новых углеводородных остатков (мех. примесей) – не более 0,05-0,1%.

Разработанные шаги нагрева углеводородов подтверждаются в описании получения термогазойлей, кокса, топочного мазута, сырья для получения техуглерода. При объединении таких понятий, как температура, время протекания нагрева, углеводородный состав сырья и его изменения по мере нагрева, возникают оптимальные требования к режиму термообработки.

Ниже рассматриваются мероприятия и примеры, связанные со скоростью агрегирования углерода и реакционно-способного углеводорода в зависимости от температуры и времени реакции висбрекинга. Иначе, слияние радикалов углерода в кокс должно регулироваться скоростью превращения RH в углерод. Чем скорее RH превратится в углерод, тем меньшим будет частица углерода (кокса). При изменении концентрации RH и микрококса достигается заданный размер коксовых образований, а кокс малых размеров (менее 10 мк) становится растворенным компонентом в остатке терморазложения.

Предлагаемый механизм может быть рассмотрен для любых жидких углеводородов и для получения различных нефтепродуктов (коксов, ароматики, термогазойлей, газов вторичного происхождения) и позволяет обосновать:

- совместное существование нестабильных радикалов, возникновение которых сочетается с одновременным возникновением микрококса во время термолиза гудронов;
- сохранение малых размеров микрококса, в результате снижается их превращение в более емкие продукты коксообразования;
- становятся понятными режимы возникновения коксовых образований в объемах углеводородных жидкостей типа «гудрон» при температурах от:

300^0 до 380^{0}С – **I режим**
380^0 до 430^{0}С – **II режим**
при температуре более 430^{0}С – **III режим**

I режим. Разрушению подвергаются самые непрочные тяжелые асфальтены (молекулярный вес 500-1000); в результате вязкость остатка висбрекинга снижается всего в 1,2-1,3 раза относительно гудрона. Дистиллятов и газов практически не образуется.

II режим. Наступает массовое «рождение» раствора (остаток+газойль), в котором содержатся микрококс и радикалы углеводородных остатков. По мере изменения времени пребывания нарастает их концентрация и наблюдается рост коксовых агрегатов (явление коксообразования).

Авторами статьи были апробированы различные условия протекания реакции превращения гудрона в топочный мазут, получение микрококса и коксообразования. При этом он был достигнут за счет выбора режима получения микрококса и одновременного угнетения роста размеров коксов их образований не более 10 мк.

Это «сдерживание» роста микрококса возможно за счет снижения концентрации асфальтенов и смол и усиления перемешивания с помощью некоторого возврата дистиллятов, кипящих в пределах до 430^0-460^{0}С, вскипание которых не сопровождается коксообразованием.

III режим. Повышение температуры гудронов или азота более 430^{0}С приводит по мере повышения температуры выше 430^{0}С к коксообразованию раствора суммы остаток + газойль и на стенках оборудования. Преодоление порога нагрева гудрона более 430^{0}С требует уточненных исследований.

Ниже представлены данные о результатах термолиза гудрона в условиях указанных выше режимов.

Были испытаны режимы термообработки гудронов различной вязкости. Выбранные режимы соответствуют заданным, указанным в приведенных таблицах.

Результаты термообработки гудрона при 380^{0}С 30 минут оказались неэффективными (вязкость условная – 10 сек).

Более положительно протекает процесс термообработки при 405^{0}С 30 минут (вязкость условная – 7-8 сек) в условиях воздействия активатора (азот). Содержание механических примесей не более 0,13% (при норме мазута М-100 – 1,0 %).

Но наиболее оптимально следует рассматривать режим термообработки при 430^{0}С в течение 30 минут. Условная вязкость смеси остаток + газойль – 4-5 сек. Содержание механических примесей не превышало 0,17 % без активатора, а с активатором – 0,017 %.

Дополнительно следует обратить внимание на заметное снижение механических примесей с использованием активаторов. По-видимому, дополнительное перемешивание разлагающегося гудрона резко снижает «рождение» кокса (судя по механическим примесям). ►

at which RH is transformed into carbon. The sooner RH is converted into carbon, the smaller the carbon (coke) particle will be. When the RH and micro-coke concentration changes, the pre-determined size of the coke formations is achieved while smaller size coke (less than 10 microns) becomes a dissolved component in the heat decomposition residue.

The proposed mechanism can be contemplated for any liquid hydrocarbons and for production of various petroleum products (cokes, aromatics, thermal cracking gas oil, secondary origin gases) and makes it possible to justify the following:

- co-existence of unstable radicals, whose rise combines with simultaneous rise of micro-coke during the thermolysis of tars;
- retention of the micro-coke small sizes which results in reducing their transformation into more capacious coke formation products;
- the modes of coke formations in the volumes of hydrocarbon liquids of the tar type at the temperatures between 300° and 380°C – Mode I, between 380° and 430°C – Mode II, at the temperature of higher than 430°C - Mode III, become understandable

Mode I. The most unstable heavy asphaltenes (molecular weight of 500-1000) are subjected to destruction; as a result, the viscosity of the viscosity breaking residue decreases only 1.2-1.3 times compared to tar. Practically no distillates or gases are produced.

Mode II. There occurs a massive «birth» of the solution (residue + thermal cracking gas oil) which contains micro-coke and radicals of the hydrocarbon residues. As the time of stay changes, their concentration increases and growth of coke aggregates is observed (the coke formation phenomenon).

The authors of the articles have tested different conditions for the reaction of transforming tar into furnace oil, micro-coke production and coke formation. In the meantime, this was achieved by selecting the mode of micro-coke production and simultaneous suppression of the growth of coke and their formations no more than 10 microns.

This «holding-back» of the micro-coke growth is possible through reduction in the concentration of asphaltenes and resins and through increase in mixing with the help of certain return of the distillates boiling within the range of up to 430°C-460°C, which is not accompanied by coke formation.

Mode III. The rising of the tar or nitrogen temperature above 430°C leads, as the temperature rises above 430°C, to coke formation in the solution of the sum residue + gas oil as well as on the walls of the equipment. The surpassing of the tar heating threshold above 430°C requires updating the research data. Listed below are the results of the tar thermolysis under the conditions of the above mentioned modes. Heat treatment modes of the tars of different viscosity have been tested. The modes selected correspond to the specified modes stated in the given tables.

The results of the tar heat treatment at 380°C 30 minutes proved to be ineffective (funnel viscosity – 10 sec.).

The heat treatment process progresses more positively at 405°C 30 minutes (funnel viscosity – 7-8 sec.) under the conditions of activator effect (nitrogen). The content of mechanical impurities – no more than 0.13% (with normal level for Furnace Oil M-100 – 1.0%).

However, the heat treatment process at 430°C for 30 minutes should be considered as being the most optimum. The funnel viscosity of the residue + gas oil mixture is 4-5 sec. The content of mechanical impurities was no more than 0.17% without activator while with activator it was 0.017%.

In addition, it is worth mentioning the noticeable reduction in mechanical impurities when activators are used. It appears that additional mixing of the decomposing tar drastically reduces the «birth» of coke (judging by the mechanical impurities).

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

When this work was done, one could guarantee that Furnace Oil M-100 would be produced from tar. It has been established that to reduce coke formation, the time of radicals and micro-coke agglomeration should be decreased by changing the concentration of these thermolysis products, by reducing their contacts. In favor of these findings, it is appropriate to evaluate the reasons for coke deposition (coke formation) in the tar heating pipes, in the equipment in which coke deposition is observed. The flow speeds of the hot tar mass, heated up to the decomposition temperature, decrease down to zero in the vicinity of the walls. Increased turbulence reduces the spontaneity of the coke depositions formation.

The laboratory tests of the tars and asphalts thermolysis have found that a change in the concentration of asphaltenes and resins is accompanied by a reduction in coke formation in the viscosity breaking products (coke yield – no more than 0.01-0.1%), while in order to reduce coke depositions in the communications, it is necessary to adjust the homogeneity of the temperature conditions of the raw materials flow and maintenance in the heating zone.

The table attached sets out the results of production of the residue and gas oil from tar A-1 with the viscosity of 66 sec. and tar B with the viscosity of 166 sec. It can be seen from the data obtained that:

- the sum of residue and gas oil corresponds to the quality of Furnace Oil M-100 (mode II and III);
- content of mechanical impurities did not exceed 0.2%.

The key conclusion to be drawn from the present report is as follows:

- the viscosity breaking process of the oil refinery residues requires that the parameters be adjusted depending on the initial viscosity and the content of asphltenes and resins for each of the viscosity breaking stages;
- the customary viscosity breaking process should be added to by introducing activators.

При выполнении этой работы гарантированно из гудрона получался топочный мазут М-100.

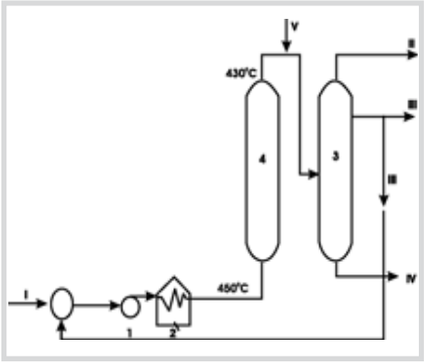
Установлено, что для снижения коксообразования надо время агломерации радикалов и микрококса снизить за счет изменения концентрации этих продуктов термолиза, снижения их контактов.

В пользу этих выводов целесообразно оценить причины отложения кокса (коксообразований) в трубах нагрева гудрона, в оборудовании, в котором наблюдается коксоотложение. Скорости истечения горячей, нагретой до температуры разложения массы гудрона снижаются в районе стенок до нуля. Увеличение турбулентности сокращает спонтанность образования коксовых отложений.

В лабораторных исследованиях термолиза гудронов и асфальтов было установлено, что изменение концентрации асфальтенов и смол сопровождается снижением коксообразований в продуктах висбрекинга (выход кокса – не более 0,01-0,1%), а для снижения отложений кокса в коммуникациях необходимо откорректировать гомогенность температурных условий протекания и нахождения сырья в зоне нагрева.

В прилагаемой таблице представлены результаты получения суммы остатка и газойля из гудрона А-1 с вязкостью 66 сек. и гудрона Б с вязкостью 166 сек. Из полученных данных видно, что:

- сумма остатка и газойля соответствует качеству топочного мазута М-100 (режим II и III);
- содержание механических примесей не превышало 0,2%.



Блок термообработки гудрона:

1 – сырьевой насос;
2 – печь; 3 – ректификационная колонна;
4 – сокинт- камера..
Линии: I – гудрон; II – газы+бензин;
III – газойль; IV – крекинг-остаток;
V – закалочное охлаждение

Основной вывод, который вытекает из настоящего сообщения:

- процесс висбрекинга остатков нефтепереработки нуждается в корректировке параметров в зависимости от исходной вязкости и содержания асфальтенов и смол для каждого из этапов висбрекинга;
- традиционный процесс висбрекинга следует дополнить введением активаторов. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Химия нефти и газа. Под редакцией д.х.н. Проскурякова В.А.; к.т.н. Драбкина А.Е., Л. «Химия», 1981 г.;
2. Химия нефти. Сюняев З.И., 1989г.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти»
ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМООБРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Предлагаемая технология предназначена для переработки тяжелых высоковязких нефтяных остатков с получением компонентов нефтяного топлива или сырья для техуглерода и может быть реализована в нефтеперерабатывающей промышленности с целью повышения глубины переработки нефти, технико-экономических показателей работы производств НПЗ, а также для утилизации остатков, являющихся отходами производства.

В качестве тяжелых нефтяных остатков используют асфальт деасфальтизации гудрона, гудрон или смеси вышеназванных остатков с тяжелыми дистиллятами и др. полупродуктами нефтепереработки (экстракты масел, вторичные газойли и др.)

Блок термообработки нефтяных остатков может быть включен в состав действующих производств в отрасли нефтепереработки, например на установках АВ Т, ВТ, в производстве масел (установки висбрекинга).

СОСТАВ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

В основу технологии термообработки нефтяных остатков заложена организация интенсивного массо-и теплообмена за счет подачи в реактор активатора, нагретого до температуры начала разложения остатков, и поддержания заданной температуры.

В качестве активатора используют инертные или углеводородные газы, любые дистиллятные фракции, в т.ч. собственного производства, вторичные процессы нефтепереработки и др.

Оптимальные режимы процесса и технологическая схема отработаны на опытной установке непрерывного действия производительностью по сырью до 1 л/ч.

Схема блока термообработки тяжелых нефтяных остатков, представленная на рисунке, включает в качестве основного оборудования нагревательную печь, реактор, узлы смешения исходного остатка с разбавителями перед подачей в печь и тяжелого дистиллята с термоостатком перед выводом из блока.

Реактор оборудован специальными устройствами для ввода активатора и вывода термоостатка из реактора разложения сырья.

ПРЕИМУЩЕСТВА

Предлагаемая технология обладает следующими преимуществами:

- практически полная утилизация высоковязких нефтяных остатков с получением товарных продуктов топочного мазута или сырья для техуглерода, а также сопутствующих дистиллятов, которые могут быть использованы как разбавители термоостатков или компоненты топлив;
- исключение затрат на светлые дистилляты, например дизельные фракции, используемые для разбавления нефтяных остатков;
- высокий выход товарной продукции;
- резкое сокращение коксообразования за счет активирования сырья нагретым активатором и уменьшение коксовых отложений в оборудовании и коммуникациях;
- снижение себестоимости продукции и высокая эффективность технологии; экономический эффект составляет не менее 2 000 руб./т. термообработанного остатка.

(ОАО «ВНИИ НП»)

Адрес: Россия,111116,г. Москва, ул. Авиамоторная, дом 6
тел.(495) 261-52-02, факс (495) 361-12-85.
e-mail: omsvniinp@inetm.ru

За дополнительной информацией обращаться по адресу:
Россия, 150023, г.Ярославль, Московское шоссе, дом 122.
тел/факс (4852) 44-12-92 e-mail: vniinp@yaroslavl.ru

ПРАВОВАЯ ЗАЩИТА: ПАТЕНТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Открытое акционерное общество «Метафракс» производит полиамид с 1970 года, когда в эксплуатацию была запущена опытно–промышленная установка полимеризации капролактама. Первой продукцией, полученной на новой установке, был блочный полиамид. Затем началось расширение производства и увеличение ассортимента изделий. Впервые в стране освоили технологию применения центробежного литья для получения крупногабаритных втулок. Данный способ позволил исключить брак от образования трещин и отливных искажений формы вследствие провисания без усложнения конструкции. Следующим шагом было внедрение технологии получения стержневого полиамида. В настоящее время ассортимент состоит из блоков, кругов, втулок, стержней. Также выпускается графитонаполненная композиция полиамида-6: втулки, стержни, круг аналогичных размеров.

СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ –
УВЕЛИЧЕНИЕ МОЩНОСТИ ПОЛИАМИДА

«Metafrax» Open Joint Stock Company has been producing polyamide since 1970 when an experimental industrial unit for caprolactam polymerization was commissioned into operation. The first products turned out on the new unit were polyamide blocks. Then production was expanded and the range of products was widened. For the first time in this country the centrifugal casting technology was launched to produce large size bushings. This method made it possible to eliminate scrap caused by crack formation and shape casting distortions resulting from sagging without complicating the design. The next step was to introduce the technology to produce polyamide rods. At the present time, the range consists of blocks, circles, bushings, rods. Also the graphite filled composite of polyamide 6 is produced: bushings, rods, circles of similar dimensions.

DEVELOPMENT STRATEGY IS TO INCREASE POLYAMIDE PRODUCTION CAPACITY.

For many years, the scourge of production has been a high percentage of wastes when producing and machining blocks. This problem was sorted out when the granulation unit was started up. Production of PA-6 granules enabled the product range to be expanded with products being manufactured by precision casting method on automatic molding machines.

With a view to further expanding the product line and improving the quality of the products made, a new unit to produce polyamide 6 of granulated grades PA 6-210/310 and PA 6-210/311 turned out its first products.

OAO «Metafrax» tries to mark every year with new technological achievements and by improving the product quality. For the purpose of increasing production capacity and expanding the polyamide product range, in 2008 construction of a new installation was started to the project and using the technology of the Italian company Persico.

The new production facility, worth 6.5 million Euros, is scheduled to be put into operation in the autumn of 2008. The projected capacity of the installation will amount to 1.55 thousand tons per year which will enable «Metafrax» to double the polyamide production capacity.

The project is being implemented within the framework of the Company's strategic development program until the year 2010.

Among the indisputable advantages of the new installation are modern technologies and equipment, process automation, production safety, quality improvement and increased output of the finished products.

Broad application of polyamide 6 requires that the producer should improve its physical and mechanical qualities. This is achieved by using various inoculating additives, such as graphite, glass fiber, pigments. In order to produce polyamide with fillers on the new installation, an additional mixing unit is provided. The polyamide installation is also equipped with a cutting machine to cut rods and bushings to customer's requirements.

Special consideration is given to production safety on the new installation. Specifically, along its perimeter, protection is provided by square honeycomb panels, which makes all the machine and equipment visible, while all the movable parts are protected by metallic panels or a wire net. The installation will be designed and constructed in accordance with CE standards and Russian standards and will have appropriate certificates. At the present time, the polyamide facility produces the following types and sizes: blocks – 22, circles – 22, sheets - 5, rods – 10, bushings – 19. With the placement into service of the new installation, the number of types and sizes, for example, in terms of bushings, will increase to 44, in terms of sheets, it will increase to 22, in terms of rods, it will increase to 61 items. The project capacity of the new installation of 1550 tons per year will make it possible to increase the output of rods from 345 to 773.4 tons, that of bushings – from 80 to 368 tons per year. This will enable the market demand to be met which is currently suffering from a shortage of these items.

Долгие годы бичом производства оставался высокий процент отходов при изготовлении и механической обработке блоков. Эта проблема разрешилась с вводом в действие установки гранулирования. Получение гранул ПА-6 позволило расширить ассортимент продукции, изготавливаемой методом точного литья на термопластавтоматах.

С целью дальнейшего расширения ассортимента и повышения качества выпускаемой продукции в марте 2002 года выдала первую продукцию новая установка по выпуску полиамида-6 гранулированного марок ПА 6-210/310 и ПА 6-210/311.

ОАО «Метафракс» каждый год работы старается отметить новыми технологическими достижениями и повышением качества продукции. С целью увеличения производственных мощностей и дальнейшего расширения ассортимента выпускаемого полиамида в 2008 году начато строительство новой установки по проекту и технологии итальянской компании Persico.

Новое производство стоимостью 6,5 млн. евро планируется сдать в эксплуатацию осенью 2008 г. Проектная мощность установки составит 1,55 тыс. тонн в год, что позволит «Метафраксу» увеличить в два раза мощности по производству полиамида.

Проект реализуется в рамках программы стратегического развития компании до 2010 г.

К несомненным преимуществам новой установки относятся современные технологии и оборудование, автоматизация процесса, безопасность производства, улучшение качества и увеличение выпуска готовой продукции.

Процесс производства полиамида-6 на новой установке полностью автоматизирован и состоит из нескольких модулей от загрузки капролактама до выгрузки и хранения готовых литьевых форм.

Система контроля и управления машинным оборудованием новой установки поручена программно-логическому контроллеру, выведенному на панель оператора. В рабочем режиме будут отображаться различные рабочие параметры, включая сигналы о возможных дефектах.

Широкая область применения полиамида-6 требует от производителя улучшения его физико-механических свойств. Это происходит при использовании различных модифицирующих добавок, таких как графит, стекловолокно, пигменты. Для производства полиамида с наполнителями в новой установке предусмотрен дополнительный узел смешивания.

Также установка полиамида оснащена резательной машиной для нарезки стержней и втулок в соответствии с требованиями заказчика.

Особое внимание на новой установке уделено вопросам безопасности производства.

В частности, защита по периметру выполняется из квадратных ячеистых панелей, что делает видной все машинное оборудование, все подвижные детали защищены металлическими панелями или проволочной сеткой. Установка будет спроектирована и построена согласно стандартам CE и российским стандартам и будет иметь соответствующие сертификаты.

В настоящее время производство полиамида выпускает следущие типоразмеры: блоки – 22, круги – 22, листы – 5, стержни – 10, втулки –19.

С вводом в действие новой установки количество типоразмеров, например по втулкам, увеличится до 44, по листам – до 22, по стержням – до 61 наименования.

Проектная мощность новой установки 1550 тонн в год позволит увеличить выпуск стержней с 345 до 773,4 тонн в год, втулок – с 80 до 368 тонн в год. Это позволит удовлетворить спрос рынка, который в настоящее время испытывает дефицит по названным позициям.

ОАО «Метафракс»
г. Губаха, Пермский край, 618250
тел.: (34248) 4-08-98, ф.: 4-71-21
www.metafrax.ru
metafrax@permonline.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Аминовые системы подвержены различным коррозионным факторам. В статье рассматриваются причины и методы борьбы с коррозией, уделяется особое внимание защите от коррозии методами газотермического напыления. Изучается успешный опыт ООО «Газпром добыча Астрахань» (ранее ООО «Астраханьгазпром») по защите адсорберов от коррозии с помощью металлических защитных покрытий.

БОРЬБА С КОРРОЗИЕЙ
В АМИНОВЫХ СИСТЕМАХ

С. Н. ШИРОКОВ
В.И. ГЕРАСЬКИН
В.А. ЕМЕЛЬКИНА
М.С. АЛИМОВА
Е.А. МИРОВСКАЯ

ООО «Газсертэк»
ООО«ТСЗП»
ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ»

г. Москва

В потоках углеводородных газов, образующихся при переработке нефти, а также в природных газах и попутных газах нефтяных месторождений могут присутствовать такие соединения, как сероводород и углекислота, которые необходимо удалять из газов. Наиболее широко применяемыми являются абсорбционные процессы очистки углеводородных газов от H_2S и CO_2, в которых используются химические и физические абсорбенты и их комбинации.

Из хемосорбентов наиболее широко применяются алканоламины.

Наиболее известными алканоламинами, используемыми в процессах очистки газа от H_2S и CO_2 , являются:
• моноэтаноламин (МЭА),
• диэтаноламин (ДЭА),
• метилдиэтаноламин (МДЭА).

Очистка производится водными растворами этих абсорбентов. Концентрация амина в растворе может изменяться в широких пределах. Ее выбирают на основании опыта работы. При этом обычно концентрация амина в растворе составляет 15-20% для МЭА, 20-30% для ДЭА и 35-50% для МДЭА.

Коррозия технологического оборудования является одной из проблем, с которой приходится сталкиваться при эксплуатации аминовых установок очистки газа.

Коррозия зависит от многих факторов: от концентрации H_2S и CO_2 в очищаемом газе, степени насыщения амина кислыми газами, концентрации амина, качества поглотительного раствора, температуры технологической среды и т.д. Коррозия ускоряется под действием продуктов деградации амина, которые взаимодействуют с металлом.

В ходе очистки газов протекают реакции с образованием побочных соединений (формамиды, аминокислоты, оксазолидоны, мочевина, диамины).

Газы, подвергаемые очистке растворами этаноламинов, могут содержать большое количество различных примесей, необратимо реагирующих с аминами: сернистых соединений, карбоновых кислот и др. Со всеми этими соединениями амины образуют простые термически стойкие соли, например такие, как тиосульфаты, возникающие при взаимодействии растворов этаноламинов с H_2S; N-оксиэтилтиокарбаминовая кислота, являющаяся продуктом реакции раствора МЭА с сероокисью углерода; оксазолидоны, диамины (N-(2-оксиэтил)-этилендиамин), которые получаются в результате необратимой реакции растворов этаноламинов и CO_2. На образование оксазолидонов влияют различные факторы: концентрация углекислоты в исходном газе, насыщение раствора, количество раствора, обращающееся на установке, рабочие условия и т.д.

Коррозии оборудования также способствует накопление в растворе твердых частиц, которые разрушают защитные пленки, вызывают эрозию металла. Такими твердыми частицами являются сульфид железа, окись железа, пыль, песок, прокатная окалина, которые попадают в абсорбер вместе с потоком газа.

Интенсивность коррозии возрастает в ряду: первичные алканоламины-вторичные-третичные; так как более реакционноспособные первичные и вторичные амины требуют более высоких температур для десорбции кислых газов, остаточное содержание кислых газов в регенерированных растворах таких аминов также выше. На границе раздела фаз существенным фактором разрушения становится кавитация.

Ещё одним видом коррозии оборудования установок сероочистки является расслоение (HIC) углеродистых и низколегированных сталей под действием водных сероводородсодержащих сред, образующихся в результате десорбции кислых газов.

Оборудование установок аминовой очистки газов помимо общей коррозии подвергается и другому виду разрушения – коррозионному растрескиванию низколегированных и углеродистых сталей в регенерированных и насыщенных сероводородом и углекислым газом (или одним из этих газов) аминовых растворах. Вероятность растрескивания возрастает с повышением температуры. Зарегистрированы случаи появления коррозионных трещин в абсорберах, десорберах, теплообменниках, трубопроводах.

Эффективным способом защиты оборудования установок сероочистки от коррозионного растрескивания в аминовых растворах является термообработка аппаратов из углеродистых и низколегированных сталей для снятия остаточных, в том числе послесварочных, напряжений.

В отдельных видах оборудования установок сероочистки при изготовлении ►

Amine systems are subjected to various corrosive factors. The article considers the causes and methods of combating corrosion, making a special mention of corrosion protection using gas thermal spraying methods. Success story of OOO «Gasprom dobycha Astrakhan» (formerly OOO «Astrakhangasprom») protecting adsorbers from corrosion using metallic protective coatings is under study.

COMBATING CORROSION IN AMINE SYSTEMS

In the flows of hydrocarbon gases, produced in oil refining as well as in the natural gases and petroleum associated gases of the oil fields, there may be such compounds present as hydrogen sulphide and carbon dioxide which have to be removed from gases. The most commonly used are the absorption processes of cleaning hydrocarbon gases from H_2S and CO_2 which utilize chemical and physical absorbents and their combinations. From among chemical absorbents alkanolamines are used most widely. The most well-known alkanolamines used in the processes of cleaning gas from H_2S and CO_2 are: monoethanolamine, methyldiethanolamine. The cleaning is carried out using water solutions of these absorbents. The amine concentration in the solution may vary within a wide range. It is selected based on the working experience. In the meantime, the amine concentration in the solution usually amounts to 15-20% for monoethanolamine, 20-30% for diethanolamine and 35-50% for methyldiethanolamine.

Corrosion of the production equipment is one of the problems one has to grapple with when operating the amine units for gas cleaning. Corrosion depends on many factors: H_2S and CO_2 concentration in the gas to be purified, degree of amine saturation with acid gases, amine concentration, the quality of the absorbing solution, the temperature of the process medium, etc. Corrosion is accelerated under the effect of amine degradation products which interact with the metal.

During the cleaning of gases there occur reactions which result in formation of side compounds (formamides, amino acids, oxazolidones, urea, diamines). The gases subjected to cleaning by means of ethanolamines may contain a great quantity of various impurities which irreversibly react with amines: sulphur compounds, carbonic acids, etc. With all these compounds amines form simple thermally stable salts, for example, such as thiosulfates, resulting from interaction of ethanolamine solutions with H_2S; N-oxyethylthiocarbamino acid which is a product of the reaction between monoethanolamine and carbon sulphooxide; oxazolidones, diamines (N-(2-oxyethyl)-ethylenediamine) which are produced as a result of irreversible reaction of ethanolamines with CO_2. Different factors affect the formation of oxazolidones: concentration of carbon dioxide in the initial gas, solution saturation, amount of the solution which circulates through the unit, operating conditions, etc. Corrosion of the equipment is also facilitated by accumulation of solid particulates in the solution which destroy protective films, cause metal to erode. Such solid particulates are: iron sulfide, iron oxide, dust, sand, rolling scale which penetrate into the absorber together with the gas flow. Corrosion intensifies in the following row: primary alkanolamines-secondary-tertiary ones as the most reactive primary and secondary amines require higher temperatures for acid gases desorption, the residual content of acid gases in the regenerated solutions of such amines is also higher. On the borderlines of phase separation cavitation becomes an essential factor of destruction.

Another type of equipment corrosion on the suphur cleaning installations is the lamination (HIC) of carbon and low alloy steels as affected by water hydrogen sulfide containing

media resulting from acid gases desorption. The equipment of amine gas cleaning units, apart from general corrosion, is subjected to another type of destruction, i.e. corrosive cracking of low alloy and carbon steels in regenerated and hydrogen sulfide and carbon dioxide saturated amine solutions (or saturated with one of these gases). The likelihood of cracking increases with rising temperature. Cases of corrosive fractures have been recorded which appeared in absorbers, desorbers, heat exchangers, pipelines.

An efficient method of protecting the equipment of the sulphur cleaning units from corrosive cracking in amine solutions is the heat-treatment of the units made from carbon and low alloy steels to relieve residual stresses, including post-welding stresses. In certain types of the equipment on the sulphur cleaning units when such equipment is manufactured from carbon and low alloy steels the speed of electrochemical corrosion is so significant that the project service life of such units cannot be ensured due to the thinning walls This applies to column hot-water boilers (reboilers), desorbers, separators and some other apparatuses, operated in the acid gas medium coming from the desorber. It is recommended that the above mentioned apparatuses or their individual components be manufactured from alloy steels (X18H10T; X17H13M2T, etc.). The cost of the equipment in this case increases several times. When cleaning gas with water amine solutions, corrosion occurs throughout the whole route of the absorbing solution. The most intensive corrosion is observed in the areas with maximum concentration of acid gases and maximum temperature. The aforesaid factors have led to a situation where certain countries have switched over to producing the equipment entirely from stainless steel despite huge initial costs. In Russia, as a rule, the principal equipment of the gas cleaning units is manufactured from carbon steel and only corrosion prone items and assemblies (pipe clusters of the heat-exchangers, boilers, refrigerators) are made from stainless steel whose speed of corrosion is lower than that of the carbon steel.

Due to high cost of stainless steel, the manufacture from it of the entire apparatus is economically unfeasible. The standard methods of extending the service life of the apparatuses is widely known, i.e. their manufacture from carbon steel with an allowance for corrosion, using bi-metals. However, each of these solutions has its own limitations. Allowance for corrosion leads to a much higher weight of the apparatuses, problems with delivery and welding. Bi-metallic structures are complicated to assemble and to weld.

In 2003 the Russian company «Technology Systems of Protective Coatings» came up with a new solution to protect the inner surface of the absorber by applying anti-corrosive coating using gas thermal spraying. With that in view, in a joint effort with «VNIIGas», work was done to determine corrosion strength of a number of materials applied, using

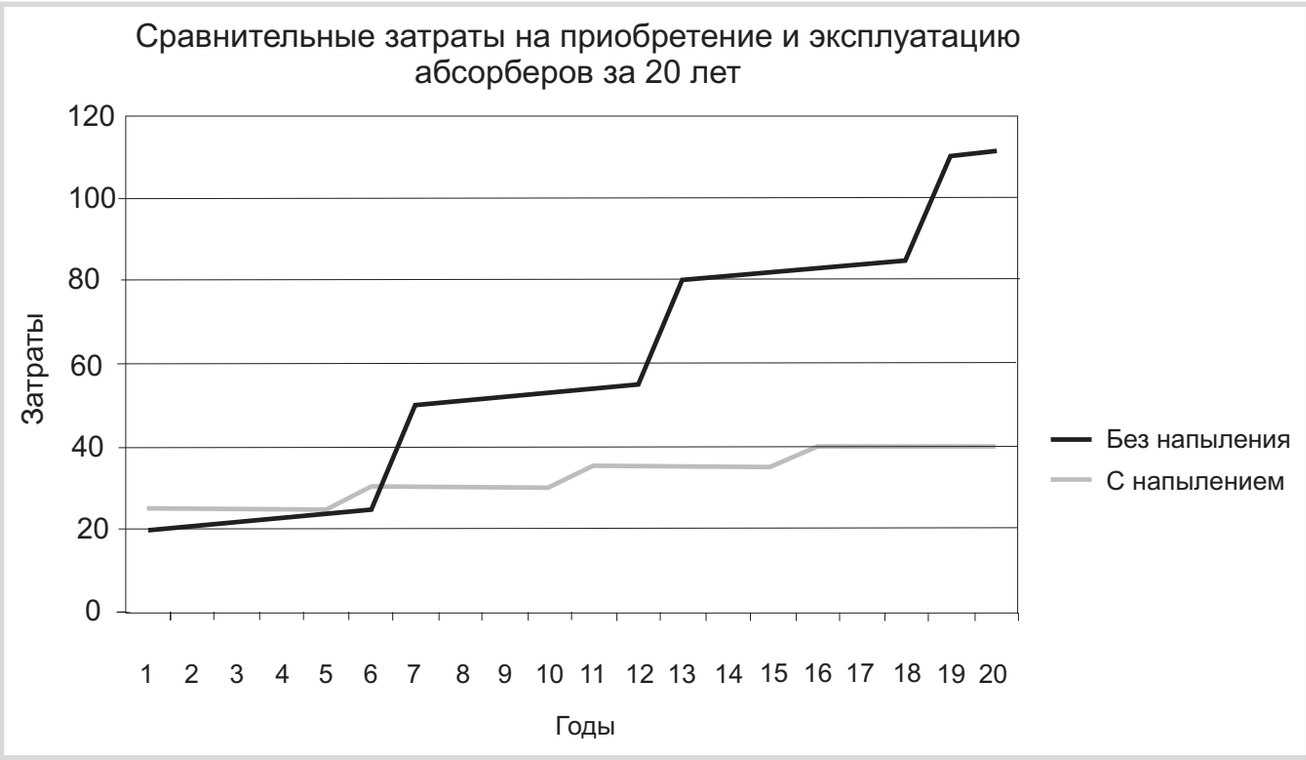
его из углеродистых и низколегированных сталей скорость электрохимической коррозии столь значительна, что не может быть обеспечен проектный срок службы таких аппаратов из-за утонения стенок. Это относится к кипятильникам (ребойлерам) колонн, десорберам, сепараторам и некоторым другим аппаратам, эксплуатирующимся в среде кислых газов, поступающих из десорбера. Перечисленные аппараты или отдельные их элементы рекомендуется изготавливать из легированных сталей (Х18Н10Т; Х17Н13М2Т и др.). Стоимость оборудования в этом случае возрастает в несколько раз.

При очистке газа водными растворами аминов коррозия происходит по всему тракту поглотительного раствора. Наиболее интенсивная коррозия наблюдается в зонах с максимальной концентрацией кислых газов и максимальной температурой.

Вышеописанные факторы привели к тому, что в некоторых странах перешли на изготовление оборудования целиком из нержавеющей стали, несмотря на огромные первоначальные затраты. В России, как правило, основное оборудование установок очистки газа изготовляют из углеродистой стали, и лишь наиболее подверженные коррозии узлы (трубные пучки теплообменников, кипятильников, холодильников) – из нержавеющей стали, скорость коррозии которой ниже, чем у углеродистой стали.

Из-за высокой стоимости нержавеющей стали изготовление из нее аппарата целиком экономически неэффективно. Широко известны стандартные методы продления ресурса аппаратов: изготовление их из углеродистой стали с прибавкой на компенсацию коррозии, применение биметаллов. Однако каждое из этих решений имеет свои ограничения. Прибавка на коррозию обуславливает существенно более высокий вес аппаратов, проблемы при доставке, сварке. Биметаллические конструкции характеризуются повышенной сложностью при сборке, проведении сварки.

В 2003 году российская компания «Технологические Системы Защитных Покрытий» предложила новое решение для защиты внутренней поверхности абсорбера путем нанесения антикоррозионного износостойкого покрытия методом газотермического напыления. Для этого совместно с ВНИИГАЗом была проведена работа по определению коррозионной стойкости ряда материалов, нанесенных различными методами напыления. По результатам испытаний была выбрана высоколегированная нержавеющая сталь, нанесенная методом высокоскоростного газопламенного напыления (HVAF). Принцип работы установки основан на сжигании топлива в специальной камере сгорания с получением на выходе газовой струи, имеющей скорость до 2500 м/сек. Порошковый материал, подаваемый в газовый поток, разогревается и разгоняется до скоростей ~700…800 м/сек. Попадая на изделие, частицы порошка, обладающие высокой кинетической энергией, образуют плотное покрытие с высокими адгезионными характеристиками. Объемная доля воздуха в покрытии составляет не более 1%, а прочность сцепления с основой превышает 80МПа. Покрытие является многослойным, поэтому сквозная пористость отсутствует. Преимущество данного метода также заключается в том, что метод условно можно назвать «холодным», т.е. при нанесении покрытий не происходит нагрева материала корпуса выше 120…150^{0}С. Это позволяет избежать каких-либо фазовых превращений в основном металле при нанесении покрытий. ►



В рамках контракта ТСЗП с Астраханьгазпромом была разработана технология и изготовлен уникальный роботизированный комплекс для нанесения защитного покрытия методом высокоскоростного газотермического напыления внутренних поверхностей колонн без их демонтажа.

По результатам контроля за период более чем трехлетней эксплуатации колонн-абсорберов, отремонтированных методом газотермического напыления, был сделан вывод о значительном снижении скорости процесса коррозионно-эрозионного износа, которая составляет менее 0,1 мм/год по сравнению с 8-10 мм/год для колонн без покрытия.

В процессе работы абсорбера проводятся наблюдения за поведением покрытия, и по результатам работы первых колонн была выявлена возможность развития подпленочной коррозии в нижней части колонны – в районе жидкой фазы. В связи с этим нами были проведены дополнительные исследования во ВНИИГАЗе, по результатам которых была предложена новая композиция, которая представляет собой двуслойное покрытие (табл.1) с подслоем, менее склонным к развитию подпленочной коррозии. Применение двуслойного покрытия позволило увеличить межремонтный интервал покрытия с 3 до 5 лет.

Несмотря на то что технология высокоскоростного газопламенного напыления обеспечивает получение покрытия без сквозной пористости, существует объемная пористость, которую желательно закрыть. Для этой цели применяют различные пропитывающие составы на эпоксидной, акриловой или фторполимерной основе, имеющие низкую вязкость и высокую проникающую способность. Пропитывающий состав наносят после напыления всей поверхности кистью, валиком или распылителем.

На сегодняшний день, по имеющейся информации, защитные покрытия, разработанные ООО «ТСЗП», применяются для защиты от коррозии абсорберов аминовой сероочистки ООО «Газпром добыча Астрахань».

Экономический эффект заказчика составил несколько сотен миллионов рублей за четыре года работы. Эффект складывается из следующих факторов:

- Сокращение затрат на приобретение новых колонн (ранее колонна подлежала замене каждые 6 лет).
- Сокращение затрат на монтажные/демонтажные и пусконаладочные работы.

Для успешного применения металлизационных напыляемых покрытий на оборудовании нефтеперерабатывающей промышленности необходимо решение ряда вопросов по подготовке оборудования перед нанесением покрытий. В частности, обеспечение коррозионностойкого исполнения деталей сложной формы и малого диаметра: штуцеры, конструктивные зазоры и т.д.

В настоящее время представляется целесообразным нанесение покрытий с целью защиты от коррозии на элементы аппаратов относительно простой формы: например, трубные решётки ребойлеров, соединённых с десорберами. Одним из способов защиты от коррозии таких решёток из низколегированных сталей является наплавка их нержавеющими электродами со стороны агрессивной среды, а затем токарная обработка облицовки. Нанесение напыляемого металлизационного покрытия может иметь преимущества в отношении технологичности и в отношении стоимости эксплуатации деталей с защитным покрытием.

На установках аминовых сероочисток освоение метода газотермического напыления металлизационных покрытий с целью защиты от коррозии может быть проведено на резервуарах для хранения аминовых растворов (РВС-ах), имеющих относительно простую геометрическую форму и большой объём. Имеет значение также то, что проведение термообработки этих аппаратов представляет определённые трудности. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Кол. авторов; под общей ред. Л.Х. Балдаева Газотермическое напыление: учебное пособие М.:Маркет ДС, 2007 - 344 стр. 17х24 см ISBN 978-5-7958-0146-9 Авторский коллектив: Л.Х. Балдаев, В.Н. Борисов, В.А. Вахалин, Г.И. Ганноченко, А.Е. Затока, Б.М. Захаров, А.В. Иванов, В.М. Иванов, В.И. Калита, В.В. Кудинов, А.Ф. Пузряков, Ю.П. Сборщиков, Б.Г. Хамицев, Э.Я. Школьников, В.М. Ярославцев
2. Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводосодержащих сред.
   Тезисы для международной научно-технической конференции 2006., Балдаев Л.Х. к.т.н. («ТСЗП»)
3. Защита технологического оборудования газовой промышленности от коррозионного изнашивания.
   Статья в журнале «Химическая техника» №1 2003, стр.8-10
   Л.Х. Балдаев, А.В. Быков, В.М. Тишин («ТСЗП»); В.И. Гераськин, А.А. Заруденский, Н.Ф. Низамов, В.А. Жиляев (ООО «АГП»)
4. Перспективы использования метода газотермического напыления при ремонтах и производстве оборудования в энергетической, химической и нефтегазовой промышленности.
   Статья в журнале «Химическая техника» №8 2002, стр.14-15 Л.Х. Балдаев, Н.Г. Шестеркин (НИИ ЗП «ТСЗП-Сатурн»), Г.М. Селезнев (Госгортехнадзор России).

	Подслой ТСЗП-ВС-016.45	Основное покрытие ТСЗП-ВС-013.45
Хим. состав покрытия	Fe Cr Ni B Si C	Fe Cr Ni Mo Si C
Толщина	100+20 мкм	100+20 мкм
Пористость	Менее 1%	Менее 1%
Микротвердость	650…800 HV	500…570 HV
Прочность сцепления	Более 70 МПа	Более 70 МПа

Табл. 1 Характеристика защитного покрытия / Table 1 Specification of the Protective Coating

various spraying methods. Using the test results, a high alloy stainless steel was selected to be applied by high speed gas plasma spraying (HVAF). The operating principle of the unit is based on burning the fuel in a special combustion chamber producing a gas jet at the output which has a velocity of 2500 m/sec. The powder material fed into the gas flow is heated up and accelerated up to a velocity of ~ 700…800 m/sec. Landing on the product the particles of the powder, possessed of high kinetic energy, form a solid coating with high adhesive characteristics. The volume of air in the coating accounts for no more than 1%, while the adhesion strength with the substrate is more than 80 MPa. The coating is a multi-layer coating that is why there is no through porosity. The advantage of this method also consists in the fact that the method can be referred to, with certain reservations, as «a cold method», i.e. when applying the coatings, no heating-up of the body material takes place above 120…1500 C. This helps avoid any phase transformations within the basic metal when coatings are applied.

Within the framework of the contract between «TSZP» and «Astrakhangasprom», a technology was developed and a unique robotized complex was manufactured to apply protective coating, using high velocity gas thermal spraying of the columns' inner surfaces without disassembling them.

Judging by the control results for a period of more than three years' operation of the absorber columns repaired using the gas thermal spraying method, it was concluded that the speed of corrosive and erosive wear process was slower and equaled less than 1.0 mm/year compared with 8-10 mm/year for the uncoated columns. During the absorber operation, observations of the coating behavior are conducted, while based on the operating results of the first columns, it was found possible for under-film corrosion to develop in the bottom part of the column, i.e. in the area of the liquid phase. In this connection, we undertook additional tests at «VNIIGAS», which resulted in a new composition constituting a double layer coating (Table 1), featuring a sub-layer which is less prone to developing sub-film corrosion. The use of the double layer coating allowed in-between repair period for the coating to be extended from 3 to 5 years.

Despite the fact that high velocity gas plasma spraying process makes it possible to produce a coating without through porosity, there is volume porosity which it would be desirable to close up. For this purpose, various impregnating compounds on epoxy, acryl or fluoropolymer basis, possessing low viscosity and high penetrating capacity, are used. The impregnating agent is applied after spraying the entire surface with a brush, roller or sprayer.

Today, according to the available information, protective coatings developed by OOO «TSZP» are used to protect the amine sulphur cleaning absorbers of OOO «Gasprom dobycha Astrakhan» from corrosion. The customer's saving has amounted to several hundreds of millions of Rubles for four years of operation. The saving is composed of the following factors:

- Reduction in the cost for the purchase of new columns (previously the column had had to be replaced every 6 years).
- Reduction in the cost of installation/dismantling, start-up and commissioning.

For successful application of metallized sprayed coatings on the equipment of the oil refining industry it is necessary that a number of issues concerning the preparation of the equipment for the application of the coating be resolved. Specifically speaking, making sure that the parts of complex shape and small diameter are produced corrosion resistant: such as a union, design clearances, etc. At this time it is believed to be appropriate to apply coatings for the purpose of corrosion protection to the components of the apparatuses with a relatively simple shape: for example, pipe grilles of the re-boilers connected to the desorbers. One of the methods of protecting such low alloy steel grilles from corrosion is deposition on them using stainless electrodes from the side of the aggressive medium to be followed up by turning the facing. The application of the sprayed metallized coating may have advantages in terms of technological practicality and operating cost of the parts with protective coating. On the amine sulphur cleaning installations, the gas thermal spraying process for metallized coatings for the purpose of corrosion protection can be launched into use on the vessels for storage of amine solutions (PBC-ax) which have a relatively simple geometric shape and a large volume. An important consideration is also the fact that these apparatuses present certain difficulties with their heat-treatment.

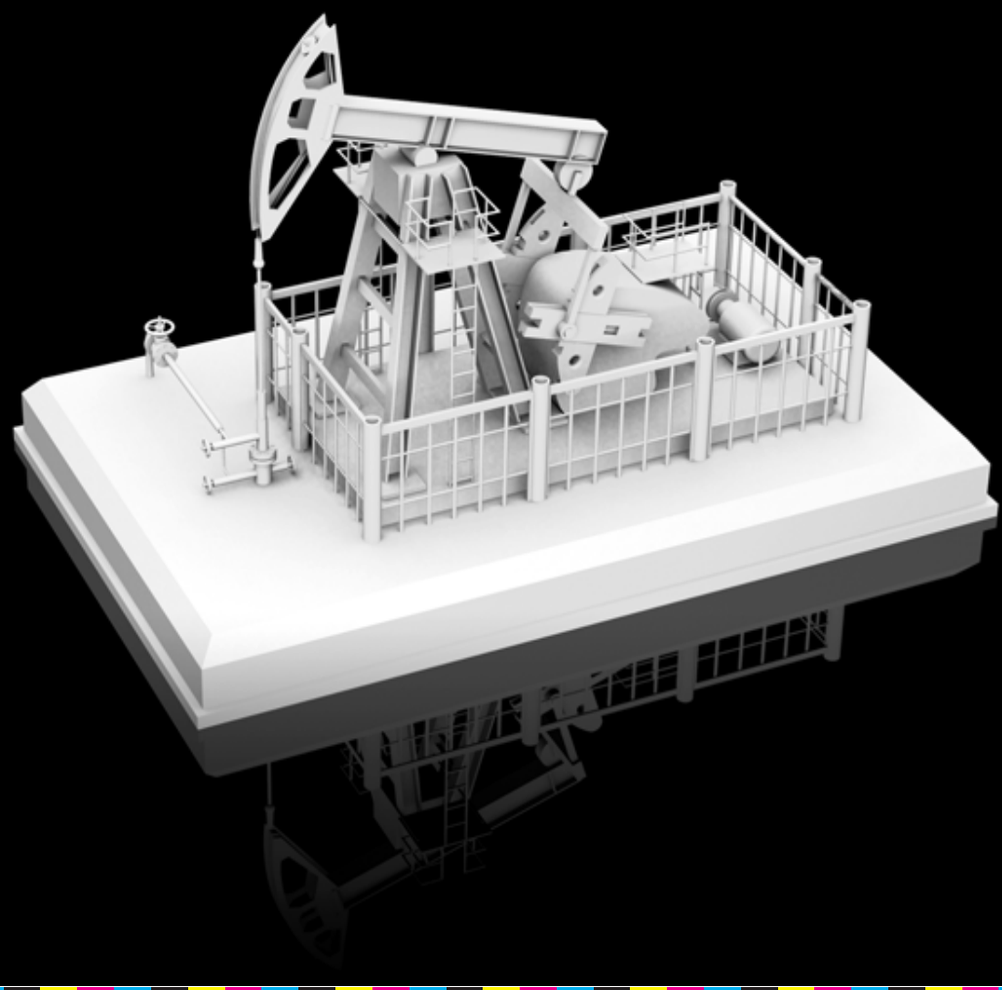
ЭКСПОЗИЦИЯ

ДОБЫЧА
PRODUCTION

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №5/Нд ОКТЯБРЬ 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.



CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Обучение и повышение квалификации специалистов в настоящее время приобретает особое значение. Это связано с высокими требованиями к знаниям работников и уровню их профессиональной подготовки, продиктованными условиями рынка. Несмотря на определенные расходы, связанные с обучением, повышением квалификации, переподготовкой специалистов, работодатели понимают, что только высокопрофессиональный работник может обеспечить успешное развитие предприятия.

ОБУЧЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ – ГЛАВНЫЙ ФАКТОР БЕЗАВАРИЙНОЙ РАБОТЫ ЭТИХ ОБЪЕКТОВ

М.А. ГИЗЗАТОВ
В. Р. СМЕТАНИН
к. т. н., зав. кафедрой «Магистральные трубопроводы и АЗС»
преподаватель кафедры «Магистральные трубопроводы и АЗС»
НОУ «Межотраслевой институт»
г. Уфа

Системы магистральных трубопроводов складываются на протяжении длительного периода времени. Эти системы не являются завершенными объектами, а находятся в состоянии постоянного изменения и развития. Причем развитие происходит не только в направлении увеличения технических показателей, таких как протяженность, диаметры трубопроводов, количество резервуаров, насосных станций и т.д., но и в направлении демонтажа и замены некоторых участков трубопроводов, консервации, переоснащения, перевода на другие продукты и т.д.

Кроме того, и условия эксплуатации магистральных трубопроводов непостоянны. С течением времени изменяются объемы перекачки, требования безопасности, происходит естественное старение магистральных трубопроводов. Изнашивается и устаревает оборудование, в том числе запорная арматура, насосы, станции катодной защиты и др.

Нормативно-техническая база находится в состоянии постоянных изменений. Появляются новые требования по надежности и безопасности.

Промышленная добыча нефти началась около 150 лет назад, в 1859 году, когда была пробурена первая в мире скважина. В этом году в России было добыто 5 тысяч, а в США около 300 тонн нефти. Вскоре, в 1865 году, в США был построен первый нефтепровод длиной 6 километров. В России первый нефтепровод был сооружен в 1878 году от Бакинских промыслов до местных нефтеперерабатывающих заводов. В дореволюционной России было построено 1147 километров магистральных трубопроводов общей пропускной способностью 2,5 миллиона тонн в год. После революции основные запасы нефти были сосредоточены на Кавказе (Баку, Грозный, Майкоп).

К 1941 году в промышленной эксплуатации находились магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы общей протяженностью около 4100 километров с максимальным диаметром 300 мм. В настоящее время в эксплуатации находятся десятки тысяч километров магистральных трубопроводов диаметром до 1400 мм, которые объединены в системы трубопроводов и образуют сложные широко разветвленные сети, протянувшиеся в том числе в зарубежные страны.

В настоящее время через магистральные нефтепроводы транспортируется потребителям более 99,5% добываемой на территории России нефти.

Интенсивное сооружение нефтепроводов в районах добычи нефти в Урало-Поволжье и Закавказье было начато в середине 60-х годов прошлого века. В этот период, в частности, были построены трансконтинентальные нефтепроводы Туймазы-Омск (впервые применены трубы диаметром 530мм), Туймазы-Омск-Новосибирск-Иркутск диаметром 720 мм и длиной 3662 км, нефтепроводы Альметьевск-Горький и др.

В 1964 г. был введен в эксплуатацию крупнейший в мире по протяженности (5500 км вместе с ответвлениями) трансъевропейский нефтепровод «Дружба», соединяющий месторождения нефти в Татарии и Куйбышевской области с восточноевропейскими странами (Чехия, Словакия, Венгрия, Польша, Германия).

Открытие крупнейших месторождений нефти в Западной Сибири в корне изменило приоритеты трубопроводного строительства.

Осенью 1967 года начато и в апреле 1969 г. завершено строительство нефтепровода Нижневартовск – Усть-Балык диаметром 720 мм и протяженностью 252 км. В последующие годы на базе западносибирских месторождений были построены трансконтинентальные нефтепроводы Усть-Балык – Анжеро-Судженск – Красноярск – Иркутск (1973 г.), Нижневартовск – Курган – Куйбышев(1976)-,Сургут – Горький – Полоцк (1979 г.) и др. Нефтепроводная система продолжает развиваться и в настоящее время. Направления развития, в первую очередь, связаны со строительством нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий Океан (ВСТО). ►

TRAINING TECHNICIANS OF THE MAINSTREAM PIPELINES IS CENTRAL TO MAKING THE OPERATION OF THESE FACILITIES TROUBLE-FREE

The systems of mainstream pipelines have been taking shape during a long period of time. These systems are not complete and are in the process of constant change and development. However, the development does not only go on along the lines of improving technical performance, such as length, pipeline diameter, number of vessels, pumping stations, etc., but also along the lines of dismantling and replacing certain sections of the pipelines, conservation, re-equipment, re-orientation to other products, etc. Besides, the operating conditions of the mainstream pipelines are not constant, either. As time goes by, the pumping volumes change, as well as safety requirements, there occurs a natural ageing of the mainstream pipelines. The equipment becomes worn-out and out-dated, including valves, pumps, cathodic protection stations, etc.

The normative and technical framework is in the process of constant change.

New reliability and safety requirements are instituted.

The industrial oil production began about 150 year ago, in 1859, when the world's first well was drilled. That year Russia produced 5 thousand, while the USA produced approximately 300 thousand tons of oil. Shortly thereafter, in 1865, the USA built the first oil pipeline which was 6 km long. Russia built the first oil pipeline in 1878 from the Baku oil fields to the local oil refineries. In pre-revolutionary Russia a total of 1147 kilometers of mainstream pipelines with a total throughput of 2.5 million tons a year were constructed. After the revolution, most of the oil deposits were concentrated in the Caucasus (Baku, Grozny, Maikop).

In 1941, about 4100 kilometers of mainstream oil pipelines and petroleum products pipelines with the maximum diameter of 300 mm were in industrial operation. At the present time, dozens of thousands of kilometers of mainstream pipelines, diameter up to 1400 mm, are in operation, which have been grouped into systems of pipelines and form intricately and widely ramified networks, extending to foreign countries as well. More than 99.5% of the oil produced in the territory of Russia is currently transported through mainstream pipelines to users.

Intensive construction of oil pipelines in the areas of oil production in the Urals-Volga Region and Trans-Caucasian Region got underway in mid-1960s. During that period, the trans-continental oil pipelines Tuymazi-Omsk (which was the first to use the 530 mm diameter pipes), Tuymazi-Omsk Novosibirsk-Irkutsk, 720 mm diameter pipes and 3662 km long, Almetyevsk-Gorky oil pipelines, etc. were constructed. 1964 saw the commissioning of the world's largest, 5500 km long, including all the branches, trans-European oil pipeline «Druzhba», which connected the oil field in Tatarstan and the Kuybyshev Region with the East European countries (Czech Republic, Slovakia, Hungary, Poland, Germany).

The discovery of major oil deposits in Western Siberia radically changed the priorities in pipeline construction.

The autumn of 1967 saw the commencement of, and

April 1969 saw the completion of the oil pipeline Nizhnevartovsk-Ust-Balyk, pipe diameter 720 mm, 252 km long. During the subsequent years, on the basis of the Western Siberian oil fields, the trans-continental oil pipelines Ust-Balyk – Anzhero-Sudzhensk – Krasnoyarsk – Irkutsk (1973), Nizhnevartovsk – Kurgan – Kuybyshev (1976), Surgut – Gorky – Polotsk (1979), etc. were constructed. The oil pipeline still continues to develop. Primarily the development projects are associated with the construction of Eastern Siberia – Pacific Ocean oil pipeline. An emergency situation on the mainstream pipeline for oil transportation is known to be a sudden discharge or leakage of oil as a result of full or partial destruction of the oil pipeline, its components, vessels, equipment and devices accompanied by one or several of the following events:

1. Ignition or explosion of the oil vapors.
2. Contamination of any water dumping areas, river, lake, water reservoir or any water resources above the levels established by the water quality standard, causing discoloration of the water surface or the banks or resulting in the formation of an emulsion located below the water level or resulting in its precipitation onto the bottom or the banks.
3. The volume of oil leakage amounts to 10 cubic m and more, while for inflammable liquids the volume of leakage exceeds 1 cubic m per day.

The technical condition of the mainstream oil pipelines is controlled by special dedicated checks, inspections, audits, measurements using diagnostics instrumentation as well as by performing scheduled maintenance and repair work.

Any malfunctions on the oil pipeline are undesirable from the point of view of its operational safety, therefore the mainstream pipelines are monitored by both external and in-pipe inspection instruments: ultra-sonic and magnetic defectoscopes; acoustic, emission and radio-graphic diagnostics is also used. This allows timely identification of the weakened spots and elimination of various types of defects, either by replacing the section of the pipeline or by repairing it. In the first instance, the defective section is completely replaced during the scheduled shutdown of the pipeline, in the second case – the functions of the section are restored using state-of-the-art technologies without shutting down the pumping operation.

With a view to eliminating the consequences of emergency situations on the mainstream pipelines (unauthorized access, damage caused to the line equipment, etc.), apart from the mobile teams of the security service, there are also special emergency crews, equipped with modern devices, equipment and materials to isolate emergencies and eliminate the consequences of oil spillage including those on the under-water passes.

Efforts are to be made to maintain the pipeline network in operating and properly running condition during a long period of time and to minimize the likelihood of emergencies.

Therefore, the issues relating to safe operation of the mainstream pipelines are central to making sure that their operation is trouble free.

Human factor, in this context, assumes paramount importance, and its role consists in making sure that such enormous and complicated systems as mainstream pipelines are professionally and safety operated.

The aim of training, re-fresher training for technicians, is to improve the level of awareness of the industrial safety requirements, the knowledge of procedures and schedule of actions under specific operating conditions, to prevent the risk of emergencies arising and the risk of industrial accidents and injuries.

The facilities of the mainstream pipelines are under constant control and policing of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision (Russian Technical Supervision). Control and supervision over the mainstream pipelines are exercised, among other things, by certification of technicians in line with their job positions, in industrial safety matters.

At the present time, this validation is carried out pursuant to the «Terms of Reference on the Organization of Work Aimed At Training and Validating the Technicians of the Organizations Supervised by Russian Technical Supervision Authority», approved by Order of the Russian Technical Supervision Authority No.37 dated January 29-th 2007 (RD 03192007). The certification of the technicians is preceded by their course of training in the teaching programs agreed with the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision (Russian Technical Supervision) or its territorial branch.

In the Department of «Mainstream Pipelines and Filling Stations» of the Inter-Industry Institute, hundreds of executives and technicians of the organizations operating the mainstream pipeline facilities, undergo training every year.

Известно, что авария на объекте магистрального трубопроводного транспорта нефти – это внезапный вылив или истечение нефти – в результате полного или частичного разрушения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств,сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

1. Воспламенением или взрывом паров нефти.
2. Загрязнением любого водостока, реки, озера, водохранилища или любого водоема сверх пределов, установленных стандартом на качество воды, вызвавшее изменение окраски поверхности воды или берегов, или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложений на дно или берега.
3. Объем утечки нефти составил 10 м^3 и более, а для легковоспламеняющихся жидкостей объем утечки превысил 1 м^3 в сутки.

Техническое состояние магистральных нефтепроводов контролируется специальными целевыми проверками, обследованиями, осмотрами, измерениями с применением средств технической диагностики, а также при проведении плановых и ремонтных работ.

Любые неисправности на нефтепроводе нежелательны с точки зрения безопасности его эксплуатации, поэтому проводятся обследования магистральных нефтепроводов как наружными, так и внутритрубными инспекционными приборами: ультразвуковыми и магнитными дефектоскопами; применяется также акустико-эмиссионная и радиографическая диагностика. Это позволяет вовремя выявить ослабленные места и устранять различные типы дефектов либо заменой участка, либо ремонтом. В первом случае дефектный участок полностью заменяют во время плановой остановки нефтепровода, во втором – функции участка восстанавливают при помощи современных технологий без остановки перекачки.

Для ликвидации последствий нештатных ситуаций на магистральных нефтепроводах (несанкционированный доступ, повреждение трассового оборудования и т.д.), кроме мобильных отрядов службы безопасности, есть специальные аварийные подразделения, оснащенные современными средствами, оборудованием и материалами для локализации аварий и ликвидации последствий разлива нефти, в том числе на подводных переходах.

Необходимо стремиться к сохранению трубопроводной сети в исправном и работоспособном состоянии в течение длительного периода и снижению вероятности аварии до минимума.

Поэтому вопросы безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов являются важными для обеспечения их безаварийной работы.

Большое значение в связи с этим приобретает человеческий фактор, роль которого заключается в том, чтобы технически грамотно и безопасно вести эксплуатацию таких огромных и сложных систем, как магистральные трубопроводы.

Целью обучения – повышения квалификации специалистов – является повышение уровня знаний требований промышленной безопасности, знаний порядка действий в конкретных условиях производства, предупреждение риска возникновения аварий и производственного травматизма.

Объекты магистральных трубопроводов находятся под постоянным контролем и надзором Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). Контроль и надзор за магистральными трубопроводами осуществляется в том числе и путем проведения аттестации специалистов, в соответствии с занимаемыми должностями, по вопросам промышленной безопасности.

В настоящее время эта аттестация проводится в соответствии с «Положением об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Ростехнадзору», утвержденным приказом Ростехнадзора №37 от 29 января 2007 года (РД 03192007). Аттестации специалистов предшествует их подготовка по учебным программам, согласованным с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) или его территориальным органом.

Башкирский межотраслевой институт повышения квалификации в области охраны труда, промышленной безопасности, безопасности дорожного движения, пожарной безопасности, электробезопасности осуществляет подготовку руководителей и специалистов организаций, поднадзорных Ростехнадзору. Институт аккредитован в Единой системе оценки соответствия в качестве Независимого аттестационно-методического центра, имеет государственную аккредитацию Министерства образования РБ.

На кафедре «Магистральные трубопроводы и АЗС» Межотраслевого института ежегодно проходят обучение сотни руководителей и специалистов организаций объектов магистральных трубопроводов. Наибольшее количество обучаемых – это специалисты ОАО «Уралсибнефтепровод». По окончании обучения специалисты проходят контроль знаний в виде тестирования с использованием программного обеспечения «Аттестация» и системы «Олимп: ОКС» и затем аттестацию в комиссиях организаций или в комиссии службы. ■

Техническое состояние магистральных нефтепроводов контролируется специальными целевыми проверками, обследованиями, осмотрами, **измерениями с применением средств технической диагностики, а также при проведении плановых и ремонтных работ**

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Полимеры акриламида и акриловой кислоты получили в последние десятилетия широкое распространение. Важное значение приобретают полимеры для решения задачи повышения эффективности использования невозобновляемых природных ресурсов в добывающей газонефтяной отрасли. Перспективное применение в промысловых условиях процессов нефте- и газодобычи акриловых сополимеров позволяет значительно сократить сроки борьбы с осложнениями при бурении и освоении скважин и успешно проводить изоляционные работы в скважинах [1-5]. Ассортимент разрабатываемой и выпускаемой полимерной продукции для процессов газо- и нефтедобычи, соответствующей по качеству мировым стандартам, постоянно обновляется. К таким разработкам ООО «АКРИПОЛ» относятся исследования технологии синтеза и физико-химических и технологических свойств водорастворимых и водопоглощающих полимеров акриламида для применения в качестве герметиков при бурении, строительстве и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

ПОВЕДЕНИЕ ГИДРОГЕЛЕЙ

ПОЛИМЕРОВ АКРИЛАМИДА В ВОДНЫХ СИСТЕМАХ

Т.А. БАЙБУРДОВ к. х. н., директор завода ООО «Саратовский завод акриловых полимеров «АКРИПОЛ»
Л.Л. СТУПЕНЬКОВА к. х. н., начальник НИЦ
Л.И. БОЛОТОВА научный сотрудник НИЦ
г. Саратов

В зависимости от глубины расположения и проницаемости зоны поглощения в трещиноватых пластах используют полимерные тампонажные составы, отличающиеся скоростью и степенью водопоглощения полимеров. При известных параметрах пласта подбирается полимерный состав по зависимости «время гелеобразования – концентрация». В результате применения полимерных составов на поверхности приствольного ствола скважины образуется изолирующий экран герметичного гелеобразного полимерного слоя требуемого объема в зависимости от проницаемости поверхности горной породы.

Требуемая скорость гелеобразования водорастворимых полимеров акриламида достигается изменением химического состава и концентрации водных растворов полимеров акриламида в зависимости от минерализации и температуры пластовых вод [6].

Требуемая скорость гелеобразования порошкообразных водопоглощающих полимеров акриламида (ВНП) достигается изменением концентрации полимерной дисперсии, размером полимерных частиц и скоростью набухания их в воде. Анализ данных научно-технической литературы показывает, что для каждой области применения в зависимости от воздействия внешних факторов (высоких температур, содержания в водной системе окислителей, солей и др.) существует свой оптимальный ВНП, характеризующийся заданными степенью водопоглощения, скоростью водопоглощения, прочностью и формоустойчивостью набухших гранул ВНП. Как правило, требуется сочетание формоустойчивости (сохранения геометрических форм) гидрогеля с достаточно высокой степенью водопоглощения. Преимуществами использования полимерных тампонажных составов являются:

- доступность и экологическая безопасность реагентов;
- использование стандартного оборудования;
- сокращение сроков борьбы с осложнениями при бурении;
- селективность;
- высокая фильтрационная способность;
- возможность использования для временной изоляции в продуктивных горизонтах.

Полимерные тампонажные составы для временной изоляции позволяют изменять проницаемость продуктивного пласта в широком диапазоне регулируемого ►

№ образца	Размер частиц, мм	Степень анионности (α), % моль	Степень сшивки (β),% моль	Массовая доля основного вещества, %	Равновесное водопоглощение, г/г
1	0.5-1.5	0	0,01	97.1	740
2	0.5-1.5	0	0,02	97.0	365
3	0.5-1.5	0	0,1	97.2	130
4	0.5-1.5	0	0,15	97.9	59
5	0.5-1.5	0.1	0.01	92.6	730
6	0.5-1.5	0.1	0.02	94.7	370
7	0.5-1.5	0.1	0.05	94.8	250
8	0.5-1.5	0.1	0.1	91.1	186
9	0.5-1.5	0.3	0.01	92.0	1292
10	0.5-1.5	0.3	0.02	91.5	1177
11	0.5-1.5	0.3	0.05	90.3	841
12	0.5-1.5	0.3	0.1	94.3	645

Табл. 1 Физико-химические свойства порошкообразных водопоглощающих ПАА
Table 1. Physical and Chemical Properties of Powder Water Absorbing Polymers

Acrylamide and acryl acid polymers have become widely common in recent decades. Polymers assume important significance in dealing with the task of improving the effective use of unrenewable natural resources in gas and oil producing industry. Promising application of acryl co-polymers under the production conditions of oil and gas extraction processes allows the period of dealing with complications in drilling and developing the well to be shortened significantly and insulation work in the wells to be carried out successfully [1-5]. The range of the polymer products developed and manufactured for gas and oil extraction processes, compliant with the quality stipulated by the world standards, is constantly updated. Referred to such developments of OOO «AK-RIPOL»is the research of the synthesis technology as well as physical/chemical and technological properties of water soluble and water absorbing acrylamide polymers to be used as sealants in drilling, construction and operation of oil and gas wells.

BEHAVIOR OF THE ACRYLAMIDE POLYMER HYDROGELS IN WATER SYSTEMS

Depending on the depth of location and permeability of the absorption zone in the fractured reservoirs, polymer backfill compounds are used, which differ in the speed and degree of polymer water absorption. When the formation parameters are known, the polymer composition is selected based on the «jellying time versus concentration» dependence. As a result of using polymer compounds on the surface of the well bore, there forms an insulating screen of sealed jelly-like polymer layer of the required volume, depending on the permeability of the geological material surface.

The required speed of gelation of the water soluble acrylamide polymers is achieved by changing the chemical composition and concentration of acrylamide polymer water solutions depending on the mineralization and temperature of the formation waters [6].

The required speed of gelation of the powder water absorbing acrylamide polymers is achieved by changing the concentration of the polymer dispersion, the size of the polymer particles and the speed of their swelling in water. Analysis of the data contained in the scientific and technical literature shows that for every application, depending on the effect of outside factors, (high temperature, content of oxidizers, salts, etc. in the water system), there exists its own optimum water absorbing polymer, characterized by the pre-determined degree of water absorption, speed of water absorption, strength and shape stability of the swollen granules of the water absorbing polymer. As a rule, a combination of shape stability of the hydrogel (retention of geometrical shapes) with a sufficiently high degree of water absorption is required. The advantages of the use of backfill compounds are as follows:

- accessibility and environmental friendliness of the agents;

- use of standard equipment;
- shortening of the period during which complications in drilling have to be dealt with;
- selectiveness;
- high filtration capacity;
- possibility to use for temporary insulation in productive horizons.

Polymer backfill compounds for temporary insulation allow the permeability of the productive formation to be changed within a board range of regulated time, temperature and degree of formation waters mineralization with subsequent restoration of the formation permeability. Research has shown that the water absorbing acrylamide co-polymer in concentrated water system (water : polymer = 3:1) at a high temperature (150ºC) deteriorates to form water solutions of low molecular acrylamide co-polymers.

The present work investigates changes in the volume concentration of the water absorbing polymer hydrogels in water system under the influence of high temperature and by visual evaluation of the shape stability. Water absorbing polymer hydrogels in a water system were researched when held at 95ºC during the time sufficient to destroy the hydrogel to the polymer water solution. In the experiments we used the hydrogels with weight content of water absorbing polymer equal to 0.05%, obtained as a result of equal weight swelling of the water absorbing polymers in water for 16 hours under normal conditions. The destruction of water absorbing polymer hydrogels in water systems was evaluated as the function of crosslink density (ß), sodium acrylate link content (α), ionic strength of the solvent, the concentration of peroxide compounds. In the experiments, various specimens of the water absorbing polymers were used, which differed in chemical analysis (sodium acrylate link content), crosslink density, synthesized under laboratory conditions at OOO «ACRYPOL». As is evident from the data of table 1, the equal weight degree of water absorption of the polymer specimens rises with the increase in the sodium acrylate link content. With the same polymer crosslink density (b= 0.1), the degree of water absorption of the anionic water absorbing polymer, containing 30% mol sodium acrylate links, is 6 times higher than the degree of water absorption of the non-anionic water absorbing polymer. Fig. 1 presents kinetic curves of the change in the degree of water absorption of the water absorbing polymer in water system, which have the same crosslink density and which differ in the sodium acrylate content. Depending on the magnitude of the polymer charge, the behavior of hydrogels in water system changes at a high temperature. The change in the degree of water absorption of the water absorbing polymers at a high temperature passes through the maximum point. The volume of the hydrogel of the anionic water absorbing polymer which has a=0.3, practically doubles in 50 hours, while the swollen polymer particles lose their shape. When the maximum degree of water absorption equal to 1200 g/g is achieved, the volume concentration of the hydrogel in water system which during this period of time has grown from 0.3 to 0.6, begins to diminish. Complete destruction of the hydrogel until water solution of the co-polymer is produced, takes place within 140 hours. After filtration, no swollen polymer particles remain on the filter. When crosslink density is reduced in the anionic water absorbing polymer, the kinetic destruction parameters of its hydrogels change. The kinetic curves of the change in the degree of water absorption of anionic water absorbing polymers which have a=0.3, are shown in Fig. 2. The hydrogel of the anionic water absorbing polymer (specimen No.9) which has b=0.01 and equal weight degree of water absorption equal to 1300 g/g, loses shape and the volume concentration in the water system as early as the first hours. The hydrogel deteriorates to form water solution of the co-polymer within 20 hours.

Increase in the crosslink density in the anionic water absorbing polymer to 0.02 (specimen No.10) facilitates an insignificant increase in the period of hydrogel destruction (up to 30 hours). With the increase in b>0.05, the equal weight degree of water absorption of anionic water absorbing polymer decreases (specimens No.11 and No.12), however the stability of their hydrogels in water system rises. As can be seen from Fig.2, during the initial period there occurs an increase in the degree of water absorption

времени, температуры и степени минерализации пластовых вод с последующим восстановлением проницаемости пласта. Исследования показали, что водопоглощающий сополимер акриламида в концентрированной водной системе (вода : полимер = 3:1) при высокой температуре (150^{0}С) разрушается до образования водных растворов низкомолекулярных сополимеров акриламида.

В настоящей работе исследовали изменения объемной доли гидрогелей ВНП в водной системе под действием высокой температуры и по визуальной оценке формоустойчивости. Гидрогели ВНП в водной системе исследовали при выдержке при 95^{0}С в течение времени, достаточного для разрушения гидрогеля до водного раствора полимера. В экспериментах использовали гидрогели с массовым содержанием ВНП, равном 0,05%, полученные в результате равновесного набухания ВНП в воде в течение 16 часов при нормальных условиях.

Разрушение гидрогелей ВНП в водных системах оценивали как функцию плотности сшивки (β), содержания звеньев акрилата натрия (α), ионной силы растворителя, концентрации перекисных соединений.

В экспериментах были использованы различные образцы ВНП, отличающихся химическим составом (содержанием звеньев акрилата натрия), плотностью сшивки, синтезированные в лабораторных условиях ООО «АКРИПОЛ». Как видно из данных таблицы 1, равновесная степень водопоглощения образцов полимеров возрастает с увеличением содержания звеньев акрилата натрия. При одинаковой плотности сшивки полимеров (b= 0,1) степень водопоглощения анионного ВНП, содержащего 30 % моль. звеньев акрилата натрия, в 6 раз выше степени водопоглощения неионогенного ВНП. На рис. 1 представлены кинетические кривые изменения степени водопоглощения в водной системе ВНП, имеющих одинаковую плотность сшивки и отличающихся содержанием звеньев акрилата натрия. В зависимости от величины заряда полимера изменяется и поведение гидрогелей в водной системе при высокой температуре. Изменение степени водопоглощения ВНП при высокой температуре проходит через максимум.

Объем гидрогеля анионного ВНП, имеющего a=0,3, увеличивается в течение 50 часов практически вдвое, при этом набухшие полимерные частицы теряют свою форму. При достижении максимальной степени водопоглощения, равной 1200 г/г, объемная доля гидрогеля в водной системе, выросшая за данный промежуток времени от 0,3 до 0,6, начинает уменьшаться. Полное разрушение гидрогеля до получения водного раствора сополимера происходит в течение 140 часов. После фильтрации на фильтре не остается набухших полимерных частиц. При уменьшении плотности сшивки в анионном ВНП изменяются кинетические параметры разрушения его гидрогелей. Кинетические кривые изменения степени водопоглощения анионных ВНП, имеющих a=0,3, представлены на рис.2. Гидрогель анионного ВНП (образец № 9), имеющего b=0,01 и равновесную степень водопо-глощения, равную 1300 г/г, уже в первые часы теряет форму и объемную долю в водной системе. Гидрогель разрушается до образования водного раствора сополимера в течение 20 часов.

Увеличение плотности сшивки в анионном ВНП до 0,02 (образец № 10) способствует незначительному увеличению периода разрушения гидрогеля (до 30 часов). С увеличениием b>0,05 равновесная степень водопоглощения анионных ВНП уменьшается (образцы № 11 и № 12), но стабильность их гидрогелей в водной системе возрастает. Как видно на рис.2, в начальный период происходит увеличение степени водопоглощения ВНП. Объемное расширение гидрогелей сопровождается потерей формы и образованием «киселеподобной» массы. Скорость разрушения гидрогелей увеличивается после 30-50 часов, при этом объемная доля гидрогеля в исследуемой системе начинает уменьшаться. Скорость разрушения гидрогелей зависит от плотности сшивки анионных ВНП – с увеличением b в 2 раза (от 0,05 до 0,1) время полного разрушения их гидрогелей увеличивается от 50 до 150 часов. Наибольшей стабильностью из анионных ВНП с a=0,3 характеризуется образец № 12, имеющий b=0,1. При объемном расширении данный гидрогель достигает максимальной степени водопоглощения 1250 г/г, равной равновесной степени водопоглощения анионного ВНП (образец № 9), имеющего b=0,01.

С уменьшением содержания акрилатных звеньев в анионных ВНП равновесная степень водопоглощения уменьшается, а стабильность их гидрогелей в водных системах возрастает (см. табл.1 и рис.1). На рис. 3 представлены кинетические кривые изменения степени водопоглощения анионных ВНП, имеющих a=0,1 и отличающихся степенью сшивки. С увеличением b от 0,01 до 0,1 равновесная степень водопоглощения ВНП уменьшается от 700 до 200 г/г ►

№ образца	α, % моль	β, % моль	[ПС], %	W						
				время, ч	0	2	4	8	16	24
12	0,3	0,1	0		645	676	689	798	878	902
	0,3	0,1	0,01		645	650	658	933	1081	969
	0,3	0,1	0,5		645	680	103	0	-	-

Табл. 2 Влияние концентрации перекисного соединения (ПС) в водной системе на кинетику изменения степени водопоглощения ВНП (W)
Table 2. Effect of the Peroxide Compound Concentration in Water System on the Kinetics of Change in the Degree of Water Absorption (W)

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

(образцы №№ 5-8). Из представленных данных видно, что в процессе испытания происходит объемное расширение гидрогелей. Объемная доля гидрогеля ВНП, имеющего b=0,01, увеличивается от 0,36 до 0,55, но при этом гидрогель теряет форму. При достижении максимальной степени водопоглощения (в пределах 1000-1100 г/г) объемая доля гидрогелей также уменьшается. При увеличении плотности сшивки (b) ВНП от 0,01 до 0,05 период полного разрушения гидрогелей увеличивается от 120 до 310 часов, т.е. примерно в 3 раза. Гидрогель анионного ВНП с b=0,1 (образец № 8) отличается сравнительно низкой скоростью объемного расширения гидрогеля в начальный период эксперимента. При визуальном наблюдении изменение формы начинается после 50 часов. В течение 200 часов объем гидрогеля в системе увеличивается примерно в 4 раза (от 0,1 до 0,4). При достижении максимальной степени водопоглощения (около 800 г/г) скорость разрушения гидрогеля увеличивается. В течение последующих 150 часов происходит полное разрушение гидрогеля до водного раствора полимера.

Согласно данным табл.1, с увеличением b от 0,01 до 0,15 равновесная степень водопоглощения неионогенных ВНП уменьшается от 700 до 60 г/г. На рис. 4 представлены кинетические зависимости изменения степени водопоглощения неионогенных ВНП, отличающихся плотностью сшивки, при высокой температуре. С увеличением плотности сшивки ВНП стабильность гидрогелей возрастает. Скорость увеличения объемной доли гидрогеля в водной системе при высокой температуре уменьшается с увеличением плотности сшивки ВНП. При достижении максимальной степени водопоглощения около 900-1000 г/г скорость разрушения гидрогелей увеличивается. С увеличением b от 0,01 до 0,1 период разрушения гидрогелей возрастает вдвое – от 100 до 220 часов. С увеличением плотности сшивки ВНП до 0,15 период разрушения гидрогеля увеличивается до 500 часов. Согласно данным, приведенным на рис. 5, в течение 300 часов объемная доля гидрогеля в водной системе увеличивается в 15 раз (от 0,025 до 0,37). При этом набухший гидрогель характеризуется достаточно высокой стабильностью, сохраняя максимальную степень водопоглощения (около 700 г/г) в течение последующих 100 часов выдержки. Через 400 часов степень водопоглощения гидрогеля начинает уменьшаться. Период полного разрушения гидрогеля неионогенного ВНП, имеющего b=0,15, составил 500 часов.

Сравнение поведения гидрогелей показывает, что гидрогели ВНП, имеющих b³0,1 и a£0,1, обладают значительно большей способностью к набуханию в водной системе и большим периодом разрушения при выдержке при высокой температуре. Особенная нестабильность характерна для гидрогелей анионных ВНП, имеющих b<0,02 и a=0,3.

Из проведенных исследований можно сделать вывод, что стабильность при высокой температуре гидрогелей сшитых водонабухающих сополимеров акриламида в водной системе зависит от плотности сшивки (b) и содержания звеньев акрилата натрия (a).

Полученные результаты можно объяснить разрушением пространственной структуры сшитого полимера по связи -С–С и по имидной связи N,N′ метилен – бис-акриламида, причем если разрыв по С–С - связи преимущественно может происходит за счет образующихся свободных радикалов, то разрыв по имидной структуре может происходить за счет гидролиза при высокой температуре.

Период полного разрушения гидрогелей ВНП при температуре 95^{0}С в присутствии перекисного соединения (ПС) в количестве 0,01 и 0,5% от массы ВНП уменьшается в 2,5 раза соответственно. Результаты экспериментов представлены в табл. 2. Стабильность гидрогелей ВНП в определенной степени зависит от протекания при высокой температуре реакции гидролиза амидных звеньев с образованием карбоксильных групп. Как отмечалось выше, с увеличением доли карбоксильных групп (подобно карбоксилатным) в полимере повышается степень водопоглощения и, соответственно, увеличивается объемная доля гидрогеля в процессе эксперимента

Процесс разрушения полимерных связей преимущественно протекает по оверхности. Следовательно, следует ожидать, что в присутствии низкомолекулярных электролитов в водной системе кинетическая кривая изменения концентрации объемной доли гидрогеля будет отличаться. Экспериментально показано (таблица 3), что период разрушения гидрогеля в присутствии 1% NaCl увеличивается в 2-4 раза по сравнению с данными, полученными в отсутствие соли. Таким образом мы видим, что на стабильность гидрогеля существенное значение оказывает и конформационное состояние макромолекул. ►

of the water absorbing polymer. Volume expansion of the hydrogels is accompanied by a loss of shape and the formation of «a jelly like mass». The speed of hydrogel destruction increases after 30-50 hours, while the volume concentration of the hydrogel in the investigated system begins to decrease. The speed of the hydrogel destruction depends on the crosslink density of the anionic water absorbing polymers – with b doubling (from 0.05 to 0.1), the time of complete destruction of their hydrogels increases from 50 to 10 hours. Maximum stability, out of the anionic water absorbing polymers with a=0.3, is typical of specimen No. 12, which has b=0.1. With volume expansion this particular hydrogel reaches maximum degree of water absorption in the amount of 1250 g/g, equal to equal weight degree of water absorption of the anionic water absorbing polymer (specimen No.9) which has b=0.01.

With a decrease in the content of acrylate links in anionic water absorbing polymers the equal weight degree of water absorption diminishes while the stability of their hydrogels in water systems rises (see table 1 and fig.1). Fig.3 presents kinetic curves of the change in the degree of water absorption of the anionic water absorbing polymers which have a=0.1 and which differ in the crosslink degree. With b increasing from 0.01 to 0.1, the equal weight degree of water absorption of the water absorbing polymers decreases from 700 to 200 g/g (specimens Nos. 5-8). It is obvious from the data presented that during the process of testing there occurs a volume expansion of the hydrogels. The volume concentration of the hydrogel of the water absorbing polymer which has b=-.01, increases from 0.36 to 0.55, however at the same time the hydrogel loses shape. When the maximum degree of water absorption is reached (within a range of 1000-1100 g/g), the volume concentration of the hydrogels also reduces. When the crosslink density (b) of the water absorbing polymers increases from 0.01 to 0.05, the period of the hydrogels complete destruction increases from 120 to 310 hours, i.e. approximately 3 times. The hydrogel of the anionic water absorbing polymer with b=0.1 (specimen No.8) is typified by comparatively low speed of hydrogel volume expansion during the initial period of the experiment. During visual observation, the change of the shape begins after 50 hours. During 200 hours, the volume of hydrogel in the system increases approximately 4 times (from 0.1 to 0.4). Upon achievement of the maximum degree of water absorption (approximately 800 g/g), the speed of hydrogel destruction increases. During the subsequent 150 hours there occurs a complete destruction of hydrogel to a water solution of the polymer. According to the data of table 1, as a result of increase of b from 0.01 to 0.15, the equal weight degree of water absorption of non-anionic water absorbing polymers decreases from 700 to 60 g/g. Fig. 4 shows kinetic dependence of the change in the degree of water absorption of non-anionic water absorbing polymer, differing in crosslink density, at a high temperature. With the increase in the crosslink density of the water absorbing polymers, the stability of the hydrogels rises. The speed of the increase in the hydrogel volume concentration in water system at a high temperature slows down with an increase in the crosslink density of the water absorbing polymers. Upon achievement of maximum degree of water absorption of approximately 900-1000 g/g, the speed of hydrogels destruction increases. With an increase in b from 0.01 to 0.1, the period of hydrogel destruction doubles – from 100 to 220 hours. With an

№ образца	α, %	β, %	[NaCl], %	W_t/W_0								
				время, ч								
				24	48	96	144	192	264	288	336	384
3	0	0,1	0	1,4	1,9	3,6	7,0	2,3	0	-	-	-
	0	0,1	1	1,3	1,7	2,4	2,9	3,2	3,4	3,4	3,4	3,2
12	0,3	0,1	0	1,5	1,9	1,4	0	-	-	-	-	-
	0,3	0,1	1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3

Таблица 3. Влияние концентрации низкомолекулярного электролита (NaCl) в водной системе на кинетику изменения объемной доли ВНП (W_t/W_0) Table 3. Effect of the Low Molecular Eelectrolyte Concentration (NaCl) in Water System on the Kinetics of the Change in the Volume Concentration of the Water Swelling Polymer (Wt/W0)

increase of crosslink density of the water absorbing polymers to 0.15, the period of hydrogel destruction increases to 500 hours. According to the data given in Fig. 5, during 300 hours, the volume concentration of the hydrogel in water system increases 15 times (from 0.025 to 0.37). In the meantime, the swollen hydrogel is characterized by sufficiently high stability, retaining maximum degree of water absorption (approximately 700 g/g) during the subsequent 100 hours of delay. 400 hours later, the degree of the hydrogel water absorption starts to decline. The period of the hydrogel complete destruction of the non-anionic water absorbing polymer with b=0.15 amounted to 500 hours. Comparison of the hydrogels indicates that the hydrogels of the water absorbing polymers which have b=0.1 and a=1.0, possess much greater capacity for swelling in water system and a greater period of destruction when held at a high temperature. Special instability is characteristic of the hydrogels of the anionic water absorbing polymers with b> 0.02 and a=0.3. Based on the research performed, one can conclude that the stability at a high temperature of the hydrogels of the crosslinked water swelling acrylamide co-polymers in water system depends on the crosslink density (b) and sodium acrylate links content (a). The results obtained can be accounted for by the destruction of the spatial structure of the crosslinked polymer along the –C—C- link and along the imide link N,N' – methylene – bis- acrylamide, besides, while the rupture of the–C—C- link primarily may take place at the expense of the free radicals which are produced, the rupture of the imide structure may take place at the expense of hydrolysis at a high temperature.

The period of full destruction of water swelling polymer hydrogels at a temperature of 95ºC in the presence of a peroxide compound in the quantity of 0.01 and 0.5% of the mass of the water swelling polymer, decreases 2.5 times respectively. The test results are set out in table 2. The stability of the water swelling polymer hydrogels, to a certain extent, depends on the progress at a high temperature of the hydrolysis reaction for amide links with the formation of carboxylic groups. As mentioned above, with the increase in the portion of carboxylic groups (similar to carboxylated groups) in the polymer, the degree of water swelling increases, and, correspondingly, so does the volume concentration of the hydrogel during the experiment.

The process of polymer links destruction proceeds primarily on the surface. Consequently, one should expect that in the presence of low molecular electrolytes in water system, the kinetic curve of the change in the volume concentration of the hydrogel will vary. It has been experimentally shown (table 3) that the period of hydrogel destruction in the presence of 1% NaCl increases 2-4 times compared to the data obtained in the absence of the salt. Therefore, we can see that the conformational state of the macromolecules also plays an important role in the hydrogel stability.

CONCLUSIONS

The investigation of the behavior in water systems of weakly crosslinked and heavily water swelling acrylamide (co) polymers at a high temperature have shown that the speed of change in the volume concentration of the water swelling polymers increases with a reduction in the crosslink density and with an increase in the portion of sodium acrylate links. The period of achieving the maximum degree of water absorption of the water swelling polymers increases with an increase in the crosslink density and a decrease in the sodium acrylate link content. The water swelling polymers for changing the permeability of the formation with crosslink density of 0.01-0.15 in water systems produce shape stable hydrogels with a spatial network structure which are subsequently destroyed to form water solution of the co-polymers. The destruction processes of the hydrogels are accelerated by increased concentration of peroxide compounds and are decelerated in the presence of the low molecular electrolyte in water system. When selecting a water swelling polymer with optimum properties to restrict water influx into a well or to insulate the absorption zones when drilling, one has to take into consideration the specific oil field application conditions (depth of location and permeability of the absorption zone in the formation, temperature, composition of the formation waters, etc.).

ВЫВОДЫ

Исследования поведения в водных системах гидрогелей слабосшитых сильнонабухающих (со)полимеров акриламида при высокой температуре показали, что скорость изменения объемной доли гидрогелей ВНП увеличивается с уменьшением плотности сшивки и с увеличением доли звеньев акрилата натрия. Период достижения мак-симальной степени водопоглощения ВНП возрастает с увеличением плотности сшивки и уменьшением содержания звеньев акрилата натрия.

ВНП для изменения проницаемости пласта с плотностью сшивки 0.01-0,15 в водных системах образуют формоустойчивые гидрогели с пространственной сетчатой структурой, которые в последующем разрушаются до образования водных растворов сополимеров. Процессы разрушения гидрогелей ускоряются с увеличением концентрации перекисных соединений и замедляются в присутствии низкомолекулярного электролита в водной системе.

При выборе ВНП с оптимальными свойствами для ограничения водопритока в скважину или для изоляции зон поглощения при бурении необходимо учитывать конкретные промысловые условия применения (глубина расположения и проницаемость зоны поглощения в пластах, температуру, состав пластовых вод и др.). ■

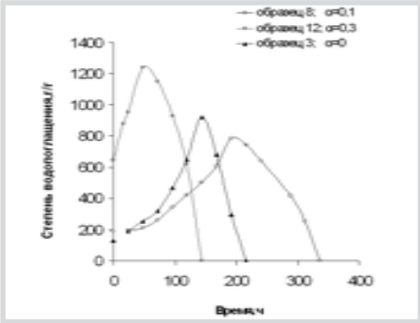


Рис.1 Кинетические кривые изменения степени водопоглощения образцов 3, 8,12 (β=0,1) в дистиллированной воде при T=95ºC
Fig. 1 Kinetic Curves of the Change in the Water Absorption Degree in Specimens 3, 8, 12 (β=0.1) in distilled water at T=95ºC

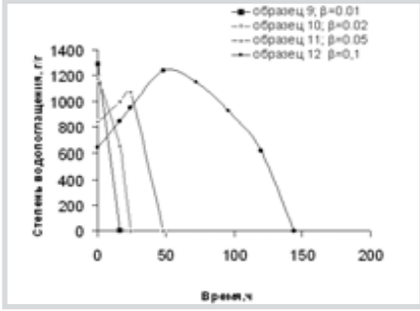


Рис.2 Кинетические кривые изменения степени водопоглощения образцов сополимеров АА и АН (α=0,3) с различной степенью сшивки (β) в дистиллированной воде при T =95ºC
Fig. 2 Kinetic Curves of the Change in the Water Absorption Degree in Co-polymer Specimens AA and AH (α=0.3) with Different Cross-link Degree (β) in Distilled Water at T=95ºC

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Пат. RU 2141029, 25.12.97, Б.И. 1998 №1.
2. Пат. RU 2150571, 25.12.97, Б.И. 1998 №1.
3. Курочкин Б.М., Хисамов Р.С.//Техника и технология добычи нефти – 2003 – №1– С.48-53.
4. Пат. N 4664816, США, опубл. 12.05.87, заявл. 28.05.85.
5. Пат. N 4836940, США, опубл. 06.06.89.
6. Moradi-Araghi Ahmad, Dol Peter H. //SPE. Reservoir Eng. - 1987. - Vol.2, N 2. - P. 189-198.

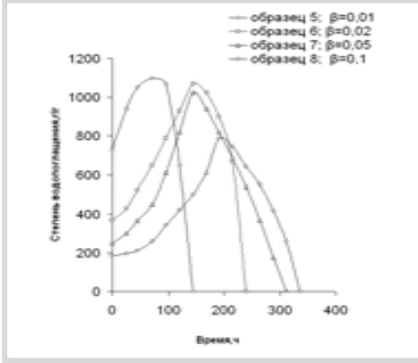


Рис.3 Кинетические кривые изменения степени водопоглощения образцов сополимеров АА и АН (α=0,1) с различной степенью сшивки (β) в дистиллированной воде при T =95ºC
Fig. 3 Kinetic Curves of the Change in the Water Absorption Degree in Co-polymer Specimens AA and AH (α=0.1) with Differen Cross-link Degree (β) in Distilled Water at T=95ºC

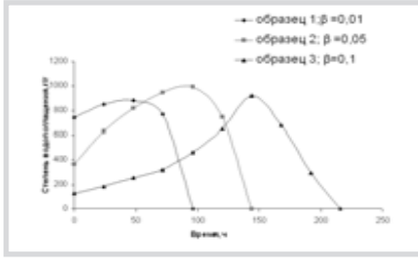


Рис.4 Кинетические кривые изменения степени водопоглощения сшитых полимеров акриламида (α=0,1) с различной степенью сшивки (β) в дистиллированной воде при T =95ºC
Fig. 4 Kinetic Curves of the Change in the Water Absorption Degree in Cross-linked Acrylamide Polymers (α=0.1) with Different Cross-link Degree (β) in Distilled Water at T=95ºC

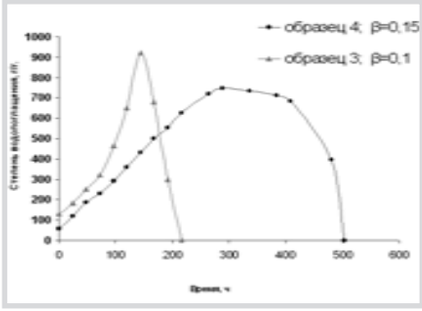


Рис.5 Влияние степени сшивки на кинетику изменения степени водопоглощения для образцов ВНП №3,4 в дистиллированной воде при T =95ºC
Fig. 5 Influence of the Cross Link Degree on the Kinetics of Change in the Water Absorption Degree for Water Swelling Polymer Specimens No. 3, 4 in Distilled Water at T=95ºC

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

В статье рассмотрено влияние сил электрической природы на проникновение и взаимодействие с коллектором фильтрата бурового раствора и жидкости перфорации. Отмечена необходимость учета электрокинетических явлений при вскрытии пластов и сделан вывод о возможности уменьшения загрязнения призабойной зоны пласта при вскрытии путем регулирования электрокинетических характеристик растворов.

О НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА ЭЛЕКТРОКИНЕТИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Г.С. ДУБИНСКИЙ
С.А. БЛИНОВ
ОАО «Азимут»
ЦХМН АН РБ
г. Уфа

При вскрытии продуктивного пласта действует ряд факторов (проникновение фильтрата бурового раствора и жидкости перфорации в пласт, кольматация пор коллектора и стенок скважины твердыми частицами из растворов, электрическое поле, зависящее от знака зарядов горных пород, бурильных труб, бурового и цементного растворов и др.), ухудшающих фильтрационные характеристики приствольной части пласта. В связи с вышесказанным необходимо принимать меры для уменьшения отрицательного воздействия каждого фактора.

По группе скважин одного из месторождений Западной Сибири, вскрывшей полимиктовый песчаный пласт БВ, были рассчитаны по данным промысловых исследований параметры, отражающие качество вскрытия и степень загрязнения призабойной зоны пласта (см. табл. 1).

В табл. 1 ОК = $k_з/k_{пл}$ – отношение проницаемости загрязненной зоны $k_з$ к проницаемости удаленной зоны пласта $k_{пл}$., ОП = $К_ф/К_п$ – отношение фактической продуктивности скважины, $К_ф$ м^3/сут · ат к потенциальной продуктивности,$К_п$м^3/сут · ат. Как видно из таблицы 1, загрязнение после вскрытия происходит на значительную глубину, при этом проницаемость загрязненной зоны ощутимо уменьшается. Уменьшение проницаемости может достигать 94,8% по сравнению с естественной, а продуктивность скважин может снижаться в 2 раза и более по отношению к потенциальной продуктивности. Перфораторы по своим техническим возможностям не всегда обеспечивают пробитие загрязненной зоны пласта. Поэтому интересно рассмотреть снижение фильтрационных свойств коллектора, обусловленное глубиной проникновения и взаимодействием фильтрата бурового раствора и жидкости перфорации с пористой средой. В пластовых условиях невскрытого продуктивного пласта насыщающие его флюиды находятся в термодинамическом равновесии. Пласт имеет определенную собственную поляризацию. Поверхность пор имеет определенный заряд из-за наличия двойного электрического слоя (ДЭС) и граничного слоя /1,2/. При вскрытии продуктивного пласта происходит его механическая деформация, в поры проникают механические частицы и фильтрат глинистого раствора. При перфорации происходит дополнительное механическое воздействие и проникновение жидкости перфорации в поровое пространство.

Для изучения механизма взаимодействия глинистых коллекторов с фильтратами технологических растворов было рассмотрено состояние ДЭС на поверхности частиц породы. Важной количественной характеристикой строения ДЭС, ►

The article reviews the influence exercised by the forces of electric nature on penetration and interaction with the header of drilling fluid filtrate and the perforation fluid. The need for electro-kinetic phenomena to be taken into consideration when drilling in is pointed out and it is concluded that it is possible to reduce the contamination of the bottom-hole formation zone when drilling in by adjusting the electro-kinetic characteristics of the solutions.

ON THE NEED TO TAKE INTO CONSIDERATION THE ELECTRO-KINETIC PHENOMENA WHEN DRILLING INTO THE PRODUCTIVE FORMATION

When drilling into the productive formation, there are a number of factors in operation (penetration of the drilling solution filtrate and perforation fluid into the formation, the clogging of the header pores and the well walls with hard particles from the solutions, the electric field which depends on the polarity of the mining material charges, drill pipes, drill fluid and cement slurry, etc.), which deteriorate the filtration characteristics of the near well portion of the formation. In view of the above, it is necessary that measures be taken to alleviate the negative impact of each of the factors.

With regard to a group of wells in one of the oil fields of Western Siberia, where the polymictic sand formation was drilled in, based on the oil production data, parameters have been calculated which are reflective of the quality of drilling in and the degree of contamination of the bottom-hole formation zone (see table 1). In table 1 OK=$к^з$/kpl– ratio between the permeability of the contaminated zone of the formation $к^з$ and the permeability of the formation remote zone кпл., ОП = Kf/Kl – ratio between the well actual productivity, Kф m^3/day at and the potential productivity, Kп m^3/day at. As one can see from table 1, contamination, after drilling in, occurs to a significant depth, while the permeability of the contaminated zone tangibly

№№ скважин	Коэффициент пористости пласта m,%	Коэффициент проницаемости пласта kпл, мкм2	ОК = kз / kпл	ОП = Kф / Kп	Радиус загрязненной зоны Rз, м	Коэф-ент проницаемости зарязненной зоны пласта kз, мкм^2	Перфоратор		
							Тип	Диаметр входного отверстия dп, мм	Глубина пробития lп,м
1124	0,201	0,167	0,306	0,700	0,4	0,051	ПС-112	15,0	0,055
1125	0,210	0,195	0,062	0,444	0,08	0,012	ПК-105	15,0	0,410
1131	0,202	0,169	0,473	0,766	0,1	0,080	ПС-112	15,0	0,055
1135	0,193	0,140	0,688	0,884	0,7	0,096	ПК-105	15,0	0,410
1146	0,192	0,121	0,140	0,500	0,3	0,017	ПК-105	15,0	0,410
1148	0,194	0,143	0,266	0,491	0,8	0,038	ПС-112	15,0	0,055
1149	0,212	0,200	0,155	0,665	0,1	0,031	ПС-112	15,0	0,055
1151	0,306	0,177	0,240	0,554	0,6	0,020	Aj	11,7	0,602
1156	0,183	0,109	0,065	0,454	0,1	0,007	ПК-105	15,0	0,410

Табл.1 Параметры качества вскрытия и загрязнения пласта при вскрытии /Table 1. Parameters of the Quality of Drilling In And Formation mination When Drilling In

reduces. Reduction in permeability may reach as much as 94.8% compared with the natural one, whereas the productivity of the wells may decrease twice and more, compared to potential productivity. The perforators, due to their technical performance features, do not always make sure that the contaminated zone of the formation is bored through. Therefore, it is interesting to consider the reduction in filtration properties of the header, predicated by the depth of penetration and interaction of the drilling fluid filtrate and the perforation fluid with the mining material. Under the formation conditions of the undrilled-in productive formation, the fluids, that saturate it, are in thermodynamic equilibrium. The formation has a certain polarization of its own. The surface of the pores has a certain charge due to the existence of the double electric layer and the borderline layer. During the drilling-in of the productive formation, there occurs mechanical deformation; mechanical particles and clay fluid filtrate penetrate into the pores. During perforation, there occurs an additional mechanical impact and penetration of the perforation fluid into the porous space.

For the purpose of studying the mechanism of interaction between the clay headers and the process fluid filtrates, the state of the double electric layer on the mining material particles surface was considered. An important quantitative characteristic of the double electric layer structure, which determines the behavior of the dispersion phase and the surface in various physical and chemical processes, is the electro-kinetic potential (ς – potential). ς – potential is the potential between the border of the hydraulically immobile layer and the capillary axis. The closer the values of the ς – potential to zero are, the more pronounced are the processes of structure formation and the thinner are the sheaths of solvent molecules (hydration sheath) on the clay particles. The ς – potential determines the intensity of the electro-kinetic phenomena, the value of the filtration electro-motive force and electroosmotic pressure.

In order to study the ς – potential on the surface of the particles of the mining material under investigation, the electrophoretic method was employed under which, by way of trials, the speed at which the charged particles of the dispersion phase are moving in a constant electric field is determined, then from the Helmholtz-Smoluchowski equation /2/ the electro-kinetic potential (ς – potential) is determined:

$\varsigma = 4\pi\eta ueff\ a/\varepsilon$,

where ueff is electrophoretic mobility;

η – viscosity of the medium;

ε – dielectric permeability of the medium;

a – conversion factor;

π = 3.14

The tests were carried out at 20ºC

Fraction 0.05 – 0.1 mm disintegrated polymictic sand of the productive formation was used as dispersion phase. The test results are given in Fig.1.

The analysis of the results indicates that there occurs a recharging of the sand surface within a range between pH = 5.5 - 6.5. During the transition from the salting liquid to fresh water, the dependency curve ς – pH shifts to the left.

The fact that the surface recharges and that the electro-kinetic phenomena depend on pH of the dispersion medium causes different interaction between the dispersion phase (sand) and the dispersion medium (water) when pH of the latter changes which in its turn influences the intensity of the capillary processes. Due to this, it was necessary to evaluate the value of the capillary imbibition at various pH which also means at various values of the ς potential at the sand rock surface.

The tests for capillary imbibitation and evaluation of wettability of the porous channels of the oil bearing headers were carried out with the same disintegrated sand. The tests were run in the glass columns, 40 cm long and 0.5 cm in diameter. The wettability parameter was determined, i.e.ß – tangent of the angle of incline of the straight line area in H coordinates (height of the liquid elevation) - √t (time of the liquid elevation). For a single capillary, expression /3/ is valid:

$ß_2 = r_k * \cos ө/2 * \eta$,

where ß is tangent of the angle of incline of the straight line area in H - √t coordinates;

r_k – radius of a capillary;

σ – surface tension coefficient;

ө - contact angle of wetting;

η – viscosity of the fluid.

It can be seen from formula (2) that the parameter

определяющей поведение дисперсной фазы и поверхности в различных физико-химических процессах, является электрокинетический потенциал (ς – потенциал). ς-потенциал – это потенциал между границей гидравлически неподвижного слоя и осью капилляра. Чем ближе к нулю значения ς-потенциала, тем сильнее выражены процессы структурообразования и тем тоньше сольватные (гидратные) оболочки на частицах глины. ς-потенциал определяет интенсивность электрокинетических явлений, величину электродвижущей силы фильтрации и электроосмотического давления.

Для изучения ς-потециала на поверхности частиц исследуемой породы использовался электрофоретический метод, при котором опытным путем определяют скорость перемещения заряженных частиц дисперсной фазы в постоянном электрическом поле, затем из уравнения Гельмгольца -Смолуховского /2/ определяют электрокинетический потенциал (ς-потенциал):

$\varsigma = 4\pi\eta U_{эф}\ a/\varepsilon$,

где $U_{эф}$ – электрофоретическая подвижность;

η – вязкость среды;

ε – диэлектрическая проницаемость среды;

а – переводной коэффициент;

$\pi = 3{,}14$.

Исследования проводили при 20^{0}С. В качестве дисперсной фазы использовали фракцию 0,05 - 0,1 мм дезинтегрированного полимиктового песчаника продуктивного пласта. Результаты экспериментов представлены на рис.1.

Анализ результатов показывает, что происходит перезарядка поверхности песчаника в интервале pH = 5,5 - 6,5. При переходе от солевого раствора к пресной воде кривая зависимости ς – pH смещается влево.

Факт перезарядки поверхности и зависимости электрокинетических явлений от pH дисперсионной среды обусловливает различное взаимодействие дисперсной фазы(песчаника) с дисперсионной средой (водой) при изменении pH последней, что в свою очередь влияет на интенсивность капиллярных процессов. В связи с этим было необходимо оценить величину капиллярной пропитки при различных pH, а значит, и различных величинах ς -потенциала у поверхности песчаника.

Эксперименты по капиллярной пропитке и оценке смачиваемости поровых каналов нефтеносных коллекторов были проведены с тем же дезинтегрированным песчаником. Опыты проводили в стеклянных колонках длиной 40 см и диаметром 0,5 см. Определяли параметр смачиваемости β – тангенс угла наклона прямолинейного участка в координатах Н (высота поднятия жидкости) – √t (время поднятия жидкости). Для одиночного капилляра справедливо выражение /3/:

$$\beta^2 = r_к * Cos\theta/2*\eta,$$

где β – тангенс угла наклона прямолинейного участка в координатах Н - √t ;

. $r_к$ – радиус капилляра;

σ – коэффициент поверхностного натяжения;

θ – краевой угол смачивания;

η – вязкость жидкости.

Из формулы (2) видно, что параметр характеризует смачиваемость песчаника исследуемой жидкостью. Результаты опытов представлены на рис.2. Неоходимо отметить принципиальную возможность регулировать смачиваемость изменением pH среды и минерализацией воды.

Следует обратить внимание на то, что при pH = 6 смачиваемость коллектора и пресной водой, и солевым раствором наименьшая, то есть степень взаимодействия коллектора с растворами при такой кислотности среды минимальна. Зависимость β-pH носит сложный характер, причем форма зависимости для пресной и соленой воды сохраняет-ся, то есть не зависит от минерализации. При незначительном отклонении от pH = 6 в большую или меньшую сторону смачиваемость резко возрастает.

Было проведено исследование набухания глинистой части коллектора в растворах с разной величиной pH. В результате определили, что при pH= 7,6 в пресной воде набухание минимальное, а в солевом растворе при pH = 8 набухание прекращается. При pH = 5 набухание в пресной воде максимальное, а в солевом растворе при pH = 6. То есть набухание максимально в области изоэлектрической точки (ИЭТ) при перезарядке поверхности твердой фазы. Таким образом, проведенные лабораторные исследования показывают, что электрокинетическая составляющая и электрокинетические явления играют значительную роль в процессах взаимодействия ►

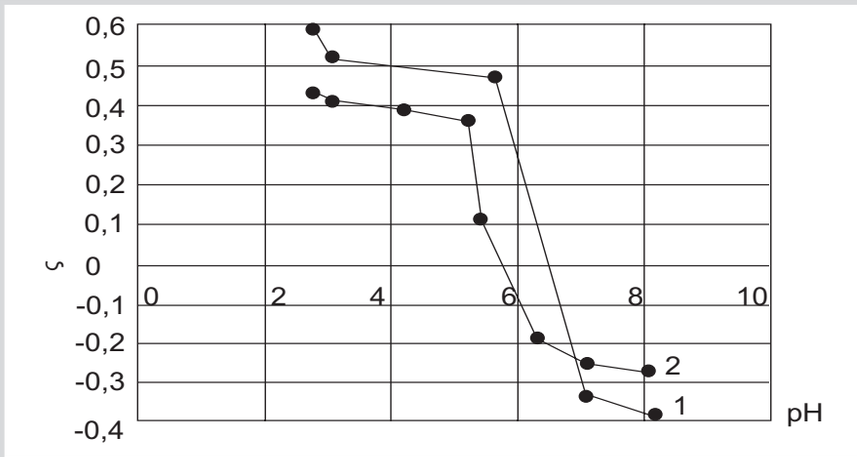


Рис.1. Зависимость ς-потенциала частиц дисперсной фазы от pH дисперсионной среды 1 – модель солевого фильтрата, 2 – пресная вода.
Figure 1. Dependency of ς Potential of the Dispersion Phase Particles on pH of the Dispersion Medium 1 – Model of the Salting Filtrate, 2 – Fresh Water

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

pH	β, см/ с$^{-0.5}$ без ПСМ	β,см/ с$^{-0.5}$ с ПСМ
4,1	0,558	0,527
6,0	0,320	0,535
8,9	0,574	0,531

Табл.2 Зависимость параметра β. от pH в присутствии ПСМ и без него /Table 2. Dependency of β Parameter on pH in the Presence of Metal Peroxide Compound and Without It

насыщающей среды и коллектора, причем в сильной степени определяют такие явления, как набухание и смачиваемость полимиктового коллектора.

Учитывая сильное влияние электростатической составляющей и электрокинетических явлений на взаимодействие исследуемого фильтрата с коллектором, можно попробовать использовать добавки веществ, уменьшающие электростатическую составляющую, например перекисные неорганические соединения. В солевой раствор добавили перекисное соединение металла (ПСМ) и провели оценочные опыты, результаты которых сведены в табл. 2.

Результаты оценочных опытов показывают, что добавка ПСМ позволяет «погасить» электрокинетически активные области на поверхности коллектора и сильно уменьшить зависимость смачиваемости от величины pH. Другими словами, применение ПСМ позволяет уменьшить активность процесса взаимодействия фильтрата раствора с коллектором, тем самым уменьшая его адсорбцию и повышая подвижность.

Для оценки влияния кислотности на вязкостные свойства фильтрата бурового раствора были проведены лабораторные исследования. В качестве модели использовали водный раствор карбоксилметилцеллюлозы (КМЦ) и феррохлорлигносульфоната (ФХЛС). Результаты представлены в табл. 3.

Из таблицы 3 видно, что фильтрат бурового раствора и при 20^{0}С, и при 80^{0}С максимальную вязкость имеет при pH = 6, причем в щелочной среде (pH >7) вязкость его меньше, чем в кислой. Повышение температуры приводит к резкому снижению вязкости и уменьшению ее зависимости от pH.

Рассматривая результаты лабораторных опытов, отметим:

- исследованная система «фильтрат бурового раствора – коллектор» подвержена ощутимому влиянию сил электрической природы, в частности электрокинетических;
- в области ИЭТ, при pH = 6, фильтрат обладает максимальной вязкостью, коллектор имеет наибольшую степень набухания, значит, следует ожидать наименьшую подвижность фильтрата, подвижность будет увеличиваться при отклонении pH в большую или меньшую сторону;
- можно предположить более легкие условия вытеснения фильтрата в щелочной среде при pH = 8;
- добавка в буровой раствор или жидкость перфорации вещества, уменьшающего их взаимодействие с горной породой, позволит облегчить последующее извлечение фильтрата раствора из коллектора при освоении скважин.

Таким образом, при вскрытии продуктивных пластов следует учитывать электрокинетические явления в пористых средах и использовать их для повышения качества вскрытия; для сохранения коллекторских свойств пластов при вскрытии за счет уменьшения проникновения фильтрата и уменьшения его взаимодействия с горными породами желательно регулировать pH буровых растворов и жидкостей перфорации и добавлять в них специальные реагенты, например, перекисные неорганические соединения. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Шапиро Д.А. Физико - химические явления в горных породах и их использование в нефтепромысловой геофизике. –М., «Недра», 1977, -191с.
2. Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии. –Л.: Химия, 1984. –368с.
3. Генкина Л.Ф. Явления в системе нефть – порода – вода, влияющие на вытеснение нефти из пласта растворами ПАВ. Автореферат канд. дис., Томск, 1989.

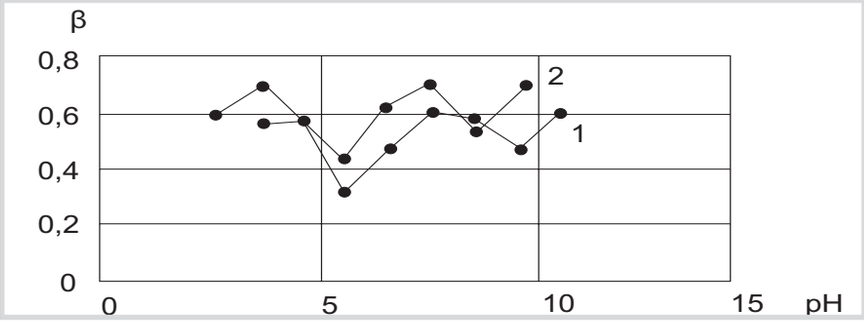


Рис.2 Зависимость параметра смачиваемости β от pH жидкости 1– модель солевого фильтрата, 2 – пресная вода / Figure 2. Dependency of the Wettability Parameter β on pH of the Fluid 1 – Model of the Salting Filtrate, 2 – Fresh Water

	pH	4	5	6	7	8	9
Вязкость Фильтрата бур. раст-ра, мПа*с	20^{0}С	56,65	66,46	138,34	21,03	18,83	17,89
	80^{0}С	14,36	11,06	18,05	11,61	15,07	8,55

Табл.3 Изменение вязкости фильтрата бурового раствора (раствор КМЦ + ФХЛС) в зависимости от pH /Table 3. Change in the Drilling Fluid Filtrate (solution of carboxylmethylecellulose + ferrochlorlignosulfonate) Depending On pH

characterizes the wettability of the sand with the fluid under consideration. The test results are given in Fig. 2. It has to be pointed out that it is possible in principle to adjust wettability by changing pH of the medium and by means of water mineralization.

It is noteworthy that at pH = 6, the wettability of the header both with fresh water and with salting fluid is minimum, that is the degree of interaction between the header and the fluids at such acidity of the medium is minimum. The ß – pH dependence is of complex nature, besides, the form of dependence for fresh water and salting fluid is retained, i.e. it does not depend on mineralization. With insignificant deviation from pH = 6 for greater or lesser value, the wettability rises dramatically.

A test was run to investigate the swelling of the clay portion of the header in the solutions with different pH value. As a result, it was established that at pH = 7.6 in fresh water, the swelling is minimum while in salting fluid at pH = 8, the swelling stops. At pH = 5, the swelling in fresh water is maximum, while in salting fluid it is maximum at pH = 6. That is, the swelling is maximum in the region of the isoelectric point, when the surface of the solid phase recharges. Thus, the laboratory tests conducted show that the electro-kinetic component and the electro-kinetic phenomena play a significant part in the interaction processes between the saturating medium and the header, besides, to a great extent, such phenomena are determined both by swelling and wettability of the polymictic header.

In view of the strong influence, exercised by the electrostatic component and electro-kinetic phenomena on the interaction of the filtrate under investigation and the header, it may be worth trying to add the substances which reduce the electrostatic component, for example, peroxide inorganic compounds. Metal peroxide compound was added to the salting fluid and evaluation tests were conducted whose results are summed up in table 2.

The results of the evaluation tests indicate that addition of a metal peroxide compound makes it possible to “extinguish” the electro-kinetic active fields on the surface of the header and to drastically reduce the dependence of wettability on the pH value. In other words, the use of metal peroxide compounds makes it possible to reduce the activity of the process of interaction between the solution filtrate and the header, thus lowering its adsorption and raising mobility.

To evaluate the effect of acidity on the viscosity properties of the drilling fluid filtrate, laboratory research was carried out. As a model the water solution of carboxylmethylecellulose and ferrochlorlignosulfonate was used. The results are given in table 3.

It is evident from table 3 that the drilling fluid filtrate, both at 20ºC and at 80ºC, has maximum viscosity at pH = 6, besides in alkaline medium (pH>7) its viscosity is less than in the acid medium. Increased temperature leads to a sharp reduction in the viscosity and a decrease in its dependence on pH.

While examining the results of the laboratory tests, let us note that:

- the drilling fluid filtrate – header system investigated is subject to tangible influence of the forces of electric nature, specifically, electro-kinetic;
- in the area of isoelectric point, at pH = 6, the filtrate possesses maximum viscosity, the header has the greatest degree of swelling, that means, one has to expect the least mobility of the filtrate; the mobility will increase when pH deviates for greater or lesser values;
- one can anticipate lighter conditions for filtrate expulsion in the alkaline medium at pH=8;
- addition to the drilling fluid or the perforation fluid of a substance which reduces their interaction with mining material will help facilitate subsequent extraction of the fluid filtrate from the header when the well is completed.

Therefore, when productive formations are drilled in, one has to take into consideration the electro-kinetic phenomena in the porous media and use them to improve the quality of drilling in; in order to retain the header properties of the formations when drilling in by reducing the penetration of the filtrate and reducing its interaction with mining material, it is desirable that pH of the drilling fluids and perforation fluids be adjusted and that special agents, for example, peroxide inorganic compounds be added to them.

ООО «БУРПАЙП»
Официальный дистрибьютер ООО «Завод Буровых Труб»

Производство и поставка труб для строительства нефтегазовых скважин и поисково-разведочных работ:

- Трубы стальные бурильные СБТ ГОСТ Р 50278-92
- Трубы бурильные стальные универсальные ТБСУ ГОСТ Р 51245-99
- Трубы технологические для КРС

620137, г.Екатеринбург, ул.Учителей, 42
т./ф.: (343) 365-73-53, 365-73-88

WWW.ZBT-RU.COM
neftegaz@mail.ru

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

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Трехмиллиардная тонна нефти, добытая на промыслах Республики Татарстан, очевидно, заставит многих исследователей изучать те средства, инструменты и технологии, которые сделали возможным достижение нефтяниками столь знаменательного показателя. Но уже сейчас можно без преувеличения сказать, что одним из основных слагаемых этого успеха является грамотное и эффективное использование при решении производственных задач интеллектуальных ресурсов предприятия.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМИ РЕСУРСАМИ

КАК СОСТАВЛЯЮЩАЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Ю.А. ВОЛКОВ директор ООО «ЦСМРнефть» г. Казань
Л.В. ЗИНОВЬЕВ заместитель директора по автоматизации НИР г. Казань
П.В. КАРПУНИН начальник технического отдела управления ОАО «Татнефть» г. Альметьевск

Любое предприятие, если оно живет не только сегодняшним днем, должно заботиться о пополнении своей интеллектуальной базы, представляющей собой всю совокупность тех знаний и опыта, которые вовлекаются в производственный процесс. Это действительно тот самый неоценимый интеллектуальный капитал, которым надо учиться управлять так, чтобы он преумножался. Если говорить конкретно об ОАО «Татнефть», то высокий технический и технологический уровень разработок и изобретений этой компании неоднократно отмечался Всероссийским обществом изобретателей и рационализаторов: более 50% ежегодно подаваемых рацпредложений и 40% защищённых патентами изобретений приходится в республике на долю этой одной из ведущих нефтяных компаний России; экономическая эффективность рацпредложений и изобретений татарстанских нефтяников за последние 4 года возросла не менее чем в пять раз. Основным «катализатором» преумножения этого «капитала» является постоянная борьба всех служб и подразделений компании за снижение производственных затрат. Казалось бы, путь к этому один – сокращать численность сотрудников. Но мы уже давно поняли, что это не лучший вариант. Под сокращение, как правило, попадают прежде всего те, кто достиг пенсионного возраста, то есть самые опытные и чаще всего ещё творчески активные специалисты. Ясно, что таких специалистов, наоборот, надо как-то поддерживать, создавать им условия для плодотворной работы, способствовать тому, чтобы они дольше находились в строю и передавали молодёжи свой богатый опыт.

Мы знаем, что состояние дел с рационализацией и изобретательством в России, по сравнению, например, с США, далеко не самое лучшее. Не секрет, что и новый патентный закон также не способствует их развитию. Поэтому мы ежегодно проводим конкурсы профессионального мастерства, конференции изобретателей и рационализаторов, ярмарки новых идей. Занявших призовые места награждаем ценными подарками, повышаем в должности, внедряем их разработки в производство. Создали во всех структурных подразделениях службу научно-технической информации, которая изо дня в день занимается всем этим. Уже несколько лет на базе института ТатНИПИнефть активно работает на принципах самоокупаемости ООО «НАУКА», где могут продолжать работать те, кто выходит на пенсию, и т.д. Именно всё это и заставляет наших специалистов раскрывать свои таланты.

Проблема эффективного управления интеллектуальным капиталом неизбежно затрагивает деликатный и сложный вопрос интеллектуальной собственности (ИС). Но исключительное право организации и авторов на любые результаты интеллектуальной деятельности (РИД) возникает только после их официальной регистрации. Следовательно, задача предприятия состоит в том, чтобы своевременно оформлять требуемые документы и далее работать с ИС и РИД, соблюдая все предусмотренные законом процедуры.

Не менее важной задачей при работе с ИС является её коммерциализация. В идеальном случае доходы от ИС должны существенно превышать затраты на её оформление и поддержание. Задача предприятия – сделать для этого все возможное.

Таким образом, рентабельное управление интеллектуальными ресурсами имеет свою конкретику. Оформление патентного права и его грамотное использование, сбор, анализ и систематизация самого разного материала, принятие решений о постановке, требуемых НИОКР, и мониторинг их исполнения, различные конкурсы и выставки, обучение и переобучение персонала – всё это должно быть под постоянным контролем и в обозримом пространстве. Естественно, при осуществлении такой объемной и разноплановой работы предприятию без средств её автоматизации не обойтись.

Еще с 1999г. при помощи разработки специальных локальных модулей в подразделениях компании начали внедрять автоматизированные методы учета и анализа результатов использования ИС. Техническим отделом ОАО «Татнефть» была предложена идея перехода от разрозненной сети к единой корпоративной системе управления инновационной, рационализаторской, изобретательской и внедренческой деятельностью. Таким образом, в 2004г. появился первый вариант комплексной ►

The third billion ton of oil, produced in the Republic of Tatarstan, will obviously force a lot of researchers to investigate those means, instruments and technologies, which led to such a significant achievement of the oil industry. Although even today we won't be wrong saying that one of the main factors that contributed to this success is the effective use of the company's «brainpower» for the salvation of production tasks.

INTELLECTUAL ASSETS MANAGEMENT SYSTEM AS AN INTEGRAL PART OF THE OIL SECTOR DEVELOPMENT

Any enterprise, should it prognosticate its future development, must think of its «intellectual assets», comprising the total of its knowledge and experience, which are involved in the production process. This is in fact that invaluable brain capital, which needs to be managed to provide its increase. Speaking particularly about JSC «Tatneft», the company's high technical and technological level of creations and inventions has been praised many times by the Russian Society of Inventors and Innovators: more than 50% of annual rationalization proposals and 40% of patented inventions in the Republic, belongs to the one of the leading oil producing companies in Russia. For the last 4 years the economic efficiency of the Tatarstan's rationalization proposals and inventions increased at least 5 times. The main «catalyst» for the increase of this «capital» is the constant struggle of all divisions and departments for cost reduction. It would seem that, there is only one way to achieve that- redundancy. As a rule, the first group of staff that is usually reduced is those, who reached the age of retirement, i.e. the most experienced and, often enough, creative specialists. It is clear that a company should, on the contrary, support such specialists, provide them with effective work conditions, motivate them to transfer their rich experience to the newcomers.

We are all aware of the fact that the state of innovation and inventions development in our country, in comparison with the USA, for example, is far from the best. It won't be a secret to say that the new patent law does not contribute to their development. Therefore we established annual contests of professional skills, conferences of inventors and innovators, fair for new ideas.

The prize winners are awarded with valuable presents, promoted, and their proposals are implemented in the production process. As a responsible body for these tasks, we created the STI (scientific and technical information) service in all our departments. Moreover, several years ago we created LLC «Nauka» on the basis of TatNIPIneft institute, which successfully operates upon the self-repayment approach. «Nauka» gives an opportunity for the retired staff to continue their work. All of these measures «make» our specialists reveal their talents»

The problem of effective management of intellectual assets inevitably touches upon a sensitive and difficult issue of intellectual property (IP). But the exclusive right of the company and the author for any results of intellectual activity (RIA) arouses only after their formal registration. Consequently, it is the company's task to compile all necessary documents and to proceed working with IP and RIA, observing all procedures, provided for by law.

A no less important task in the IP management is its commercialization. Ideally, the profit from IP must by far exceed the expenses on its formalization and support. The company's mission is to make it possible.

Thus, the profitable management of intellectual assets is quite specific. The formalization of patent rights and its efficient use, collection, analysis and ranging of various kinds of material, making decisions to organized necessary R&D activities and its monitoring, different contests and exhibitions, training and reeducation of the personnel- all of these must be under constant control and take place in the near future.

It is natural, that to fulfill such big and diverse work, the company cannot do without special automation means.

Since 1999 the company departments started the implementation of automated calculation methods of IP usage results, due to the development of special local modules. The technical department of JSC «Tatneft» proposed an idea to replace discrete network with the integrated enterprise system of innovative, rationalization, inventive and implementation activity management. Thus, in 2004 the company presented the first version of the integrated automated system (IAS), called «EDISON» - effective circulation of IP documents for oil production organization.

Organizational methodology database of the Technical department provided the description of intellectual and commissioning activity business processes and allowed to effectively set the mission of software solution development.

In 2004 «EDISON» received «Rospatent» certificate, and its pilot production has been ever since performed exclusively by the developers, supported by the specialist of research and technology division of JSC «Tatneft» Engineering Centre.

The developer of IAS «EDISON» is the Centre of Oil-field Development Methods Improvement under the Academy of Science in the Republic of Tatarstan – LLC «CSMRneft».

Reference: Centre of Oil-field Development Methods Improvement was created by the decision of the meeting with Chief Geologist of «Tatneft» R.Kh.Muslimov (Minutes of meeting dd. 26.01.1993) with the purpose of «… joining the efforts of structurally and officially diverse specialists to bring the results of their activity to implementation». The Centre registered as juridical person since November 1994. – Since March 1996 it has been working under systematic supervision of Physics, Energetic and Earth Sciences Branch of the Academy of Science in the Republic of Tatarstan. In 2001 the Centre passed state accreditation as the scientific body of the Academy of Science in RT.

The use of this development is aimed at the enhancement of management effectiveness in such business-processes as motivation of intellectual property creation, control of their implementation in the production process, formation of commercial register, performance analysis of the implemented activities, aimed at making logic management decisions, efficiency estimation of means, committed in R&D.

In the process of IAS exploitation, it is constantly being upgraded, and at the present moment, JSC «Tatneft» employs its second version – «EDISON+».

This version consists of 4 subsystems: «RATIONALIZATION», «PATENTS», «R&D» and «IMPLEMENTATION OF NEW EQUIPMENT». Each of those automates a logically finalized set of functions and can be used both independently, and as part of IAS.

Currently, the integrated information space of enterprise network employs over 400 of client positions through IAS «EDISON+», those cover 136 production divisions, 233 shops of 20 departments in JSC «Tatneft».

It is important to note, that in 2008 the company started commercialization of IAS «EDISON+» in 9 of those departments, thus the whole process of new ideas «birth» and their implementation in production will be even more «transparent». Of course, it is still a difficult matter to manage this process, but the efficiency of managerial decisions is growing rapidly. All subsystems of IAS «EDISON+» have a common unified user's interface, which provides not only efficient and reliable information on different aspects of company operation, but also beautifully-made, legible reports.

This invention has become a system in demand and meeting the daily needs of the specialists, involved in the process of the intellectual assets implementation of the company. From this point of view, the experience of JSC «Tatneft» in matters of automation of innovative, rationalization, inventive and implementation activity management could be useful not only for other oil producing enterprises, but for the Republic as a whole, when we speak of the analysis and commercialization of IP, created at the expense of budgeting funds.

автоматизированной системы (КАС) под названием «ЭДИСОН» – эффективный документооборот интеллектуальной собственности при организации нефтедобычи. Организационно-методологическая база технического отдела позволила описать бизнес-процессы интеллектуальной внедренческой деятельности предприятия и грамотно поставить задачи для разработки программного продукта. В 2004 году на «ЭДИСОН» получено свидетельство Роспатента, а его опытная эксплуатация и «обкатка» на местах осуществлялись в дальнейшем непосредственно разработчиками при активной поддержке специалистов научно-технического отдела Инженерного Центра ОАО «Татнефть». Организацией-разработчиком КАС «ЭДИСОН» является Центр совершенствования методов разработки нефтяных месторождений при Академии наук РТ – ООО «ЦСМРнефть».

СПРАВКА: Центр совершенствования методов разработки нефтяных месторождений создан по решению совещания у главного геолога объединения «Татнефть» Р. Х. Муслимова (протокол от 26.01.1993г.) с целью «… объединения усилий структурно и ведомственно разрозненных специалистов для доведения получаемых ими результатов до практического внедрения». Оформлен как самостоятельное юридическое лицо – с ноября 1994 года. С марта 1996 – работает под методическим руководством Отделения физики, энергетики и наук о Земле АН РТ. В 2001 году прошел государственную аккредитацию как научная организация при АН РТ.

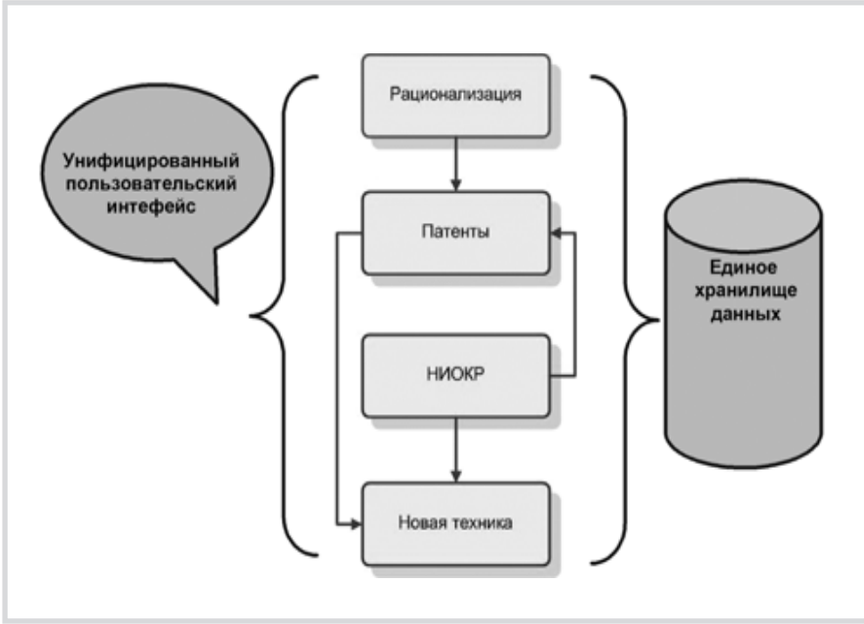
Использование разработки ориентировано на повышение эффективности управления такими бизнесс-процессами, как стимулирование создания объектов интеллектуальной собственности, контроль за их внедрением в производство, формирование коммерческого реестра, анализ эффективности внедряемых мероприятий для принятия обоснованных управленческих решений, оценка эффективности вложенных средств в НИОКР.

В процессе опытной эксплуатации КАС постоянно модернизируется и в настоящее время в ОАО «Татнефть» эксплуатируется ее вторая версия – «ЭДИСОН+». Эта версия состоит из четырёх подсистем: «РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ», «ПАТЕНТЫ», «НИОКР» и «ВНЕДРЕНИЕ НОВОЙ ТЕХНИКИ». Каждая из них автоматизирует логически законченный набор функций и может быть использована как самостоятельно, так и в составе КАС.

На сегодняшний день через КАС «ЭДИСОН+» в едином информационном пространстве корпоративной сети задействовано свыше 400 клиентских мест, охватывающих 136 производственных отелов и 233 цеха 20-ти структурных подразделений ОАО «Татнефть». Существенно, что в 2008 году в 9-ти из этих структурных подразделений начато промышленное внедрение КАС «ЭДИСОН+», таким образом, весь процесс рождения новых идей и их внедрения в производство станет ещё более прозрачным. Конечно, управлять этим процессом по-прежнему нелегко, но эффективность принятия управленческих решений неизмеримо возрастает. Все подсистемы КАС «ЭДИСОН+» имеют унифицированный интерфейс пользователя. А это не только оперативные и достоверные сведения о различных аспектах работы компании, но и красиво оформленные, удобочитаемые отчеты.

Разработка стала востребованной и отвечающей насущным потребностям сотрудников, задействованных в процессе формирования и оперативного внедрения в практику интеллектуальных ресурсов компании.

С этой точки зрения опыт ОАО «Татнефть» в части автоматизации управления инновационной, изобретательской, рационализаторской и внедренческой деятельностью корпорации вполне мог бы пригодиться не только другим предприятиям нефтяной отрасли, но и республике в целом, когда речь идёт об учёте и коммерциализации ИС, создаваемой за счёт бюджетных средств. ■



Уже неоднократно говорилось о растущей потребности в дозировочных насосах с широким диапазоном регулирования подачи. Было отмечено, что применение в выпускаемых компанией «Rinar Mašinbuve» (г. Рига) дозировочных насосах типа НД привода Varicon фирмы «Hanning» (Германия) вдвое увеличивает диапазон регулирования подачи. Специалисты ООО «Гидромаш – Норнат» (г. Москва), которое является представителем компании «Rinar Mašinbuve» в России, продолжили работу в этом направлении.

ДОЗИРОВОЧНЫЕ НАСОСЫ

С РЕГУЛИРУЕМЫМ ПРИВОДОМ «VARICON»

И.Е. ПАТРАЙ генеральный директор компании «Rinar Mašinbuve» г. Рига
В.В. САДОШЕНКО генеральный директор ООО»Гидромаш-Норнат» г. Москва
Б.А. ЧЕРНЯВСКИЙ главный инженер ООО «Гидромаш-Норнат» г. Москва

Был испытан дозировочный насос НД Р 160/3,5 С13 с приводом Varicon с двигателем CCD-8C4-1-550 с параметрами: U = 220 V, N = 0,37 кВт, пдв.мах. = 2500 об/мин. (рис.4). Напомним, что привод Varicon представляет электродвигатель со встроенным преобразователем частоты и независимой вентиляцией, благодаря чему обеспечивается охлаждение двигателя на минимальных оборотах. На лицевую панель двигателя выведен потенциометр со шкалой 0…..100 %, с помощью которого легко и удобно регулировать обороты двигателя, а также, соответственно, частоту ходов плунжера насоса. Кроме того, привод оснащен выносным пультом управления с индикацией прямым текстом (на русском языке), который позволяет быстро и просто параметрировать привод. В частности, возможны установка желаемых режимов разгона и остановки двигателя (и, соответственно, насоса), выбор температурного режима двигателя, а также внешнее управление оборотами двигателя в соответствии с аналоговым сигналом 4-20 мА.

Гидроцилиндр насоса НД Р 160/3,5 С13 выполнен из стекла, а плунжером служит сильфон из фторопласта Ф4.

Номинальные параметры насоса с серийным трехфазным двигателем мощностью N = 0,25 кВт и синхронным числом оборотов n = 1500 об/мин
максимальное давление:pmax = 3,5 кгс/см²;
номинальная подача: Qн = 200 л/ч;
вакуумметрическая высота всасывания:3 м
коэффициент подачи: не менее 90 %.

Испытания проводились на стенде испытаний дозировочных насосов ОАО «НПО «Гидромаш» (г. Москва) на воде Т = +18° С при максимальном давлении pmax = 3,5 кгс/см²

Прежде всего было решено определить скоростную характеристику насоса: зависимость частоты ходов n плунжера насоса от показания П на шкале потенциометра двигателя. Представленные на рис. 1 кривые показывают, что фактическая скоростная характеристика насоса нелинейна и отличается от идеальной, исходящей из начала координат в точку: П max = 100 %, n max = n max дв. / k =161,3 ход/мин., где n max дв. = 2500 об/мин., k = 15,5 – коэффициент редукции червячного редуктора насоса. Особенно расхождения увеличиваются при малых значениях П, %, что дало основание для выбора рабочего диапазона регулирования. Для насоса НД Р 160/3,5 С13 рабочий диапазон ограничен значениями П = 20 ÷ 75 % как область надежной и устойчивой работы насоса, где выполняются требования к точности дозирования, а также к надежности и кавитационным свойствам насоса. Данный диапазон соответствует частотам ходов плунжера n = 20 ÷ 115 ход/мин. Значение П = 62 % определено как номинальное ввиду его соответствия частоте n = 92 ход/мин. – номинальной частоте ходов плунжера насосов НД с серийными двигателями мощностью N = 0,25 кВт и синхронными оборотами n = 1500 об/мин.

Далее была определена зависимость подачи насоса от частоты ходов плунжера при максимальной длине хода плунжера S = 32 мм. Линейный характер этой зависимости (рис. 2) свидетельствует о том, что единичный объем насоса V_0 (подача за один двойной ход плунжера) постоянен, не зависит от частоты ходов n и равен

$$V_0 = Q_{ном} / n_{ном.} = 36{,}5 \text{ см}^3.$$

Выбранному рабочему диапазону ходов соответствует диапазон подач: Q_{min} = 45 л/ч, Q_{max} = 252 л/ч, откуда получаем глубину регулирования подачи при частотном регулировании, равную Q_{max} / Q_{min} = 5,6. На номинальной частоте ходов плунжера $n_{ном}$ = 92 ход/мин. подача насоса равна $Q_{ном}$ = 200 л/ч. ►

DOSING PUMPS WITH THE VARICON REGULATING DRIVE

The growing requirement for dosing pumps with a wide range of delivery regulation [1] has been talked about on many occasions now. It has been also pointed out that the use of Varicon drive manufactured by Hanning (Germany) in the HD type dosing pumps manufactured by the «Rinar Masinbuve» Company (Riga) doubles the range of delivery regulation [2]. The engineers of LLC «Hydromash – Nornat» (Moscow) which represents the «Rinar Masinbuve» Company in Russia are carrying on with the work in this area.

The ND R 160/3.5 C13 dosing pump with Varicon drive and CCD-8C4-1-550 motor whose parameters are as follows: U=220 V, N = 0.37 kWt, n pressure max. = 2500 rpm (Fig. 1), was tested. Let us remind you that the Varicon drive constitutes an electric motor with an in-built frequency transducer and independent ventilation, by virtue of which the motor is cooled at minimum rpm. On the front panel of the motor there is a potentiometer with a scale from 0…100% which easily and conveniently regulates the motor rpm as well as, correspondingly, the stroke frequency of the plunger pump. Apart from that, the drive is equipped with a remote control panel with direct text indication (in Russian) which allows one to load the parameters into the drive quickly and easily. Specifically speaking, it is possible set the desired modes of acceleration and shutting down the motor (and, correspondingly, the pump), to select the motor's temperature conditions as well as the motor rpm external control subject to the analog signal of 4-20 mA.

The ND R 160/3.5 C 13 pump hydraulic cylinder is made from glass while the bellows from fluoroplastic Ф4 serve as a plunger.

The rated parameters of the pump with volume produced three phase motor, power rating N=0.25 kWt with synchronous rpm n = 1500
Maximum pressure: pmax = 3.5 kgf/sq cm;
Nominal feed: Qn = 200 l/hr;
Vacuum gage suction lift: 3 m
Delivery rate: no less than 90%.

The tests were conducted on the test stand for dosing pumps of JSC «NPO «Hydromash» (Moscow) using water T=+18°C at maximum pressure pmax = 3.4 kgf/sq.cm. First of all, it was decided to determine the speed characteristic of the pump: dependence of the pump plunger stroke frequency n on the П reading on the motor potentiometer scale. The curves presented in Fig. 2 show that the actual speed characteristic of the pump is non-linear and is different from the ideal one, originating from the coordinate origin to point: П max = 100%, n max = n max

Рис. 1 Скоростная характеристика

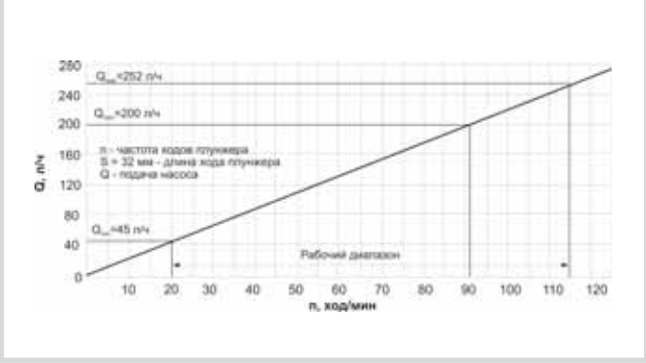


Рис. 2 Регулировочная характеристика

motor / k = 161.3 strokes per minute, where n max motor = 2500 rpm, k = 15.5 – reduction ratio of the pump worm gear. Variations especially increase at low values of П, % ,which was the reason why the working range for regulation was chosen. For the ND R 160/3.5 C13 pump, the working range is restricted to the following П values П= 20 – 75% as the range of reliable and stable operation of the pump, where the dosing accuracy requirements are met as well as the reliability and pump cavitation properties requirements. This range corresponds to the plunger stroke frequency of n = 20 – 115 strokes per min. The П=62% value is determined as nominal due to it corresponding to the frequency n=92 strokes per minute –the nominal frequency of plunger strokes for the ND pumps with serial motors, power rating N=0.25 kWt and synchronous rpm n =1500 rpm

Then the dependence of the pump delivery on the plunger stroke frequency was determined with the maximum plunger stroke length of S = 32 mm. The linear nature of this dependence (Fig. 3) shows that a single pump volume V0 (delivery per one double stroke of the plunger) is constant and does not depend on the frequency of strokes n and equals V0 = Qnom. / n nom. = 36.5 cubic cm. The selected working range of strokes corresponds to the range of deliveries: Q min = 45 liters per hour, Q max = 252 liters per hour from which we obtain the depth of delivery regulation with frequency regulation, equaling Qmax / Q min = 5.6. At nominal frequency of the plunger strokes n nom. = 92 strokes per minute, the pump delivery equals Q nom = 200 liters per hour.

And, finally, a range of pump regulation characteristics was determined with change both in the frequency of strokes (П, %) and the length of the plunger stroke (S, mm). One can see (Fig. 4) that with minimum values of both regulation parameters:

Smin = 8 mm and Пmin = 20% we have

Q min = 12 liters per hour from which it follows that the delivery regulation depth: Q max / Q min = 252/12 = 21.

When choosing the type of regulation: by changing the frequency of strokes or by changing the stroke length, one has to bear in mind that from the perspective of the pump operation reliability it is desirable that the plunger stroke length should be as great as possible. For example, when adjusting the pump delivery from maximum value to the minimum, it is desirable to change the delivery as follows: within the range Q = 252 – 45 liters per hour – by changing the frequency of strokes П = 75 – 20% with maximum stroke length S = 32 mm, while in the range Q = 45 – 12 liters per hour, with the stroke frequency П=20%, by changing the stroke length S 32 – 8 mm. This means that the preference should be given to the adjustment of motor rpm, i.e. frequency regulation.

It is interesting to determine the accuracy category of the ND R 10/3.5 C13 dosing pump for which one has to compare the value of the actual V0 and the ideal V0ideal of the pump single volumes.

For the plunger of the bellows type:

D(outside) = 47 mm and D(inside) = 31 mm – the outside and inside diameters of the bellows respectively.

For the ND R 160/3.5 C 13 pump we have: V0 ideal =38.2 cubic cm, V0 = 36.5 cubic cm from which it follows that the delivery rate equals η 0 = V0 / V0 ideal = 0.95 which corresponds to the dosing accuracy category 1.0.

CONCLUSIONS

1. The use of the Varicon drive in the ND R 160/3.5 C 13 dosing pump has made it possible to increase the regulation range of the pump delivery up to such values as 252 – 12 liters per hour.
2. The connection dimensions of the Varicon drive coincides with the motor dimensions installed on serial Type ND dosing pumps manufactured by «Rinar Masinbuve». The installation of Varicon drives increases the delivery regulation range as well as the regulation quality and the life span of the pump.

Note.

The latest development of the Company Rinar Masinbuve is a 3 plunger electric dosing sealed membrane pump (Fig 5) with the following parameters:

- capacity – 300 liters per hour (100 liters per hour each cycle)
- boost pressure – 160 kgf/sq cm

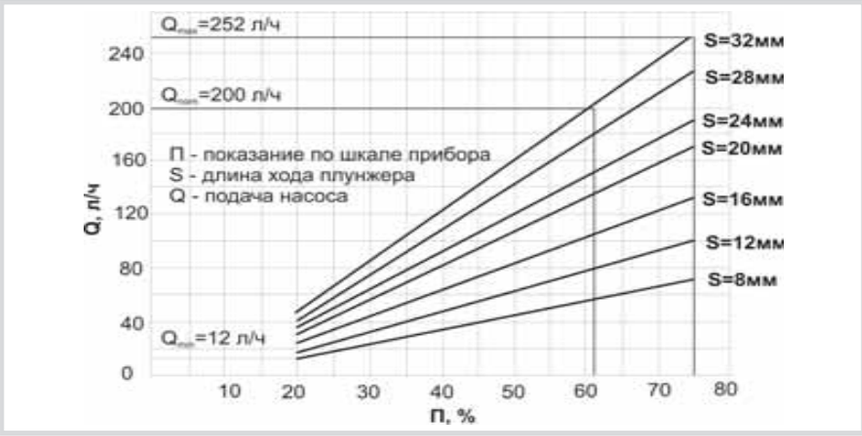


Рис. 3 Семейство регулировочных характеристик

И, наконец, было определено семейство регулировочных характеристик насоса при изменении как частоты ходов (П, %), так и длины хода плунжера (S, мм). Видно (рис. 4), что при минимальных значениях обоих регулировочных параметров:

S_{min} = 8 мм и $П_{min}$ = 20 %, имеем:

Q_{min} = 12 л/ч, откуда глубина регулирования подачи: Q_{max} / Q_{min} = 252/12 = 21.

При выборе типа регулирования изменением частоты ходов или изменением длины хода следует иметь в виду, что с точки зрения надежности работы насоса желательно, чтобы длина хода плунжера была как можно больше. Например, при регулировании подачи насоса от максимального значения до минимального желательно изменение подачи производить следующим образом: в диапазоне Q = 252 ÷ 45 л/ч – за счет изменения частоты ходов П = 75 ÷ 20 % при максимальной длине хода S = 32 мм, а в диапазоне Q = 45 ÷ 12 л/ч – при частоте ходов П = 20 % за счет изменения длины хода S = 32 ÷ 8 мм. Значит, предпочтение следует отдавать регулированию числом оборотов двигателя, т.е. частотному регулированию.

Рис. 4 Дозировочный насос НД Р 160/3,5 С13

Представляет интерес определение категории точности дозирования насоса НД. Р 160/3,5 С13, для чего необходимо сравнение значений фактического V0 и идеального V0ид. единичных объемов насоса.

Для плунжера сильфонного типа:

$$V_0 = \frac{ПД_{ср}^2}{4} \cdot S_{max}$$

$$Д_{ср} = \frac{Д_н + Д_{вн}}{2}$$

где, Дн = 47 мм и Двн = 31 мм – наружный и внутренний диаметры сильфона соответственно.

Для насоса НД Р 160/3,5 С13 имеем: $V_{0ид.}$ = 38,2 см³, V_0 = 36,5 см³, откуда коэффициент подачи равен $η_0 = V_0 / V_{0ид.}$ = 0,95, что соответствует категории точности дозирования 1,0.

ВЫВОДЫ

1. Применение в дозировочном насосе НД Р 160/3,5 С13 привода Varicon дало возможность увеличить диапазон регулирования подачи насоса до значений 252 ÷ 12 л/ч.
2. Присоединительные размеры привода Varicon совпадают с размерами двигателей, устанавливаемых на серийных дозировочных насосах типа НД производства компании «Rinar Mašinbuve». Установка приводов Varicon позволит увеличить диапазон регулирования подачи, а также качество регулирования и срок службы насоса.

ПРИМЕЧАНИЕ

Последняя разработка компании «Rinar Mašinbuve» – 3-х плунжерный агрегат электронасосный дозировочный герметичный мембранный (рис. 5) с параметрами:

- производительность – 300 л/час (100 л/час каждого г/ц)
- давление нагнетания – 160 кгс/см² ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Л. Н. Пинегин. О применении дозировочных электронасосных агрегатов типа НД. «Насосы&оборудование», № 2, 2006 г.
2. Л. Н. Пинегин. Дозировочные электронасосные агрегаты из Латвии. «Насосы&оборудование». 2007 г.

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Научно-производственная фирма «Синтез» организована в 1991г. В начальный период фирма занималась научной деятельностью, поставкой и производством оборудования в области геологии, бурения, ремонта скважин, добычи нефти и газа. После 1998 г. (год дефолта) интерес предприятий к науке резко упал. Нефтяные предприятия практически перестали финансировать научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Поэтому НПФ «Синтез» пришлось уделить большее внимание двум последним направлениям деятельности: поставке и производству нефтегазового оборудования.

ООО НПФ «СИНТЕЗ»– НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР НА РЫНКЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Директор ООО НПФ «Синтез» БАШКИН Павел Олегович

Сейчас НПФ «Синтез» стала компактным, мобильным предприятием, чутко реагирующим на конъюнктуру рынка, отлично знающим этот рынок – от самых крупных российских и зарубежных производителей оборудования до небольших заводов. Нашими партнёрами являются как крупные нефтяные компании (например, ТНК-ВР, Шлюмберже Лоджелко Инк, Татнефть, Краснолениский, Саратовский НПЗ и др.), так и мелкие сервисные, буровые, нефтегазодобывающие предприятия. География поставок очень обширная – фирма поставляет продукцию предприятиям Сибири, Башкирии, Татарстана и многим другим, расположенным на территории от Хабаровска до Калининграда. Достаточно давно список заказчиков пополнился Казахстаном. Фирма вышла на международный рынок, наладив контакт с Тюменским представительством Российско-Европейского нефтегазового центра. НПФ «Синтез» является членом торгово-промышленной палаты Тюменской области. В числе заказчиков не только нефтегазовые компании, работаем и по заказам предприятий угольной промышленности, ремонтных служб других отраслей. Поставляли насосы даже отряду подводников. НПФ «Синтез» может поставить практически любое нефтегазовое оборудование. В тех случаях, когда нашему заказчику требуется нестандартное оборудование, фирма проектирует его и организует изготовление. Крупные машиностроительные заводы не берутся за разработку и производство единичной продукции, например такой, как специфическая обвязка скважин, манифольдная система, компактный превентор, рассчитанный на 700 атм., промывочный вертлюг с удлинённым стволом, кованые крестовины с индивидуальными характеристиками и др. В таких случаях НПФ «Синтез» выступает как координатор творческих и производственных сил. Используя налаженные связи с конструкторскими бюро и заводами, нами собирается творческая конструкторско-производственная команда, конструируется нужное оборудование и размещается его изготовление на одном, а чаще на нескольких заводах. НПФ «Синтез» прорабатывает вопросы заключения договоров с рядом западных компаний, занимающихся поставкой редкого для отечественного рынка оборудования. Та же ТНК-ВР всё чаще обращает внимание на поставки из-за рубежа даже той продукции, которую можно приобрести на российском рынке. Покупать оборудование на Западе предпочитает и ряд других крупных нефтяных компаний. В связи с этим, немного опередив события и заключив договоры с зарубежными поставщиками, НПФ «Синтез» предлагает широкий ассортимент оборудования. Немаловажно и то, что фирма является участником внешнеэкономической деятельности, имеет широкий опыт работы с таможней, имеет ряд валютных счетов. В этом плане фирма может быть полезна российским и зарубежным ►

LLC «SYNTHESIS» SCIENTIFIC AND PRODUCTION FIRM IS A RELIABLE PARTNER IN THE MARKET OF OIL AND GAS EQUIPMENT

«Synthesis» Scientific and Production Firm was established in 1991. Initially the firm was concerned with research, supplies and manufacture of equipment in the area of geology, drilling, well repair, oil and gas production. After 1998 (year of the financial crisis in Russia) the companies' interest in science and research flagged. Oil companies had practically discontinued funding for scientific research, testing and design engineering work. Therefore «Synthesis» Scientific and Production Firm had to give more consideration to the last two activities, i.e. supply and manufacture of oil and gas equipment.

Now «Synthesis» Scientific and Production Firm has become a compact, mobile company, quickly responding to the market situation and an excellent expert of this market – fully familiar with the full spectrum of suppliers, from the largest Russian and international producers of equipment to the small plants. Our partners are both large oil companies (for example, TNK-BP, Schlumberger Logelco Inc., Tatneft, Krasnoleninsky, Saratov Oil Refineries, etc.) and small service, drilling, oil and gas producing companies. The supply geography is very vast – the Firm supplies its products to companies in Siberia, Bashkortostan, Tatarstan and many others situated in the territory, ranging from Khabarovsk to Kaliningrad. Quite recently Kazakhstan has been added to the list of the customer base. The Firm has gained access to the international market, having established contacts with the Tyumen based representative office of the Russian-European Oil and Gas Center. «Synthesis» Scientific and Production Firm is a member of the Commerce and Industry Chamber of the Tyumen Region. Among our customers are not only oil and gas companies, we work on orders placed by the coal industry, repair services of other sectors. We even supplied our pumps to a detachment of submariners. «Synthesis» Scientific and Production Firm is in a position to supply virtually any oil and gas equipment. In those cases where our customer requires non-standard equipment, the Firm designs it and organizes its manufacture. Large machine building concerns do not undertake to develop and produce one-off products, for example, such as special piping for wells, a manifold system, a compact preventer, rated for 700 atmospheres, a washover swivel with an elongated stem, forged crossheads with customized characteristics, etc. In such cases, «Synthesis» Scientific and Production Firm acts as a coordinator of creative and production effort. Taking advantage of the established ties with design offices and plants, we assemble a creative design and manufacturing team, the required equipment is designed and an order for its manufacture is placed with one, or more, often with several plants. «Synthesis» Scientific and Production Firm explores the possibility of entering into agreements with a number of Western companies who are in the business of supplying the equipment which is rare for the domestic market. TNK-BP, mentioned above, more often than not, pays attention to sourcing from abroad even those products that are available in the Russian market. A number of other foremost oil companies also

prefer buying their equipment in the West. In this respect, having somewhat anticipated such course of events and concluded agreements with foreign suppliers, «Synthesis» Scientific and Production Firm now offers a broad range of equipment. It is no less important that the Firm is a player in the foreign purchasing market, is experienced in dealing with customs and has a number of foreign exchange accounts. In this context, the Firm may be of help to Russian and foreign machine building companies by acting as their foreign trade representative, «Synthesis» Scientific and Production Firm is capable of ridding them of the burden of customs clearance and hence the burden of dealing with tax authorities. Therefore, we invite both equipment manufacturers and equipment users to cooperate with us. It is noteworthy that certain companies have already used our services. The role of the firms, such as «Synthesis» Scientific and Production Firm, in promoting the manufacturers' products in the market, is increasing with Russia's entry into the WTO. This has something to do with the fact that the competition put up by foreign companies will become much fiercer. The companies operating in the oil and gas machine building sector as well as all the national industry as a whole will need to rethink the schemes which they use to sell their products. At present, more often than not, producers of oil and gas equipment, are unwilling to develop their dealer network and rely on their own distribution department. How are they going to stand up to the powerful dealer networks of foreign companies? These operations are most likely to go bankrupt in the new market – given the inevitable rise in manufacturing costs for their products and small sales volumes. Our Firm's prospects are linked with those local producers who have a sober understanding of the situation and who are now hard at work and busy establishing a sales network for their own products. «Synthesis» Scientific and Production Firm is a dealer of a dozen and a half of plants. «Synthesis» Scientific and Production Firm is a reliable partner in the market of oil and gas equipment, efficiently filling the orders for the supply of modern, high quality products.

машиностроителям: выступая их внешнеторговым представителем, НПФ «Синтез» способна избавить предприятия от хлопот с таможенными и, как следствие, с налоговыми делами. Поэтому приглашаем к сотрудничеству как производителей оборудования, так и потребителей. Следует отметить, некоторые предприятия уже воспользовались этим сервисом с нашей стороны. Роль предприятий, таких как НПФ «Синтез», в продвижении продукции производителей на рынке с вступлением России в ВТО резко возрастает. Это связано с тем, что значительно увеличится конкуренция со стороны зарубежных компаний. Предприятиям нефтегазового машиностроения, как и всей отечественной промышленности, придется пересмотреть отношение к схемам реализации собственной продукции. В настоящее время достаточно часто производители нефтегазового оборудования не желают развивать дилерскую сеть, а надеются только на собственный отдел сбыта. Как они собираются противостоять мощным дилерским сетям зарубежных компаний? Скорее всего, эти производства обанкротятся на новом рынке – при неизбежном повышении затрат на производство их продукции и малых объемах реализации. Перспективы нашей фирмы связаны с теми отечественными производителями, которые трезво осознали ситуацию и уже сейчас серьезно занимаются созданием сети реализации собственной продукции. НПФ «Синтез» является дилером примерно полутора десятков заводов. НПФ «Синтез» – надежный партнер на рынке нефтегазового оборудования, оперативно выполняющий заказы по поставке современной качественной продукции. ■

ООО «Научно-производственная фирма «Синтез»

Специалистам производственных предприятий

ООО «НПФ «Синтез» предлагает нефтегазовое оборудование в области строительства, ремонта скважин, разведки и добычи нефти и газа.

Кроме этого, предлагается большой выбор котлов, насосов общепромышленного, бытового назначения, аккумуляторов и другого оборудования.

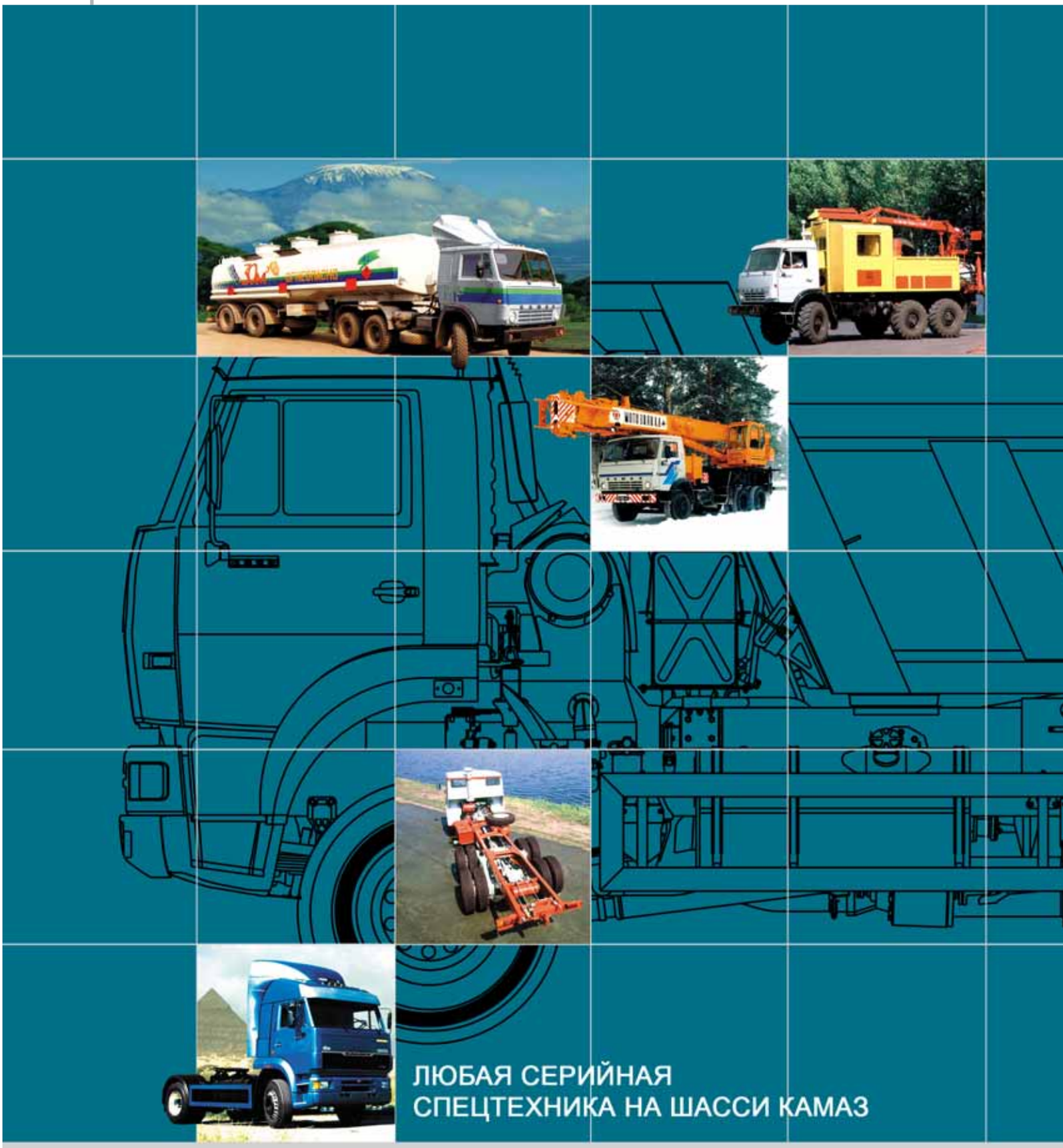
Если вы не обнаружили необходимого оборудования на нашем сайте, то по вашему запросу мы найдём его производителей и организуем поставку в ваш адрес.

Вниманию производителей оборудования и авторов новых, эффективных технологий в указанных выше направлениях производства!

Если вы желаете расширить рынок сбыта вашей продукции, мы поможем. Ждём ваших предложений.

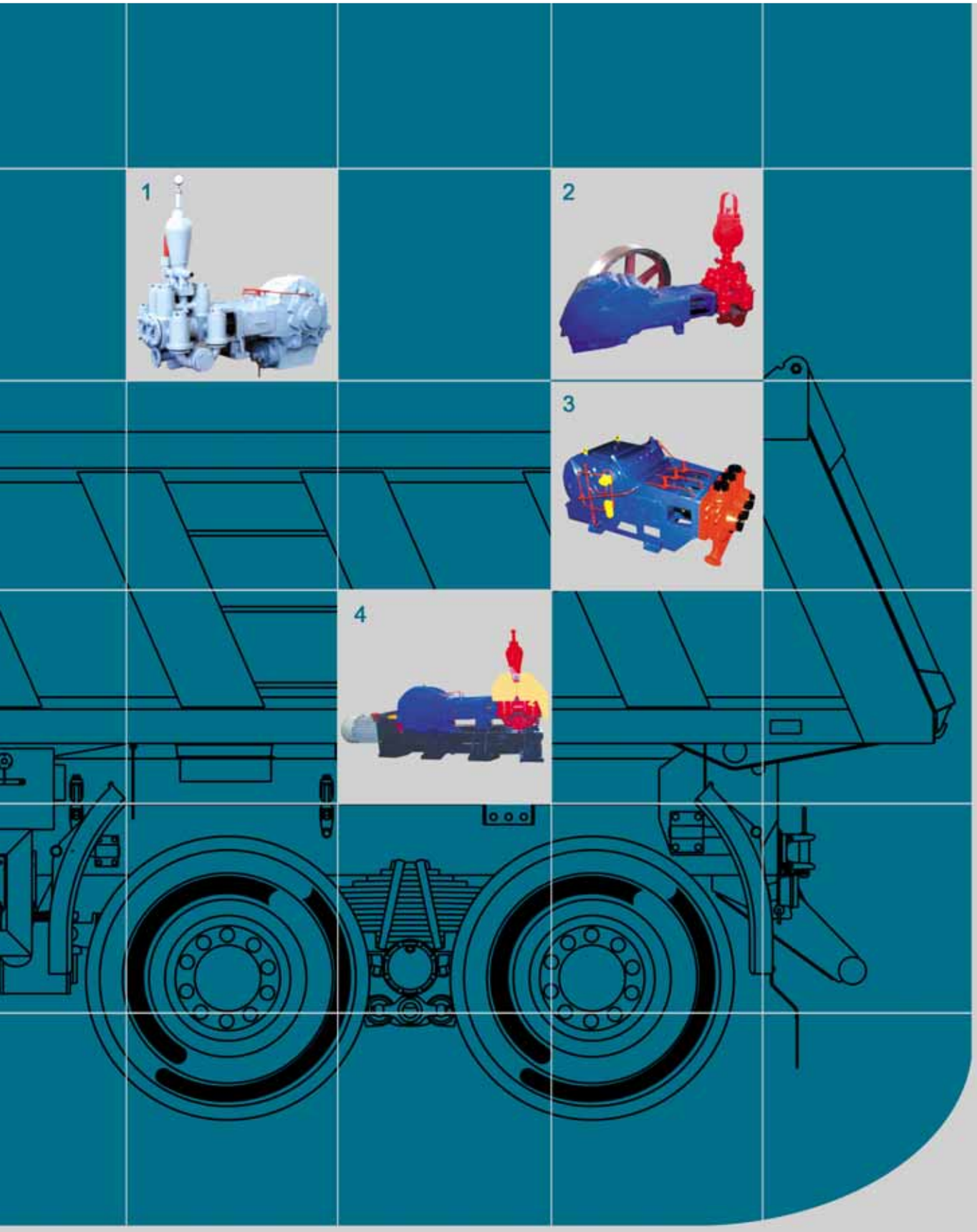
Обращаться:
625013, г. Тюмень,
ул. 50 лет Октября, 118, к. 710
Почтовый адрес:
625000, г. Тюмень,
Главпочтамт, а/я 763.
Тел./факс:
(3452) 41-78-20, 32-36-86,
32-39--78, 32-34-14
моб. 73-16-83
Email: sintez1@newmail.ru
Сайт: www.neftegazprogress.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK



НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩАЯ ТЕХНИКА

- Агрегаты для ремонта нефтепромыслового оборудования
- Агрегаты для исследования нефтяных скважин
- Лаборатории
- Лаборатория для термообработки сварных соединений
- Бурильно-крановые машины
- Универсальная копровая установка
- Агрегаты для ремонта нефтегазовых скважин
- Установки для кислотной обработки скважин
- Агрегат для добычи нефти
- Передвижная калибровочная установка
- Колтюбинговая установка
- Сейсморазведочная вибрационная установка
- Установка статического зондирования грунтов
- Зарядно-смесительная машина
- Компрессорные станции
- Агрегаты для сварочно-монтажных работ
- Передвижной моторный подогреватель
- Агрегаты насосные
- Грузоперевозчики
- Металловозы



НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩАЯ ТЕХНИКА

1. Насос цементировочный Н П Ц – 32 (аналог 9Т)
2. Насос буровой НБ-125
3. Насос трехпоршневой НЗП – 25 для установки УНР- 320-250
4. Агрегат подачи технологических жидкостей

ООО «ТехноРеАл»

423800, РФ, ТР, г. Набережные Челны,
бульвар Сайдашева, дом. 6, оф 68.
т.(8552) 70-59-67, сот.8-927-457-0668
8-917-256-9200

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Титан расширяет сферы применения. Первый и основной потребитель титана – это авиация. Военная авиатехника широко использует титан, который рассматривается как стратегический материал. Однако сегодня отмечается положительная тенденция по расширению применения сплавов на основе титана в гражданских отраслях промышленности, таких как атомная и тепловая энергетика, шельфовая нефтедобыча и др. Сегодня предъявляются более жесткие требования к безопасности гражданских объектов. Федеральные целевые программы предусматривают интенсивное развитие топливно-энергетического комплекса – предприятий по нефтедобыче, объектов использования атомной энергии. Поэтому очень важно при формировании программ освоения бюджетных средств в полной мере учесть существующий мировой и отечественный опыт в части конструктивных разработок и выборе современных конструкционных материалов.

СОВРЕМЕННЫЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТИТАНА И ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ

В РОССИИ ЕДИНСТВЕННЫМ ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ ГУБЧАТОГО ТИТАНА И ТИТАНОВЫХ ИЗДЕЛИЙ ЯВЛЯЕТСЯ КОРПОРАЦИЯ «ВСМПО-АВИСМА». ЭТО КРУПНЕЙШАЯ В МИРЕ ТИТАНОВАЯ КОМПАНИЯ

Ю. ШАШКОВА начальник Управления продаж в машиностроении ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА». г. Верхняя Салда

КАКОЙ МАТЕРИАЛ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВЕН ДЛЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ?

Российские нефтяники активно осваивают нефтедобычу на морских шельфах. Это проекты на Каспии, «Сахалин – 1», «Сахалин – 4,5». Отдельно стоит отметить строительство (а более точно – переоснащение) плавучей буровой станции для месторождения «Приразломное».

Ведутся работы по строительству станции для Обской губы, проектные работы по МЛСП для Штокмановского месторождения. Дальнейшие прогнозы по шельфовой добыче также достаточно оптимистичны.

Условия эксплуатации нефтепромыслового оборудования достаточно жесткие: высокая степень минерализации пластовой воды, наличие в рабочих средах сероводорода и углекислого газа, наличие аэробных и анаэробных (особенно ►

MODERN AND PERSPECTIVE APPLICATION AREAS OF TITANIUM AND TITANIUM ALLOYS

The only producer of sponge titanium and titanium products in Russia is VSMPO-AVISMA Corporation. It is the world largest titanium company.

Titanium is Expanding Application Areas

The first and the major titanium consumer is aviation. Titanium, which is considered as a strategic material, is widely used in military aircraft engineering. However today a positive trend is noted in

Стенд Корпорации «ВСМПО-АВИСМА» на Ганноверской ярмарке, Германия, 2007 год
Stand of VSMPO-AVIASMA Corporation at Hanover Fair, Germany, 2007

expanding the titanium based alloy application in commercial industries such as nuclear and thermal power, offshore industry, etc. Today stricter requirements are specified for safety of civil objects.

Federal target programs provide for intensive development of fuel-and-power sector – oil production facilities and nuclear energy users. Thus it's very important to consider the existing global and national experience with regard to design study and selection of modern structural materials to the full extent when creating budgetary fund development programs.

What Material is the Most Efficient for Oil Field Equipment?

Russian oil-well experts are actively developing offshore industry. This work includes the Caspian Sea projects, «Sakhalin – 1», «Sakhalin – 4.5». Construction (and to be more precise – reequipment) of the floating drilling station for the «Prirazlomnoye» deposit shall be specially noted.

Work is performed on the station construction for the Gulf of Ob, design work on off-shore ice-resistant platform for the Shtockman deposit. Further forecasts for offshore industry are quite optimistic.

Oil-field equipment operation conditions are quite severe: high salinity level of produced water, presence of sulphurated hydrogen and carbon dioxide in operating environments, presence of aerobic and anaerobic (especially sulfide forming) components in the output and environment, elevated temperatures and high pressure of the operating environments, low atmosphere temperatures of down to minus 40-50C, possibility of salt and paraffin wax type deposits on the surfaces, presence of abrasive components in the transported products.

In this connection development of the major design and construction principles for offshore rigs and material selection is today the fundamental issue for both Russian design companies and engineering companies. And the experience of foreign companies will be of great support in this issue.

And What About Them?

The most extensive experience in applying titanium alloys in offshore industry has been accumulated in Norway and Great Britain. Experience of applying alloyed stainless steels in offshore industry in the North Sea (Norse and Britain sector) has been gained for more than 30 years.

The first experience in applying titanium alloys at the Norse floating well rigs refers to 1986, when Mobil Exploration Norway Inc. decided to use titanium instead of steel in the ballast water system of the Statfjord A platform (Norway). The operating life was 5.5 years. In the following years the similar replacement was completed for the Statfjord-B and Statfjord-C platforms after 3-4 years of the steel structure operation.

The Heidran and Troll platforms commissioned in 1994-1995, contain 300 and 400 tons of titanium correspondingly. The Troll platform design life is 70 years. This choice shows that finally the acceptable balance between the operation life of platforms (deposits) and equipment for these platforms was achieved.

Deeper and Deeper

Most companies forecast achievement of the oil production depth level of up to 2.5 km by 2010! As such deep see offshore systems are created the necessity for titanium alloy application in manufacture of subsea equipment is growing. There are several reasons for it:

- A number of subsea equipment components require the use of alloys with high ultimate strength and low elasticity modulus;
- Weight saving of equipment at the platform is required. According to the Shell Oil Company, weight reduction of the subsea equipment by 1 ton allows the reduction of the support equipment weight by 3 tons;
- Titanium and its alloys are of high reliability including high corrosion resistance in sea water and in operating environments in the course of oil production.

Сепаратор. Материал – титан
Separator. Material – Titanium

сульфидообразующих) составляющих в продуктах добычи и окружающей среде, повышенные температуры и высокое давление рабочих сред, пониженные температуры атмосферы до минус 40-50^{0}С, возможность солевых и парафинооообразных отложений на поверхностях, наличие абразивных компонентов в транспортируемых продуктах.

В связи с этим разработка основных принципов проектирования и строительства морских установок, выбора материалов является сегодня основополагающим вопросом как для проектных российских организаций, так и для машиностроительных. И в этом вопросе большую помощь окажет опыт зарубежных фирм.

А КАК У НИХ?

Наибольший опыт применения титановых сплавов в оффшорной промышленности накоплен в Норвегии и Великобритании. Более 30 лет опыту применения легированных нержавеющих сталей в оффшорной промышленности в Северном море (Норвежский и Британский секторы).

Первый опыт применения на норвежских ПБУ титановых сплавов относится к 1986 году, когда фирма Mobil Exploration Norway Inc. решила использовать титан взамен стали в системе балластной воды платформы Statfjord A (Норвегия). Срок эксплуатации составил 5,5 лет. В последующие годы аналогичная замена выполнена для платформы Statfjord-B и Statfjord-C после 3-4 лет эксплуатации стальных конструкций.

На введенных в эксплуатацию в 1994-1995 гг. платформах Heidran и Troll используется 300 и 400 тонн титана соответственно. Расчетный срок эксплуатации платформы Troll составляет 70 лет. Этот выбор указывает на то что, наконец-то, может быть установлено приемлемое соотношение между сроком эксплуатации платформ (месторождения) и сроком эксплуатации оборудования этих платформ.

ВСЁ ГЛУБЖЕ И ГЛУБЖЕ

Большинство компаний предсказывает достижение к 2010 году уровня глубин, где будет вестись нефтедобыча, до 2,5 км! По мере создания таких глубоководных ►

Тип (Type)	Назначение трубопровода (Pipeline Use)	Материал (Material)	Российский эквивалент (Russian Equivalent)
Система забортной воды (Sea water system)	Все трубопроводы (All pipelines)	Титан сорт 2 (Titanium Grade 2)	Титан Вт 1-0 (Titanium Vt 1-0)
Хранение нефти (Oil storage)	Забортная вода Отгрузка нефти (Sea water Oil shipment)	Титан сорт 2 Углер. сталь +3мм на коррозию (Titanium Grade 2 Carbon steel +3 mm for corrosion)	Титан Вт 1-0 09Г2С (Titanium Vt 1-0 09G2S)
Обработка пластовой воды (Produced water treatment)	До гидроциклонов (Before the hydraulic cyclones)	Углер. сталь +6мм на коррозию (Carbon steel +6 mm for corrosion)	09Г2С (09G2S)
Система противопожарного водоснабжения (Fire water supply system)	Все трубопроводы (All pipelines)	Титан сорт 2 (Titanium Grade 2)	Титан Вт 1-0 (Titanium Vt 1-0)

Табл.1 Материалы для трубопроводов (рекомендации KBR для Приразломной)
Table 1. Materials for Pipelines (RBR recommendations for Prirazlomnaya)

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

систем морской нефтедобычи резко возрастает необходимость применения титановых сплавов для изготовления подводного оборудования. Причин этому несколько:

- Ряд элементов подводного оборудования требует использования сплавов с высокой удельной прочностью и малым модулем упругости.
- Требуется экономия массы оборудования на платформе. По данным компании Shell Oil, снижение массы подводного оборудования на 1 тонну позволяет уменьшить массу опорного оборудования на 3 тонны.
- Титан и его сплавы обладают высокой надежностью, в том числе и высокой коррозионной стойкостью в морской воде и в рабочих средах при нефтедобыче.

По мнению ведущих фирм, в глубоководной нефтедобыче титан и его сплавы должны стать одним из основных конструкционных материалов.

В СТОЙКОСТИ К КОРРОЗИИ ТИТАНУ НЕТ РАВНЫХ

Большой интерес представляют результаты исследований по коррозионной устойчивости различных материалов, полученные ведущим материаловедческим институтом Японии «КОБЭ СТИЛ, ЛТД».

Если сравнить скорость эрозионной коррозии медных сплавов и титана в морской воде с содержанием песка, то обнаружится, что скорость коррозии титана ничтожна мала.

Исключительно высока коррозионная стойкость титана даже в сильно загрязненной морской воде. Поверхности титана не подвержены коррозии и эрозии в тех условиях, которые вызывают быстрое разрушение других металлов и сплавов. Титан стоек 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.

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.

Также следует отметить исключительную стойкость титановых сплавов в повышенных концентрациях хлор-иона (а в пластовой воде концентрация данного реагента в два раза выше, чем в забортной морской воде).

Все эти вопросы необходимо учитывать при разработке конструкторской документации и выдаче требований к применяемым материалам.

Для примера в таблице 1 приведены рекомендации проектной организации KBR в задании, выданном для реконструкции платформы «HUTTON» для МЛСП «Приразломная». Анализируя эти рекомендации, нельзя не обратить внимания, что на стальных трубопроводах закладывается припуск на коррозию в размере 6 мм на сторону. Если учесть разницу в удельном весе титана и стали, то обнаружится, что масса 1 п.м. трубы на Ду200 из титана составит 12,2 кг, а из стали 09Г2С – 51,78 кг.

Отсюда краткий вывод: титан не требует припуска на коррозию, поэтому оборудование может быть спроектировано так, чтобы удовлетворялись минимальные требования к механической прочности и к возможности манипулирования им. Выбор с самого начала титана в сочетании с рациональным проектированием, изготовлением, монтажом и эксплуатацией служит предпосылкой для безопасной и надежной работы оборудования. Это касается как судов, так и морских платформ с плановыми сроками службы до 70 лет. ■

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

According to the leading companies titanium and its alloys shall become one of the major structural materials in deep see oil production.

Titanium Has no Equal in Corrosion Resistance

Results of the corrosion resistance study of different materials, obtained by the leading physicometallurgical institute of Japan «COBE STEEL LTD» are of great interest.

If one compares the erosion corrosion rate of copper alloys and titanium in sea water with sand content it will be discovered that titanium corrosion rate is negligibly small.

Titanium corrosion resistance is extremely high even in heavily contaminated sea water. Titanium surfaces are not corrodible or erodible in the conditions which cause short life of other metals and alloys. Titanium is resistant to crevice corrosion in sea water at the temperatures of up to 80^{0}C, while the limit for some stainless steels is 10^{0}C.

For oil-and-gas offshore systems the unique titanium strength in the environment of sulphurated hydrogen which in a varying concentration is always present in the mixture of oil and gas products obtained from the bed.

One shall also mention the exceptional resistance of titanium alloys in elevated chlorine ion concentrations (and in produced water concentration of this reagent is twice as high as in the outside sea water).

All these issues shall be taken into account when developing design documentation and issuing requirements for the applied materials.

As an example Table 1 contains recommendations of the design company KBR in the assignment issued for the HUTTON platform reconstruction for the off-shore ice-resistant platform «Prirazlomnaya». When analyzing these recommendations one cannot but note that on steel pipelines the corrosion allowance is 6 mm per side is used. If one considers difference in the specific weight of titanium and steel it is detected, that the weight of 1 running meter of pipe with the nominal diameter of 200 from titanium is 12.2 kg, and from 09G2S steel – 51.78 kg.

Hence the short summary is as follows: titanium requires no corrosion allowance, thus equipment may be designed so that the minimum requirements for mechanical strength and the possibility of its operation are met. Choosing titanium from the very beginning in conjunction with intelligent design, manufacture, assembly and operation is a prerequisite for the safe and reliable equipment operation. This concerns both ships and offshore platforms with the planned operation life of up to 70 years.

Панорама ВСМПО
Panorama of VSMPO

ЗАСЛОН ООО

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

Крепкое партнерство цены и качества!
Сапасымен багасынын мыкты байланысы!
Strong partnership of price and quality!

ООО «Заслон»

- **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**

т./ф.: (8452)
28-78-97 23-50-78
23-62-01 23-52-31

410030, г. Саратов, ул. Соколовая, д.108, кв. 2
zaslon@renet.ru zaslon@san.ru www.ooozaslon.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

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.

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

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЦН С ПОНИЖЕННОЙ СКОРОСТЬЮ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

Основным методом борьбы с солеотложениями на сегодняшний день для нефтяных компаний, является применение ингибиторов солеотложения. Опыт применения в различных нефтяных компаниях показывает положительный эффект от внедрения метода ингибирования солеотложений: наработка на отказ в солевом фонде вырастает до 2 раз, значительно снижается отказ ЭЦН по причине солеотложения. Но имеется и ряд существенных недостатков, которые ограничивают возможности данного метода:

- сложность при подборе ингибитора к конкретному составу пластовой жидкости (то, что хорошо при борьбе с сульфатами, абсолютно не подходит для карбонатов и т.д.) – состав пластовой жидкости постоянно динамически изменяется;
- в большинстве своем ингибиторы солеотложения представляют собой кислотные растворы, что способствует развитию коррозионных процессов;
- отсутствие достоверных методов прогнозирования длительности действия ингибитора и поэтому необходимость в постоянном дозированном присутствии ингибитора в пластовой жидкости – при прекращении подачи ингибитора происходит необратимое отложение солей;
- высокие затраты на устьевое оборудование (дозатор, емкость), непосредственно на ингибитор, на работы по доставке ингибитора, на проведение ингибиторных обработок при задавке в пласт и т.д.;
- сложность в определении динамического уровня при закачке ингибитора в затрубное пространство;
- ограниченность использования ингибиторов при низких температурах;
- снижение качества товарной продукции;
- экологические аспекты.

Поэтому применение ингибиторов не всегда экономически оправдано, а, кроме того, не всегда оправдывает ожидания. Для снижения рисков солеотложений, необходима оптимизация и выбор приоритетов применяемых технологий, поэтому наряду с применением ингибиторов необходимы ЭЦН с отличными конструктивными особенностями и применяемыми материалами, нежели выпускаемые в настоящий момент ведущими заводами-изготовителями.

Основываясь на многолетнем опыте поставок нашим предприятием полимерных рабочих органов (рабочих колёс, направляющих аппаратов, втулок, шайб) во все нефтяные компании России, для ремонтных фондов ЭЦН, работающих в обводненно-солевых фондах скважин, нами были описаны теоретические аспекты отложения солей в ЭЦН. На основании этого была разработана классификация оборудования, сформулированы требования к конструктивному исполнению и применяемым материалам ЭЦН с пониженной скоростью солеотложения и асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО).

В соответствии с принятой классификацией, с 2005 года ООО «Ижнефтепласт» производит насосы обычного, а с 2007 года и коррозионно-износостойкого исполнения с пониженной скоростью солеотложения с полимерными рабочими колёсами и комбинированными направляющими аппаратами. Выполненные в данных исполнениях ЭЦН имеют скорость отложения солей на рабочих органах в среднем на 50 %, а в большинстве случаев в 1,5-2 раза ниже, чем на металлических аналогах.

В настоящий момент ЭЦН данного исполнения поставляются на тендерной основе в ОАО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь», «ЛУКОЙЛ Коми», «ЛУКОЙЛ Пермь», ОАО «Самаранефтегаз». Также проведены и проводятся опытные эксплуатации ЭЦН в ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Томскнефть» и других нефтяных компаниях.

Результаты работы ЭЦН с пониженной скоростью солеотложения в нефтяных компаниях: ►

EXPERIENCE IN USING ESP WITH REDUCED SPEED OF SCALING

Today, the principal method of combating scaling, employed by oil companies, is the use of scaling inhibitors. Inhibition is carried out using the following techniques: pressing the inhibitor into the formation, feeding the inhibitor into the annular space dozers, feeding the inhibitor through special tubes to the pump input and by suspending a container with solid inhibitor under the submersible electric motor. Experience in using this by various oil companies is indicative of a positive benefit from the implementation of the scaling inhibition method – mean time between failures in the salt wells doubles, the failure rate of the ESP for reasons of scaling significantly goes down. However, there are a number of essential disadvantages which impair the capabilities of this method:

- difficulties with selection of the inhibitor for a specific composition of the formation fluid (what is good for combat against sulfates is absolutely unsuitable for carbonates, etc.) – the composition of the formation fluid is constantly changing and changing at a fast speed;
- in the majority of cases, scaling inhibitors are acidic solutions which are conducive to development of corrosive processes;
- lack of reliable methods of forecasting the duration of the inhibitor effect and, hence, the need for constant dozed presence of an inhibitor in the formation fluid – when the feed of the inhibitor ceases, there occurs an irreversible deposition of salts;
- high costs for the well head equipment (dozer, vessel), costs directly incurred for the inhibitor, the work to deliver the inhibitor, inhibitor treatments when pressing into the formation, etc.;
- difficulties with determining the dynamic level when pumping the inhibitor into the annular space, etc.;
- limited use of inhibitors at low temperatures;
- reduced quality of the products for sale;
- environmental aspects.

Therefore, the use of inhibitors is not always economically viable and, apart from that, it does not always live up to your expectations. To reduce the scaling risks, it is necessary to optimize and to select priorities for the technologies used, that is why, along with the use of inhibitors, ESP with excellent design features and the materials used are necessary compared to those currently produced by the foremost manufacturing works.

Basing ourselves on many years' experience and our company's track record of supplying polymer working devices (impellers, diffusers, shaft bore protectors, pads) to all oil companies in Russia, for repair stock of ESP, operating in water flooded and salt wells, we have described the theoretical aspects of scaling in ESP. Based on the above, a classification of equipment was worked out, the requirements applicable to the design execution and the materials used for ESP with reduced scaling speed and asphalt – resin – paraffin sedimentation were laid down.

Under the adopted classification, since 2005 LLC «Izhnefteplast» has been producing pumps of regular execution and, since 2007, it has been producing a corrosion and wear resistant option with reduced scaling speed using polymer impellers and combined diffusers. These options of ESP have the scaling speed for salt deposition on working devices which is on the average 50% lower, and in most cases, 1.5-2 times lower than on metallic equivalents.

At the present time, ESP in the above mentioned option are being supplied, on tender basis, to JSC «LUKOIL Western Siberia», «LUKOIL Komi», «LUKOIL Perm», JSC «Samaraneftegas». Also test operation of ESP is underway at JSC «Samotlorneftegas», JSC «RN-Yganskneftegas», JSC «Tomskneft» and other oil companies.

The performance results of ESP with reduced speed of scaling achieved by oil companies:

JSC «RN-Yuganskneftegas»

Data as at 18.08.08, based on the operation of 9 ESP on the salt wells:

- Cumulative operation between failures of the previous equipment – 927 days.
- Cumulative current operation of ESP produced by LLC «Izhnefteplast» – 1692 days.
- Cumulative operation between failures has increased by 83% and continues to increase as three pumps continue to operate.

JSC «Samaraneftegas»

Data as at 3.09.08, based on 82 wells.

- Cumulative operation between failures of the previous equipment is 18123 days.
- Current cumulative operation between failures of ESP with polymer working devices is 19229 days.
- 42 ESP are in operation, increasing the cumulative operation between failures.

Customer opinion:

«Where a number of wells fail after operating for 300 days, polymer working devices display no wear and are used repeatedly in the production process of repairing ESP».

LLC «LUKOIL-Western Siberia»

Data as at 13.03.08.

A total of 114 ESP have been installed. Out of those, 14 have been installed, in line with their purpose, on the salt wells on which the total operation between failures of the previous equipment was 1450 days, with the current operation between failures of ESP produced by «Izhnefteplast» is 2584 days, 12 ESP continue operating.

JSC «LUKOIL-Komi»

Data as at 1.03.08.

4 ESP have been installed. Of those 3 pumps have been installed on the salt wells. On 1 ESP the current operation has not yet exceeded 124 days; 1 – current operation between failures is 105 days (operation between failures in the well of the previous three ESP which failed for reasons of salt deposition is 26, 52, 33 days).

JSC «Samotlorneftegas».

Extracts from the report on the operation results of 10 ESP dated 07.07.08:

«Average operation of the equipment between failures amounted to 507.8 days for 5-30 pumps; 608.6 days for 5-50 pumps, with the average operation between failures of the previous equipment equaling 164.3 days and 306 days respectively».

«… no complaints have been lodged regarding the operation of the equipment erected».

«Besides, during the period from 2005 through 2008 in the wells of JSC «CIS» ESP after repairs, 3-rd group option, featuring two support point design, where polymer structural materials were used, have been in service. The average operation between failures equaled 428 days for 5-30 pumps; 336 days for 5-50 and 5-80 pumps with the average operation between failures of the previous equipment being 195 and 237 days respectively».

JSC «Tomskneft»

Data as at `9.08.08. based on 19 wells.

- Cumulative operation between failures of the previous equipment (ESP which failed for reasons of salt deposition) is 2455 days.
- Cumulative current operation of the ESP produced by LLC «Izhnefteplast» with polymer working devices is 6752 days.
- Six ESP are in operation.

LLC «Izhnefteplast» has developed ESP in the corrosion and wear resistant option, featuring reduced scaling speed and capability to operate at a high gas factor (up to 45% of gas content at the input). At the present time, they are undergoing stand tests.

ОАО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»

Данные на 18.08.08г. по результатам эксплуатации 9 ЭЦН на солеотлагающем фонде скважин:

- Суммарная наработка предыдущего оборудования – 927 суток.
- Суммарная текущая наработка ЭЦН производства ООО «Ижнефтепласт» 1692 суток.
- Суммарная наработка увеличилась на 83 % и продолжает увеличиваться, так как три насоса продолжают работать.

ОАО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»

Данные на 3.09.08г. по 82 скважинам.

- Суммарная наработка предыдущего оборудования 18123 сутки.
- Текущая суммарная наработка ЭЦН с полимерными рабочими органами 19229 суток.
- 42 ЭЦН находятся в работе, увеличивая суммарную наработку.

Из отзыва:

«При отказе по ряду скважин с наработкой более 300 суток полимерные рабочие органы без износа и используются повторно в производственном процессе ремонта ЭЦН».

ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Данные на 13.03.08г.

Всего установлено 114 ЭЦН. Из них 14 установлено по назначению в солевой фонд скважин, по которым общая наработка предыдущего оборудования составила 1450 суток, текущая наработка ЭЦН «Ижнефтепласт» – 2584 сутки – 12 ЭЦН продолжают работать.

ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»

Данные на 1.03.08г.

Установлено 4 ЭЦН. Из них в солевой фонд 3 насоса. 1 ЭЦН – текущая наработка ещё не превысила предыдущее оборудование; 1 – текущее превышение на 124 сутки; 1 – текущая наработка 105 суток (наработки в скважине трёх предыдущих ЭЦН, вышедших из строя по причине солеотложения 26, 52, 33 сутки).

ОАО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ».

Выдержки из акта от 07.07.08г. по результатам эксплуатации 10 ЭЦН:

«Средняя наработка оборудования составила для насосов 5-30 – 507,8 суток; для насосов 5-50 – 608,6 суток, при средней наработке предыдущего оборудования соответственно 164,3 суток и 306 суток».

«…замечаний по эксплуатации смонтированного оборудования не зафиксировано».

«Кроме того, за период 2005-2008гг. в фонде скважин ОАО «СНГ» эксплуатировались ЭЦН после ремонта 3-ей группы исполнения со ступенями двухопорной конструкции, в которых применялись полимерные конструкционные материалы. Средняя наработка данного оборудования составила для насосов 5-30 – 428 суток; для насосов 5-50 и 5-80 – 336 суток, при средней наработке предыдущего оборудования 195 и 237 суток соответственно».

ОАО «ТОМСКНЕФТЬ».

Данные на 19.08.08г. по 19 скважинам.

- Суммарная наработка предыдущего оборудования (ЭЦН отказавших по причине солеотложения) – 2455 суток.
- Суммарная текущая наработка ЭЦН производства ООО «Ижнефтепласт» с полимерными рабочими органами 6752 суток.
- Шесть ЭЦН с полимерными рабочими органами находятся в работе.

ООО «Ижнефтепласт» разработаны ЭЦН коррозионно-износостойкого исполнения с пониженной скоростью солеотложения и возможностью работы с высоким газовым фактором (до 45 % содержания газа на входе). В настоящее время они проходят стендовые испытания. ■

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

ГИДРОКОМ

PREMIER manuli DISTRIBUTOR

БУРОВЫЕ РУКАВА
собственного производства 50 и 76 мм
с фитингами NKT 60x2.5 и BSPT 4" по
ГОСТ 286018-90 длиной от 1м до 36м

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РУКАВА
с фитингами, в том числе
морозостойкие (до -55°С)

ОБОРУДОВАНИЕ
и комплектующие для
производства РВД

Россия, 193149, Санкт-Петербург.
Октябрьская наб, д.74, кор. 2
(812) 334-33-73 (многоканальный)
Моб. +7 901-301-3353, +7 901-300-5605
+7 901-301-3356
info@hydrocomplant.ru
www.hydrocomplant.ru

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 Счетнодозирующий 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

СтальПром

СТРОПЫ
канаты
такелаж

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

Офисы продаж:
Екатеринбург (343) 378-73-74 Челябинск (351) 247-70-57
Уфа (347) 229-42-07
Сургут (3462) 24-80-50 Тюмень (3452) 21-47-24

www.steel-prom.ru

ПРОИЗВОДСТВО СТРОП И ГРУЗОЗАХВАТНЫХ МЕХАНИЗМОВ

Основными задачами в области охраны природы при строительстве нефтепромысловых объектов является обеспечение сохранности водных ресурсов и почв.
Одним из таких объектов является Оренбургская область, относящаяся к газоносным провинциям с развитыми объектами добычи, переработки, транспортировки и хранения нефтепродуктов, что не может не оказывать влияние на загрязнение не только вод, но и почв.
Важным направлением для защиты окружающей среды (воды и почвы) от нефтяных загрязнений является создание методов их очистки, для очистки воды – биологических методов.

ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД,

ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ, И МЕТОДЫ ИХ ИНТЕНСИФИКАЦИИ

Е.В. ЛЕВИН к.ф.-м.н,генеральный директор ООО «НИПИЭП» .
Г.В. ПАСТУХОВА к.б.н., технолог ООО «НИПИЭП»
Е.А. ЛЕВИНА нач. отдела маркетинга
г. Оренбург

Нефть и нефтепродукты попадают в почву и водные бассейны разными путями: это транспортировка, коррозия емкостей, аварии при бурении и добыче нефти, выбросы отходов нефтеперерабатывающих предприятий и т.д.

Растекаясь по поверхности почвы и воды, нефть образует пленку, которая является не только первым звеном трофической цепи, но и освобождает большое количество атмосферного кислорода. Это особенно важно, т.к. количество лесов – второго после океана по значимости продуцента кислорода в мире – в последние годы значительно сокращается, а в некоторых регионах совсем отсутствует. Миллионы особей рыб и птиц ежегодно погибают из-за загрязнения вод нефтепродуктами и нефтью. Ароматические углеводороды, являющиеся канцерогенными, накапливаются в организме рыб, ракообразных и моллюсков, могут попадать в организм человека с этими продуктами. Нефть может попадать в питьевые воды с плохо очищенными стоками, и в этом случае человек также может стать жертвой нефтяного загрязнения.

Сейчас в мире предложено много способов очистки загрязненных вод от нефти. Предлагается ее биологическое разложение, так как этот путь более эффективен, чем трудоемкое и дорогостоящее извлечение нефти с загрязненной поверхности и сжигание.

Поэтому особо важным направлением является изыскание биологических методов очистки воды от нефтяных загрязнений.

Из микроорганизмов наибольшее значение в биодеградации нефти принадлежит углеводородокисляющим бактериям. Обычно их количество невелико (около 2-х микроорганизмов на 100 мл среды), но при заражении нефтью их количество возрастает до 108-109 на 1 мл.

Естественная очистка воды микроорганизмами от нефтепродуктов происходит медленно, поэтому процесс очистки сточных вод необходимо интенсифицировать: увеличивать температуру стоков. Биологическая очистка сточных вод нефтеперерабатывающих заводов при повышенных температурах (30-37^{0}С) происходит более интенсивно, чем при низких (18-20^{0}С), при этом количество нефтеокисляющих микроорганизмов увеличивается, преобладают нитрификаторы. Интенсифицировать процесс очистки можно с помощью введения в активный ил селекционных микроорганизмов или с помощью микробного метода, в процессе которого концентрация нефтепродуктов снижается с 50-30 до 3-5 мг/л. Микробный метод очистки дает возможность получать микробную или дрожжевую биомассу при непрерывном культивировании микроорганизмов на углеводородах нефти, используемую в качестве кормового продукта в рационе птиц и животных.

Сточные воды нефте- и газоперерабатывающих производств, несмотря на существенную разницу, имеют целый ряд общих компонентов: кислородосодержащие и азотсодержащие соединения, различные углеводороды и т.д.

В сточных водах газоперерабатывающих заводов к токсичным веществам относятся: гликоли, моноэтиленгликоль (МЭГ), аминдиатаноламин (ДЭА), метанол, пиридинсодержащие соединения (ГПЗ, г. Оренбург). ►

Рис. 1 Общий вид
Fig. 1 General view

Рис. 2 Блок механических и сорбционных фильтров
Fig. 2 Battery of Mechanical and Sorption Filters

The pivotal challenges faced in the area of environmental protection during the construction of oil field projects consist in the need to make sure that water resources and soils are conserved.

One of such projects is the Orenburg Region, which is among gas rich provinces, with established facilities for production, refining, transportation and storage of petroleum products and which cannot but influence contamination of not only waters but also soils.

An important activity aimed at protecting the environment (water and soil) from oil contamination is to create the methods of cleaning them, the methods of cleaning water, i.e. biological methods.

CLEANING AFFLUENTS CONTAMINATED WITH OIL AND PETROLEUM PRODUCTS AND METHODS OF INTENSIFYING THEM

Oil and petroleum products find their way into soil and water basin via different routes: these are transportation, vessel corrosion, emergency situations in drilling for oil and oil production, discharge of oil refinery wastes, etc.

Spilt on the surface of soil and water, oil forms a film which is not only the first link of the food chain but also releases a large amount of atmospheric oxygen. This is especially important as the number of forests – producers of oxygen in the world, second only to ocean in terms of importance – has been significantly diminishing in recent years while in certain regions they are lacking altogether.

Millions of species of fishes and birds perish annually as a result of petroleum contamination of waters. Aromatic hydrocarbons, which are cancerigenic, accumulate in the organisms of fishes, crustacean and shellfish and may find their way into the human system when eaten as food. Oil may penetrate into drinking water with poorly cleaned affluent and in this case a human may also fall victim to oil contamination.

Now many methods of purifying oil contaminated water have been proposed worldwide. It is proposed that it should be biologically decomposed since this method is more effective than the labor intensive and costly removal of oil from the contaminated surface and incineration. Therefore, a particularly important activity is the quest of biological methods of cleaning water from oil contamination. Out of micro-organisms the greatest role in bio-degradation of oil is played by hydrocarbon-oxidizing bacteria. Usually their number is not great (approximately 2 micro-organisms per 100 ml of medium), however in the case of oil contamination, their number increases to 108-109 per 1 ml.

Natural purification of water by micro-organisms from petroleum products is slow, therefore the affluent cleaning process needs to be intensified by increasing the affluent temperature. The biological cleaning of refineries' affluent at elevated temperatures (30-37^{0}C) occurs more intensively than

at lower (18-20^{0}C) temperatures, while the number of oil oxidizing micro-organisms increases and nitrifiers predominate. The cleaning process can be intensified by introducing selective micro-organisms into active silt or by means of the microbe method which reduces the concentration of oil products from 50-30 down to 3-5 mg/l. The microbe cleaning method helps produce microbe or yeast bio-mass with continuous cultivation of micro-organisms on petroleum hydrocarbons used as fodder in the diet of birds and animals.

The affluent of oil and gas processing facilities, despite significant difference, has a number of common components: oxygen containing and nitrogen containing compounds, various hydrocarbons, etc. Among the toxic substances in the affluent of the gas processing facilities are the following: glycols-monoethyleneglycol, amine-diatanolamine, methanol, pyridine containing compounds (Gas Processing Facility, Orenburg).

The most challenging task in the cleaning of the affluent of the Gas Processing Facility is the purification from organic substances which are difficult to decompose, such as methanol, diatanolamine, monoethyleneglycol, pyridine containing compounds, corrosion inhibitors, hydrogen sulphide, mercaptans, etc. There is evidence confirming the possibility of degrading monoethyleneglycol, diatanolamine, methanol by means of complex biocenosis of active silt, however this is only possible if these substances are contained in comparatively low concentrations, i.e. no more than 0.1-1.5 g/l. It is not possible to clean the water from high concentrations of these substances using active silt. The process of local microbe cleaning based on the use of selective highly active destructor-cultures may serve as the only way of destroying. Very little is known about destruction of ethyleneglycols. There is evidence proving that they can be decomposed by acetic acid bacteria, under anaerobic conditions – by bacteria of clostiridium species while the dominating forms are bacteria of pseudomonad species. There is still less evidence of diatanolamine being destroyed, though the latter is of critical importance. Previously there had been a school of thought about diatanolamine being a biologically stable substance, however subsequently it was ascertained that it could be decomposed by destructor-microorganisms of the pseudomonad species. So far as methanol is concerned, it is decomposed much easier by destructor-microorganisms as well as by yeasts. In the meantime the biomass can be used as food, fodder u1082, medical and industrial material. In the national or world practice there did not exist any methods of microbiologically cleaning highly concentrated methanol containing affluent with production of bio-mass. It was only at the Orenburg Gas Processing Facility that the researchers developed a bio-technology to purify such affluent using destructor-bacteria and yeasts. The affluent of gas, oil and petrochemical facilities is highly toxic and given existing volumes of water removal it poses a serious environmental hazard. The cleaning of such affluent to meet the parameters envisaged by the current normative requirements, using conventional methods, is virtually impossible. Apart from that, in certain cases, high contamination of water, used in technological processes, results in considerable economic losses which is a necessity. Lack of return water supply affects the costs associated with the use of fresh water. Scientific Research and Projects Institute for Environmental Problems, Orenburg, analyzes the existing affluent cleaning systems of the gas processing facilities, oil refineries, issues recommendations on optimization of the technological process as well as develops and installs sealed cleaning system and affluent removal system or a return water supply project. Thus, the cleaning process can be intensified by using new technologies, new facilities. A rational path in this direction is micro-biological bio-destruction. Knowledge of ecology, physiology and biochemistry of microorganisms – destructor-cultures, justification for the leading role played by bacteria in destroying highly concentrated organic substances, creation of local cleaning facilities allow us to say that the local microbe process based on the use of isolated effective destructors of the subject organic substances can serve as the only way of cleaning the affluent from ethylene glycol, methanol and diethylene glycol.

Наиболее трудной задачей в очистке сточных вод ГПЗ является очистка от трудноразлагаемых органических веществ, таких как метанол, ДЭА, МЭГ, ПАВ, ингибиторы коррозии сероводорода, меркаптанов и др. В литературе есть данные о возможности деградации МЭГ, ДЭА, метанола сложным биоценозом активного ила, но это возможно только если эти вещества содержатся в сравнительно низких концентрациях, не более 0,1 –1,5 г/л. Очистка же воды от высоких концентраций этих веществ активным илом невозможна. Единственным путем для деструкции может служить процесс локальной микробной очистки, основанный на применении селекционных высокоактивных штампов-деструкторов.

Очень мало известно о деструкции этиленгликолей. Есть данные, что они могут разлагаться уксуснокислыми бактериями, в анаэробных условиях – бактериями рода клостридий, а доминирующими формами являются бактерии рода псевдомонад.

Еще меньше данных о деструкции диэтаноламина, хотя последний имеет большое значение. Ранее существовало мнение, что ДЭА-биологически устойчивое вещество, позднее было установлено, что он может разлагаться микроорганизмами-деструкторами рода псевдомонад.

Что касается метанола, то он гораздо легче разлагается микроорганизмами-деструкторами, а также дрожжами. При этом биомассу можно использовать как пищевой, кормовой, медицинский и промышленный материал.

В отечественной и мировой практике не существовало способов микробиологической очистки высококонцентрированных метанолсодержащих стоков с получением биомассы. Только на Оренбургском газоперерабатывающем заводе учеными-исследователями была разработана биотехнология очистки таких стоков с помощью бактерий-деструкторов и дрожжей.

Сточные воды предприятий газонефтехимических производств высокотоксичны и при существующих объемах водоотведения представляют собой серьезную экологическую опасность. Очистка этих стоков для параметров, предусмотренных

Рис. 3 Здание станции ПДВС
Fig. 3 Building of the PDVS Station

действующими в настоящее время нормативными требованиями, традиционными способами практически невозможна. Кроме того, в некоторых случаях высокая загрязненность вод, используемых в технологических процессах, приводит к значительным экономическим потерям, часто необратимым. Отсутствие оборотного водоснабжения сказывается на затратах, связанных с использованием пресной воды.

Научно-исследовательский и проектный институт экологических проблем (НИПИЭП, г. Оренбург) выполняет анализ существующих систем очистки сточных вод газо-, нефтеперерабатывающих производств, выдает рекомендации по оптимизации технологического процесса и разрабатывает и монтирует герметизированную систему очистки и отведения сточных вод или проект оборотного водоснабжения.

Таким образом, процесс очистки может быть интенсифицирован путем применения новых технологий, новых сооружений. Рациональный путь в этом направлении – микробиологическая биодеструкция.

Знание экологии, физиологии и биохимии микроорганизмов штаммов–деструкторов, обоснование ведущей роли бактерий в разрушении высококонцентрированных органических веществ, создание локальных очистных сооружений позволяет утверждать, что единственным путем очистки сточных вод этиленгликоля, метанола и диэтиленгликоля может служить локальный микробный процесс, основанный на применении выделенных эффективных деструкторов указанных органических веществ. ■

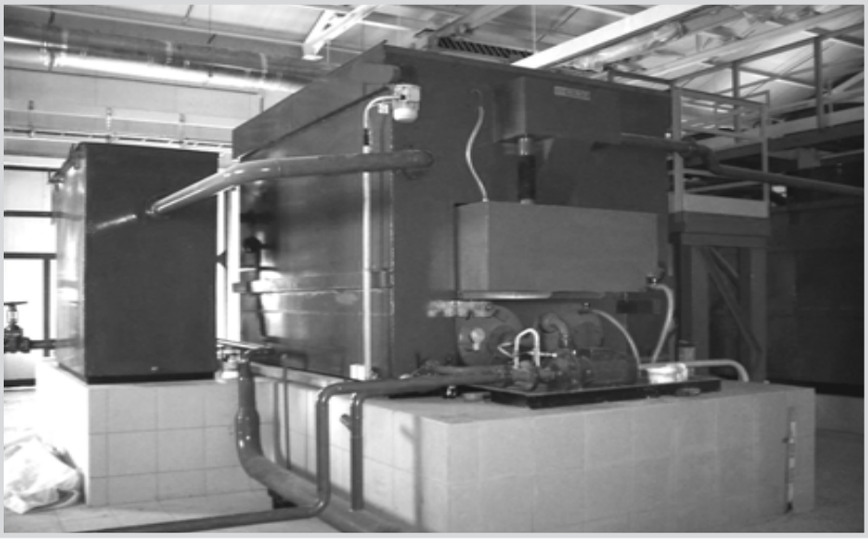


Рис. 4 Фильтрационно-флотационная установка
Fig. 4 Filtration and Flotation Unit

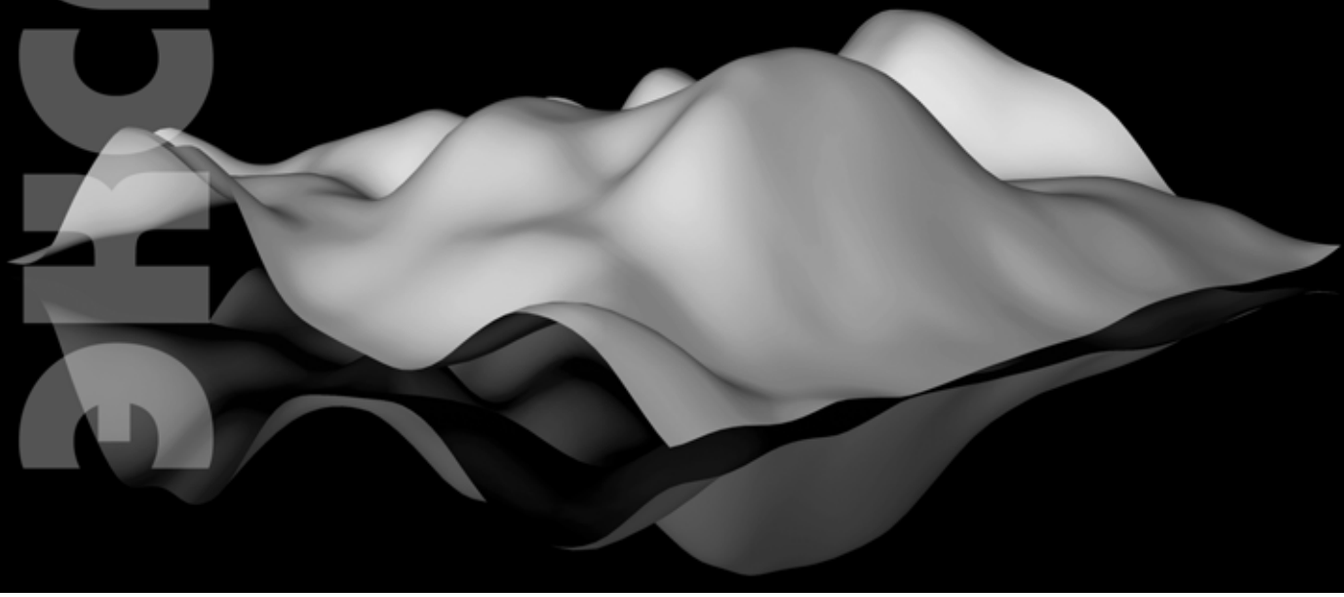
ЭКСПОЗИЦИЯ

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА
GEOLOGY, GEOPHYSICS

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №5/Нг ОКТЯБРЬ 2008

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

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



CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

"НЕДРА-С"
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ПРОИЗВОДСТВЕННО - КОММЕРЧЕСКАЯ ФИРМА

НОВЫЕ АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ГЕОАКУСТИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ

– новый метод исследования нефтегазовых скважин, основанный на изучении характеристик естественных геоакустических сигналов в скважине, отражающих процессы флюидогазодинамики в объеме геологической среды. (движение воды, нефти, газа и др.).

Метод измерения геоакустических сигналов используется для решения следующих задач:

1. Выделение интервалов движения флюидов по не вскрытым перфорацией пластам-коллекторам с оценкой на качественном уровне их относительной проницаемости (другими геофизическими методами не определяется).
2. Оценка на качественном уровне характера насыщенности движущихся по неперфорированному пласту флюидов (нефть, вода, газ).
3. Определение заколонных перетоков в условиях, когда интерпретация результатов стандартной термометрии неоднозначна.
4. Контроль герметичности изоляции продуктивных пластов.

ЦИФРОВАЯ АППАРАТУРА

– осуществляет измерение трех составляющих геоакустических сигналов в скважине и разработана в двух вариантах:

1. Кабельный (используется одножильный бронированный кабель до 6 км).
2. Автономный (используется проволока). Запись данных производится в твердотельную память.

Условия эксплуатации:

- Предельная температура в скважине +120^{0}С;
- Гидростатическое давление до 70 МПа.

Скважинная магнитометрия позволяет проводить литологическое расчленение разрезов нефтегазовых скважин по контрастности магнитных свойств пластов.

КОМПЛЕКСНЫЙ СКВАЖИННЫЙ МАГНИТОМЕТР-ИНКЛИНОМЕТР

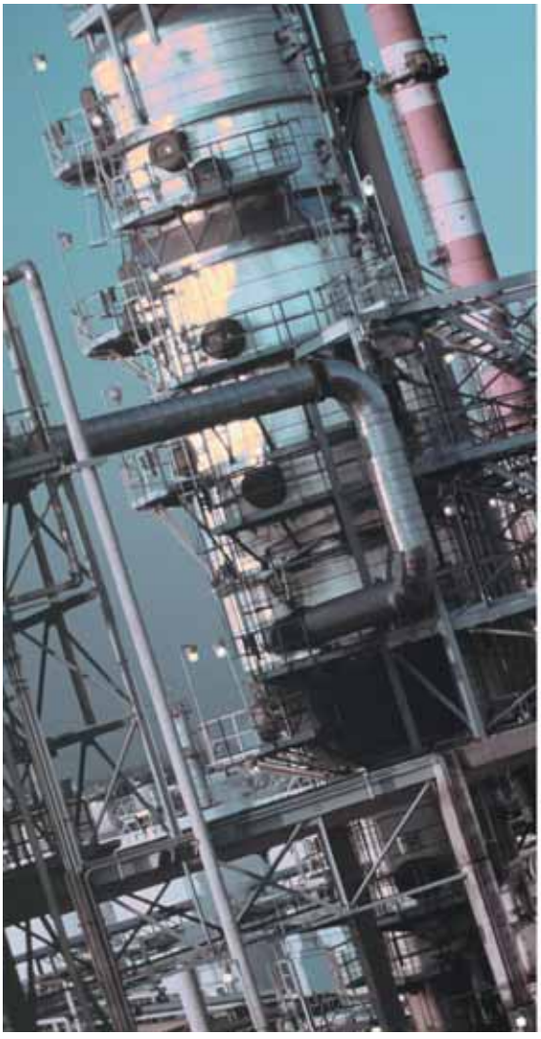
– позволяет одновременно проводить непрерывные трехкомпонентные магнитометрические и инклинометрические измерения в скважинах глубиной до 6 км. В зависимости от условий измерений, прибор может быть помещен в корпус диаметром от 38 до 70 мм. Используется одножильный кабель. Возможна стыковка прибора с каротажными станциями типа «Гектор» и «Вулкан».

Условия эксплуатации:

- Температура от -10 до +120^{0}С;
- Давление до 100 МПа.

ПКФ «Недра-С»
414045, г. Астрахань,
ул. Моздокская, д. 62
Тел. (8512)30-12-32
nedras@astranet.ru

Институт геофизики УрО РАН
620016, г. Екатеринбург,
ул. Амундсена, д.100
т.:(343)267-95-68
ф.: (343)267-88-72
skvgeoph@mail.ru



ПЕРМЬ / 28–31 ОКТЯБРЯ 2008

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

10-я международная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

Генеральный информационный спонсор
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

Информационный спонсор
СФЕРА НЕФТЕГАЗ

ПЕРМСКАЯ ЯРМАРКА
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
614077, г. Пермь, бульвар Гагарина, 65,
телефон (342) 262-58-58, www.expoperm.ru

Изучение подземных газовых хранилищ в процессе их эксплуатации является весьма сложной задачей с учетом потенциальновозможного изменения свойств разреза и отдельных его интервалов в процессе многократного повторения циклов закачки. При этом важным является не только мониторинг, реализуемый на базе данных ГИС в контрольных скважинах, но и выполнение этих работ по всей площади ПХГ с привлечением комплекса сейсмических наблюдений, реализуемых как на дневной поверхности (МОВ-ОГТ), так и во внутренних точках среды (ПМ ВСП). Выбор поляризационной модификации ВСП [1] при таких исследованиях является единственно верным, поскольку только ПМ ВСП обеспечивает достоверный прогноз свойств геологического разреза, выделение коллекторов и оценку их потенциального и фактического насыщения на основе регистрации полного вектора колебаний. Параметризация этих составляющих через монопараметры и переход к упруго-деформационным модулям среды может стать основой решения задач мониторинга ПХГ. Создание оптимальной технологии для мониторинга с позиции проведения комплексных наблюдений ПМ ВСП и МОГТ и их последующей обработки является актуальной проблемой.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСОМ ГИС, ПМ ВСП И МОВ ОГТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕНИЯ В ПХГ.[1]

А.С. ВАРЯГОВ — д.г.-м.н., зам. генерального директора по добыче и разработке ООО «Газпром-Ставрополь-Трансгаз»ООО «Кавказтрансгаз»
Ю.Д. МИРЗОЯН — к.т.н., генеральный директор ООО «Ингеовектор»
А.Г. КУРОЧКИН — к.г.-м.н., главный геофизик ООО «Ингеовектор» — г. Краснодар
В.М. ХОЛОДИЛОВ — начальник НТЦ, ООО «Кубаньгазпром»
В.С. НОГОТКОВ — главный геолог СУБР ООО «Газпром - ПХГ»
Д.М. СОБОЛЕВ — директор ООО «Промсейс» — г.Саратов
В.С. МАНУКОВ — начальник отдела ЦГЭ Мин. пром. — г. Москва

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ

Наблюдения ПМ ВСП проведены в Ставропольском крае в 4-х скважинах Северо-Ставропольского подземного газового хранилища на Пелагиадинском участке с использованием ранее выполненных исследований ГИС и МОВ ОГТ.Постановка и проведение таких работ является, по сути, начальным этапом в этом направлении.

Геологический разрез представлен палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями, сложенными глинисто-алевролитовой фацией с чередованием пластов песчаника, аргиллитов, алевролитов, обогащенных карбонатным материалом.

В разрезе этих отложений присутствуют на разных уровнях глины, аргиллиты, являющиеся хорошей покрышкой. В верхней части исследуемой среды имеются также проницаемые пласты – трещиноватость известняков, наличие блоков определяют развитие процессов локального гравитационного их перемещения вдоль склонов развитых на площади балок, ручьев, между которыми наблюдаются рвы, достигающие ширины от 3 до 5м.

Отложения в верхней части разреза находятся в состоянии неустойчивого равновесия и при обильном выпадении осадков перемещаются по склонам, создавая оползневые явления. В этих условиях основные задачи были связаны с оценкой возможности использования сейсмических исследований для детального изучения распределения УВ в подземном газовом хранилище.Естественно, что определение скоростей сейсмических волн, упруго-деформационных модулей среды, стратиграфическая привязка волн являлись частью общей программы. ►

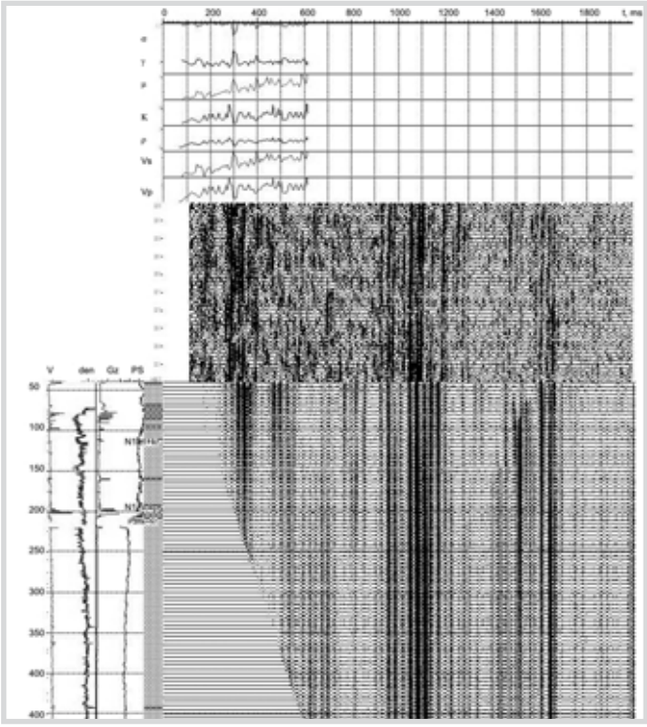


Рис. 1 Стратиграфическая привязка и расширенная параметризация по скважине 5Rp

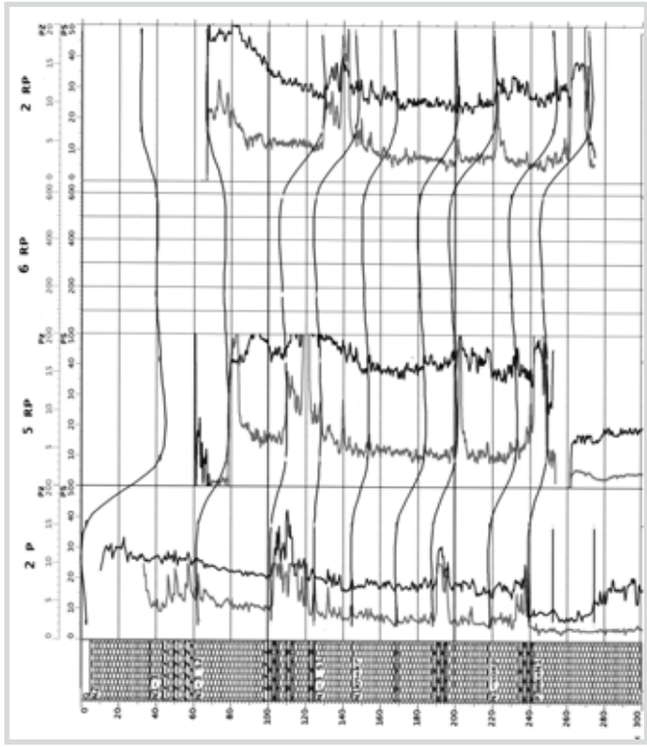


Рис. 2 Корреляционная схема данных ГИС

[1]ПХГ – подземное хранилище газа; ПМ ВСП – поляризационный метод вертикального сейсмического профилирования; ГИС – географическое исследование скважины; МОВ ОГТ – метод отражённых волн общей глубинной точки.

2. АППАРАТУРА И МЕТОДИКА РАБОТ

При полевых работах использовался комплекс цифровой аппаратуры (компьютер, скважинные четырёхкомпонентные приборы с 24х разрядным АЦП).В качестве сейсмоприёмников применялись электродинамические типа 20-DG конструкции уфимского завода. При исследованиях все наблюдения ПМ ВСП в разных скважинах выполнены из продольного ПВ. Возбуждение колебаний производилось с помощью пневматического источника ПИК-1 с рабочим давлением от 40 до 100 атм при рабочем объеме 1.0л. Глубина погружения источника в специально пробуренных скважинах составляла 15-17 м. Контроль за качеством сейсмического материала выполнялся на мониторе регистрирующей системы аппаратуры. Для повышения соотношения сигнал/шум на каждой точке производилось накапливание 3х воздействий на канал.Шаг наблюдений по стволу исследуемых скважин соответственно составлял:

•скв. 2пл – Пелагиадинская (забой 835м) – 5 м;
•скв. 5рп – (забой 485 м) – 5 м;
•скв. 2рп – (забой 240 м) – 3 м;
•скв. 6рп – (забой 98 м) – 2 м.

Выбранные оптимальные условия возбуждения и приема для каждой конкретной скважины сохранялись неизменными. Качество полученного первичного материала сравнительно хорошее.Подавляющее большинство записей пригодно как для кинематической, так и динамической обработки.

3. ОБРАБОТКА ДАННЫХ ПМ ВСП

Граф обработки данных ПМ ВСП был ориентирован на выделение различных типов волн с использованием фиксированных составляющих векторного волнового поля. Этот граф обработки можно разделить на два этапа:

- препроцессинг данных,
- параметризацию моделей и стратиграфическую привязку.

Препроцессинг включал следующие основные процедуры:

- формирование и редакцию исходной информации;
- ввод и коррекцию статических поправок;
- получение составляющих в локальной (P.R.T) и пространственной системах координат;
- полосовую фильтрацию;
- восстановление амплитуд с использованием экспоненциальной зависимости;
- деконволюцию с шагом предсказания 2 мс с последующей корректирующей фильтрацией;
- селекцию волнового поля. Выделение полей падающих (P, S) и отраженных (PP, SS и PS) волн.
- параметризацию модели;
- корреляцию исследованных годографов P и S волн;
- расчет приведенного (к устью скважины и вертикали) вертикального годографа, а также средних, пластовых и интервальных скоростей продольных и поперечных волн;
- оценку поляризационных свойств записи;
- определение коэффициентов поглощения по опорной трассе и в целом записи ВСП;
  - расчет упругих параметров в форме:
  - комплексного параметра γ;
  - коэффициента Пуассона σ;
  - модуля сжатия κ;
  - модуля сдвига μ.
- ввод кинематических поправок и стратиграфических привязок границ в разрезе и увязку их с поверхностными наблюдениями;
- прогнозную оценку акустической жесткости ниже забоя скважины;
- прогнозную оценку продуктивности на базе САЭЭ-анализа.

Определение характеристик волнового поля и параметров модели среды.

Проведенные наблюдения ПМ ВСП обеспечили выделение и прослеживание не только продольных, но и обменных и поперечных волн, что существенно расширяет возможности прогнозной оценки свойств разреза за счет перехода от акустической к упругой модели среды, обеспечивающих возможность разделения эффектов, связанных с изменением пористости литотипа и с характером насыщения коллекторов.

Определение комплексных параметров и упруго-деформационных модулей среды проводилось по соотношениям:

$$\gamma=Vs/Vp; \qquad \sigma=(1-\gamma^2)/(2(1-\gamma^2));$$

где σ – коэффициент Пуассона, с использованием известных зависимостей коэффициента Пуассона от скорости Vp (Пузырева и Грегори), которые позволяют говорить о характере литотипа, его емкостных свойствах, характере насыщения.

Независимым параметром, который может быть использован для анализа и прогнозной оценки свойств разреза, является коэффициент поглощения. Изучение эффективного поглощения проводилось по спектру продольной волны, зарегистрированной на продольном ПВ на Z-составляющей, а также по наземным наблюдениям МОВ ОГТ с представлением результатов в форме схем, охватывающих исследуемый полигон для трех интервалов: надмайкопского, майкопского и подмайкопского. Прогноз акустической жесткости ниже забоя проводился с перекрытием интервала во вскрытой части разреза. Интервалы прогнозной оценки для каждой исследуемой скважины были индивидуальны.

СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ПРИВЯЗКА ВОЛН

Одной из основных задач наблюдений ВСП является стратиграфическая привязка границ в разрезе и увязка их с наземными наблюдениями. Эта процедура реализована с использованием спрямленного поля не только продольных восходящих волн, но и поперечных волн. Стратиграфическая привязка продольных волн с данными ГИС, расширенной параметризацией модели и фрагментами временных разрезов приведены ниже.

ГЕОСЕЙСМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для увязки данных скважинных и поверхностных наблюдений использовано также геосейсмическое моделирование, что позволяет проанализировать особенности формирования волновых пакетов для тонкослоистой модели среды и уточнить элементы привязки волновых пакетов к разрезу скважины. Моделирование волновых пакетов реализовано только для скважины 5рп, по которой был выполнен акустический каротаж. Моделирование выполнено для разноспектрального состава исходных сигналов с целью расширения представлений об изменениях волновых пакетов в подобных ситуациях. ►

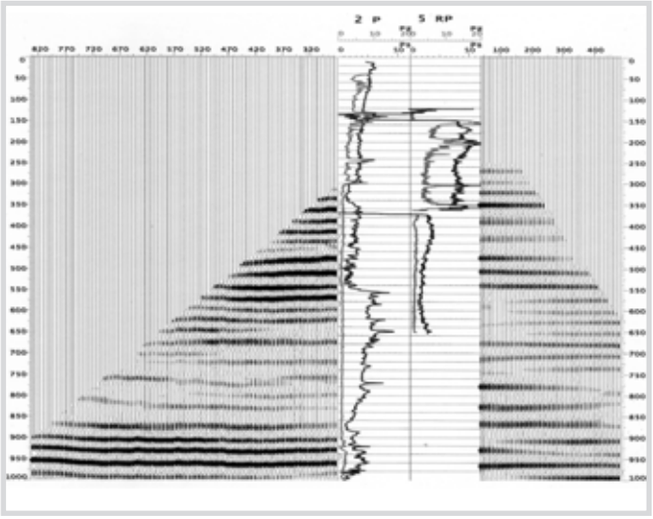


Рис. 3 Волновое поле ВСП по двум скважинам с данными ГИС

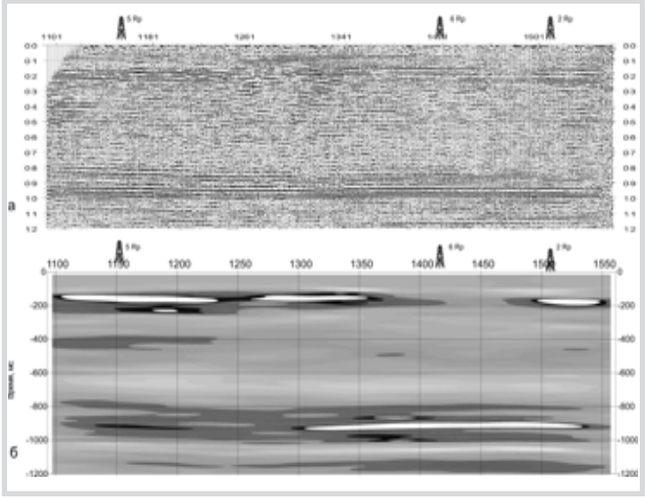


Рис. 5 Результат САЭЭ-анализа по профильным наблюдениям: а) исходный временной разрез; б) результат САЭЭ-анализа

Обработка наблюдений ВСП и МОВ ОГТ по технологии САЭЭ-анализа.

С целью проведения прямого прогнозирования газонасыщения исследуемого разреза наряду с технологией определения характеристик поглощения сейсмической записи была реализована качественно новая технология, ориентированная на выделение сейсмоакустических аномалий энтропийно-энтальпийного характера [4,5]. Причем эта обработка была реализована независимо для скважинных и наземных профильных наблюдений. Увязка их уже служит дополнительным критерием надежности и достоверности выделяемых аномалий, также как и сопоставление их с результатами динамического анализа, ориентированного на оценку поглощения сейсмической записи в различных интервалах геологического разреза.

4. КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ПМ ВСП И МОВ ОГТ

Комплексная интерпретация данных ПМ ВСП выполнена по всем четырем (2пл, 2рп, 5рп и 6рп) скважинам и ранее отработанным трем профилям МОВ ОГТ (40101, 40102 и 40106), проходящим через указанные скважины. Использование ряда нестандартных приемов обработки, имеющих различную физическую природу и математическую базу реализации в комплексе со скважинными поляризационными наблюдениями способствует повышению надежности и достоверности прямого прогнозирования газонасыщенных интервалов разреза, имеющих различную приуроченность. Первое – реализуется целый набор различных приемов регистрации и выделения не только продольных PP, обменных PS и поперечных SS-волн, обеспечивающих использование моно- и комплексных безразмерных параметров (γ и σ) среды. Второе – это оценка поглощающих свойств разреза для различных интервалов и спектральных диапазонов записи, которая для ситуаций продуктивного насыщения будет характеризоваться зонами аномального проявления фактора поглощения.

Третье – это использование технологии энтропийно-энтальпийного анализа (САЭЭ), ориентированной на выявление «прямых эффектов» продуктивного насыщения зон развития коллекторов, которая применена как к материалам ВСП, так и МОВ ОГТ.

ВОЛНОВОЕ ПОЛЕ ПО ДАННЫМ ПМ ВСП.

Для анализа волнового поля и последующего определения параметров среды были проанализированы фиксированные компоненты в локальной (PRT) и пространственной (23 составляющие) системах координат. Нисходящие и восходящие продольные, обменные и поперечные волны приведены к вертикали (т.е. к двойному времени отраженной волны), которые в сочетании с литолого-стратиграфическими колонками обеспечивают привязку этих отражений к границам в разрезе. В качестве примера дана стратиграфическая привязка продольных волн, регистрируемых в скважине и на дневной поверхности на Северо-Ставропольском ПХГ № 5рп (рис. 1) с расширенной параметризацией структуры поля.

Скважина 2пл характеризуется наибольшей глубиной, однако из-за влияния трубных волн качественный материал охватывает интервал только майкопских отложений до хадумских включительно. Здесь следует отметить, что запись сейсмической информации достаточно дифференцирована, а наиболее интенсивные составляющие волнового поля как продольных, так и поперечных волн приурочены к верхней и отчасти средней части майкопского комплекса, а также к границам хадума и эоцена. Наиболее интенсивные отражения приурочены к песчаникам в разрезе, но дифференцированный характер глинистой толщи майкопа также обуславливает формирование границ отраженных волн внутри этого комплекса.

Для скважины 5рп информация по верхней надмайкопской части разреза достаточно представительна. Однако наиболее интенсивные отражения приурочены к интервалу караган-чокракских и подстилающих их отложений, а также к интервалу хадум-эоценового комплекса, залегающего значительно ниже вскрытого интервала.

Из сопоставления стратиграфической привязки волновых полей продольных и поперечных волн очевидна их приуроченность к одним и тем же границам.

Структура волнового поля по скв. 2рп во многом сходна с характером предшествующей скважины 5рп, достаточно насыщена волнами различной природы и типов (PP, PS и др.). Характер волнового поля по скв. 6рп подобен вышеприведенным, хотя его анализ достаточно сложен из-за ограниченного интервала отработки скважины (~100 м) и только сгущением шага наблюдения до 2м обеспечено уверенное выделение продольных и поперечных волн. Необходимо отметить, что поперечные отраженные волны выделяются по всем отработанным скважинам весьма уверенно и их регистрация существенно повышает информативность зарегистрированных материалов не только с позиции выделения границ и привязки продольных и поперечных волн к одним и тем же отражающим границам, но и изучения параметров волнового поля и среды.

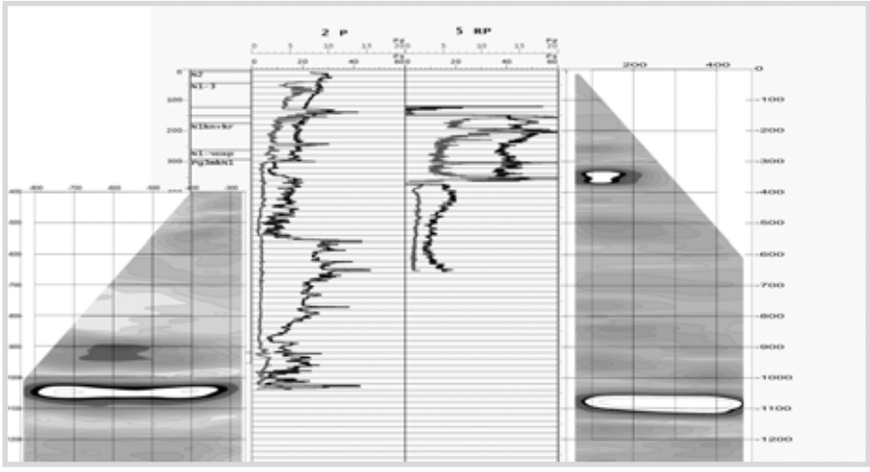


Рис. 4 Результат САЭЭ-анализа по данным ВСП

ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ МОДЕЛИ СРЕДЫ

По всем отработанным скважинам были изучены упругие параметры среды: скорости продольных и поперечных волн, поглощение и поляризация колебаний, а также упруго-деформационные характеристики разреза, в частности модули сдвига – μ, растяжения – κ, γ=Vs/Vp и σ – коэффициент Пуассона. Завершающим элементом являлось определение по продольным волнам эффектов сейсмоакустической энтропии и энтальпии, связанных с наличием газонасыщенных интервалов и обеспечивающих прямое прогнозирование флюидонасыщения в разрезе.

Сочетание этих параметров, их комплексное использование позволяет качественно по-новому оценить процесс интерпретации, включая также аспекты геодинамического анализа. Приведенный набор параметров [3] является оптимизированным, характеризующим разный тип волн, отражающих различие в информации, которую они несут: свойства литотипов и их емкостные качества, характер флюидонасыщения. Здесь определяющими служат комплексные параметры γ и σ с учетом существующих обобщений (Грегори и др.) σ=f(Vp) для различных литотипов насыщенного и ненасыщенного состояния. Парные сочетания монопараметров Vp и Vs, μ и κ, σ и γ и их комплексный анализ служат основой параметризации модели среды.

По скважине 2пл надмайкопский комплекс отложений отличается несколько сглаженными параметрами, что связано с выделением полезной информации на фоне трубных волн. Для интервала майкопских и подстилающих хадумских отложений приведенные графики по различным параметрам имеют достаточно дифференцированный характер, отражая изменения свойств в разрезе даже в преимущественно глинистых отложениях майкопа. Наличие границ в интервале майкопских отложений связано не только с изменением свойств литотипа, но и с изменением свойств и параметров отложений в рамках одного литотипа. Дополнением к этому являются данные ГИС и кернового материала. Сопоставление разных характеристик показывает, что переход к множественной оценке и комплексным параметрам – Vp и Vs, σ и γ, μ и κ и др. – позволяет выделить изменение свойств в разрезе в зависимости ►

от пористости и других факторов.Очевидно, что возможны различные количественные соотношения парных параметров. Поэтому ограничение их набора только данными Vp и Vs недостаточно. Целесообразно использование упруго-деформационных модулей среды, в частности, *к*, *μ* и комплексных безразмерных параметров *σ* и *γ*, которые дают наглядное разделение литотипов и состояние насыщения. Эффективность комплексного подхода показана по скважине 2пл в интервале майкопских отложений, которые можно разделить на две части: верхнюю – от уровня ~470 м до чокракского горизонта; нижнюю – от уровня хадумских отложений до 470 м.

Верхняя часть характеризуется определенным трендовым увеличением скорости и плотности с глубиной, что отражает особенности смены седиментационной обстановки относительно предшествующего (нижнего этапа), для которого характерно увеличение песчаной компоненты в верхней части (интервал глубин 650 – 480 м) вплоть до выявления коллекторов. В то же время вниз по разрезу увеличивается глинистая компонента при соответствующих изменениях ее свойств. Это вполне согласуется и с результатами поляризационных оценок.

Прогноз акустической жесткости ниже забоя скважины обеспечил совпадение прогнозных оценок в области перекрытия и позволил выявить особенности динамики хадум-эоценовых и подстилающих их отложений.

Скважина 5рп. Представленные материалы отражают изменение свойств пород в разрезе с учетом соотношения песчано-глинистых отложений, вариации которого соответствуют изменениям моно- и комплексных параметров, поляризационных свойств сигнала и поглощения в интервале караган-чокракских осадков. Характерным здесь является выделение высокоскоростного и уплотнённого пропластка по комплексным параметрам (рис. 1), который перекрывает песчаный пласт с аномальными свойствами газонасыщения, что согласуется с результатами САЭЭ-анализа.

В интервале майкопской толщи такого разделения, аналогичного скважине (2пл), не наблюдается, что, возможно, связано с более глубоким расположением зоны осложнения. В то же время дифференциация внутри вскрытой части майкопских отложений отмечается достаточно наглядно. Прогноз акустической жесткости ниже забоя скважины позволяет говорить о повышении их значений в интервале хадум-эоценовых отложений, что согласуется с данными прогноза по скв. 2пл, где к этому интервалу также приурочена САЭЭ-аномалия.

Скважина 2рп. Результаты параметрических определений отражают особенности терригенного песчано-глинистого разреза надмайкопской толщи. Разрез относительно низкоскоростной, характеризуется сменой палеоситуаций с изменением доли песчаной компоненты в интервале мамайского, караганского и чокракского комплексов отложений.

Непосредственно в интервале чокракских отложений следует выделить верхнюю глинистую уплотненную часть, соответствующую глубинам 220-230 м, и нижнюю – песчаную флюидонасыщенную часть, которая проявляется в упруго-деформационных модулях среды аналогично скв. 5 рп (рис. 1). Результаты САЭЭ–анализа обеспечивают выделение двух продуктивных интервалов газонасыщения, приуроченных к чокракским и хадумским отложениям, отражают состояние и согласуются с данными САЭЭ–обработки.

Скважина 6рп. Аналогичный набор параметрических оценок выполнен по этой скважине. Вариации свойств разреза хорошо отражаются в поляризационных характеристиках, скоростных и модульных оценках. Использование модульных характеристик, особенно модуля сдвига *μ*, дает более наглядную картину выявления песчаников и изменения их свойств по разрезу.

СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ПРИВЯЗКА

Развернутая картина стратиграфической привязки поверхностных наблюдений МОГТ по профилям 40102 и 40101 дана по результатам ВСП, представленных совместно с данными ГИС. Полученные результаты отражают характер стратиграфической привязки различных целевых интервалов и параметрических изменений в пределах исследуемого участка Пелагиадинской площади (рис. 1).

Совместная интерпретация параметрических характеристик надмайкопской толщи.

Совместное рассмотрение параметрической информации дается на основе корреляционных схем параметров, построенных относительно поверхности. На рис. 2 представлена корреляционная схема данных ГИС, которая отражает характер взаимного положения скважин относительно рельефа поверхности и особенности корреляции основных стратиграфических единиц данного интервала, поддающихся идентификации и корреляции. Это, прежде всего, чокрак-караганские комплексы отложений в интервале 145-240 м. (по скв. 2пл), а также вышележащие нижне- и среднесарматские образования в интервале глубин 60-145 м (по скв. 2пл) от поверхности рельефа.Указанный комплекс отложений имеет достаточно выдержанный характер, уверенно коррелируется с опорой на основные пласты коллекторов в разрезе.

Верхняя часть разреза имеет более сложный характер по своим свойствам и распределению мощностей.Флюидоупором для нижней части разреза являются криптомактровые слои. Опорными границами►

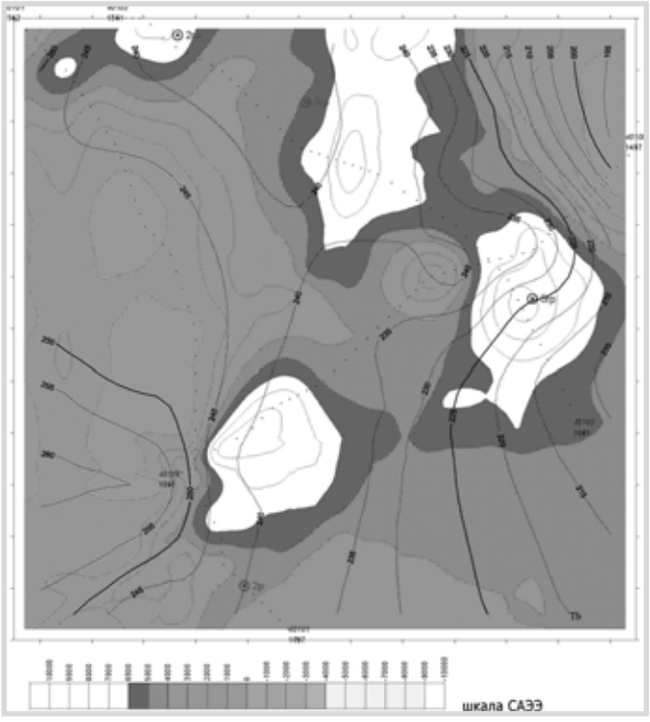


Рис. 6 Схема зон газонасыщения по чокракскому горизонту

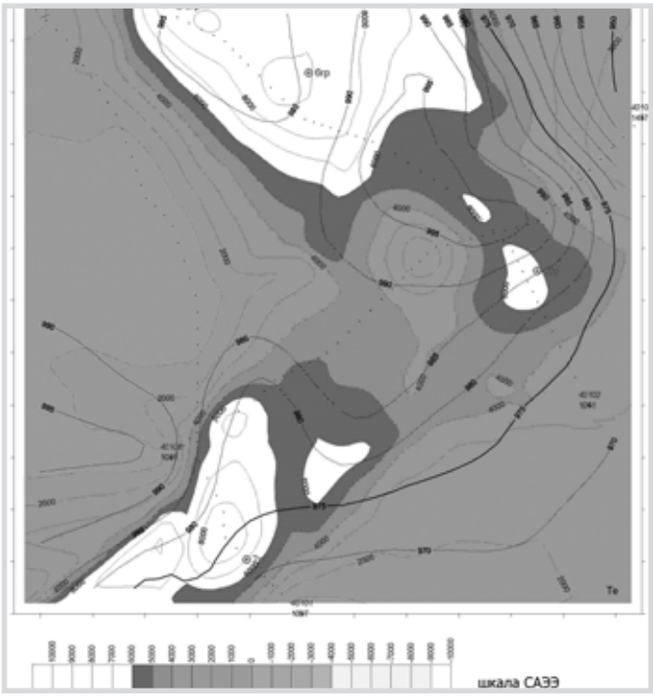


Рис. 7 Схема зон газонасыщения по палеогеновому интервалу разреза

корреляции для этого интервала являются коллекторы мамайского горизонта, а в нижней части интервала это коллекторы караганских отложений и чокрака, уверенно выделяемые по своим характерным особенностям.

Для оценки параметрических изменений рассмотрены корреляционные схемы интервальных скоростей продольных (Vp) и поперечных (Vs) волн, модулей сжатия (K) и сдвига (μ), комплексных параметров γ и σ.

Можно отметить, что распределение скоростей продольных и поперечных волн имеет несколько различный характер, что объясняется физикой распространения объемных и сдвиговых волн.

При этом очевиден более вариационный характер графиков скоростей продольных волн, т.к. они зависят от литотипа, его емкостных свойств и характера насыщения порового пространства, причем для разных литотипов скорости Vp могут сильно отличаться, но область распределения скоростей может существенно перекрываться, затрудняя возможность идентификации литотипа по значению скоростей.

Поведение скоростей поперечных волн определяется относительной независимостью ее значения от характера насыщения, т.е. скорость поперечных волн функционально зависит только от литотипа и объема порового пространства. Ввиду того, что модули сдвига для песчаников обладают большими значениями, то песчаные пласты будут характеризоваться более высокими величинами по отношению к глинистым образованьям. Совместное рассмотрение Vs и Vp модулей сжатия и сдвига выявляет общую тенденцию изменения этих параметров с глубиной, а локальные изменения соответствуют особенностям смен седиментационной обстановки и литофациального состава пород.

Переход от размерных монопараметров к безразмерным комплексным параметрам обеспечивает более четкую дифференциацию литотипов и характер их состояния, флюидонасыщения. Из построенных корреляционных схем очевидно, что в интервале надмайкопских отложений выделяется целая серия пластов-коллекторов, приуроченных преимущественно к интервалу от чокракского до мамайского горизонта. Наиболее представительными из них являются коллекторы чокракского возраста, реально продуктивно насыщенные в области скважин 5рп и 2рп. По-видимому, это в равной степени относится к скважине 6рп. По скважине 6рп над криптомактровыми слоями выделяются коллектор, но они имеют объединенный характер. Мощность газонасыщенных коллекторов чокрака увеличивается в районе скважины 2рп относительно 5рп и 2пл. При этом песчаники чокрака теряют свои свойства и не отражают фактора флюидонасыщения в районе скв. 2пл.

Прямое прогнозирование зон газонасыщения.

Прогнозная оценка флюидонасыщенных интервалов в разрезе эоцен-миоценовых отложений выполнена с использованием технологий оценки поглощения и САЭЭ-анализа по имеющимся материалам.

Оценка зон поглощения сейсмической записи.

Учитывая традиционные предпосылки для выявления зон флюидонасыщения через интегральные параметры сейсмической записи, представляемые в спектральной области, была реализована попытка оценки поглощения по наземным профильным наблюдениям. Данная технология реализована на базе кепстральных преобразований на профиле 40102, что обеспечило выявление характерных изменений в спектральном составе записи и распределении коэффициентов повышенного поглощения для определенных интервалов профиля

Последующая прогнозная оценка сводилась к схемным построениям распределений коэффициентов поглощения для трех интервалов: чокракской, майкопской и хадум-эоценовой толщи отложений. Это позволило выявить интервалы избирательно-повышенного поглощения, приуроченные к чокракским и хадум-эоценовым горизонтам. Для зоны развития майкопских отложений подобных аномальных проявлений не наблюдается.

ОЦЕНКА ГАЗОНАСЫЩЕНИЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ САЭЭ-АНАЛИЗА

Данная технология была использована с целью прямого прогнозирования флюидонасыщения по материалам скважинных и наземных профильных наблюдений.

На рис. 3 показаны сейсмограммы ВСП по продольным волнам, полученные по наблюдениям в скважинах 2пл и 5рп, а на рис. 4 представлены результаты САЭЭ-анализа для этих материалов, которые отражают интервалы выявленных аномальных газонасыщенных объектов.Последующая обработка по данной технологии была проведена по временным разрезам МОВ ОГТ (40101, 40102 и 40106). В качестве иллюстраций представлены исходный временной разрез ОГТ по профилю 040102 (рис. 5а) и материалы САЭЭ-анализа (рис. 5б), где уверенно выделяются два принципиальных интервала продуктивного насыщения. По результатам обработки всех трех профилей построены схемы распределения САЭЭ-аномалий для двух вышеуказанных интервалов (рис. 6 и 7).

Полученные результаты дают схематичное представление о выявленных зонах флюидонасыщения, которые неплохо согласуются с данными оценки поглощения, что существенно повышает достоверность прогноза.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных работ получены следующие результаты:

1. Изучено волновое поле, выделены продольные и поперечные волны, выполнена стратиграфическая привязка.
   Исследована скоростная модель среды для продольных и поперечных волн.
   Определены поляризационные и поглощающие свойства в разрезе.
2. Получена расширенная параметризация разреза на основе монокомплексных и упруго-деформационных характеристик разреза и выявлены их связи с литологией, петрофизикой и характером насыщения.
3. По данным ГИС построена модель по скв. 5рп, по которой реализовано геосейсмическое моделирование в разноспектральном представлении для увязки этих данных с поверхностными наблюдениями.
4. Проведена обработка скважинных и поверхностных наблюдений с целью оценки структуры волнового поля и его динамических параметров, а также для целей прогнозной оценки разреза и характера флюидонасыщения на основе технологии САЭЭ-анализа и поглощения отраженных PP-волн.
5. Представлена схема комплексной параметризации свойств геологического разреза на основе использования моно- и комплексных параметров сейсмической записи по скважинным (ВСП) и поверхностным (МОГТ) наблюдениям в сочетании с данными ГИС.

Показано, что увеличение базы параметров за счет определения упруго-деформационных модулей (κ, μ, λ и др.) и комплексных параметров (γ, σ) существенно расширяет возможности интерпретации в рамках решения обратных динамических задач сейсморазведки.

6. Проведена комплексная интерпретация результатов обработки скважинных и наземных наблюдений, которые позволили сделать вывод о наличии в разрезе двух газонасыщенных интервалов, для которых выполнены схемные построения, т.е. прямое прогнозирование флюидонасыщения обеспечивает мониторинг характера состояния ПХГ.

Рекомендации для последующих работ по изучению мониторинга ПХГ.

1. При изучении состояния ПХГ необходимо выполнение наблюдений ПМ ВСП в скважинах, которые обеспечивают вскрытие всего изучаемого (целевого) интервала исследуемого разреза с полноценным комплексом ГИС.
2. Комплексную технологию прогнозной оценки флюидонасыщения следует расширить за счет включения в опробованный комплекс прямого прогнозирования (САЭЭ-анализ и поглощение в комплексе с данными ПМ ВСП) также технологию «Петросейс», в варианте инверсии т-р сейсмограмм в параметры модели среды. Это позволит дать оценку характера петрофизических свойств разреза и их изменений в пределах изучаемого полигона с полной увязкой данных через параметры расширенной параметризации, приводимые по скважинным наблюдениям (Vp, Vs, κ, μ, γ, σ и другие).

Такой комплекс технологических средств обеспечит наиболее надежную и полноценную прогнозную оценку изучаемого объекта, а именно подземного газового хранилища. ■

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Территория деятельности территориально-производственного предприятия «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» расположена в северной части Ханты-Мансийского автономного округа. В настоящее время в разработке находятся 13 нефтяных месторождений. Из них два месторождения (Тевлинско-Русскинское и Ватьеганское) относятся к классу крупнейших. Месторождения характеризуются сложным геологическим строением, значительная часть остаточных запасов сосредоточена в низкопродуктивных прерывистых коллекторах.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГРП НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КОГАЛЫМСКОГО РЕГИОНА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.Н. ШАБАНОВ начальник отдела мониторинга разработки ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» г. Когалым

Первый ГРП в Когалымском регионе проведен на Повховском месторождении в 1989 году. К настоящему времени на месторождениях предприятия выполнено более 4 тыс. операций ГРП. Мероприятием охвачены все месторождения. Дополнительная добыча в прошедшем году с учетом ранее выполненных гидроразрывов составила 8,5 млн. т, что составляет четверть от всей добычи предприятия.

Масштабное применение гидроразрыва пласта свидетельствует, что этот метод признан как неотъемлемый и обязательный элемент разработки месторождений. В значительной мере роль ГРП определяется тем, что он может рассматриваться в качестве инструмента регулирования процесса разработки, эффективного способа управления выработкой запасов (рис.1).

Примером повышения эффективности использования запасов является вовлечение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов юрских залежей. В 80-90-е годы эксплуатация этих залежей была нерентабельной из-за очень слабого притока после освоения из бурения. Системное применение метода и проведение большеобъемных ГРП позволили в последние годы стимулировать объемы эксплуатационного бурения на месторождениях и осуществлять эффективную разработку юрских объектов. В 2006 году 30% объема всех мероприятий по ГРП приходится на эти объекты.

Историю эволюции области применения ГРП и технологии его проведения на месторождениях предприятия можно условно разделить на 4 этапа (рис.2).

Первый этап включает опытно-промышленные работы по освоению технологии ГРП (1989-1992 гг.) и начало его применения в промышленных масштабах на продуктивных объектах Когалымского региона. В этот период предприятие активно искало и выбирало подрядчика, способного проводить ГРП в условиях Крайнего Севера. Подрядная организация ООО «КАТКОнефть» сумела организовать массовые работы по проведению ГРП и подобрала оптимальную технологию его проведения.

Опытно-промышленные работы показали высокую эффективность гидроразрыва на Повховском месторождении. После проведения мероприятия приток в скважине увеличивается в 6 и более раз. Широкое распространение получил традиционный локальный ГРП с созданием трещин полудлиной всего 10-20 м. (рис.3). Основная задача ГРП этого периода – восстановление естественной продуктивности пласта, ухудшенной в процессе бурения и эксплуатации скважин. ►

Рис.1 Пример увеличения добычи на месторождении после масштабного проведения ГРП
Fig. 1 Example of increased production in an oil field after full scale application of the hydraulic fracturing

IMPROVING THE FORMATION HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY IN THE OIL FIELDS OF THE KOGALYM REGION IN WESTERN SIBERIA

A.N. SHABANOV
Chief of the Development Monitoring Department, «Kogalymneftegas» Territorial Production Enterprise, LLC «LUKOIL-Western Siberia»
City of Kogalym

The operational area of the «Kogalymneftegas» Territorial Production Enterprise, LLC «LUKOIL – Western Siberia», is located in the Northern part of Khanty-Mansi Autonomous Territory. At the present time 13 oil fields are being developed. Out of those, two oil fields, i.e. «Russkinskoe» and «Vatieganskoe» oil fields are referred to the class of major ones. Characteristic of these oil fields is the complicated geological structure, with most of the immovable oil reserves concentrated in the low productivity intermittent reservoirs.

The first Formation Hydraulic Fracturing to be carried out in the Kogalym Region was in the Povkhovskoe Oil Field in 1989. By the present time more than 4 thousand Formation Hydraulic Fracturing operations have been performed in the Enterprise's oil fields. Additional production last year, inclusive of the earlier performed formation hydraulic fracturing, amounted to 8.5 million tons which is a quarter of all the Enterprise's production.

The large scale use of the formation hydraulic fracturing is indicative of the fact that this method has been recognized to be an integral part and a mandatory element of oil field development. To a great extent, the role of the formation hydraulic fracturing is determined by the fact that it can be considered to be a tool which regulates the process of development, an effective method of controlling the production of reserves (Fig. 1).

The history of the evolution of the formation hydraulic fracturing application and the technology of its performance in the Enterprise's oil fields can be arbitrarily divided into 4 phases (Fig. 2). The first phase involves experimental and industrial work aimed at launching the formation hydraulic fracturing technology into use (1989-1992) and commencement of its industrial scale application to productive projects of the Kogalym region. During this period the Enterprise had been active in searching for and selecting a contractor who would be capable of carrying out formation hydraulic fracturing under the conditions of the Far North. ООО «КАТКОneft», a contractor organization, succeeded in organizing massive work to carry out formation hydraulic fracturing and in selecting the optimum technology of performing it.

The experimental and industrial work proved the high efficiency of formation hydraulic fracturing in the Povkhovsky oil field. After the operation the well stream increased 6 and more times. The conventional local formation hydraulic fracturing has become widely common involving creation of fractures with a half spacing of only 10-20 m (Fig. 3). The principal task of the formation hydraulic fracturing during this period was to restore the natural productivity of the formation which had deteriorated during the drilling process and well operation.

The high efficiency of the operation during this period was ensured by relatively high productivity of the reservoirs and low degree of reserves recovery. The well stock structure enabled acceptable candidates to be selected

for the operation. In the years of the first phase, 269 operations with an average efficiency of 14 tons per day were successfully carried out. Under the conditions of deteriorating stock structure, increasing percentage of the reserves concentrated in the medium and low penetration reservoirs, it became necessary to use the formation hydraulic fracturing to involve medium and low productivity projects into development. The conventional technology used in the lower productivity reserves did not produce acceptable results. It was required to change the technology of carrying out the formation hydraulic fracturing in favor of obtaining more extensive fractures and reducing the growing height of the fractures. The refinement of the formation hydraulic fracturing technology with such a focus began in 1996. The second phase of the formation hydraulic fracturing was the performance of conventional formation hydraulic fracturing for the purpose of restoring the productivity and the refinement of the process for involving medium and low productivity projects into development. In the years of the second phase a total of 738 formation hydraulic fracturing operations were carried out.

Massively conducted formation hydraulic fracturing operations in the areas with high density of oil reserves, exercise a noticeable influence on the development process. A typical example, illustrating the successful use of the technology during this period, was the large scale application of the formation hydraulic fracturing for the principal development project BV8 in the Povkhovskoe oil field.

The sedimentary complex of the BV8 in the Povkhovskoe oil field constitutes a kind of a mega lens. Within it, 8 clinoform entities have been identified. The existence of several clinoform entities, which took shape under the conditions of different hydrodynamic activity, causes filtration and capacity properties in the cross section as well as the fluid filtration speeds to be different, resulting in a different degree of recovery for each of the heterogeneity elements. In 1987, after completion of production drilling, recovery rates started rapidly to slow down due to depletion of the high productivity part of the reserves. Full scale use of the formation hydraulic fracturing enabled a drop in oil yield in the oil field to be stopped and recovery rates of medium and low productivity reserves to be accelerated. The well stock for the formation hydraulic fracturing with “contaminated” bottom-hole area was rapidly dwindling. Compliance with more stringent requirements to initial opening of productive formations, introduction of new types of perforators with deeply penetrating charges and the use of comprehensive acid treatments virtually ruled out the use of the formation hydraulic fracturing for restoration of the formation’s natural productivity in the wells, commissioned from drilling.

And in 2001 formation hydraulic fracturing got underway using improved technology which made it possible to create highly conductive fractures with a half-spacing of 30-50 m on an industrial scale in low productivity projects. In order to increase conductivity, coarser fractions of propping agent were introduced with the concentration of pumped in propping agent significantly increasing and reaching 1000-1200 kg/cubic m. The implementation of the improved technology allowed the application of formation hydraulic fracturing in the Enterprise’s oil fields to be extended. The method allowed the formations with low filtration and capacity properties and high intermittency of reserves to be drawn into active development. A case in point was the use of formation hydraulic fracturing in BS10-3 and BS11 projects in the Tevlinsko-Russkinskoe oil fields.

The formations are typified by unfavorable natural field and geological characteristics: thin-walled section, high intermittency and zone heterogeneity, existence of a high proportion of low permeability clay reservoirs in plan and in cross section. The formation’s reserves are concentrated in the reservoirs with the permeability between 3 and 30 mD. Performing hydraulic fracturing on the formation helped increase the oil yield and improve the conditions of reserves production. Base production in 2006 was exceeded 2.3 times for BS10-3 project and 5 times for BS11 project.

The experience in carrying out formation hydraulic fracturing in the Enterprise’s oil fields has shown that this method not only intensifies production but it also increases the oil recovery of a formation. The increased oil recovery by means of formation hydraulic fracturing is accounted for by greater displacement coverage of the section and area in an operational project. A hydraulically broken fracture, approximately a hundred meters long,

Внедрение усовершенствованной технологии позволило расширить область применения ГРП на месторождениях предприятия. Метод позволил вовлечь в активную разработку пласты с низкими фильтрационноемкостными свойствами и высокой прерывистостью коллекторов

Высокая эффективность мероприятия в этот период обеспечивалась относительно высокой продуктивностью коллекторов и низкой степенью выработки запасов. Структура фонда позволяла подбирать для мероприятия приемлемых кандидатов. Всего за годы первого этапа удалось провести 269 мероприятий со средней эффективностью 14 т/сут.

В условиях ухудшения структуры запасов, увеличения доли запасов, сосредоточенных в коллекторах средней и низкой проницаемости, появилась необходимость использования ГРП для вовлечения в разработку средне- и низкопродуктивных объектов.Традиционная технология на коллекторах более низкой продуктивности приемлемых результатов не давала. Требовалось изменение технологии проведения гидроразрывов в сторону получения трещин большей протяженности и снижения роста высоты трещин.

Отработка технологии ГРП в этом направлении началась с 1996 г. Второй этап ГРП – проведение традиционного ГРП для восстановления продуктивности и отработка технологии вовлечения в разработку средне- и низкопродуктивных объектов. Всего за годы второго этапа проведено 738 гидроразрывов.

Массовое проведение ГРП на участках с высокой плотностью запасов нефти оказывает заметное влияние на процесс разработки. Характерным примером успешного применения технологии этого периода является широкомасштабное применение ГРП на основном объекте разработки БВ8 Повховского месторождения.

Осадочный комплекс БВ8 представляет собой своего рода мегалинзу. В ее составе выделено 8 клиноформных тел. Наличие нескольких клиноформных тел, формировавшихся в условиях различной гидродинамической активности, обуславливает и различие фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и скоростей фильтрации флюидов и, соответственно, различие в степени выработки каждого из элементов неоднородности.

В 1987 году после завершения эксплуатационного бурения началось быстрое снижение темпов отбора, обусловленное выработкой высокопродуктивной части запасов. Масштабное применение ГРП позволило остановить падение добычи нефти на месторождении и увеличить темпы выработки средне- и низкопродуктивных запасов.

Фонд скважин для ГРП с «загрязненной» призабойной зоной быстро сокращался. Выполнение повышенных требований к первичному вскрытию продуктивных пластов, внедрение новых типов перфораторов с глубокопроникающими зарядами и применение комплексных кислотных обработок практически исключило использование ГРП для восстановления естественной продуктивности пласта на скважинах, введенных из бурения.

С 2001 г. начато проведение гидроразрывов по усовершенствованной технологии с возможностью создания высокопроводящих трещин полудлиной 30-50 м на низкопродуктивных объектах. Для увеличения проводимости были внедрены более ►

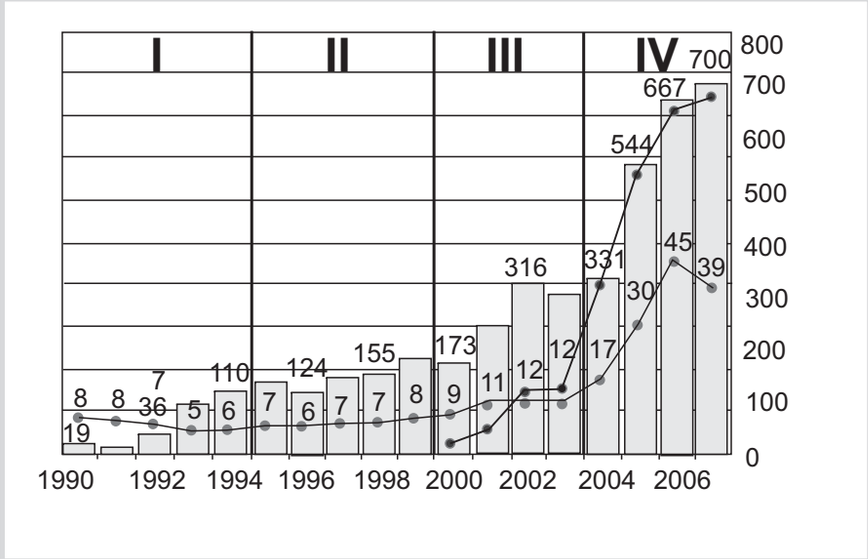


Рис.2 Историю эволюции области применения ГРП можно условно разделить на 4 этапа
Fig. 2 The history of the evolution of the hydraulic fracturing application can be arbitrarily divided into 4 stages

крупные фракции проппанта, концентрация закачиваемого проппанта значительно выросла – до 1000-1200 кг/м^3.

Внедрение усовершенствованной технологии позволило расширить область применения ГРП на месторождениях предприятия. Метод позволил вовлечь в активную разработку пласты с низкими фильтрационноемкостными свойствами и высокой прерывистостью коллекторов.

Опыт проведения ГРП на месторождениях предприятия показал, что этот метод не только интенсифицирует добычу, но и увеличивает нефтеизвлечение пластов. Увеличение нефтеотдачи за счет ГРП объясняется повышением охвата вытеснением по разрезу и площади эксплуатационного объекта. Трещина гидроразрыва длиной порядка сотни метров, расширяя зону дренирования скважин, настолько влияет на пласт, что это сопоставимо с уплотнением сетки скважин. Еще один механизм, способствующий повышению нефтеотдачи, состоит в возможном подключении трещиной к дренированию немобильных запасов нефти (застойные зоны, линзовидные структуры). Широкомасштабное использование метода ГРП позволило увеличить извлекаемые запасы, например, на Повховском месторождении на 42 млн. т (по результатам последнего пересчета запасов, 2005 г.).

Всего за третий период проведено 1036 гидроразрывов со средней эффективностью 15 т/сут. Основная задача ГРП этого периода – увеличение условий выработки прерывистых низкопродуктивных коллекторов, увеличение нефтеотдачи пластов.

Четвертый этап начинается с 2004 года и характеризуется началом системного проведения ГРП на добывающем и нагнетательном фонде, необходимость которого была вызвана снижением эффективности гидроразрывов добывающих скважин за счет ухудшения энергетики пласта в зоне дренирования. Для обеспечения высоких темпов отбора продукции необходимы сопутствующие мероприятия по поддержанию пластового давления, направленные как на увеличение приемистости, так и установление гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин.

Зачастую добиться необходимой приемистости нагнетательных скважин традиционными «кислотными» обработками и увеличением давления нагнетания не удается. Восстановить связь и поддержать пластовое давление возможно только проведением большеобъемного ГРП на нагнетательном фонде с созданием широких и протяженных трещин.

Для увеличения объема трещины существует только один метод – увеличение объема проппанта, закрепляющего трещину. В настоящее время проводятся мероприятия с полудлиной трещины 100 и более метров, при этом увеличение среднего расхода проппанта составило с 9.2 тонн на ГРП в 2000 году до 42 тонн в 2006 году (рис.4).

Для плотной упаковки и высокой проводимости увеличена концентрация закачиваемого проппанта до максимальных 1700 кг/м^3, внедрены закачки крупных высокопрочных фракций проппанта 10/14, что, с одной стороны, ужесточило требования к качеству перфорационных каналов и подготовке скважин к мероприятию. А с другой стороны, эта технология позволяет достичь высоких результатов, сопоставимых с ранним периодом, когда ГРП проводился на коллекторах более высокой продуктивности и низкой степени выработки запасов. ►

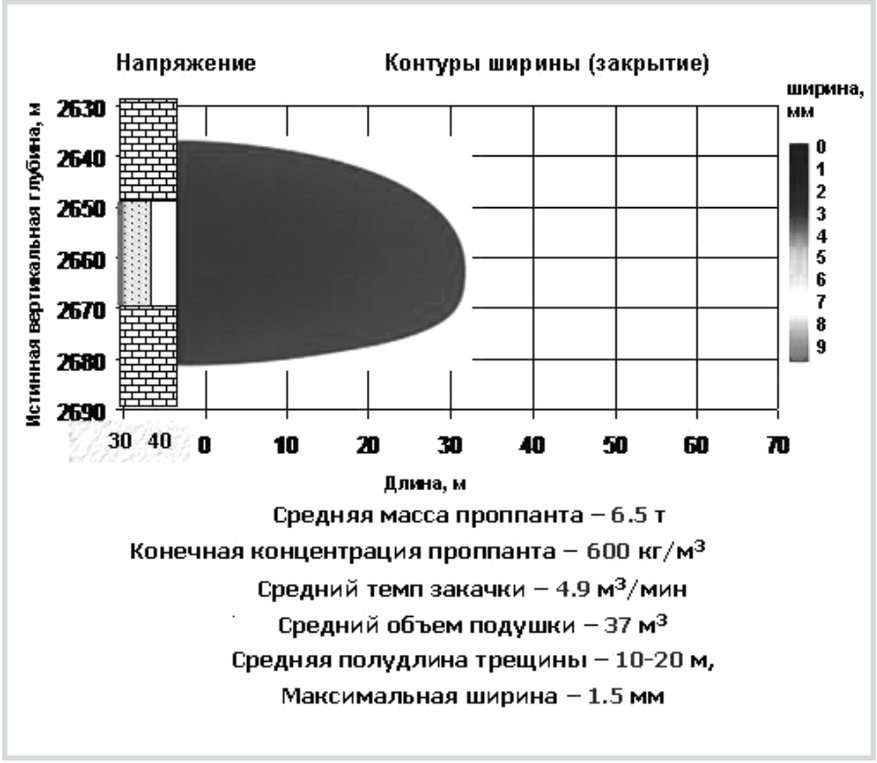


Рис. 3 Дизайн полукрыла трещины ГРП на первом этапе эволюции ГРП
Fig. 3 Design of the fracture half wing created by the hydraulic fracturing at the first stage of the evolution

while expanding the well drainage area, has such an impact on the formation that this is comparable to downspacing. Another mechanism, facilitating increased oil recovery, consists in connecting the fracture to the drainage of immovable oil reserves (stagnant areas, lens like structures).

During the third period, a total of 1036 hydraulic fracturing operations with an average efficiency of 15 tons per day, were carried out. The principal aim of the hydraulic fracturing during this period was to increase the conditions for production of intermittent low productivity reservoirs, to increase oil recovery of the formation.

The fourth phase began in 2004 and marked the beginning of systematic hydraulic fracturing of formations in the output well stock and injection well stock which was necessitated by reduced efficiency of hydraulic fracturing on output wells as a result of deteriorated energy of the formation in the drainage zone. To ensure high rates of product extraction, support measures are necessary to maintain formation pressure, aimed at both increasing intake rate and establishing a hydrodynamic connection between output and injection wells. It is not often possible to achieve required intake rate on the injection wells by means of conventional «acid» treatments and by increasing the injection pressure. To restore the connection and to maintain the formation pressure is only possible by carrying out high volume hydraulic fracturing of formations on the injection well stock and creating wide and long fractures. There is only one method of increasing the volume of the fracture, which is to increase the volume of propping agent that fortifies the fracture. Operations are currently carried out with fracture half-spacing of 100 and more meters while an increase in average use of propping agent amounted to between 9.2 tons for hydraulic fracturing in 2000 and 42 tons in 2006 (Fig. 4). For closer compaction and high conductivity, the concentration of the injected propping agent was increased to the maximum level of 1700 kg/cubic m, injections of large high strength fractions of propping agent 10/14 were introduced which, on the one hand, tightened up the perforation tunnel quality requirements and the quality requirements to the preparation of the wells for the operation. On the other hand, this technology allows better results to be achieved, comparable to the earlier period when hydraulic fracturing of the formations was carried out on the reservoirs with higher productivity and lower degree of reserves depletion.

These special features of hydraulic fracturing also allow it to be considered as a method of profitably developing low permeability reservoirs and as a tool for controlling production of commercial reserves and drawing non-commercial reserves into development.

We can refer to the results of the work on the wells of the Tevlinskoe-Russkinskoe oil fields as an example of successful hydraulic fracturing in the projects with extremely low reservoir properties. Thus, for instance, in well No.8124 after hydraulic fracturing, an oil influx was obtained from the interval which had not been even identified as a reservoir. Evidence of obtaining, after hydraulic fracturing, industrial oil influxes from sub-standard formations also leads one to believe that there is potential to be tapped in order to increase oil reserves. Production of the reserves in the high output intervals and increasingly water cut product in the wells made it necessary to expand the use of selective hydraulic fracturing. The hydraulic fracturing technology as combined with water insulation in the Enterprise's oil fields has been in quite wide use since 2003. In 2006 165 such hydraulic fracturing operations were performed.

First of all, limitations are imposed on the height of the fracture which is not allowed to involve water saturated intervals, cut off from the productive interval by low capacity or low strength partition barriers. While in heavily disjointed, low permeability formations, it is required that a fairly wide fracture should be created to ensure that it remains conductive for a long time. The sizes and the conductive properties of the fractures produced by hydraulic fracturing of formations are controlled by selecting appropriate technologies among which one should mention various screen setting technologies of the hydraulic fracturing process, the use of fracturing fluids of ClearFrac type. More complicated methods relating to organization of mechanical obstacles to fracture growth in terms of height are aimed at creating artificial barriers, in addition to natural ones, at the bottom of the productive interval. The technology is relevant to low permeability formations with bottom water.

In the method of multi-stage hydraulic fracturing of the formations, a well is treated in two or more stages.

During the first stage the hydraulic fracturing is carried out at a low feed rate of low viscosity fluid. Then at the second stage, the hydraulic fracturing proper takes place during which the downward development of the fracture is impeded by the close compaction of propping agent created at the previous stage.

Referred to the screen setting technologies is also the preliminary (prior to hydraulic fracturing of the formation) driving into the formation of clay or polymer compositions. After driving 40-80 cubic m, there is a delay followed by hydraulic fracturing. The process with preliminary injection of clay solution is widely used on water cut projects of the «Kogalymneftegas» Territorial Production Enterprise.

In the wells, after performing selective hydraulic fracturing, in the case of successful squeeze cementing work, the water cut content is normally reduced. The effect is more significant for intermittent reservoirs. Thanks to this technology, one can also carry out effective hydraulic fracturing on the wells with water cut content of more than 90%. By injecting a flow diverting screen and hydraulic fracturing, one succeeds in changing the influx profile significantly and in reducing the water cut content of the product.

The Enterprise is in constant quest of new technologies for testing out on projects with insignificant clay bridge barriers between the productive and water saturated formations. The standard technologies lead to the bursting of bridge barriers and the flooding of the wells. This year, for the purpose of preventing the fracture created by hydraulic fracturing from growing in terms of height, a process involving the use of high viscosity non-polymer fluid Clear Frac in well No.3051 of the Vatyegansky oil field was tested. A fracture formed which could not have been created using the conventional hydraulic fracturing technology.

Another example illustrating increased efficiency in the use of reserves is the drawing into active development of the difficult-to-extract Jurassic deposits whose production in the 1980s and 1990s was unprofitable due to a very weak oil influx or its total lack. Systematic application of the method and performance of large volume treatments have, in recent years, allowed a large amount of production drilling in the oil fields to be encouraged and Jurassic projects to be effectively developed. In 2006, 30% of the total volume of all the hydraulic fracturing operations was accounted for by such projects. A total of 1814 hydraulic fracturing operations with an average efficiency of 13 tons per day were carried out during the years of the fourth stage. The aim of the hydraulic fracturing of the fourth stage is to increase the oil yield of the formations in the oil fields which are at a later phase of development, both by involving into development poorly drained zones and intervals in the projects with a high degree of reserves depletion and involving into development low permeability, heavily disjointed projects. Despite the fact the structure of reserves, the well stock and the projects for conducting the hydraulic fracturing were changed for the worse every year, the efficiency of the methods has remained high for 17 years due to an ongoing search of and securing new process solutions and technologies, maximum adaptation to the mining and geological conditions of the productive projects (Fig. 5).

An graphic example of this is the Povkhovkoe oil field. By now practically all the stock of output wells of the principal development project (BV8) has become evenly covered by the hydraulic fracturing. Ongoing improvement of the hydraulic fracturing technology, both with consideration given to actual data and developments for use going forward, allows volumes of hydraulic fracturing application to be increased, including on the stock of wells which were previously considered to lack any prospects. A total of 1703 wells/operations were carried out. In 2006 already, out of 206 hydraulic fracturing operations, 40% was carried out repeatedly and 3% - for a third time. In 2007 the percentage of repeated hydraulic fracturing operations amounted to more than 50%. Full scale use of the hydraulic fracturing method has allowed oil production to be stabilized during 10 years and extraction of reserves in the Povkhovskoe oil field to be increased by 42 million tons (according to the last count of reserves, 2005).

Conclusions:

The solution to the complex and important problem of developing hydrocarbons in low permeability reservoirs is a full scale use of formation hydraulic fracturing. The hydraulic fracturing of formations is one of the most effective and common methods of developing and producing the reserves from low productivity reservoirs.

Выработка запасов высокопродуктивных интервалов и увеличение обводненности продукции скважин определили необходимость увеличения применения селективных ГРП. Технология ГРП в сочетании с водоизоляцией на месторождениях предприятия достаточно широко используется, начиная с 2003 г. В 2006 году было выполнено 165 таких гидроразрывов.

При проведении селективных ГРП налагаются ограничения на высоту трещины, которая не должна захватывать водонасыщенные интервалы, отделенные от продуктивного интервала маломощными или слабо прочными перемычками-барьерами. А в сильно расчлененных, слабопроницаемых пластах требуется создать достаточно широкую трещину, чтобы обеспечить длительное сохранение ее проводимости.

Управление размерами и проводящими свойствами трещин ГРП осуществляется путем подборки соответствующих технологий, среди которых следует выделить различные экраноустанавливающие технологии ГРП, применение жидкостей разрыва типа ClearFrac

К экраноустанавливающим технологиям относится также предварительная (до ГРП) продавка в пласт глинистых или полимерных композиций. После продавки 40-80м^3 производится выдержка, затем выполняется ГРП. Технология с предварительной закачкой глинистого раствора широко применяется на обводненных объектах ТПП «Когалымнефтегаз».

На скважинах после проведения селективного ГРП обводненность, как правило, снижается. Эффект наиболее значителен для прерывистых коллекторов. Благодаря данной технологии удается проводить эффективные ГРП и на скважинах с обводненностью более 90%.

Предприятие постоянно проводит поиск новых технологий и их опробование на объектах с незначительными глинистыми перемычками между продуктивным и водонасыщенными пластами. Стандартные технологии приводят к прорыву перемычек и обводнению скважины. В 2007 году для предотвращения роста трещины ГРП в высоту опробована технология с применением высоковязкой неполимерной жидкости Clear Frac на скважине №3051 Ватьеганского месторождения. Создана трещина, которую невозможно выполнить применением обычной технологии ГРП.

Всего за годы четвертого этапа проведено 1814 гидроразрывов со средней эффективностью 13 т/сут. Задача ГРП четвертого этапа – увеличение нефтеотдачи пластов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, как за счет вовлечения в разработку слабодренируемых зон и интервалов в объектах с высокой степенью выработки запасов, так и вовлечение в разработку низкопроницаемых, сильнорасчлененных объектов.

Несмотря на то что структура запасов, фонд скважин и объекты проведения ГРП ежегодно менялись в сторону ухудшения, ►

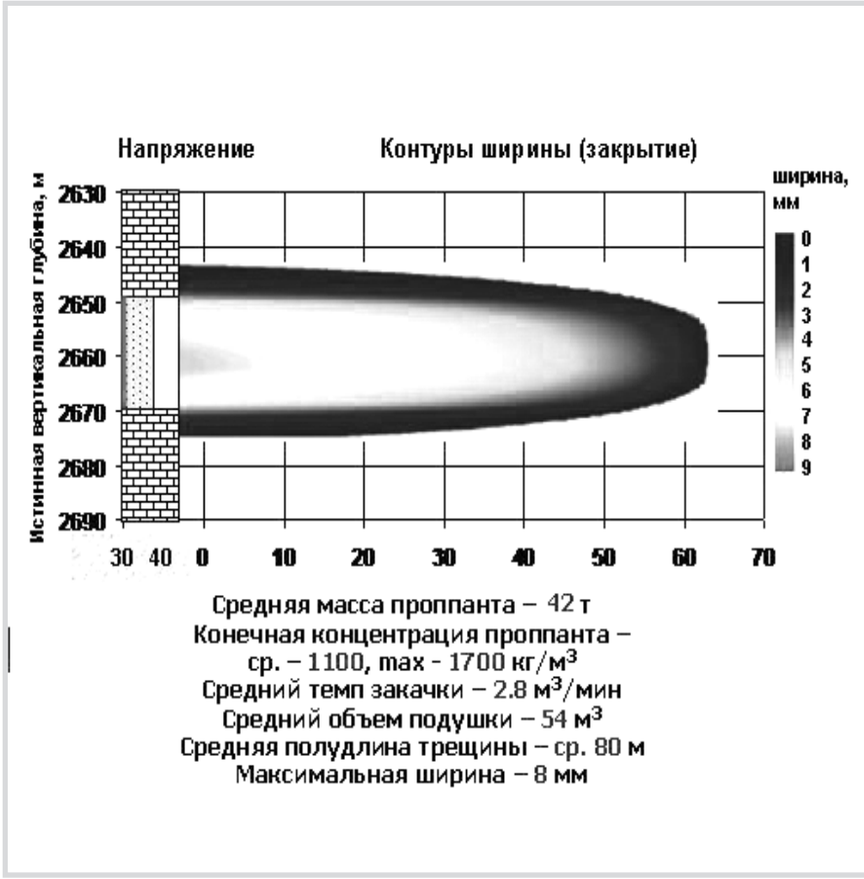


Рис. 4 Дизайн полукрыла трещины ГРП на четвёртом этапе эволюции ГРП
Fig. 4 Design of the fracture half wing created by the hydraulic fracturing at the fourth stage of the evolution

эффективность метода на протяжении 17 лет остается высокой за счет постоянного поиска и привлечения новых технологических решений и технологий, максимальной адаптации к горно-геологическим условиям продуктивных объектов (рис.5).

ВЫВОДЫ:

Решением сложной и важной задачи разработки углеводородов в низкопроницаемых коллекторах является широкомасштабное проведение ГРП.

ГРП является одним из наиболее эффективных и широко распространенных методов разработки и выработки запасов из низкопродуктивных коллекторов.

Основой успешного применения ГРП в масштабных объемах является привлечение новых технологических решений и технологий, максимальная адаптация к горно-геологическим условиям продуктивных объектов.

На месторождениях предприятия в ближайшие годы ГРП останется ведущим мероприятием повышения нефтеотдачи пластов. Разработка многих залежей и месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в ТПП «Когалымнефтегаз» не рентабельна без мероприятий по проведению ГРП.

Совершенствование технологии показывает успешное применение метода и на поздних стадиях разработки с высокой обводненностью продукции скважин. Основная часть вводимых из бурения скважин будет продолжаться с применением ГРП, поэтому значимость мероприятия будет только повышаться.

Совершенствование технологии ГРП в ближайшем будущем предполагается по следующим направлениям:

- увеличение проводимости трещины, качественное закрепление трещины, уменьшение роста трещины в высоту;
- переход на новые типы гелей, обеспечивающих максимальную остаточную проводимость и «чистоту» трещины;
- совершенствование технологий селективного ГРП на высокообводненных скважинах;
- масштабное применение новых технологий ГРП на вводимых запасах из бурения с крайне низкими коллекторскими свойствами.

Таким образом, совершенствование разработки с применением ГРП позволяет продлить рентабельную разработку залежей нефти с истощенными запасами и эффективно вводить в разработку новые месторождения и запасы, считавшиеся раннее некондиционными. В начальный период проведения ГРП на средне- и высокопроницаемых коллекторах метод применялся исключительно для интенсификации притока. В последние годы после перехода на глубокопроникающие технологии ГРП на трудноизвлекаемых запасах метод становится прогрессивной технологией нефтеотдачи пластов и играет существенную роль в управлении процессами разработки месторождений. ■

The basis for successful application of formation hydraulic fractu ring in full scale volumes is resorting to new technological solutions and processes, maximum adaptation to mining and geological conditions of the productive projects.

In the Enterprise's oil fields in the next few years the hydraulic fracturing of formations will continue to be a leading operation that ensures increased oil recovery from the formations. Development of many deposits and oil fields with low permeability reservoirs is not profitable at the «Kogalymneftegas» Territorial Production Enterprise without conducting hydraulic fracturing operations.

Improved technology exhibits successful application of the method also at subsequent stages of development with high water cut content of the well product. Most of the wells commissioned from drilling will be continued with the use of hydraulic fracturing, therefore the importance of the operation will only be further increased.

In the near future the technology of hydraulic fracturing is expected to be improved along the following lines:

- increasing the conductivity of the fracture, high quality strengthening of the fracture, reducing the fracture growth in terms of height,
- transitioning to new types of gels ensuring maximum residual conductivity and the fracture «cleanliness»,
- full scale use of new technologies of hydraulic fracturing on the reserves commissioned from drilling with extremely low reservoir properties.

Therefore, improvement of development with the use of hydraulic fracturing makes it possible to extend the profitable development of oil deposits with exhausted reserves and effectively introduce into development new oil fields and reserves which had previously been considered to be sub-standard. During the initial period of hydraulic fracturing on medium and high permeability reservoirs the method was exceptionally used to intensify the oil influx. In recent years, after transfer to deeply penetrating technologies of hydraulic fracturing on difficult-to- extract reserves, the method has become an advanced technology of oil recovery from formations and has been playing a prominent role in controlling the processes of oil field development.

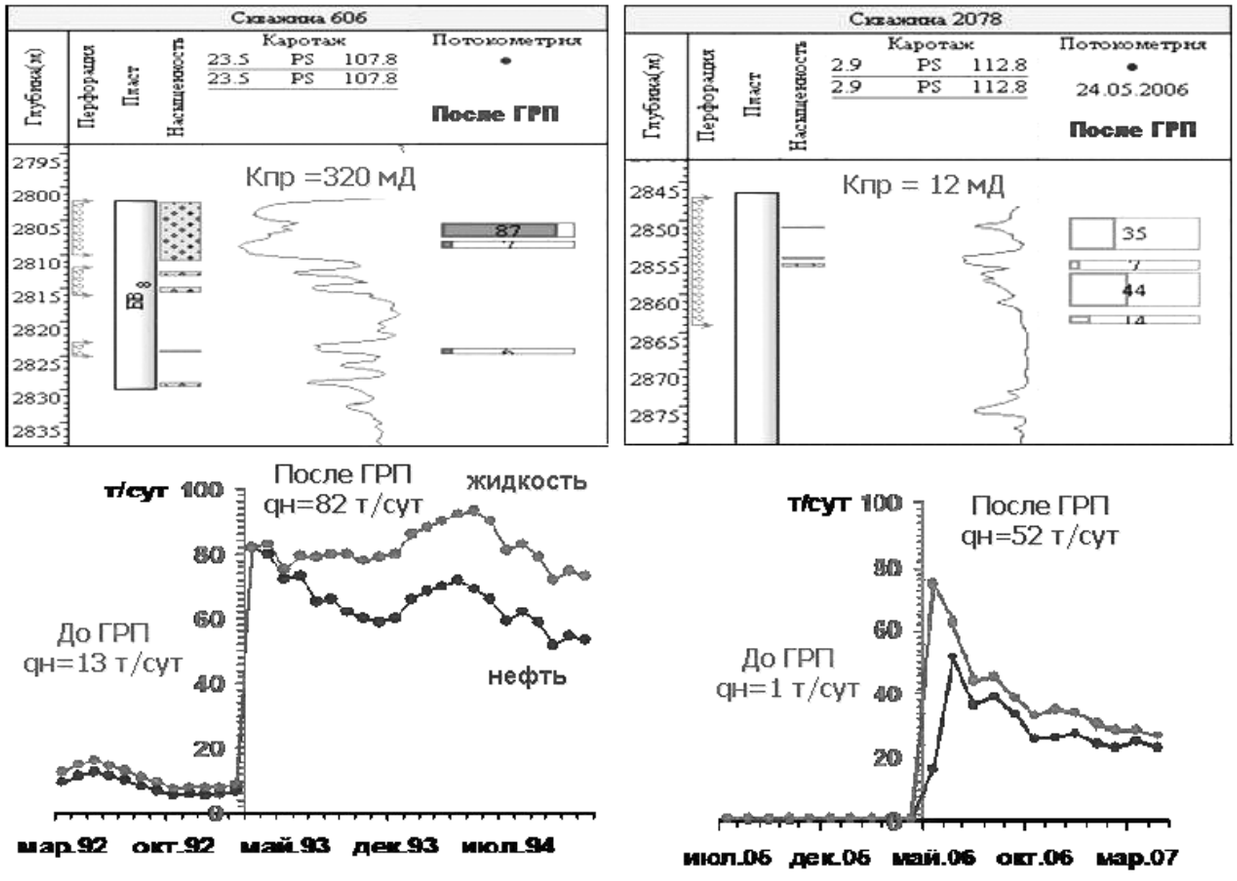


Рис.5 Совершенствование технологии ГРП позволяет получить сопоставимые результаты на скважинах с гораздо худшими коллекторскими свойствами

Fig. 5 Improvement of the hydraulic fracturing technology allows comparable results to be obtained on the wells with considerably worse reservoir properties

ЭНЕРГЕТИКА
ENERGY

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №5/Н^{Э} ОКТЯБРЬ 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.

ЭКСПОЗИЦИЯ

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

В статье описаны фундаментальные принципы работы и усовершенствованные функции электромагнитных расходомеров серии ADMAG AXF, в том числе улучшение линейных характеристик при измерении расхода и уменьшение разброса характеристик различных расходомеров за счёт моделирования магнитной цепи, функции диагностики загрязнения электродов и полный матричный ЖК-дисплей, показывающий, какие действия необходимо предпринять при возникновении неисправности.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ РАСХОДОМЕРЫ YOKOGAWA

О. ЁШИКАВА
Н. ШИКУЙЯ
Т. АРАИ
Х. ОХТА
Т. ТАНАКА
С. ТАНАБЕ
А. РЕШЕТОВА
А. ИЛЬЕВСКИЙ
г. Москва

ВВЕДЕНИЕ

Ещё в 1988 году компания Yokogawa начала производство электромагнитных расходомеров серии ADMAG, которые обладали повышенной стойкостью к шуму взвеси и высокой стабильностью нуля, что обеспечивалось уникальным методом двухчастотного возбуждения – результатом непрерывного усовершенствования технологий измерения расхода.

В настоящее время к расходомерам предъявляются повышенные требования надежности, точности и простоты обслуживания ввиду различного рода технологических усовершенствований в системах производства, развития многономенклатурного малосерийного производства и других факторов.

По вышеуказанным причинам Yokogawa представляет новейшую серию ADMAG AXF, обладающую улучшенной производительностью, функциональностью и удобством для пользователя.

В данной статье представлены основные функциональные возможности и принципы работы электромагнитных расходомеров серии AXF (рис.1).

ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

Улучшенная производительность и характеристики:

1. Усовершенствованное двухчастотное возбуждение. Повышенная стойкость к шуму, генерируемого взвесями и минимальная измеряемая проводимость 1 мкСм/см.
2. Высокочастотный импульсный выход. Частота 10 кГц.

Удобство для пользователя:

1. Полный матричный ЖК-дисплей с подсветкой.
2. Возможность ввода установок с наружной части корпуса с помощью инфракрасных детекторов.
3. Более простое обслуживание с функцией оценки загрязнения электродов и возможностью замены электродов.

Широкий ряд моделей:

1. Вариант исполнения с монтажом на сверхмалом фланце.
2. Варианты санитарного исполнения с увеличенным размером и различными типами подключения.

ПРИНЦИП РАБОТЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ РАСХОДОМЕРОВ

Принцип измерения электромагнитных расходомеров заключается в следующем:

(Рисунок 2): Когда проводящая жидкость протекает со скоростью v через трубку диаметром D, внутри которой с помощью катушки возбуждения создаётся напряженность магнитного потока B, возникает электродвижущая►

Рис.1 Электромагнитные расходомеры серии ADMAG AXF
Fig. 1 ADMAG AXF Series

The article describes the fundamental principles of operation and the improved functions of the electromagnetic flow meters, Series ADMAG AXF, including the upgrading of the linear characteristics in flow measurements and reduction of the characteristics spread for different flow meters by modeling the magnetic circuit, diagnostics functions for electrode contamination and a full matrix liquid crystal display which indicates what actions need to be taken when a fault happens.

YOKOGAWA ELECTROMAGNETIC FLOW METERS

INTRODUCTION

As early as 1988, the Yokogawa company began production of electromagnetic flow meters, series ADMAG, which were highly resistant to suspension noise and had high stability of zero which was ensured by a unique method of double frequency excitation and which were the product of continuous improvement of the flow measurement technologies.

At the present time, more stringent requirements are applied to the flow meter reliability, accuracy and simplicity in service due to various types of technological improvements in production systems, development of multi-product mix and small series production and other factors.

For the reasons described above, Yokogawa presents the newest range of ADMAG AXF which feature improved productivity, functionality and convenience for the user.

This article sets out the key functional capabilities and operating principles of the electromagnetic flow meters, series AXF (Fig. 1).

Improved productivity and characteristics:

1. Upgraded double frequency excitation.
2. Enhanced resistance to noise generated by suspensions and minimum measured conductivity 1 mcCm/cm
3. High frequency pulse output
4. Frequency 10 kHz

User convenience

1. Full matrix liquid crystal display with lighting
2. Entering settings from the outside part of the casing using infra-red detectors.
3. Simplified service with a feature allowing electrode contamination to be evaluated and electrodes to be replaced.

Broad model line:

1. Execution option with installation on extra small flange
2. Sanitary execution options with enlarged dimensions and various types of connections

DEVELOPMENT OF THE MAGNETIC CIRCUIT FOR 160-HZ EXCITATION

The double frequency excitation is a unique method devised by Yokogawa which allows the resistance to noises and the speed to be increased by means of the high frequency component as well as the stability of the zero to be enhanced by superimposing high frequency and low frequency excitation signals. Suspensions and liquids with high electric conductivity possess the so called 1/f – characteristic when for low frequencies there is a high level of noises and visa versa as shown in Figure 3. Thus, it is evident that high frequency excitation produces signals with low noise level b and high value of signal-to-noise ratio. Taking advantage of this noise characteristic, resistance to suspension noise was significantly increased in the electromagnetic flow meters, series ADMAG AXF, by means of almost double increase in the frequency for high frequency double frequency excitation, compared to previous series (Ref. Figure 4). This method allows readings to be taken of the liquids with the conductivity of 1 mcCm/cm.

Usually, in the electromagnetic flow meter, the excitation tube is located inside the core (Ref. Figure 4) subjected to the effect of the eddy currents. In the ADMAG AXF series there is no core (Ref. Figure 5) which makes it possible to improve twice or more the frequency characteristics of the magnetic circuit (Ref. Figure 5).

ELECTRODE CONTAMINATION DIAGNOSTICS

Electromagnetic flow meters are used in various applications, including their use with sticky impurities, which may cause the electrodes to be contaminated and lead to inaccurate readings. In order to resolve this problem, the electromagnetic flow meters, series AMAG AXF, are equipped with the function which allows electrode contamination to be assessed. Figure 6 illustrates the circuit diagram for electrode contamination diagnostics. The level of contamination is assessed by measuring the resistance between the electrode and the grounding ring. For that purpose, an extra small square current pulse is transmitted from the electrode to the grounding ring in order to measure the resistance. The frequency at which the pulses are repeated is synchronized with the even multipliers of flow signal frequencies. When flow signals are processed, the frequency, at which the pulses are repeated, is neutralized and does not impact the values used for flow calculation. And the other way around, when contamination diagnostics signals are processed, the flow signals are neutralized which does not affect the diagnostics results. Such a procedure of processing the signals enables the electrode contamination diagnostics to be performed even during the flow measurement (Ref. Figure 7).

The degree of contamination is evaluated for four levels based on pre-determined settings. Figure 8 shows an example of the results of contamination evaluation which allows contamination increase to be graphically displayed. A warning corresponds to Level 3 and there is a possibility of outputting an appropriate discrete signal.

Despite the fact that the criteria for contamination level evaluation are set by the manufacturer, they can be changed by the user depending on concrete application.

POSSIBILITY OF REPLACING ELECTRODES

Normally when the surface of the measuring tube electrodes becomes contaminated, their cleaning requires that the measuring tube be removed from the pipeline. In the electromagnetic flow meters, series ADMAG AXF, such parts (Figure 9) as the sealing ring, electrode, spring, washers and the electrode tip, are incorporated into a single module with a stopper ring which speeds up the removal of the electrode module without requiring its disassembly. That allows the surfaces of the electrodes to be cleaned from contamination, without requiring that the flow meter be removed from the pipeline. The electrode seal is a ring from fluorine containing rubber which prevents the liquid from leaking even when pressures are applied to the electrode which exceed three times the maximum permissible pressures, as per the technical specification, within the

сила E, пропорциональная скорости v:

E = αBvD;

Расход Q = kv = k'E.

РАЗРАБОТКА МАГНИТНОЙ ЦЕПИ ДЛЯ 160-ГЦ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Двухчастотное возбуждение – это уникальный метод, разработанный Yokogawa, который позволяет увеличить стойкость к шумам и быстродействие за счет высокочастотной составляющей, а также повысить устойчивость нуля за счёт наложения высокочастотных и низкочастотных сигналов возбуждения. Взвеси и жидкости с высокой электропроводностью обладают так называемой 1/f – характеристикой, когда для низких частот имеет место высокий уровень шумов и наоборот, как показано на рисунке 3. Таким образом, очевидно, что высокочастотное возбуждение производит сигналы с низким уровнем шума b и высоким значением отношения сигнал/шум. Используя преимущества данной шумовой характеристики, в электромагнитных расходомерах серии ADMAG AXF была значительно увеличена стойкость к шуму взвеси за счёт почти двукратного увеличения частоты для высокочастотного двухчастотного возбуждения, по сравнению с предыдущими сериями (см. рисунок 4). Данный метод позволяет выполнять измерения для жидкостей с проводимостью 1 мкСм/см.

Обычно в электромагнитных расходомерах трубка возбуждения находится внутри сердечника, повергающегося воздействию вихревых токов. В серии ADMAG AXF сердечник отсутствует, что позволяет значительно – вдвое и более – улучшить частотные характеристики магнитной цепи.

ДИАГНОСТИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ЭЛЕКТРОДОВ

Электромагнитные расходомеры используются в разнообразных применениях, в том числе с липкими примесями, что может привести к загрязнению электродов, и тем самым к неточным измерениям. Для решения данной проблемы электромагнитные расходомеры серии ADMAG AXF оснащены функцией, позволяющей выполнять оценку загрязнения электродов. Показана принципиальная схема диагностики загрязнения электродов. На рисунке 5 показана принципиальная схема диагностики загрязнения электродов. Оценка уровня загрязнения выполняется посредством измерения сопротивления между электродом и кольцом заземления. Для этого с электрода на кольцо заземления посылается сверхмалый прямоугольный импульс тока для измерения сопротивления. Частота повторения импульсов синхронизируется с чётными множителями частот сигналов расхода. При обработке сигналов расхода частота повторения импульсов нейтрализуется и не влияет на значения, используемые для вычисления расхода. И наоборот, когда выполняется обработка сигналов диагностики загрязнения, нейтрализуются сигналы расхода, что не влияет на результаты диагностики. Такая процедура обработки сигналов позволяет выполнять диагностику загрязнения электродов даже во время измерения расхода (см. рисунок 6).

Степень загрязнения оценивается по четырём уровням на основе предварительно заданных значений. На рисунке 7 представлен пример результатов оценки загрязнения, ►

Рис. 2 Принцип измерения
Fig.2 Measurement Prinsiple

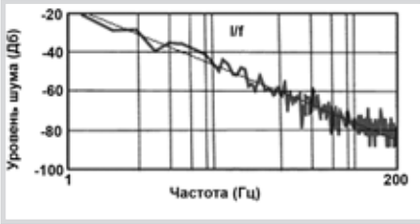


Рис. 3 Спектр частот шума
Fig.3 Noise Frequency's Spectrum

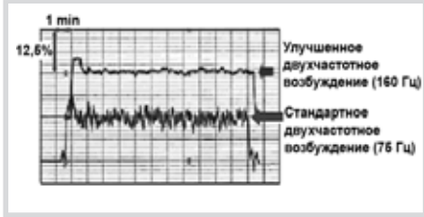
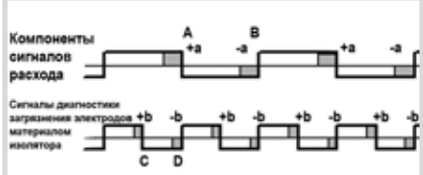


Рис. 4 Результаты тестирования с использованием реальной взвеси
Fig.4 Test Result Using Actual Slurry

Рис. 5 Цепь диагностики загрязнения электрода
Fig.5 Electrode Adhesion Diagnosis Circuit



Выражение для сигнала расхода:
A-B=(+a-b)-(-a-b)=a-b+a+b=2a
Выражение для сигнала диагностики загрязнения: C-D = (+a/2+b)-(+a/2-b)=a/2+b-a/2+b=2b

Рис. 6 Принцип работы цепи диагностики загрязнения электродов
Fig.6 Operational Principle of Diagnosis Circuit for Insulator Adhesion Electrodes

Рис. 7 Пример отображения уровня загрязнения

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

YOKOGAWA

ООО «ИОКОГАВА ЭЛЕКТРИК СНГ»

Россия, 129090, Москва,
Грохольский пер. , 13, стр. 2

т.: +7 (495) 737-78-68/71
ф.: +7 (495) 737-78-69
info@ru.yokogawa.com
www.yokogawa.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Рис. 8 Съёмный электродный блок
Fig.8 Replaceable Electrode Unit

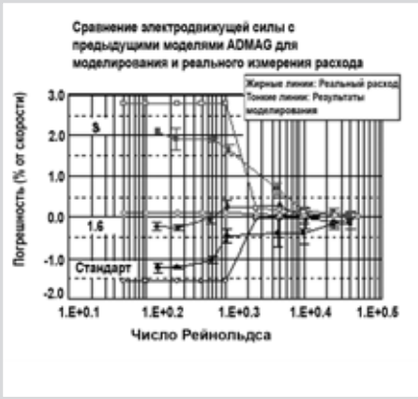


Рис. 9 Моделирование электродвижущей силы
Fig.9 Electromotive Forse Simulation

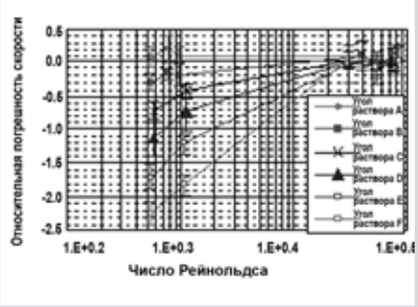


Рис. 10 Пример зависимости результатов измерения реального расхода от угла раствора пластинчатого сердечника
Fig.10 Relationship between Plate Core's Opening Angel and Example Actual Flow Measerement Results

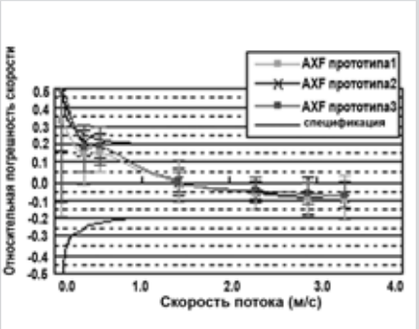


Рис. 11 Результаты измерения реального расхода с помощью трёх прототипов ADMAG AXF
Fig.11 Results of Actual Flow Measurement with Three ADMAG AXF Prototypes

позволяющий наглядно видеть увеличение загрязнения. Уровню 3 соответствует предупреждение, и возможен вывод соответствующего дискретного сигнала.

Несмотря на то что критерии для уровней оценки загрязнения задаются производителем, они могут быть изменены пользователем в зависимости от конкретного применения.

ВОЗМОЖНОСТЬ ЗАМЕНЫ ЭЛЕКТРОДОВ

Обычно при загрязнении поверхности электродов измерительной трубки их очистка требует удаления измерительной трубки из трубопровода. В электромагнитных расходомерах серии ADMAG AXF детали: (рисунок 8) уплотнительное кольцо, электрод, пружина, шайбы и наконечник электрода – объединяются в единый блок стопорным кольцом, что ускоряет процесс удаления электродного блока, не требуя его разбора. Это позволяет очищать поверхность электродов от загрязнения, не требуя удаления расходомера из трубопровода. Уплотнителем электрода является кольцо из фторсодержащего каучука, предотвращающее вытекание жидкости, даже когда электрод подвергается давлениям, в три раза превышающим максимально допустимые согласно техническим характеристикам в рабочем диапазоне температур (от –40^{0}С до 160^{0}С).

ПОВЫШЕННАЯ ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРУБОК

Электромагнитные расходомеры ADMAG AXF обладают высокой точностью измерений расхода +- 0,2%. Это было реализовано благодаря введению ряда новых технологических инноваций, которые описаны далее:

АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ. При разработке ADMAG AXF использовался численный анализ распределения магнитных полей. Применение данной методики позволяет свободно анализировать распределение магнитных полей при различных условиях. Данные о распределениях магнитных полей используются для получения линейного соотношения между измеренными электромагнитным расходомером, и расчетными скоростями потока.

На рисунке 9 приводится сравнение изменений линейных характеристик при измерении реального расхода и моделировании, в котором использовался анализ магнитных полей и расчёт электродвижущей силы, в зависимости от θ, угла раствора катушки возбуждения.

При использовании моделирования получена реальная линейная зависимость скорости потока для электромагнитных расходомеров (рисунок 9), где результаты реального измерения расхода, выделенные жирными линиями и темными точками, совпадают в пределах погрешности с результатами моделирования, показанными тонкими линиями и светлыми точками. Эта новая методика позволила значительно повысить точность измерений.

ВЫЯВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИНЕЙНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

На основе упомянутого выше моделирования, было обнаружено, что точность расположения катушки, сердечника и обратных цепей, так называемая магнитная цепь, недостаточна для достижения целевых показателей точности линейных характеристик и погрешности 0,2%. ►

На рисунке 10 показаны изменения линей-

operating temperature range (from -40ºC up to 160ºC). Besides, if the electrode module is installed with the specified tightening torque, the scale errors, arising when the module is installed and removed, amount to no more than 0.1% which virtually does not affect the measuring accuracy (Ref. Figure 9).

ENHANCED ACCURACY OF THE MEASURING TUBES

The electromagnetic flow meters, series ADMAG AXF, feature high accuracy in flow measurements at the level of 0.2%. This was implemented as a result of introducing a number of new technological innovations which are detailed below:

The measurement principles of the electromagnetic flow meters consists in the following:

(Figure 2): When the conducting liquid flows at a speed of v through the tube, diameter D, inside which, with the help of the excitation coil, the intensity of magnetic flux B is created and there arises an electromotive force E, proportional to v:

E= αBvD

Flow Q = kv = k'E

(2) Analysis of Magnetic Field Distribution

When ADMAG AXF were developed, numerical analysis of magnetic fields distribution was used. The use of this methodology allows magnetic field distribution under the influence of various conditions to be freely analyzed. The data about the distribution of magnetic fields are used to obtain linear ratio between the flow speeds measured by the electromagnetic flow meter and the calculated flow speeds. Figure 11 shows the comparison between the changes in linear characteristics when measuring real flow and modeling which used the analysis of magnetic fields and the calculation of electromotive force depending on the excitation coil opening angle (Ref. Figure 12).

When using the modeling, the real linear dependency of the flow speed for electromagnetic flow meters was obtained, as Figure 11 shows, where the results of the real flow measurement, highlighted with bold lines and with dark dots coincide, within the range of error, with the results of the modeling, shown with fine lines and light dots. This new methodology has allowed the measuring accuracy to be significantly increased.

(3) Identification of the basic factors influencing the determination of the linear characteristics

Based on the above mentioned modeling, it was found that the accuracy of location of the coil, core and return circuits, the so called magnetic circuit, is not enough to achieve the target accuracy indicators of the linear characteristics and the error range of 0.2%.

Figure 12 shows the magnetic circuit of regular flow meters which are characterized by two problems:

existence of gap between the core and the excitation coil which necessitates additional steps aimed at making the coil fit the precise dimensions.

As is evidenced by Figure 11, the opening angles of the excitation coil and the core of the pole tip, affect the linear characteristics of the electromagnetic flow meter. Under such conditions, it is particularly important to have such a magnetic circuit as allows the coils to be produced and located with exceptional accuracy. Due to the coil being located on a plate core, success was achieved in reducing the influence of the coil dimensions on linearity, as shown in Figure 13.

Figure 14 shows linearization errors associated with the coil opening angle with a plate core and without it. The figure shows that the use of a plate core allows the error to be reduced approximately three times.

Figure 15 shows the changes in the linear characteristics, calculated on the basis of the flow measurements, with different opening angles of the plate core. One can see from the figure that the accuracy of the linear characteristics can be controlled with the help of the plate core dimensions. Since the plate core constitutes a steel plate, stamped on the press, the production of plates with accurate dimensions represents a task which is easy enough and that enables high stability of the linear characteristics to be achieved.

Figure 16 shows the linear characteristics of three prototypes, series ADMG AXF, with the speeds of real flows. It can be seen from the figure that there are extremely few deviations between the readings of separate AXF flow meters.

As a result, the use of various analytical methods and accurate modeling makes it possible to produce flow meters with exceptional accuracy which, as a rule, cannot be attained by trial and error using prototypes.

INFRA-RED SWITCHES

Proximity infra-red switches are built into the display of the electromagnetic flow meters, series ADMG AXF (Ref. Figure 17). Figure 18 illustrates the operating principle of such switches. Detection of the switching takes place when the infra-red rays, emitted by the IR-light emitting diode, are reflected from the operator's fingers and when they reach the photo-detector. As is shown in Figure 18, the input and modification of the parameters can be carried out by simply touching the casing cover glass, under which there is a display, i.e. the cover does not need to be opened. Due to the operating principle, the switching can be done when the rays reach the photo detector, even when the operator's fingers are at a short distance from the glass. This may cause certain inconveniences for the user and result in entering erroneous settings due to discrepancy between identification and the operations performed. For the purpose of compensating for the drawbacks of this principle, we have limited the allowable optical paths, as is shown in figure 18. Both devices have "masks" with apertures and the paths are isolated by the corresponding position and dimensions of these apertures. The fields of identification are determined by lines A and B as well as by lines C and D, while the switching will only take place when the operator's finger is inside them which makes it more convenient to use.

DISPLAY AND ITS FUNCTIONS

The liquid crystal displays have been constantly improving recently. Following this trend, the users of instrumentation and control devices also require much simpler and multi-functional methods of input and display.

The electromagnetic flow meters, series ADMG AXF, are equipped with a fully fledged matrix liquid crystal display with lighting. Liquid crystal display has 132 x 32 resolution which allows up to 22 columns and 4 lines to be accommodated.

Prior to shipping from the factory, the display is configured to display the line of instantaneous flow rate in large size font. The display allows desired option of display to be selected – from one up to three lines. Figure 19 shows the example of a three line display. The first line can display larger size characters than the others which makes the display more readable. Among the displayed parameters is the instantaneous flow rate, instantaneous flow rate in percent of the maximum value and the total flow rate. Also the functions of the dot display of matrix type permit histograms to be reflected and capital characters to be used.

When there is an error, normal or emergency mode can be reflected. As is shown in Figure 20, the electromagnetic flow meters, series ADMAG AXF, display error messages in the top part of the display, while the remedies or corrective actions are given in the bottom part. The users may view the list of methods for error correction without referring to the documentation. The AXF errors are divided into three categories: system errors, process errors and errors in settings. For electrode contamination diagnostics and other functions, apart from the category of errors, there is a category called "Warnings" which simultaneously displays normal flow rate and a warning.

In the parameter setting mode, the display has the appearance shown in Figure 21, specifying the number and name of the parameter.

CONCLUSION

This article presents the newest technologies used in developing the electromagnetic flow meter, series ADMAG AXF. We are sure that these complicated technologies can be used in the broad spectrum of applications and they also allow service of the flow meters to be simplified.

REFERENCES

(1) Kuromori Ken-ichi, Gotou Shigeru, Nishiyama Kieshi, Nishidzhima Takashi

"Electromagnetic Flow Meters With Two Frequency Excitation, Series ADMAG,"

Technical Report Yokogawa, part 32, No.3, 1988, pages 129-134 (in Japanese)

* ADMAG AXF is a trademark of Yokogawa Electric Corporation. The other names and descriptions of the products mentioned in this document are registered trademarks or the trademarks of their owners.

ных характеристик, вычисленные на основе реального измерения расхода при различных углах раствора пластинчатого сердечника. Из рисунка видно, что точность линейных характеристик можно контролировать с помощью размеров пластинчатого сердечника. Так как пластинчатый сердечник представляет собой стальную пластину, штампованную на прессе, производство пластин с точными размерами представляет собой достаточно простую задачу, что позволяет достигать высокой стабильности линейных характеристик.

На рисунке 11 показаны линейные характеристики трёх прототипов серии ADMAG AXF со скоростями реальных потоков. Из рисунка видно, что между показателями отдельных расходомеров AXF крайне мало отклонений.

В результате, использование различных аналитических методов и точного моделирования позволяет выпускать расходомеры с исключительной точностью, которой, как правило, невозможно достичь методом проб и ошибок с использованием опытных образцов.

ИНФРАКРАСНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛИ

В дисплей электромагнитных расходомеров серии ADMAG AXF встроены бесконтактные инфракрасные переключатели. На рисунке 12 показан принцип работы данных переключателей. Распознавание переключения происходит при отражении инфракрасных лучей, испускаемых ИК-светодиодом, от пальцев оператора и попадании их в фотодетектор. Как показано на рисунке 14, ввод и изменение параметров может выполняться простым прикосновением к стеклу крышки корпуса, под которым расположен дисплей, то есть открытие крышки не требуется.

Из-за принципа работы переключение может выполняться при попадании лучей в фотодетектор, даже если пальцы оператора находятся на небольшом расстоянии от стекла. Это может составлять определённые неудобства для пользователя и приводить к вводу ошибочных установок ввиду несоответствия распознавания выполняемым операциям. Для компенсации недостатков данного принципа мы ограничили допустимые оптические пути, как показано на рисунке 12. Оба устройства имеют «маски» с отверстиями, и пути выделены соответствующим положением и размерами этих отверстий. Области распознавания определены линиями A и B, а также линиями C и D, и переключение будет выполняться только в том случае, если палец оператора находится в них, что позволяет улучшить удобство использования.

ДИСПЛЕЙ И ЕГО ФУНКЦИИ

В последнее время ЖК-дисплеи постоянно совершенствуются. Следуя данной тенденции, пользователи КИПиА также требуют значительно более простых и многофункциональных методов ввода и отображения.

Электромагнитные расходомеры серии ADMAG AXF оснащены полноценным матричным ЖК-дисплеем с подсветкой. ЖК-дисплей имеет разрешение 132 x 32, что позволяет размещать до 22 столбцов и 4 строк.

Перед отгрузкой с завода дисплей конфигурируется для отображения строки мгновенного расхода крупным шрифтом. Дисплей позволяет выбирать произвольный вариант отображения – от одной до трёх строк. На рисунке 13 показан пример трёхстрочного дисплея. Первая строка может отображать символы большего

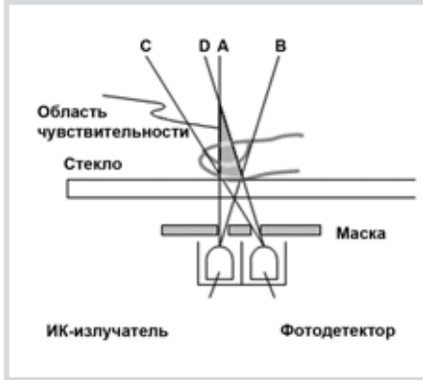


Рис. 12 Принцип работы
Fig.12 Operation Principle

Рис. 13 Трёхстрочный режим дисплея
Fig.13 Three-line Display Mode

размера, чем другие, что способствует лучшей читаемости. Среди отображаемых параметров мгновенный расход, мгновенный расход в процентах от максимального значения и суммарный расход. Также функции точечного дисплея матричного типа позволяют отображать гистограммы и использовать заглавные буквы.

При наличии неисправности может отображаться нормальный или аварийный режим. Электромагнитные расходомеры серии ADMAG AXF показывают сообщения о неисправности в верхней части дисплея, а меры по их устранению – в нижней. Пользователи могут просматривать перечень способов для устранения неисправностей, не обращаясь к документации. Неисправности AXF подразделяются на три категории: системные неисправности, неисправности процесса и неисправности установок, для диагностики загрязнения электродов и других функций помимо категорий неисправностей существует категория, называемая «Предупреждения», в которой одновременно отображается нормальный расход и предупреждение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье были представлены новейшие технологии, использованные при разработке электромагнитных расходомеров серии ADMAG AXF. Мы уверены, что использование этих сложных технологий позволяет использовать в широком спектре их применений, а также упростить обслуживание расходомеров.

ССЫЛКИ

(1) Куромори Кеничи, Готоу Шигеру, Нишияма Киёши, Нишиджима Такаши, «Электромагнитные расходомеры с двухчастотным возбуждением серии ADMAG», Технический отчёт Yokogawa, Часть. 32, №3, 1988, стр. 129-134 (на японском языке)

* ADMAG AXF – это торговая марка корпорации Yokogawa Electric. Другие имена и названия продуктов, упомянутые в данном документе, являются зарегистрированными торговыми марками или торговыми знаками своих владельцев. ■

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

На современном этапе экономического развития при интенсивном внедрении современных технологий в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности решение вопросов технической безопасности производства становится все более и более актуальным.

МИНИМИЗАЦИЯ РИСКА АВАРИЙ. ОСНОВОПОЛАГАЮЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПЛАНИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ГАЗОАНАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ DRÄGER

ДОКТОР ВОЛЬФГАНГ ЙЕССЕЛЬ | фирма «Dräger» | Германия г. Любек

Достаточно эффективное воздействие на поднятие уровня промышленной безопасности оказывает необходимость страховки основных средств и средств производства. При оценке величины взноса при страховании промышленных предприятий одним из доминирующих факторов для страховых компаний является безопасность производства.

Факторы, влияющие на категорию опасности производства, для различных отраслей промышленности обуславливают те или иные типы технических средств, которые применяются для контроля технологических процессов и предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций. Одним из таких факторов, который присущ многим типам промышленных производств, является возможность возникновения на рабочей площадке опасных концентраций взрывоопасных газов и паров, которые могут привести к возгоранию или взрыву, а также опасных концентраций токсичных газов, которые могут способствовать отравлению рабочего персонала.

Использование бесперебойного газового мониторинга на предприятии является наиболее эффективным с экономической точки зрения, а также с позиции безопасности и сохранности производства.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПЛАНИРОВАНИЮ СИСТЕМ ГАЗОВОГО МОНИТОРИНГА

Везде, где осуществляется хранение, разлив, переработка и транспортировка горючих и/или токсичных веществ, достаточно высока вероятность возникновения аварийной ситуации.

Для максимального снижения риска на этапе проектирования средств противоаварийной защиты правильное планирование и размещение систем газового анализа в значительной степени уменьшает риск для человека, технологического процесса и окружающей среды. Уже на стадии разработки технического задания необходимо иметь на руках конкретный план действий, необходимых для устранения опасной ситуации, которые должны предприниматься при срабатывании системы газовой сигнализации. Отключение производственного электрооборудования, закрытие газовых вентилей и включение интенсивной вентиляции столь же широко применяются, как промывка трубопроводов, охлаждение горячих поверхностей и активизация водных завес.

Кроме того, такие действия должны сопровождаться определенными организационными мероприятиями, описанными в «Декларации безопасности промышленного объекта».

ОСНОВНЫЕ МОМЕНТЫ

Прежде всего разработчики систем стационарного газового мониторинга должны уделить внимание трем ключевым моментам:

- Газы. Каковы цели контроля над газами, какие газы должны контролироваться, каковы предположительные концентрации, объемы и частота утечек? ►

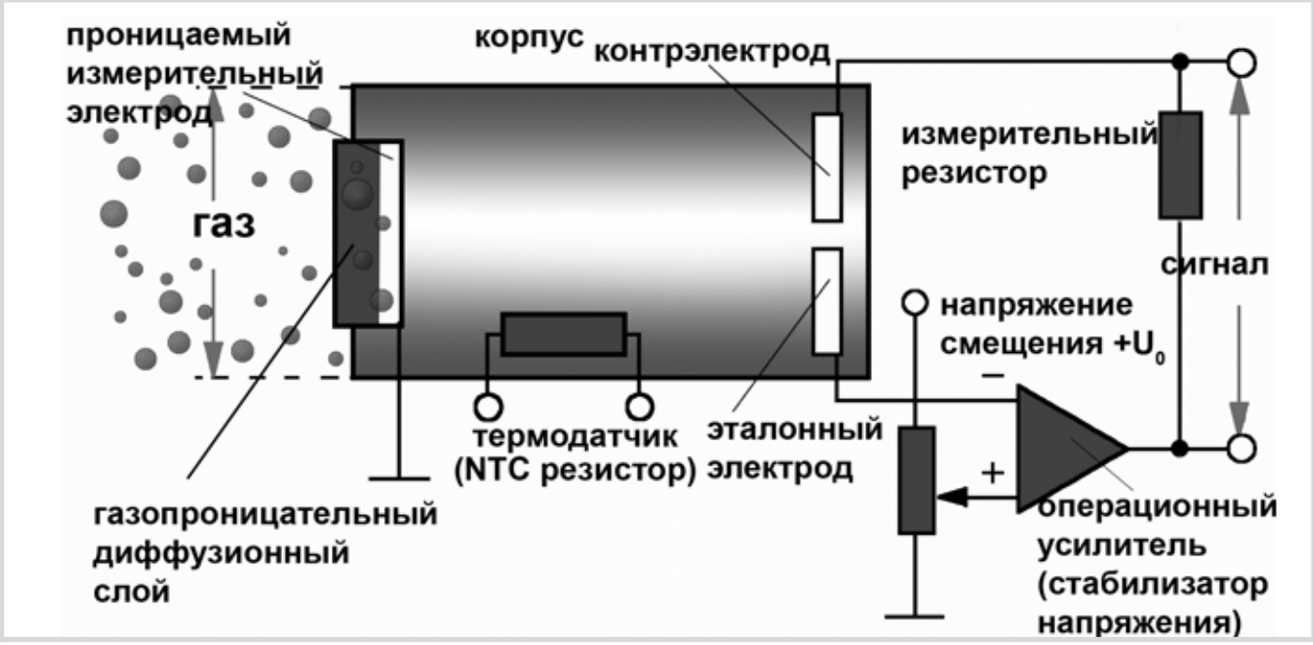


Рис. 1. Измерительный принцип электорохимического сенсора со стабилизатором напряжения

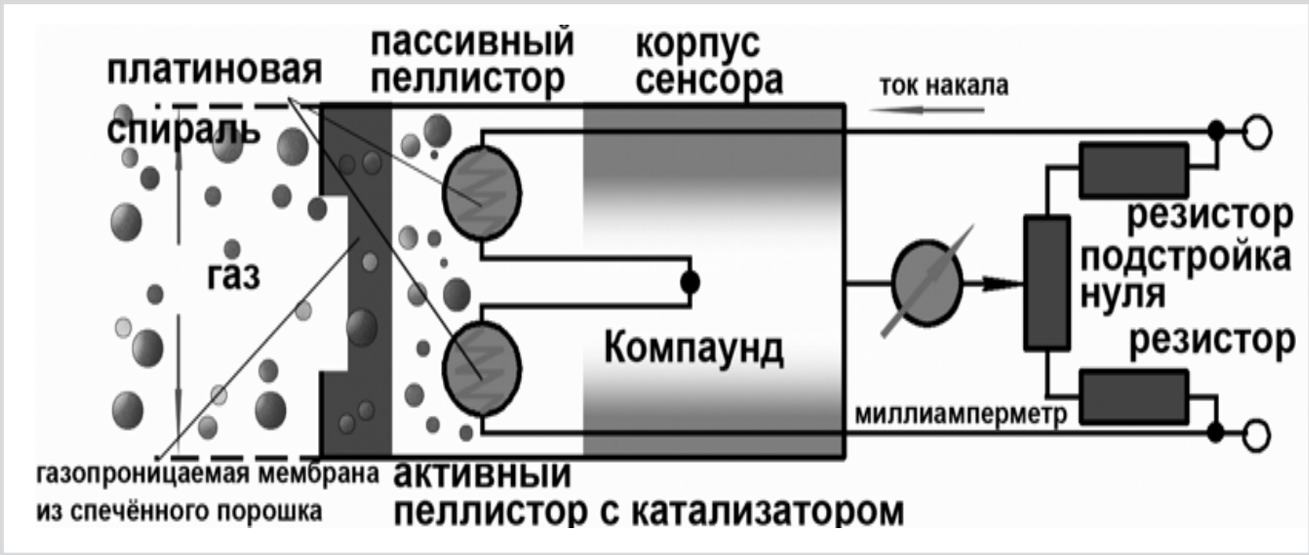


Рис. 2. Измерительный принцип термокаталитического сенсора с резисторным методом

- Датчики для обнаружения газа. Какой принцип обнаружения, сколько датчиков необходимо, где и как они должны размещаться и калиброваться?
- Система газовой сигнализации. Каковы должны быть пороги тревоги и как реагировать на информацию о тревогах?

Ответ на первый вопрос очерчивает реальную задачу, проясняет производственные условия и поставленные цели: должны ли сенсоры выявлять токсичные вещества или газы, вызывающие удушье при вытеснение кислорода, с целью защиты человека, или же обнаруживать горючие газы и пары для защиты от взрыва (пожара).

В промышленном производстве на протяжении многих лет особенно хорошо зарекомендовали себя три основных измерительных метода: с одной стороны, электрохимический принцип, который особенно эффективен при обнаружении токсичных газов в диапазоне низких концентраций; с другой – термокаталитический и инфракрасный принципы, которые пригодны для обнаружения горючих веществ при концентрациях до нижнего предела взрываемости (см. рис. 1, 2, 3).

В зависимости от конкретных условий, каждый принцип может обладать как достоинствами, так и недостатками. Поэтому для максимальной надежности и работоспособности системы должен быть выбран наиболее приемлемый принцип или их комбинация. Второй, самый типичный вопрос: сколько квадратных метров может контролировать один сенсор и как их размещать?

Количество датчиков, места их расстановки определяются согласно рекомендациям действующих на территории РФ нормативных документов: (ТУ – газ-86, РД БТ 39-0147171-003-88 (ТУнефтегаз), Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов ПБ 09-560-03), а также ведомственных Руководящих документов – однако данная проблема целиком зависит от реальной ситуации, поставленной задачи и типа применяемых датчиков.

ТОЧЕЧНЫЙ, ПЛОЩАДОЧНЫЙ И ПЕРИФЕРИЙНЫЙ МОНИТОРИНГ

Различают три основные стратегии размещения сенсоров. При этом они могут работать параллельно на одном производстве, особенно если оно предполагает наличие различных технологических процессов, а также интеграцию в общую систему противоаварийной защиты:

- Точечный мониторинг: потенциальные источники утечек (вентили, краны, муфты, фланцы, сильфоны и т. д.), если места их расположения известны. В этом случае датчики можно расположить так, чтобы надежно и своевременно выявлять места утечек.
- Площадочный мониторинг: потенциальные источники утечки не локализуются, ►

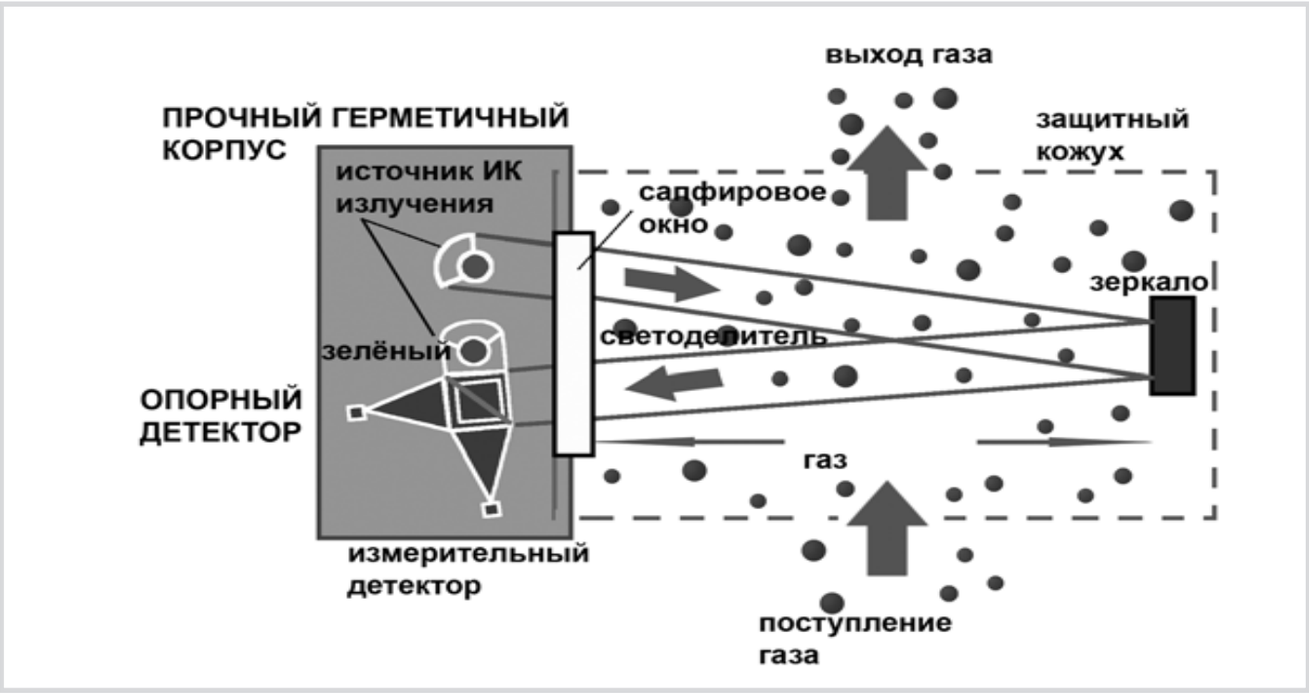


Рис. 3. Измерительный принцип инфракрасного сенсора с двойной компенсацией (зеленый ИК излучатель постоянно проверяет чувствительность обоих фотодетекторов)

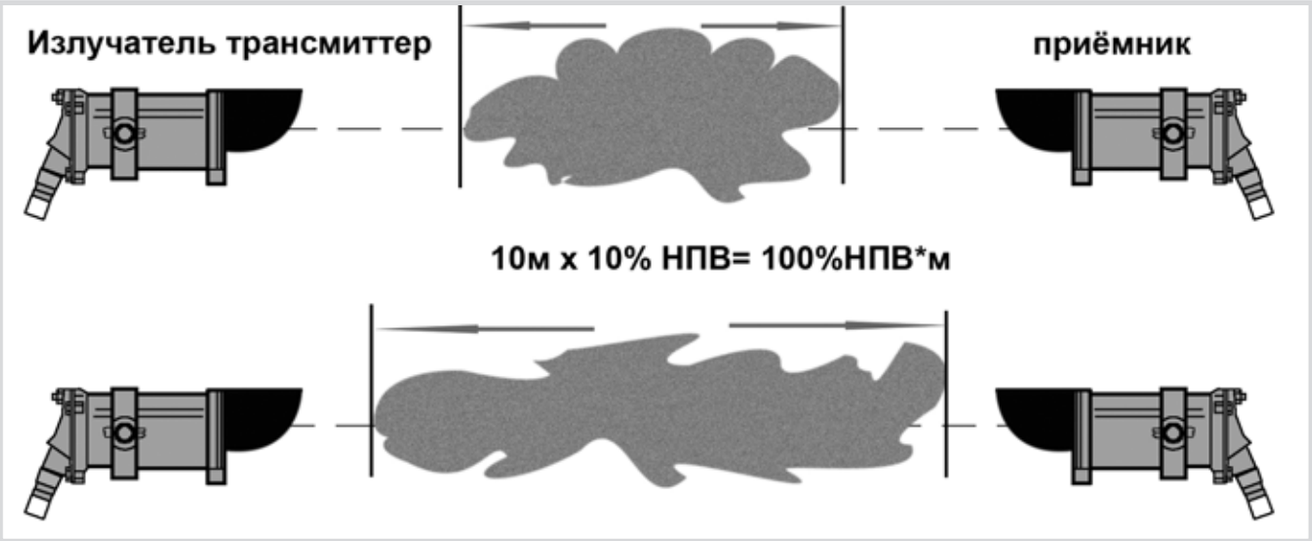


Рис. 4 Измерение горючих газов трассовыми газоанализаторами

но располагаются в определенной области, пространстве. Датчики должны распределяться по всей области.

- Периферийный мониторинг: потенциальные источники утечек не поддаются локализации, поэтому мониторинг производится на внешней границе участка, ограждаемого объекта или вдоль объекта большой протяженности (участки открытого трубопровода, нефтеналивные эстакады, и др.), для обнаружения превышения концентрации газов в ограниченной опасной зоне. Для периферийного мониторинга, кроме точечных детекторов диффузионного типа, применяются трассовые газоанализаторы – так называемые системы «открытого пути», которые при помощи инфракрасного луча позволяют ограждать периметры опасных объектов протяженностью до 200 м. Однако данные системы не позволяют локализовать источник утечки. С их помощью можно произвести лишь качественную оценку углеводородного облака, попавшего на линию визирования.

Такие системы позволяют оценить лишь усредненную концентрацию газа, выраженную в НПВ % м, на дистанции от источника до приемника луча. На рис. 4 изображены две ситуации, когда 10-метровое углеводородное облако с концентрацией 10 % НПВ и 5 -ти метровое углеводородное облако с концентрацией 20 % НПВ попадают на линию визирования одной и той же системы «открытого пути». Показания, выдаваемые системой, будут идентичны и составят 100 НПВ % м. Информация, выдаваемая такой системой, будет полезной, если фиксации самого факта утечки достаточно для принятия ответных мер. К сожалению, технические рекомендации по размещению трассовых газоанализаторов отсутствуют в указанных выше нормативных документах, поэтому в случае их применения необходимо следовать рекомендациям производителя по согласованию с органами технического надзора.

При сравнении описанных выше подходов к организации газового мониторинга отчетливо просматривается градация концепций безопасности.

Если при точечном мониторинге можно целенаправленно использовать небольшое количество стационарных газоанализаторов, то площадочный мониторинг можно реализовать лишь при наличии большого их количества. Подобный мониторинг используется, например, при контроле над хранением горючих жидкостей или сжиженных газов, причем датчики распределяются равномерно по всей площади. При этом область, контролируемая одним датчиком, составляет от 50 до 100 м^2; в помещениях для хранения летучих огнеопасных жидкостей разумным компромиссом является окружность диаметром около 10 м (площадью примерно 75 м^2).

ТОЧНОЕ ЗНАНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ

Часто при планировании стационарных систем газового анализа предпочтение отдается площадному мониторингу лишь по той простой причине, что на момент планирования места возможных утечек абсолютно неизвестны. Это решение, несомненно, самое дорогостоящее: оно требует большого объема работ по техническому обслуживанию, и при этом, как нередко выясняется позже, оказывается излишне перегруженным. Чем точнее проектировщик будет представлять возможные источники утечки газов, тем экономичнее он сумеет расположить газовые детекторы.

С точки зрения технической безопасности эффективные меры по ликвидации последствий утечки могут быть приняты лишь в том случае, когда предоставляется как можно более точная информация о месте и времени возникновения утечки. Получить наиболее точную информацию о местоположении утечки удается при использовании точечного мониторинга. При использовании площадного контроля эта информация может поступать только от группы головок и соответственно область локализации утечки расширяется. А при периферийном мониторинге полученные данные о времени и месте утечки менее точны. Последнее утверждение особенно справедливо при использовании трассовых систем, которые позволяют оценить вызванный утечкой аварийный потенциал при периферийном контроле. ►

Рис. 5. Примеры расположения газоанализаторов Polytron 7000 и Polytron 2IR (typ 334) немецкой фирмы Дрэгер

РАЗМЕЩЕНИЕ СЕНСОРОВ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ГОЛОВОК

Места измерения концентраций следует выбирать таким образом, чтобы появляющиеся в контролируемой зоне горючие вещества своевременно и надежно регистрировались газоанализатором. При выборе места позиционирования детекторов необходимо следовать указаниям упомянутых выше нормативных документов, однако при планировании газоаналитических систем необходимо учитывать и дополнительные факторы, которые не всегда можно отобразить в стандартах и правилах.

ПРИМЕРЫ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ ГАЗОИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ГОЛОВОК

При определении местоположения точки измерения имеют значение следующие факторы:

- местоположение возможных мест возникновения горючих веществ;
- размещение потенциальных источников возгорания;
- превалирующее направление и скорость распространения газовой смеси, а также характер текучести и разбрызгивания жидкой фазы, в зависимости от учитываемой мощности источника, кратности воздухообмена при естественной или технической вентиляции и местных условий (например, препятствия на пути потока, пылевые потоки, «мёртвые зоны» и т. д.);
- физические свойства измеряемых веществ (плотность, точка вспышки, нижний предел взрываемости, испаряемость и т. д.);
- технические характеристики используемого газоанализатора (например, скорость реакции и погрешность измерения);
- задержки воздействия предусмотренных защитных мероприятий, например, до запуска дополнительной вентиляции, до охлаждения горячих поверхностей, до появления результата действия водяной занавесы и/или до завершения выхода горючих веществ.

При выборе местоположения точки измерения в каждом конкретном случае следует проверять, какая стратегия или какая комбинация расстановки детекторов приведет к эффективному результату. При позиционировании детекторов учитываются следующие моменты:

- Датчики устанавливаются как можно ближе к местам потенциальной утечки (например, уплотнители валов, клапанов, гладких фланцев). С помощью улавливающих и направляющих устройств можно ослабить воздействие воздушных течений, облегчить перенос утекающих горючих веществ к месту измерения, а также сократить количество необходимых датчиков. Этого можно достичь, например, используя улавливающие воронки для жидкостей и газов тяжелее воздуха, либо улавливающие колпаки – для газов легче воздуха. В улавливающих и направляющих устройствах должны быть предусмотрены надлежащие выпускные и сточные отверстия.
- При наличии определенного потока воздуха детекторы размещаются со стороны выхода потока контролируемой зоны. Для контроля помещений, оснащенных системой технической вентиляции, измерения внутри отводного воздуховода надежны лишь в том случае, когда снижение концентрации, возникающее при разбавлении воздушным потоком, может компенсироваться снижением порога тревоги. При этом также должны учитываться задержки тревог.

При неопределенных или нестабильных воздушных потоках, а также для контроля больших помещений детекторы размещаются по помещению в виде сетки, при необходимости по горизонтали или по вертикали.

Всем известно, что плотность газов играет большую роль при размещении датчиков. Рассмотрим этот вопрос подробнее, поскольку, согласно законам газовой динамики, плотность газовоздушной смеси зависит от концентрации измеряемого газа и, прежде всего, от температуры. Эта зависимость становится очевидной на следующих примерах.

СЖИЖЕННЫЕ ГАЗЫ И ОБЛАКА ТЯЖЁЛЫХ ГАЗОВ.

Метан с молярным весом 16 г/моль известен как газ, который при обычной температуре легче воздуха (относительная плотность около 0,55). Существует ли температура, при которой метан становится тяжелее воздуха? Из уравнения идеального газа можно получить температуру газа, при которой его плотность равняется плотности воздуха. Уравнение идеального газа выглядит следующим образом:

$$M \times p = p \times R \times T,$$

т. е. при постоянном давлении

$p1 \times T1 = p2 \times T2$, отсюда получаем:

$$T2 = T1 \times p1 \ / \ p2$$

Поскольку нам необходимо лишь отношение величин плотности, достаточно указать плотность относительного воздуха при отсутствии воздушных потоков $T1 = \rho отн \times T2$. Если $T2 = Токр$, где $Токр$ – температура окружающей среды, то тогда при температуре ниже $T1$, определяемой сейчас как Травн, плотность газа или газовой смеси будет больше плотности воздуха, а при температуре выше $Травн$ – меньше:

$$T_{равн} = \rho_{отн} \times T_{окр}$$

При $\rho_{отн.} = 0{,}55$ и $T_{окр} = 293\ K$,

$$T_{равн} = 161\ K = -112^0C$$

Таким образом, при -112 ^{0}C плотность метана будет равняться плотности воздуха при 20^{0}C, при более низкой температуре метан будет даже тяжелее воздуха! Но так как температура кипения метана составляет около -161^{0}C, то велика вероятность того, что при утечке из цистерны метан первоначально растечется по полу. Тогда мы будем иметь дело с так называемым облаком тяжелого газа. ►

Рис. 6. Оптические газоанализаторы Polytron 2IR typ 334 и PIR 3000 немецкой фирмы Dräger наиболее оптимально подходят для газоанализа тяжелых нефтепродуктов (бензинов, диз. топлива)

Рис.7. Электрохимические газоанализаторы Polytron 7000 немецкой фирмы Dräger позволяют своевременно определять утечки токсичных веществ, например сероводорода H_2S

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Аналогичным образом можно обнаружить, что если при температуре окружающей среды 20^{0}С ($T_{окр}$ - 293 К) пропан должен быть легче воздуха, то он должен быть очень горячим ($P_{отн.}$=1,52), так как:

$T_{равн}$= 1,52293 = 445 К = 172^{0}С.

Таким образом, пропан начнет подниматься лишь тогда, когда его температура будет выше 172^{0}С.

ТОКСИЧНЫЕ ГАЗЫ

Если имеются токсичные газы при низких, но уже токсичных концентрациях, их плотность значительно менее существенна, чем фактическая температура при оценке летучести газа.

Рассмотрим на примере двуокиси серы и водорода:

(1)1000 ppm SO2 ($P_{отн.}$ = 2,21) в воздухе. Относительная плотность этой смеси:

$P_{отн.смеси}$=1x(1-0,001)+2.21x0,001=1,00121.

При подстановке этого значения в вышеуказанное уравнение получим:

$T_{равн}$=$P_{отн.смеси}$x$T_{окр}$=1,00121x293=293,35 К;

(2)1000 ppm H2 ($P_{отн.}$ = 0,069) в воздухе. Относительная плотность такой смеси

$P_{отн\ смеси}$=1 x (1 - 0,001)+0,069 x 0,001=0,999069.

При подстановке этого значения в вышеуказанное уравнение получим:

$T_{равн.}$=$P_{отн.смеси}$x$T_{окр}$ = 0,999069x293=292,73К.

Из этих примеров становится ясно, что даже для такого тяжелого газа, как SO_2, при достаточно высокой концентрации, равной 1000 ppm, даже очень незначительный перепад температуры, составляющий всего 0,35^{0}С (!), является решающим для того, будет ли эта смесь легче или тяжелее воздуха. Например, если температура смеси составляет 21^{0}С, то смесь будет подниматься вверх, несмотря на то что SO_2 тяжелее воздуха! Если исходить из того, что внутри помещения перепад температур 5-10^{0}С не является редкостью, то для таких концентраций, поскольку лишь чистый измеряемый газ тяжелее воздуха, бессмысленно размещать датчики газа на уровне пола.

Водородно-воздушные смеси, содержащие 1000 ppm водорода, также лишь незначительно легче воздуха, так что даже при понижении температуры всего лишь на 0,3^{0}С ниже температуры окружающего воздуха 20^{0}С эта смесь становится тяжелее воздуха!

Эти примеры должны показать, что для размещения газовых сенсоров ожидаемая максимальная концентрация и температура газов играют намного более важную роль, чем принято считать.

В каждом конкретном случае размещение измерительной ячейки может варьироваться в зависимости от локальных задач по обнаружению опасных концентраций газов и паров.

ПЛАВАЮЩИЙ СЕНСОР

Такой сенсор обычно применяют на очистных станциях. Для обнаружения паров непосредственно на поверхности воды на понтоне размещается сенсор с гибкой трубкой. Понтон должен быть открыт по направлению потока и прикреплен к цепочке таким образом, чтобы он мог беспрепятственно подниматься и опускаться на водной поверхности. Необходимо также предусмотреть защиту от брызг.

Для таких способов применения пригоден также поплавок, постоянно удерживающий отверстие воздухозаборной трубки как можно ниже над поверхностью воды. Чтобы избежать попадания воды в воздухозаборную систему, следует использовать поплавковый клапан (принцип дыхательной трубки для подводного плавания с шаровым клапаном).

НАПРАВЛЯЮЩИЕ И РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЩИТКИ (ОБТЕКАТЕЛИ)

Направляющие щитки предназначены для отклонения конвекционных потоков в определенном направлении. Если в этом потоке выделяется газ, то он пойдет по пути, заданному этим направляющим щитком. Если в этой зоне размещается сенсор, то он сможет обнаружить газ. Для медленных потоков воздуха можно также использовать в качестве принудительного усиления эффект камина; для этого зачастую достаточно наличия системы горячего водоснабжения.

Особой формой направляющего щитка является улавливающая воронка, которая аналогично вытяжному колпаку направляет все восходящие газы (метан, водород, аммиак) в центр конуса, где располагается сенсор. В таких устройствах следует предусмотреть несколько небольших воздушных отверстий, чтобы предотвратить образование мертвых зон. Диаметр небольших улавливающих воронок составляет около 30 см. Их применение имеет смысл лишь в тех случаях, когда они располагаются непосредственно над местом утечки.

Разделительные щитки используются в вытяжных трубах при сильных воздушных потоках. Установленный за щитком сенсор не контактирует напрямую с сильным воздушным потоком, вместо этого образуется завихрение, благодаря которому сенсор вступает в контакт с газом.

ОБШИВКА ТРУБ И ТРУБЫ С ДВОЙНЫМИ СТЕНКАМИ

В то время как бесшовные и сварные трубопроводы считаются герметичными и не требующими контроля, это утверждение не относится к фланцам, соединительным элементам, гофрированным соединителям, гибким трубкам и запорным кранам. Такие потенциальные места утечек также постоянно располагаются вместе с сенсором в одном наружном корпусе. Это же относится и к трубам с двойными стенками. Утечки в таких трубах приводят к высвобождению газа, который может поступать к сенсору из-за постоянного подсоса из наружной трубы.

Инсоляция и светозащитные козырьки. Инсоляция представляет проблему в особенности для корпусов черного цвета, так как они могут нагреваться под действием солнечного света. Поэтому в таких случаях для защиты от прямых солнечных лучей используют полированные стальные козырьки. Но эти козырьки не должны препятствовать конвекции, и в них также должны быть предусмотрены отверстия.

Брызгозащита. Как уже говорилось, для обнаружения тяжелых паров (например, октана), а также при мониторинге газовых утечек на уровне пола или над поверхностью грунта сенсоры должны устанавливаться как можно ниже над полом. А при установке вне помещения необходимо следить за тем, чтобы сенсор не устанавливался непосредственно на земляную или песчаную поверхность, в противном случае брызги грязи во время сильных дождей могут постепенно забить отверстие для газа. В таких случаях помогает брызгозащита и быстросменный противопылевой фильтр, но последний необходимо регулярно осматривать и/или заменять, особенно после каждой непогоды. Брызгозащитные узлы часто изготавливаются в виде лабиринта, т. е. на пути к сенсору газ должен преодолеть большое расстояние, и от этого, естественно, страдает скорость реакции, что необходимо учитывать при реализации ответных мер.

Потолочный монтаж. При установке термокаталитических сенсоров соблюдайте инструкции изготовителя. Предпочтительное направление (рабочее положение) — абсолютно вертикально с отверстием сенсора, направленным вниз. Как показывает опыт, часто отдается предпочтение горизонтальной установке (т. е. монтаж непосредственно на потолке) из-за отсутствия уголка. Но тогда, с термической и геометрической точек зрения, оба горячих пеллистора не будут равноценными, так как нижний будет нагревать пеллистор, расположенный над ним. Из-за этой асимметрии мостовой схемы ухудшается температурная компенсация. Далее следует исходить из того, что при такой установке ухудшаются измерительные свойства. Все исследования и измерительные экспертизы основываются исключительно на вертикальном рабочем положении сенсора. Мировой опыт применения различных конструктивных особенностей элементов систем газового мониторинга, современных технологий газообнаружения, стратегий построения защиты от вредных воздействий газов и паров, использования сенсоров, разработанных на основе последних достижений науки и техники, привносится на предприятия промышленной индустрии России.

Развитие отраслей производства предусматривает необходимость увеличения надежности технологических процессов и повышения уровня промышленной безопасности. Грамотное проектирование систем стационарного газового мониторинга, которые являются неотъемлемой частью системы обеспечения промышленной безопасности предприятия в целом, способствует повышению надежности его функционирования и снижению рисков возникновения аварийных ситуаций. ■

В условиях перехода к рыночным отношениям в отечественной экономике производителям двигателей внутреннего сгорания приходится в условиях конкуренции бороться за рынки сбыта своей продукции. Помимо улучшения качества выпускаемой продукции, актуальными являются задачи повышения эксплуатационной экономичности и надежности с учетом конкретных условий эксплуатации ДВС, обеспечивающие конкурентоспособность по сравнению с отечественными и зарубежными аналогичными образцами.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

А.В. РАЗУВАЕВ к.т.н., доцент, начальник лаборатории, «Энергосбережение», Балаковский институт техники технологии и управления
Е.А. СОКОЛОВА аспирант
И.М. ВОРОНОВ аспирант
Е.А. РАЗУВАЕВА инженер
г. Балаково

Under the condition of transition to market relations in the national economy, the internal combustion engine producers have to fight for markets for their products in a competitive environment. Apart from improving the quality of the products made, such tasks as improving the operating economy and reliability, taking into consideration the specific operational conditions of the internal combustion engines, ensuring competitiveness compared with national and foreign equivalents, are highly topical.

ENHANCING OPERATING ECONOMY OF THE POWER PLANTS

Candidate, Engineering, Assistant Professor, Head of the «Energy Saving» Laboratory, Balakovo Institute of Engineering, Technology and Management
Post-Graduate Student, Balakovo Institute of Engineering, Technology and Management
Post-Graduate Student, Balakovo Institute of Engineering, Technology and Management
Engineer, Balakovo Institute of Engineering, Technology and Management, Balakovo

The tasks identified with respect to increasing the efficiency of the internal combustion engines produced can be resolved based on the achievement of certain parameters which characterize in a comprehensive way the operating economy of specific internal combustion engines.

Works by A.M. Pavlichenko [1]. F.L. Liventsev, R.M. Petrichenko [4,5], V.G.Krivov and S.A. Sinatov [6,7] are devoted to a study and resolution of the issues relating to the operation of the internal combustion engines at higher coolant temperatures at the engine outlet including the operation with high temperature coolant. The All-Union Scientific and Research Institute of Diesel Locomotives confirms the appropriateness to increase the coolant temperature within small loads zone based on the experimental data obtained when testing medium uprated diesel engines 6ЧН 21/21 and 8ЧН 26/26. At the same time, it is recommended to maintain coolant temperature in the cooling system within a range between 383…388K [8].

The research carried out by the Internal Combustion Engine Laboratory [9] of the U.S. Navy Department on 18 diesel engines of different types, with the power rating from 23 to 1475 kWt, shows that intensive wear occurs at small loads of the diesel engines and at low coolant temperature. It was found that an increase in the coolant temperature from 331…333K up to 348…353 K reduced the wear of four cycle diesel engines 8…9 times.

The tests run on the locomotive diesel engines of the Skoda type also bear out the fact that an increase in the coolant temperature reduces the engine wear. At the average coolant temperature of 348K, the content of iron in the oil is approximately twice less than at the temperature of 323 K [9].

On the vessel diesel engines 3D6 of the Northern River Shipping Company the temperature level of the diesel engine cooling system was raised by directing 30…60% of the coolant into the exhaust manifold as a result of installing an additional pipe from the water pump to the cavity of the exhaust manifold. As a result of increasing the temperature conditions of the 3D6 diesel engine cooling system, the service life of the liners increased from 2000…2500 up to 4500…5000 hours. In the findings given in the same work it is stated that the upgrading of the diesel engine cooling systems, including the raising of the temperature conditions for the cooling system, will enable cavitation destruction of the

Поставленные задачи по повышению эффективности выпускаемых двигателей внутреннего сгорания возможно решать на основе достижения определенных параметров, комплексно характеризующих экономичность эксплуатации конкретных ДВС.

Работы Ф.Л. Ливенцева [1], Р.М. Петриченко [2], В.Г. Кривова [3] посвящены изучению и решению вопросов работы ДВС с повышенными температурами охлаждающей жидкости на выходе из двигателя, в том числе и с высокотемпературным охлаждением (ВТО).

Всесоюзный научно-исследовательский тепловозный институт подтверждает целесообразность повышения температуры охлаждающей жидкости в зоне малых нагрузок на основании экспериментальных данных, полученных при испытаниях среднеформированных дизелей 6ЧН 21/21 и 8ЧН 26/26. При этом рекомендуется поддерживать температуру теплоносителей в системе охлаждения в пределах 383...388 К [8].

Исследования лаборатории ДВС [9] военно-морского ведомства США, выполненные на 18 дизелях различных типов мощностью от 23 до 1475 кВт, показывают, что интенсивный износ происходит при малых нагрузках дизелей и низкой температуре охлаждающей жидкости. Было установлено, что повышение температуры охлаждающей жидкости с 331...333 К до 348...353 К уменьшает износ четырехтактных дизелей в 8…9 раз.

Эксперименты, проведенные на тепловозных дизелях типа Шкода, также подтверждают тот факт, что увеличение температуры охлаждающей жидкости уменьшает износ двигателей. При средней температуре жидкости 348 К содержание железа в масле примерно в 2 раза меньше, чем при температуре 323 К [9].

На судовых дизелях 3Д6 Северного речного пароходства был повышен температурный уровень системы охлаждения дизеля за счет перепуска 30…60% охлаждающей воды в выхлопной коллектор установкой дополнительного трубопровода от водяного насоса к полости выхлопного коллектора. В результате повышения температурного режима охлаждения дизеля 3Д6 срок службы гильз увеличился с 2000…2500 до 4500…5000 часов. В выводах, которые приведены в этой же работе, говорится, что модернизация систем охлаждения дизелей, в том числе и повышение температурного режима охлаждения, позволит уменьшить кавитационные разрушения деталей и в 1,5…1,8 раза продлить срок их службы.

В работе [10] приводятся следующие данные при работе дизелей 7Д6. Снижение температуры охлаждающей воды на выходе из двигателя от 373 К до 333 К приводит к возрастанию максимальной скорости нарастания давления с 4,2 до 15 кгс/см^2 /град. п.к.в., а период задержки воспламенения увеличился вдвое – от 9 до 18 град. п.к.в., максимальное давление сгорания увеличилось на 0,25 МПа. Исследования, проведенные на дизеле Д6 мощностью 110 кВт при частоте вращения коленчатого вала 25 с$^{-1}$, показали, что при снижении температуры жидкости с 373 до 333 К значительно повышается уровень вибрации стенок втулки и блока в высокочастотной ►

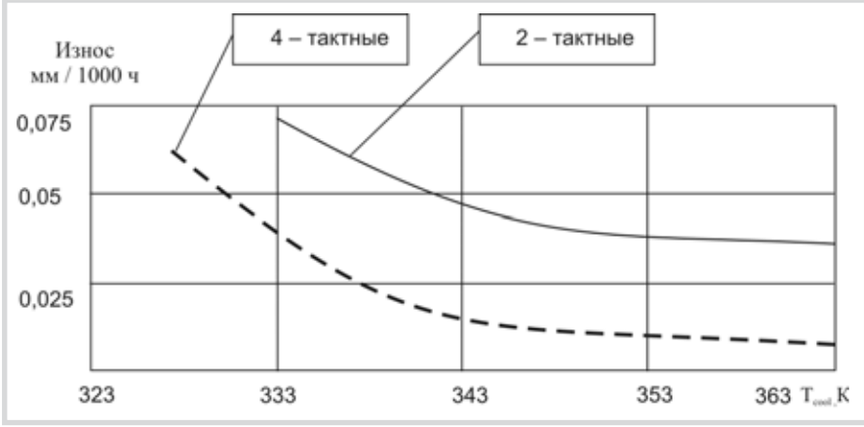


Рис. 1. Средний износ двухтактных и четырехтактных дизелей мощностью от 22 до 1800 кВт

области спектра колебаний. Эти явления снижают ресурс деталей, а потому рекомендуется поддерживать повышенный температурный уровень в системе охлаждения дизеля.

На рисунке 1 показан средний износ двухтактных и четырехтактных дизелей мощностью от 22 до 1800 кВт с диаметром цилиндра от 90 до 320 мм и скорости поршня от 4,9 до 10,0 м/с, который составлен по экспериментальным данным ВМФ США [11]. Интенсивный износ наблюдается при температуре охлаждающей воды 323…343 К, и далее он уменьшается, а при температуре, равной 403…413 К, вновь возрастает, но уже за счет разложения масла и механического износа.

В работе [12] дана оценка влияния отклонения температурного режима охлаждения от оптимального. Известны пять факторов риска, снижающих ресурс полости охлаждения, особенно форсированных дизелей. Первый – режим охлаждения по температуре, отличной от оптимальной (368 К), который принят в расчете ресурса полости охлаждения. Второй – режим охлаждения по давлению в водяной полости, отличный от принятого в расчете и равного 0,1 МПа. Третий – режим охлаждения, отличный от расчетного по скорости охлаждающей жидкости. Четвертый – режим охлаждения, отличный от расчетного по насыщению системы охлаждения кислородом, т.е. наличию постоянно открытой в атмосферу поверхности охлаждающей жидкости в системе, либо подсоса воздуха. Пятый – работа дизеля длительное время осуществляется на холостом ходу и малых нагрузках с повышенными тепловыми зазорами между втулкой и поршнем.

Далее приводится оценка влияния каждого из приведенных факторов и в результате делается вывод о том, что при одновременном действии всех факторов риска ресурс полости может снизиться с 10000 до 1000 часов, т.е. в десять раз.

Поэтому очень важно соблюдать и тем более необходимо обеспечивать оптимальный и стабильный температурный режим работы системы охлаждения ДВС.

Температурный режим охлаждения двигателя оказывает влияние на эффективные и индикаторные показатели рабочего процесса дизеля.

Для определения оптимального температурного режима охлаждения дизеля, при котором достигается наименьший расход топлива дизеля 8ЧН 26/26 мощностью 883 кВт, были проведены экспериментальные исследования [13].

Анализ результатов исследований показал, что с ростом температуры охлаждающей воды от 343 до 388 К расход топлива уменьшается на всех рабочих режимах. Влияние повышения температуры воды на топливную экономичность возрастает с уменьшением нагрузки и частоты вращения коленчатого вала. На режиме полной мощности снижение расхода топлива при указанном повышении температуры воды составило 1,5% при минимальной нагрузке (58 кВт, частота вращения коленчатого вала 6,6 c^{-1}) – 3,5%, а на холостом ходу при частоте вращения коленчатого вала 6,6 c^{-1} – в среднем на 0,2 кг/ч на каждые 10 градусов увеличения температуры воды.

Таким образом, оптимальная температура охлаждающей воды дизеля 8ЧН 26/26 имеет значение выше рекомендованных по техническим условиям, особенно на режимах частичных нагрузок и холостого хода, что является резервом повышения эксплуатационной экономичности данного дизеля.

В работе приводятся экспериментальные данные испытания одноцилиндрового отсека двигателя 1ЧН 24/36 с ВТО при n = 6 c^{-1} и Pe= 0,71 МПа. Температура воды в системе охлаждения изменялась от 303 до 393 К (от 30 до 120^{0}С). При таком изменении температуры воды происходит увеличение температуры: крышки цилиндра (огневого днища) – 56^{0}С, днища поршня – 74^{0}С, верхней части гильзы цилиндра на 64^{0}С.

Увеличение температуры воды в зарубашечном пространстве двигателя с 303 до 393 К снижает эффективный расход топлива на 10,8 г/кВт ч.

Кроме того, увеличение температуры охлаждающей жидкости с 303 до 393 К (от 30 до 120^{0}С) приводит к снижению концентрации сажи на 28% вследствие менее интенсивного сажеобразования при повышенных температурах охлаждающей жидкости. Снижение скорости сажеобразования в этом случае объясняется более медленным распространением фронта пламени вследствие уменьшения количества топлива, участвующего в его формировании, а следовательно и уменьшения количества топлива, горящего во фронте с выделением свободного углерода.

Исследования влияния на скорость изнашивания цилиндровой втулки и хромированного верхнего поршневого кольца температуры охлаждающей жидкости, температуры масла и мощности были проведены на дизель-генераторной установке 2Ч 8,5/11. Результаты исследований представлены в табл.1.

Анализ этих данных показывает, что отношение скоростей изнашивания при нагрузках 25 и 100% не остается постоянным и зависит от температурного режима работы дизеля. Полученные величины относительных скоростей изнашивания свидетельствуют о том, что только при максимальном температурном уровне при изменении нагрузки от 100 до 25% скорости изнашивания деталей уменьшаются примерно в 2 раза.

В настоящее время доказано, что при ВТО износы деталей цилиндро-поршневой группы не превышают показателей при обычном хлаждении [2]. Так, например, по данным обмеров деталей ЦПГ газомоторных компрессоров 10ГК-1 после 12000…13000ч их работы с испарительным охлаждением средний износ втулок рабочих цилиндров на 1000ч работы составляет всего лишь 0,01 мм, ►

Уровни	Температура, К (^{0}С)		Скорость изнашивания, отн.	
	воды	масла	кольца	втулки
Нижний	323 (50)	313 (40)	0,815	0,978
Средний	343 (70)	328 (55)	0,717	0,825
Верхний	363 (90)	343 (70)	0,567	0,584

Табл. 1 Значения относительных скоростей изнашивания деталей в зависимости от температурного уровня дизеля

parts to be reduced and their service life to be extended 1.5…1.8 times.

The work [10] spells out the following data regarding the operation of the 7D6 diesel engines. A reduction in the temperature of the coolant at the engine outlet from 373 K down to 333 K causes the maximum rate of pressure boosting to increase from 4.2 up to 15 kgf/sq.cm/degrees, while the ignition delay period has doubled, i.e. from 9 up to 18 degrees, the maximum combustion pressure has increased by 0.25 MPa. Research conducted on the D6 diesel engine, with a power rating of 110 kWt, crankshaft rpm 25 c-1 has shown that when the temperature of the coolant decreases from 373 down to 333K, the vibration level of the bushing walls and the engine block in the high frequency area of the oscillation spectrum rises sharply. These phenomena reduce the service life of the parts, and therefore it is recommended to maintain elevated temperature level in the diesel engine cooling system. Figure 1 shows average wear of the two cycle and four cycle diesel engines, power rating from 22 up to 1800 kWt with the cylinder diameter from 90 up to 320 mm and the piston speed from 4.9 up to 10.0 m/sec, which is plotted based on the experimental data of the U.S. Navy [11]. Intensive wear is observed at the coolant temperature of 323…343 K and further onwards it lessens, however at a temperature equal to 403…413 K, it increases again, but this time it is caused by oil decomposition and mechanical wear. The work [12] evaluates the effect caused by the deviation of the cooling system temperature conditions from the optimum level. Five risk factors are known which reduce the service life of cooling system cavity, especially in uprated diesel engines.

The first one is the cooling conditions in terms of the temperature different from the optimum one (368K) which are assumed in the calculation of the cooling system cavity service life. The second one is the cooling system cavity in terms of the pressure in the water cavity different from the one assumed in the calculation and equal to 0.1 MPa. The third one is the cooling system conditions different from the calculated one in terms of the speed of the coolant. The fourth one is the cooling system conditions different from the calculated ones in terms of the cooling system saturation with oxygen, i.e. existence of the coolant surface, constantly open into the atmosphere in the system, or air suction. The fifth is that the diesel engine operates at idle and low loads with increased thermal clearances between the bushing and the piston. Next follows the evaluation of the influence exercised by each of the factors and, as a result, a conclusion is drawn that with the simultaneous operation of all the risk factors the service life of the cavity can decrease from 10000 to 1000 hours, i.e. ten times.

Therefore, it is very important to observe and even more so it is necessary to ensure the optimum and stable temperature conditions for the operation of the internal combustion engine cooling system.

The temperature conditions of the engine cooling system influence the effective parameters and indicator parameters of the diesel engine's operating process. Experimental research was undertaken to determine the optimum temperature conditions for diesel engine cooling system which help achieve minimum fuel consumption of the 8CHN 26/26 diesel engine, power rating 883 kWt [13].

Analysis of the research results has shown that with the coolant temperature rising from 343 to 388 K, the fuel consumption decreases in all the working modes. The effect of the rising coolant temperature on fuel economy increases with the reduction in load and crankshaft rpm. In the full power mode, reduction in fuel consumption with the above mentioned coolant temperature increase, amounted to 1.5% at minimum load (58 kWt, crankshaft rpm 6.6 c-1) – 3.5%, while at idling with crankshaft rpm 6.6 c-1 – on the average 0.2 kg/hour per each 10 degrees of the coolant temperature increase.

Hence, the optimum temperature of the 8CHN 26/26 diesel engine coolant has a level which is higher than that recommended by the technical requirements, especially in the modes of partial loads and idling which is a reserve to tap in order to increase the operating economy of this diesel engine.

The work [14] refers to the experimental test data concerning the single cylinder section of the 1ЧН 24/36 engine with high temperature cooling at n=6 c-1 and Pe=0.71 MPa. The temperature of the coolant in the cooling system changed from 303 to 393 K (from 30 up to 120 degrees C). With such a change in the coolant temperature, there occurs a temperature increase: of the cylinder cover (fire bottom) – 56 degrees C, piston bottom – 74 degrees C, cylinder liner top – by 64 degrees C.

Increases of the coolant temperature in the space beyond the jacket of the engine from 303 to 393 K reduce the effective fuel consumption by 10.8 g/kWt hr.

Besides, an increase in the coolant temperature from 303 to 393 K (from 30 to 120 degrees C) leads to a reduction in the soot concentration by 28% due to less intensive soot formation at higher coolant temperatures. Reduction in the speed of soot formation in this case is accounted for by slower distribution of the flame front due to reduced quantity of fuel taking part in its formation and, hence, a reduced quantity of the fuel which burns in the front with the released free carbon.

The research into the influence on the speed of the wear of the cylinder bushing and chrome plated top piston ring exercised by the temperature of the coolant, oil temperature and the power rating was carried out on the 2CH 8.5/11 diesel engine powered generator set [15]. The test results are set out in Table 1.

The analysis of these data indicates that the ratio of the wear speeds at 25 and 100% loads does not remain constant and depends on the temperature conditions of the diesel engine operation. The values of relative wear speeds obtained show that it is only at maximum temperature level when the load changes from 100 to 25% that the parts wear speeds decrease approximately twice.

At the present time it has been proved that, with high temperature cooling, the wear of cylinder piston group parts does not exceed the results with regular cooling [2]. Thus, for example, the measurements of the cylinder piston group parts of the 10ГК-1 gas engine compressors, after 12000…13000 of their operation with evaporative cooling, the average wear of the working cylinder bushings, 1000 operating hours, is a few mm only which is 3.5…4.0 times less than the standard levels for average wear of the marine diesel engine cylinders.

One can also find here the details about the power plant of the pump station for the water supply of the city of Diamond Bar in South California, on which it turned out to be economically beneficial, compared to other types of drives, including the electric drive, to use piston internal combustion engines, operating on natural gas and cooled by high temperature cooling systems. The power plant turned out to be economical, having confirmed the forecasts of the project, while its evaporative cooling system allows the engines to be operated on high sulphur and «acid» fuel (gas), whereas on many power plants it proved to be impossible due to corrosive destruction of the engines.

Based on the data obtained, one can conclude that the coolant temperature in an engine must be optimum and equal to 348…358 K (75…85^{0}C) in order to improve the longevity and reliability of the internal combustion engine operation. When the coolant temperature decreases to 303 K (30^{0}C), the wear of the parts increases 6 times compared to optimum.

Messrs «Gotaverken» recommends maintaining a higher temperature of the cylinder walls, especially when engines operate at a low load. Messrs «MAN» does not recommend lowering the coolant temperature below 348 K (75^{0}C). Research has shown that an increase in coolant temperature from 338 to 348 K (65 to 75^{0}C) reduced the bushing wear by 20%.

As a result of the coolant temperature increase in the cooling system, the engine bushing temperature also increases which causes oil viscosity to reduce (the oil film in the "piston-cylinder bushing" clearance). One of the most important physical and chemical indicators which reflect the reliability of the oil film integrity between the rubbing surfaces is the oil viscosity.

Some researchers note [16] that with the reduction in the oil viscosity, the engine parts wear decreases (table 2). However, there is evidence showing increased wear with increasing viscosity.

On the whole, all the above is valid and, in addition to that, it has to be borne in mind that for many engines, due to their design features, dependence of wear on viscosity may have an optimum value (table 3) [16].

The set out data are a sufficiently graphic proof of the efficiency of using elevated temperature conditions for engine cooling and, specifically speaking, using high temperature cooling mode, which help reduce the fuel specific consumption (~2…9%), reduce the cylinder – piston group parts wear (~50…70%), change the heat balance items, improve the efficiency of the internal combustion engines. It is also noteworthy that the operating time of the power units for various applications in certain modes is quite different and the maintenance of the optimum level of the coolant at the outlet of the internal combustion engine is a program which ensures improvement of the operating economy of all the power generating unit.

The theoretical and experimental data referred to [17] have enabled a high temperature cooling system to be created which makes sure that the internal combustion engine operates in a stable manner and that such a system becomes one of the prerequisites for the overall system of coolant temperature elevation at the outlet of the internal combustion engine and its operating economy.

что в 3,5…4,0 раза меньше норм средних износов цилиндров судовых дизелей.

Здесь же приводятся сведения по силовой установке насосной станции для водоснабжения города Diamond Bar в Южной Калифорнии, на которой оказалось экономически выгодным в сравнении с другими видами приводов, включая и электрический, применить поршневые ДВС, работающие на природном газе и охлаждаемые при помощи высокотемпературных систем. Силовая установка оказалась экономичной, подтвердив прогнозы проекта, а ее система испарительного охлаждения позволяет эксплуатировать двигатели на высокосернистом и «кислом» топливе (газе), в то время как на многих силовых установках это оказалось невозможным из-за коррозийных разрушений двигателей.

На основании полученных данных можно сделать выводы, что температура охлаждающей воды в двигателе должна быть оптимальной и равной 348..358 К (75…85^{0}С) с целью повышения долговечности и надежности работы ДВС. При понижении температуры воды до 303 К (30^{0}С) износ деталей увеличивается в 6 раз в сравнении с оптимальной.

Фирма «Гетаверкен» рекомендует поддерживать более высокую температуру стенок цилиндров, особенно при работе двигателей с малой нагрузкой. Фирма «Ман» не рекомендует снижать температуру воды ниже 348 К (75^{0}С). Исследования показали, что повышение температуры воды с 338 до 348 К (65... 75^{0}С) снизило износ втулок на 20%.

В связи с увеличением температуры жидкости в системе охлаждения увеличивается и температура втулки двигателя, а вместе с тем снижается вязкость масла (масляной пленки в зазоре «поршень-втулка цилиндра»). Одним из важнейших физико-химических показателей, обусловливающих надежность сохранения масляной пленки между трущимися поверхностями, является вязкость масла.

Некоторые исследователи отмечают, что с увеличением вязкости масла износ деталей двигателя уменьшается (табл. 2). Однако имеются данные, свидетельствующие об увеличении износа с ростом вязкости.

В целом все вышеуказанное справедливо, и в дополнение к этому следует иметь в виду, что для многих двигателей в силу их конструктивных особенностей зависимость износа от вязкости может иметь оптимум (табл. 3).

Приведенные данные достаточно наглядно свидетельствуют об эффективности применения повышенных температурных режимов охлаждения двигателей и, в частности, применения режима ВТО, которые способствуют снижению удельного расхода топлива (~2…9%), снижению износа деталей ЦПГ (~50…70%), изменению статей теплового баланса, повышению эффективности применения ДВС. Также следует отметить, что если время работы энергетических установок различного назначения на определенных режимах является весьма разнообразным, то поддержание оптимальной величины температуры охлаждающей жидкости на выходе из ДВС является мероприятием, обеспечивающим повышение эксплуатационной экономичности всей энергетической установки.

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования позволили создать систему ВТО, позволяющую обеспечить стабильную работу ДВС и тем самым стать одной из составляющих общей системы повышения температуры охлаждающей жидкости на выходе из ДВС и его эксплуатационной экономичности. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ливенцев Ф.Л. Высокотемпературное охлаждение поршневых двигателей внутреннего сгорания. - Л.: Машиностроение, 1964. – 192 с.
2. Петриченко Р.М., Аверьянов В.К., Кабыш В.В. Гидравлические характеристики системы охлаждения дизеля 6ЧН 12/14. // Энергомашиностроение. – 1973.- № 12. – С. 22-24.
3. Кривов В.Г., Синатов С.А., Кабыш В.В., Аверьянов В.К. Совершенствование систем высокотемпературное охлаждения дизеля // Двигателестроение. – 1981. – № 4. – С. 30-34.
4. Худяков О.Ю., Соин Ю.В., Егоров Н.Ф., Разуваев А.В. Влияние высокотемпературного охлаждения на работоспособность высокофорсированного тепловозного двигателя 6ЧН 21/21 в условиях тропического климата // Труды ВНИТИ. – № 66. – Коломна. – 1987. С. 134-145.
5. Система охлаждения, повышающая экономичность силовой установки тепловозов // НИИинформтяжмаш. – Вып. 5-73-1. – М. – 1973. – 44 с.
6. Захаров Г.А., Пирагов А.М. Влияние температурного режима работы двигателя на интенсивность кавитационных процессов в полости охлаждения // Тр ЦНИДИ. – Вып. 74. – 1978. – С. 136-143.
7. Васильев Ю.Н. Новое в конструкции судовых дизелей. – Л: Судостроение, 1972. – 270 с.
8. Скуридин А.А. Причины, усиливающие кавитацию в полостях охлаждения при эксплуатации дизелей.// Двигателестроение.-1985.- № 11- С. 41.
9. Яковлев Е.А. Оптимальный температурный режим тепловозного двигателя // НИИинформтяжмаш. – Вып. 4-78-17. – М. – 1978. – С. 6-7.
10. Дъяченко Н.Х., Батурин С.А. Исследование рабочего процесса показателей излучения пламени при высокотемпературном охлаждении дизеля // ДВС. Реф.сб. НИИинформтяжмаш. – 4-75-22. – 1975. – С. 5-9.
11. Кайдалов А.Л. Об учете влияния нагрузки на скорость изнашивания деталей дизеля при прогнозировании его долговечности // Тр. ЦНИДИ. – Вып 76. – Л. – 1979. – С. 99-102.
12. Сомов В.А., Агеев Б.С., Чурсин В.В. Повышение долговечности судовых дизелей. – М.: Транспорт, 1983. – 167 с.
13. Разуваев А.В. Поршневые двигатели внутреннего сгорания с высокотемпературным охлаждением. – Саратов: Сарат. гос.техн. ун-т, 2001. – 128 с.

Кинематическая вязкость при 100^{0}С, 10-6 м^2/с	6,2	7,6	10,4	13,0	15,6	17,7	20,0
Потери в масле поршневых колец, г	9,0	3,4	1,4	0,9	0,7	0,5	0,5

Таблица 2

Кинематическая вязкость при 100^{0}С, 10-6 м^2/с	3,62	4,92	6,45	7,71	7,92	8,7	12,1
Скорость изнашивания отн. ед/ч	32,5	4,4	3,6	6,8	8,1	12,0	16,5

Таблица 3

В современных условиях становления рыночных отношений в нашей стране все большее значение приобретает надежное и качественное обеспечение электроэнергией предприятий, организаций различных форм собственности, а также в ряде случаев – и населенных пунктов. О проблемах «большой энергетики» достаточно написано и сказано в различных технических статьях и научно-популярных публикациях. Поэтому все большую актуальность приобретают современные средства «малой энергетики».

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ УТИЛИЗАЦИИ С ДВС

А.В. РАЗУВАЕВ к.т.н., доцент, начальник лаборатории «Энергосбережение»
Е.А. СОКОЛОВА аспирант
И.М. ВОРОНОВ аспирант
Е.А. РАЗУВАЕВА инженер, Балаковский институт техники технологии и управления
г. Балаково

С целью выявления путей повышения эксплуатационной экономичности работы ДВС рассмотрим уравнение его теплового баланса:

$Q_o = Q_e + Q_{охл.} + Q_{онв} + Q_г + Q_м + Q_{ост}$,

где Q_o – количество теплоты, введенное в двигатель с топливом;

Q_e – теплота, эквивалентная эффективной работе ДВС;

$Q_{охл}$ – теплота, отведенная в систему охлаждения ДВС;

$Q_{онв}$ – теплота, отведенная охлаждающей среде в охладителе наддувочного воздуха,

$Q_г$ – теплота, отведенная с выпускными газами,

$Q_м$ – теплота, отведенная с маслом,

$Q_{ост}$ – теплота, отведенная от поверхности блока цилиндров самого ДВС, а также учитываются погрешности расчета статей теплового баланса.

Экспериментальные данные показывают, что эффективный к.п.д. установки с ДВС составляет 30…40 %, а отвод теплоты с выпускными газами и охлаждающей жидкостью составляет 35…48 %. Из этого следует, что использование на нужды объекта отводимую или «бросовой» теплоты от ДВС экономически целесообразно.

Повышение эффективности эксплуатации средств «малой энергетики» является использование при эксплуатации дизель-генераторов и газовых двигатель-генераторов систем когенерации, т.е утилизации отводимой теплоты выхлопных газов и охлаждающей жидкости. Получаемая «бросовая» теплота может быть использована для отопления, горячего водоснабжения или производственных нужд предприятия либо объекта. Общий вид одного из вариантов блока системы утилизации тепла представлен на рис 1, а в составе с газовым двигатель-генератором производства ОАО «Волжский дизель им. Маминых», установленного в г. Шахты на рис 2.

Как и во многих других случаях, использование газа в установках когенерации позволяет сделать шаг вперед в создании новых, энергетически выгодных технологий. Поэтому не случайно в странах Европейского Союза доля газа в топливном балансе установок когенерации составляет 22,5 %, а в отдельных странах и еще выше: в Нидерландах 66 %, в Италии 38 %, в Соединенном Королевстве Великобритании 30 %. В США эта доля также очень значительна – 63 % .

Базой для этих установок может являться различный набор оборудования – поршневой газовый двигатель (или газотурбинный) с электрогенератором и устройством для утилизации теплоты вторичных энергоресурсов двигателя для получения горячей воды.

Основным преимуществом установок когенерации относительно установок раздельной выработки электрической и тепловой энергии является сокращение потерь энергии топлива. Сокращение потерь происходит как в самом процессе преобразования топлива в конечные энергоносители, так и в процессе транспортировки энергоносителей на более короткие расстояния, при выработке энергоносителей в точном соответствии с потребностью в них. Заметные преимущества имеют установки когенерации в экологическом плане: суммарные выбросы в атмосферу вредных компонентов от газовой турбины в составе установки когенерации всегда меньше выбросов этой же турбины и теплофикационного котла.

На производство 1 кВт.ч электроэнергии и 1,43 кВт.ч тепла в установке когенерации потребуется 2,85 кВт.ч газа, а при раздельном производстве – 3,49 кВт.ч, т. е. на 22 % больше. При этом выбросы NOX сократятся на 36 %, а CO_2 – на 18%.

Малая энергетика на основе поршневых ДВС при использовании газообразного или жидкого топлива, решая экологическую проблему, дает возможность без «шараханий» и «революционных скачков» [2] в короткие сроки обеспечить повышение надежности системы энергоснабжения городов и пригородов в районах, охваченных централизованным электротеплоснабжением (ЦЭТС), путем частичного резервирования в особые периоды, а также создать надежную автономную (локальную) местную децентрализованную систему энергоснабжения в тех районах, где ЦЭТС отсутствует, или во вновь осваиваемых местах.

Преимущества [4] когенерации на базе газопоршневых электрогенераторных установок представляют особый интерес, и в частности 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 газопровода, электричества, водопровода с холодной и горячей водой, необходим только газопровод и водопровод с холодной водой. И, надо сказать, эти преимущества успешно используются в жилищно-коммунальных хозяйствах европейских стран. Например, в системе ЖКХ Чехии введен в эксплуатацию ряд газопоршневых агрегатов с утилизацией тепла, причем предпочтение отдается установкам мощностью около 500 кВт. Как правило, эти станции монтируют на базе старых котельных, из которых убирается старое оборудование. Поэтому тепло отпускается жителям близ лежащих домов, а электроэнергия - в централизованную сеть.

В качестве еще одной иллюстрации целесообразности применения комбинированных тепло - энергетических установок по выработки тепловой и электрической энергии можно привести пример использования опыта ряда зарубежных университетов [5] по независимому от национальной сети электроснабжению. Первая такая установка из трех двигателей Jenbacher на природном газе применена в университете Dundee, Шотландия. Установка интегрирована в энергосеть университета, обеспечивает более 98 % его потребления в электроэнергии и до 50 % годовой потребности в тепловой энергии. Суммарный к.п.д. теплоиспользования составлял до 74 %.

Кроме этого, в последнее время [4] проявляется повышенный интерес к газопоршневым установкам вследствие►

ужесточения экологических нормативов. Вследствие этого использование крупных промышленных электрогенераторных установок на жидком топливе потребовало дополнительных затрат на очистку выхлопных газов от вредных веществ. Но еще большее значение приобретают газопоршневые установки как утилизаторы попутных нефтяных газов, поскольку Киотским протоколом к Рамочной конвенции ООН об изменении климата введены четкие лимиты для всех промышленноразвитых стран — «установленные количества» на эмиссии парниковых газов, в список которых помимо CO_2 включены еще пять парниковых газов, в том числе и метан.

Так в качестве примера эффективного применения газопоршневой установки с блоком утилизации тепла можно привести опыт эксплуатации ГДГ 90 мощностью 500 кВт, производства ОАО «Волжский дизель им Маминых», на предприятии ЗАО «Дон – Тэкс» г. Шахты. На конец 2007 года наработка теплоэнергетического комплекса составляла 7800 часов.

Стоимость электроэнергии с учетом эксплуатационных затрат теплоэнергетического комплекса имела величину 0, 72 руб/кВтч. При этом стоимость электроэнергии от центральных сетей – 2,7 руб/кВт ч, так, что экономия налицо. При выработке электроэнергии ГДГ 90 одновременно в блоке утилизации теплоты осуществляется отбор тепловой энергии от утилизации выпускных газов, охлаждающей жидкости, смазочного масла и наддувочного воздуха (рис 2). Величина утилизированной тепловой энергии достигает 700 кВт. Утилизируемое от ГДГ 90 тепло используется в системе водоподготовки исходной воды и подогрев питательной воды котельной предприятия. Подогрев исходной воды в зимний период времени позволяет повысить эффективность работы системы химводоподготовки котельной на 10-12%. При этом снижается расход соли и ионообменного материала для приготовления питательной воды. Существенно снижается эффект от утилизации тепловой энергии в летний период времени из-за отсутствия потребителей тепла, и в этих условиях значительный интерес представляет использование ГДГ-90 в составе абсорбционной бромистолитиевой холодильной машины «ОКБ ТЕПЛОСИБМАШ».

Теплоэнергетический комплекс расположен в 7 метрах от потребителя тепловой энергии, а значит и транспортные потери теплоты при этом минимальные, что и отличает такие установки от центральных длинных сетей.

Обслуживание теплоэнергетического комплекса ведет бригада подготовленных специалистов с механизмами материальной заинтересованности от результатов работы.

Если говорить о стратегическом развитии когенерационных установок в целом, то оно заслуживает достаточно пристального внимания по их применению на объектах различных форм собственности за счет эффективности их применения, а также с учетом ограниченного запаса углеводородного топлива на планете и обеспечения энергобезопасности объекта. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Замоторин Р.В. Малые теплоэлектроцентрали – поршневые или турбинные // Энергосбережение в Саратовской области. – 2001.– №2 (004)
2. Кривов В.Г., Агафонов А.Н. Предложения по созданию комбинированных малых теплоэлектроцентралей на базе поршневых и газотурбинных двигателей с утилизацией теплоты // Двигателестроение. – 1998. - № 2. С 3-5
3. Салихов А.А., Фаткуллин Р.М., Абдрахманов Р.Р., Щаулов В.Ю. Об опыте эксплуатации газопоршневых мини-ТЭЦ в ОАО Башкирэнерго // Электрические машины. – 2003. – № 11.
4. «Оборудование: рынок, предложение, цены» 2003. - № 5 (77). С 80 -84
5. Diezel & gas turbine worldwid, june, 2000
6. Разуваев А.В. Экономическая эффективность эксплуатации ДВС с системой утилизации тепла // Двигателестроение. – 2000. – № 3. - С. 37-38.
7. Терехин А.Н., Слесаренко И.В., Горланов А.В., Пчельников Д.П., Разуваев А.В. Перспективы развития автономных источников энергоснабжения на базе газопоршневых и газотурбинных двигателей // Двигателестроение. – 2007. – № 1. – С. 30-33.

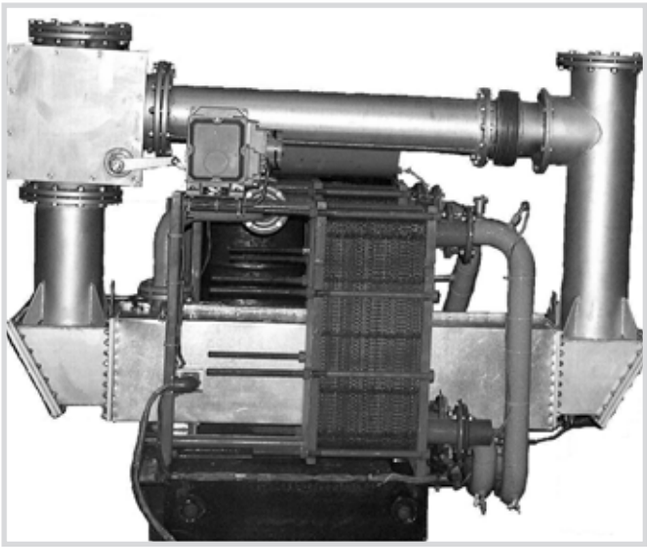


Рис. 1 Общий вид одного из вариантов блока системы утилизации тепла

Рис. 2 Блока системы утилизации тепла в составе с газовым двигателем - генератором производства ОАО «Волжский дизель им. Маминых»

ООО « БАЛЭСКО»

г. Балаково
тел (84-53) 44-77-36
тел/факс (84-53) 44-48-86, 46-44-43
E-mail: rav@bittu.org.ru

• Разработка и расчет схемы системы утилизации по индивидуальным параметрам объекта и энергетической установки, согласование технико – экономических показателей с заказчиком;
• разработка рекомендаций по монтажу и эксплуатации системы утилизации для эксплуатируемых и вновь вводимых энергоустановок;
• разработка проекта перевода энергоустановки на работу с системой утилизации тепла – создание когенерационой установки;
• расчет необходимого оборудования для системы утилизации;
• изготовление и поставка заказчику необходимого оборудования для системы утилизации в том числе блочной компоновки.

Освоившись в реалиях современного рынка, ОАО «Манотомь» (ранее Томский Манометровый Завод) удалось сохранить позиции одного из крупнейших российских производителей манометров. Предприятие имеет заслуженную репутацию надёжного поставщика приборов контроля для объектов повышенной опасности, и прежде всего для предприятий нефтегазовой отрасли. Следуя современным маркетинговым тенденциям, предприятие стремится к оперативному решению задач потребителя, оставаясь производителем как механических, так и электронных манометров самого высокого качества.

ОАО «МАНОТОМЬ»:
ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫЕ МАНОМЕТРЫ

В настоящий момент в каталоге продукции предприятия насчитывается более 30 основных типов приборов, наиболее востребованных на рынке. Манометры, датчики давления и температуры с маркой «Манотомь» отлично зарекомендовали себя на сотнях российских и зарубежных предприятий, среди которых концерн «Росэнергоатом», ОАО НК «Лукойл», ОАО НК «Роснефть», ОАО НК «Татнефть», ОАО «Газпром», ОАО «ТНК-ВР» и другие.

По данным отдела маркетинга ОАО «Манотомь», устойчивым спросом у нефтяников и газовиков пользуется серия показывающих взрывозащищенных электроконтактных манометров, вакуумметров и мановакуумметров ДМ2005Сг1Ех, а также версия этих приборов в коррозионностойком исполнении. Эти простые и надежные приборы, выпускаемые по отработанной годами технологии, пришли на замену хорошо известной, но уже снятой с производства серии ЭКМ с диаметром корпуса 160 мм.

Конструкторской службой ОАО «Манотомь» были разработаны взрывозащищенные приборы с диаметром корпуса 100 мм ДМ5010Сг0Ех. При создании этих приборов был реализован ряд положительных конструктивных и функциональных особенностей: увеличенная толщина стекла, гальванически развязанные контакты, удобная клеммная колодка, герметизированный ввод. Прибор взрывозащищенный и имеет вид взрывозащиты «искробезопасная цепь». В случае применения прибора как взрывобезопасного в разы повышается надежность и ресурс контактной группы, благодаря коммутации ограниченных токов и напряжений и, как следствие, отсутствию дуги в месте контакта и его разрушения. Прибор может применяться в технологических процессах с возможной опасностью возникновения взрыва или пожара в таких отраслях, как нефте- или газодобывающая, нефтехимическая, фармацевтическая и т.д.

Стоит отметить высокие эксплуатационные качества, которые традиционно свойственны и другим механическим приборам ОАО «Манотомь»: продолжительный срок службы, простоту обслуживания и ремонтопригодность оборудования.

Однако сегодня часто бывает недостаточно просто измерить давление с максимальной точностью, а затем воспроизвести его значение в виде электрического унифицированного выходного сигнала. Тенденции современного приборостроения вводят новые стандарты функциональности оборудования. Именно поэтому номенклатура манометрических приборов ОАО «Манотомь» была расширена и расширяется за счет появления современных электронных приборов: малогабаритных датчиков давления и температуры, в которых использованы емкостные сенсоры и современные цифровые технологии обработки сигнала.

Особенного внимания заслуживают приборы серии ДМ5007-3151. Интеллектуальные взрывозащищенные датчики давления содержат в своем составе не только микропроцессор, компенсирующий воздействие окружающей среды, но и устройство двунаправленной цифровой коммуникации, работающее в формате HART-протокола. Это предоставляет пользователям приборов дополнительные функциональные и сервисные возможности. Цифровая связь позволяет производить ►

Having assimilated in the realities of the current market, JSC «Manotom» (former Tomsk Pressure Gauge Factory) managed to preserve its status as one of the biggest pressure gauge manufacturers in Russia. The enterprise possesses a well-deserved reputation of the control gauges supplier for high-hazard objects, and in the first place, for oil and gas producing enterprises. Following up-to-date marketing trends, the company aims at efficient fulfillment of the customer's needs, producing both mechanical and electronic pressure gauges of the highest performance.

JSC «MANOTOM»: EXPLOSION-PROTECTED PRESSURE GAUGES

At the present moment the company's catalogue of production enlists over 30 main types of devices, most demanded on the market. Pressure gauges, temperature and pressure sensors under «Manotom» brand have gained a great reputation on hundreds of both Russian and foreign enterprises, which include «Rosenergoatom» group, JSC OC «Lukoil», JSC OC «Rosneft», JSC OC «Tatneft», JSC «Gazprom», JSC «TNK-BP» and others.

According to the data, provided by the marketing department of JSC «Manotom», the following devices have a strong demand amongst oil and gas producing companies: the line of explosion-protected electrical-contact indicating pressure gauges, vacuum meters and vacuum pressure gauges Дм2005Сг1Ех, as well as a series of corrosion-proof devices. Those simple but reliable devices, produced according to the proven through many years technology replaced a well-known, but discontinued ECM (electric contact manometers) series with nominal diameter 160 mm.

The JSC «Manotom» design bureau developed explosion-protected device ДМ5010Сг0Ех with the nominal body diameter 100 mm.

A number of positive design and functional peculiarities has been realized in the development process of these devices: increased glass thickness, galvanic isolated contacts, handy connecting block, pressurized input. The device is explosion-protected with the «Spark-safe circuit» explosion type. In case the device is used as an explosion-protected one, it by far increases reliability and life-time of contact set, due to the cross-plugging of limited currents and voltage, and, as a consequence, due to the absence of arc at the place of contact and its damage. The device may be employed in technology processes with explosion or fire hazard, in such fields as oil or gas producing industry, petrochemical or pharmaceutical industries, etc. It is worth admitting the high performance properties, traditionally characterizing other mechanical devices, produced by JSC «Manotom»: long life, easy maintenance and reparability of the equipment.

However, modern situation sometimes demands more than simple pressure measurement with maximum precision and reproduction of the values in form of unified electrical output signal. Current instrument engineering trends impose new standards of equipment functionality. And due to this very fact, the range of pressure-measuring devices by JSC «Manotom» has been expanded at the expense of the appearance of up-to-date electronic devices: compact pressure and temperature sensors, which employ capacitive sensors and modern signal processing digital technologies. Special attention should be paid to the ДМ5007-3151 series of devices. Smart explosion-protected pressure sensors that contain not only a microprocessor, compensating environmental influence, but also a bidirectional digital communication device, operating in the HART-protocol format. This option provides additional functional and service opportunities for the User. Digital communication enables remote realignment of measurement range or semi-automatic calibration without shutdown of the device, and allows zero off-set and scanning of the specific parameters of the device. Continuous self-diagnostics provides high reliability of systems operation. In case of performance degradation, the sensor immediately produces the signal of failure, which leads to the increase of efficiency in the staff operation and reduction of idle hours. Due to the fact, that communicational protocol HART is open and is supported by all manufacturers of automation equipment, the smart pressure sensors ДМ5-007-3151 can be easily integrated in the automated production control systems, which are already implemented on the Customer's enterprise.

A more detailed technical specification of the above stated explosion-protected equipment, as well as a full catalogue of production of pressure instrumentation under the JSC «Manotom» brand, can be found on the official web site: **www.manotom-tmz.ru**

The products are certified and registered in the Public Registers of the Russian Federation, the Republics of Belarus, Kazakhstan, Turkmenistan and Uzbekistan.

The quality management system at JSC «Manotom» includes development, manufacturing and repair of pressure gauges, vacuum pressure gauge and pressure sensors. The system was assessed by the international certification centre Quality Service Schaffhausen AG (Switzerland) and fits the set requirements of international standard ISO 9001:2000.

удаленную перенастройку диапазона измерений или полуавтоматическую калибровку без вывода прибора из эксплуатации, осуществлять коррекцию нуля и считывание индивидуальных параметров прибора. Непрерывная самодиагностика обеспечивает высокую надежность функционирования систем. При ухудшении технических характеристик датчик мгновенно выдает сигнал о неисправности, что приводит к повышению эффективности работы персонала и сокращению простоев.

Благодаря тому факту, что коммуникационный протокол HART является открытым и поддерживается всеми производителями средств автоматизации, интеллектуальные датчики давления ДМ5007-3151 без затруднений могут быть интегрированы в автоматизированные системы управления производственными процессами, которые уже функционируют на предприятиях заказчиков.

Ознакомиться с подробной спецификацией перечисленного взрывозащищенного оборудования, а также с полным каталогом манометрического оборудования производства ОАО «Манотомь» можно на сайте компании www.manotom-tmz.ru.

Продукция сертифицирована и внесена в Госреестры Российской Федерации, Республики Украина, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Республики Туркменистан, Республики Узбекистан.

Система менеджмента качества ОАО «Манотомь» включает разработку, производство и ремонт манометров, мановакуумметров и датчиков давления, оценена международным сертификационным центром Quality Service Schaffhausen AG (Швейцария) и соответствует установленным требованиям международного стандарта ISO 9001:2000. ■

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
МАНОТОМЬ

634061, Россия, г. Томск,
пр. Комсомольский, 62
Тел: (3822) 288-664
Факс: (3822) 442-906
e-mail: marketing@manotom-tmz.ru
www.manotom-tmz.ru

www.tnaspb.ru
www.obogrev.net
г. Санкт-Петербург
ул. Салова, д. 38
т.: (812) 920-37-13
т.\ф.: (812) 766-5523
term@obogrev.net
Нагревательные ленты и кабели
для обогрева трубопроводов,
резервуаров, приборов и различных устройств для перекачки нефти и нефтепродуктов всех видов, в том числе во взрывоопасных зонах:
ЭНГЛ1Ex, ЭНГКЕx, ЭНГЛ-1, ЭНГЛ-2, ЭНГЛУ-400, ПНДО, полный набор принадлежностей и аксессуаров.
ПРОЕКТ
МОНТАЖ
ПРОИЗВОДСТВО
ООО НПФ ТРАНСНЕФТЕАВТОМАТИКА

УРАЛ-ТЕСТ
метрология и сервис
ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:
• Газоаналитическое оборудование и системы
• Метрологическое оборудование
• Промышленные анализаторы
• Инструментальная арматура для КИП
• Приборы для измерения параметров
• Искробезопасные интерфейсы и системы
• Сервисное обслуживание
Компания Урал-Тест, являясь официальным дистрибьютором ф. Дрэгер, осуществляет деятельность в регионах: Пермском крае, республиках Удмуртия, Башкортостан, КОМИ и г. Нарьян-Маре.
Мы предложим Вам газоанализаторы под Ваше техническое задание, осуществим поставку, монтаж, сдачу в эксплуатацию и поддержку работоспособности на Весь период эксплуатации.
Ждем Ваших запросов и предложений по поставке интересуемого оборудования, сервисному обслуживанию и обмену технической информацией.
г. Пермь, ул. Кирова, 8, оф. 1
т.: (342)218-22-42
ф.: (342)218-22-43
info@ural-test.ru
www.ural-test.ru
äger
REGARD
A3

ООО СП «Термобрест-М»

ПРОИЗВОДСТВО ГАЗОВОЙ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ

Продукция собственного производства:

1. Отсечные двухпозиционные газовые электромарнитные клапаны (Ду 15-200 мм, Ру 0-6 бар).
2. Отсечные трёхпозиционные газовые электромарнитные клапаны (Ду 20-50 мм, Ру 0-1 бар).
3. Отсечные газовые электромарнитные клапаны с ручным и электромеханическим регулятором расхода (Ду 15-200 мм, Ру 0-3 бар).
4. Заслонки регулирующие (Ду 40-100 мм, Ру 6 бар).
5. Отсечные двухпозиционные электромагнитные клапаны для жидких сред с возможностью ручного регулирования расхода (Ду 15-25 мм, Ру 4 бар).
6. Блоки газовых электромагнитных клапанов для любых схем работы газогорелочных устройств (возможно изготовление блоков по индивидуальным требованиям заказчика).
7. Фильтры газовые (Ду 15-200 мм, Ру 3-6 бар).
8. Датчики-реле давления (ДРД 12, 40, 120, 400, 1000 mbar, ДРД-Н, ДРД-Т).

Создание компонентов автоматики безопасности и регулирования для тепловых узлов и систем газораспределения, использующих в качестве топлива природный и сжиженный газ.

127247, г. Москва,
Дмитровское шоссе,
дом 107, строение 20
т./ф.: (495) 485-45-27, 485-29-71

www.termobrest.ru
tb@tb-m.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Существенная доля затрат промышленных предприятий, особенно работающих в круглосуточном режиме, приходится на осуществление освещения рабочих мест, помещений и производственных площадей. Эффективность светопреобразования стационарных светильников общего освещения, составляющих основную массу на большинстве промышленных предприятий, лежит в диапазоне от 10 лм/Вт для ламп накаливания до 40-80 лм/Вт для люминесцентных и натриевых ламп (данные американской программы освещения будущего). Для переносных аккумуляторных светильников с лампами накаливания, применяемых при обслуживании и ремонте технологического оборудования, эти показатели находятся на низком уровне, особенно с учётом затрат на энергопотребление при выполнении процедуры «разряд-заряд» для аккумуляторов на зарядных столах.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ – СВЕТИЛЬНИКИ НА БАЗЕ LED

В.М. ОСИПОВ | главный конструктор ЗАО «Электроточприбор»
Н.Г. ЧЕРЕДОВА | генеральный директор ЗАО «ТК «Электроточприбор» | г. Омск

Интенсивное развитие технологий в области производства оптоэлектронных приборов на основе полупроводниковых светоизлучающих кристаллов привело в 80-х годах прошлого века к созданию и внедрению в практику полупроводниковых преобразователей электричества в свет. Сначала в виде монохромных маломощных цветных светодиодов, а после совершенствования гетероструктур и люминофоров для получения светодиодов белого света – к созданию светодиодов белого света с эффективностью светопреобразования более 100 лм/Вт с единичной мощностью 3-5 Вт. В настоящее время мировая электронная промышленность производит светодиоды «холодного» (цветовая температура выше 5000^{0}К) «нейтрального» (3600-5000^{0}К) и «тёплого» (менее 3600^{0}К) белого света.

Практически первым случаем широкого применения белых светодиодов (LED) в промышленности явилось создание головных переносных светильников для горнодобывающих отраслей. Применение LED с диаграммой излучения «side emmiting» и оптической системой на основе параболического отражателя позволило создать светильник, имеющий в два раза меньшую массу и объём контейнера аккумуляторной батареи, чем у фонарей СГВ-2 и СГВ-2.1 с рудничными лампами Р3,75, применяемых в нефтехимии. Срок службы мощных LED превышает при допустимой деградации 30 000 часов, против 200 часов у рудничной лампы Р3,75.

Переход в переносных головных светильниках для нефтехимии от никель-кадмиевых аккумуляторов на никель-металлгидридные и литиевые аккумуляторы позволяет, помимо решения экологических задач, существенно сократить затраты электроэнергии и времени на заряд в каждом рабочем цикле за счёт исключения принудительного доразряда батареи. При этом светильник обеспечивает освещённость в ►

	Показатель	РСП25-250	РСП25-250 с ПРА	ССП01-5	ССП01-20	Лампы накаливания
1	Мощность, Вт	250	250	15	60	2x100
2	Световой поток, лм	12000	12000	900	3600	2000
3	КПД, %	55	70	70	85	10
4	Реально потребляемая мощность, Вт	455	333	21	70	200
5	Эффективность источника света, лм/Вт	48	48	60	60	10
6	Эффективность светильника, лм/Вт	26	36	44	52	10
7	Стоимость изделия, руб.	4543	6749	5000*	19000*	30
8	Срок использования до плановой замены, ч	2000	4000	50000	50000	1000
9	Стоимость электроэнерги, **руб.	43047	31505	1987	6623	18900
10	Эксплуатационные издержки за Тоц, руб.	61990	49234	14887	27523	52070

* – ориентировочно

** – в 2008году с НДС

Табл. 1 Сравнительные характеристики светильников

A significant portion of the costs incurred by industrial companies, especially those which operate round the clock, is accounted for by lighting the workplaces, premises and production facilities. The efficiency of light transformation of the stationary light fixtures for general application which constitute the majority at most industrial companies, lies within the range from 10 lm/wt for incandescent lamps and up to 40-80 lm/wt for luminescent and sodium lamps (according to the data of the U.S. «Lighting for the Future» program). For portable battery powered flashlights with incandescent bulbs used for the service and repair of the manufacturing equipment, these indicators are on the low side, considering the energy consumption costs in performing the «discharge-charge» procedure for batteries on the charging tables.

RESOLVING THE ENERGY SAVING PROBLEM LED BASED LIGHT FIXTURES

In the 1980's intensive development of the technologies in the area of producing optical electronic instruments based on semi-conductor light emitting crystals led to creation and introduction into practice of semi-conductor transducers converting electricity into light. Initially in the form of monochrome low power color light emitting diodes while after improving heterostructures and luminophors to produce white light emitting diodes, it led to creation of white light emitting diodes with light transformation efficiency of more than 100 lm/wt with single unit power of 3-5 wt. At present, the world electronics industry produces LEDs of «cold» (color temperature higher than 50000K), «neutral» (3600-50000K) and «warm» (less than 36000K) white light. Virtually, the first example of common use of white LEDs in industry was the creation of head worn portable lights for the mining sector. The use of LED with «side emitting» diagram and the optical system based on a parabolic reflector made it possible to produce a lighting device which had twice lesser mass and battery container volume than SGV-2 and SGV-2.1 flashlights with mine lamps R3.75 used in petroleum chemical industry. The service life of the powerful LEDS exceeds, given acceptable degradation, 30 000 hours, against 200 hours typical of the R3.75 mine lamp. Transition in the portable head worn lighting devices in petroleum chemical industry from nickel-cadmium batteries to nickel metal hydride and lithium batteries allows, apart from dealing with environmental issues, electric power costs and charging time in each working cycle to be reduced due to elimination of forced completion of battery discharge. At the same time the lighting device ensures such illumination intensity in the hard hat as is 1.7 – 3 times greater than that of the lighting devices with an incandescent lamp. The lighting device, head worn

type, SGG-10, manufactured by «Electrotochpribor» Production Association and offered for operation in petrochemical industry has been designed, making the most of advanced technical solutions. The lighting device incorporates a LED, capacity 1 wt, powered by lithium and polymer storage battery which has a stabilized light flux, producing illumination intensity in the evaluation area of no less than 1200 lk. All the components of the electronic circuit of the light and the storage battery are located in the headlight. There is no external battery compartment or connection cable. The light has additional service functions: indication of remaining charge on the storage battery, current time and the employee's registration number. Its mass is 190 g, thanks to which this lighting device is easily attached to the protective hard hat or any head gear.

Level of explosion proofness

PB Exibl X/ 1 Exibl IT5 X. Permission of the Russian Federation's Technical Supervision Authority for operation has been issued. The instrument is equipped with an individual charging device. The battery's charging time does not exceed 4 hours. The cited specifications of the product confirm that it is practically possible, using modern component base and LED, to create a new generation of economical portable head worn lighting devices for the service personnel in the oil, gas and other branches of industry, which have superior light and technical performance. And to replace the population of morally and physically outdated uneconomical lighting devices, implemented in mine incandescent lamps R3.75 and sealed nickel and cadmium or top-up storage batteries. The most capacious area of application of the stationary lights is various branches of industry where the use of LED allows their advantages to be utilized. The efficiency of LED based lights 3-10 times exceeds that of luminescent lights and lights with incandescent lamps which, given equal light flux and annual work cycle of 9000 hours, allows electric power costs to be correspondingly reduced. One has to remember that conventional lights are noticeably sensitive to change in supply voltage which affects the light flux. For example, reduction in supply voltage by 1 % decreases the light flux of the incandescent lamps by 3-4%, that of luminescent lamps by 1.5%, mercury lamps – by 2.2%, whereas a reduction in voltage by 10% would cause the light flux to decrease by 30-40%. On the other hand, an increase in voltage by 10% cuts back on the service life of the lamps by 25-30%. The lighting devices based on LED are devoid of these disadvantages. The characteristics of the modern light emitting diodes, series SSP01, as compared with commonly used lights, series RSP25, and incandescent lamps, are given in table No.1B; at the present time work is underway to develop stationary light emitting diode based lights for operation in explosive environments. The design of the light fixtures to equip workplaces and facilities with is greatly dependent on the capacity of the lighting device. SSPO1 light devices, capacity up to 25-30 wt, are accommodated easily enough in an explosion proof envelope. When greater capacity lights are required to be created, one has to look for other methods of explosion proof protection. Joint work carried out by «Electrotochpribor» Production Association in this field with the VostNII Test Center has resulted in the designs that are suitable for industrial tests to be performed. The calculations made by UGE OOO ONOS experts have proved the high efficiency achieved as a result of introducing LED based lights for illuminating compressor installations as well as the enterprise's perimeter. Judging from the above, the principal advantages of the stationary LED based lights are as follows: longevity of the light source, minimizing the light service costs, uniformity of the light flux, irrespective of voltage fluctuations in the supply network, economy which reduces electric power costs by several orders of magnitude.

Фото 1. Светильник головной СГГ-10 со светодиодным излучателем (LED)

Фото 2. Светильник светодиодный промышленный ССП01-5

1,7 - 3 раза большую, чем у светильников с лампой накаливания.

Производимый на ПО «Электроточприбор» и предлагаемый для эксплуатации в нефтехимии светильник головной СГГ-10 создан с максимальным использованием передовых технических решений. В светильнике применён светодиод мощностью 1 Вт, питаемый от литий-полимерной аккумуляторной батареи, имеющий стабилизированный световой поток, создающий освещённость на участке оценки не менее 1200 лк.

Все компоненты электронной схемы светильника и аккумуляторная батарея размещены в фаре. Внешний батарейный отсек и соединительный кабель отсутствуют. Светильник имеет дополнительные сервисные функции: индикацию остатка зарядной ёмкости аккумулятора, текущего времени и табельного номера работника. Масса его составляет 190 г, благодаря чему светильник легко закрепляется на защитной каске или любом головном уборе. Уровень взрывозащиты PB ExibI X / 1ExibIIT5 X. Разрешение Ростехнадзора РФ на эксплуатацию имеется. Прибор снабжается индивидуальным зарядным устройством. Время заряда батареи не превышает 4 часа.

Приведённые параметры изделия подтверждают практическую возможность, используя современную элементную базу и LED, создать новое поколение экономичных переносных головных светильников имеющих высокие светотехнические характеристики для обслуживающего персонала нефтегазовой и других отраслей промышленности. И заменить парк морально и физически устаревших неэкономичных светильников, реализованных на рудничных лампах накаливания Р3,75 и герметичных никель-кадмиевых или доливных аккумуляторах.

Наиболее ёмкой областью применения стационарных светильников являются различные отрасли промышленности, где применение LED позволяет реализовать их преимущества.

Эффективность светильников на базе LED в 3–10 раз превышает эффективность люминесцентных светильников и светильников с лампами накаливания, что при равном световом потоке и годовой наработке 9000 часов позволяет снизить, соответственно, затраты на электроэнергию.

Не следует забывать, что традиционные светильники обладают заметной чувствительностью к изменению напряжения питания, влияющего на световой поток. Например, снижение напряжения питания на 1% уменьшает световой поток у ламп накаливания на 3-4%, у люминесцентных ламп на 1,5%, у ртутных на 2,2%, а снижение напряжения на 10% вызывает у люминесцентных ламп уменьшение светового потока на 30-40%. С другой стороны, повышение напряжения на 10% сокращает срок службы ламп на 25-30%. Осветительные приборы на базе LED лишены этих недостатков.

Характеристики современных светодиодных светильников серии ССП01 в сравнении с широко применяемыми светильниками серии РСП25 и лампами накаливания приводятся в таблице №1.

В настоящее время ведётся разработка стационарных светодиодных светильников для работы во взрывоопасных средах.

Конструкция светильников для освещения рабочих мест и площадей сильно зависит от мощности светильника. Светильники ССПО1 мощностью до 25-30 Вт достаточно просто размещаются во взрывонепроницаемой оболочке. При необходимости создания светильников большей мощности приходится искать другие методы взрывозащиты. Совместные работы ПО «Электроточприбор» в этом направлении с испытательным центром ВостНИИ позволили создать конструкции, пригодные для проведения промышленных испытаний. Расчёты, проведённые специалистами УГЭ ООО ОНОС, показали высокую эффективность внедрения светодиодных светильников для освещения компрессорных установок, а также периметра предприятия.

Исходя из вышеизложенного, основными преимуществами стационарных светодиодных светильников являются:

- долговечность источника света, сводящая к минимуму расходы на обслуживание светильника;
- равномерность светового потока, не зависящая от перепадов напряжения в питающей сети;
- экономичность, снижающая в разы расходы на электроэнергию. ■

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Аварийные осветительные установки «Световая башня» и «Световой шар» являются результатом запатентованной разработки ООО «СВЕБА» и позволяют освещать значительные территории в местах отсутствия или отключения электрических сетей. Уже не первый год осветительные установки работают у нефтяников, автодорожников, в ГИБДД, объектах министерства обороны, освещают аэропорты и горнолыжные парки. Помимо аварийных и рабочих ситуаций, установки можно применять и в быту – они помогут в ночное время провести массовое мероприятие. Осветительные установки, произведенные в Германии, прошли полный цикл сертификации и полностью соответствуют нормам Европейского Союза.

СВЕТОВЫЕ™ БАШНЯ & ШАР

Аварийная Осветительная Установка

«СВЕТОВОЙ ШАР»

Разработанная специалистами ООО «СВЕБА» и в настоящее время патентуемая конструкция основана на размещении источника света в надувающейся тканевой оболочке. Материал оболочки обеспечивает пропускание и рассеивание светового потока. Для установок «Световой шар» светопроникающий материал используется в нижней части надуваемой оболочки, а в верхней – светоотражающий материал. Для надува оболочки достаточно включить встроенный нагнетатель воздуха. Подаваемый в оболочку воздух не только обеспечивает ее надувание и придание ей определенной при раскрое формы, но и охлаждает ее при работе источника света.

В качестве источников света используются лампы мощностью 600 или 1000Вт с высоким световым потоком (до 120000Лм).

Увеличение площади освещения или локализация зон освещения обеспечивается при изменении высоты размещения «Светового шара». При этом для освещения локальных зон проведения работ установки автономного освещения могут устанавливаться непосредственно на перемещаемом оборудовании или исполнительных узлах.

Необходимо отметить высокую заинтересованность служб МЧС, в деятельности которых высока потребность в применении легкотранспортабельных автономных систем свещения.

Высока эффективность применения этого оборудования при строительстве и ремонте дорог. Перспективно применение установок «Световой шар» в качестве носителей рекламы и агитации, указания мест расположения объектов.

Есть объекты, освещение которых вызывает определенные сложности и затруднения, а применение новых систем освещения решает многие проблемы. Это освещение территорий автостоянок, складских территорий, охраняемых объектов различного назначения.

«СВЕТОВАЯ БАШНЯ»

Светильник представляет собой цилиндр из специальной светорассеивающей ткани. Надув цилиндра до высоты в 3-5-7 метров осуществляется встроенным в установку насосом. Электропитание производится от автономного генератора или стационарной сети 220 В, 50 Гц.

Применяемые в светильнике лампы (натриевые или металлогалогенные) обеспечивают световой поток до 120000 Лм, достаточный для освещения больших площадей. В условиях полной темноты менее чем за три минуты «Световая башня» позволяет осветить площадь до 20000 м^2. Аварийные осветительные установки «Световая башня» компактны, их можно легко перевозить в багажнике легкового автомобиля, вся система может быть запущена одним человеком.

Данная установка предназначена для экстренного развёртывания на местности в случае природных или техногенных катастроф, при несанкционированном отключении освещения, для освещения больших площадей на массовых мероприятиях, а также при проведении ночных работ в промышленности и строительстве в труднодоступных местах без использования дорогостоящего оборудования и квалифицированного персонала.

При использовании версии с автономным генератором его мощность позволяет подключать дополнительные электроприборы и инструменты мощностью до 1,5 кВт. ■

LIGHT TOWER AND GLOBE EMERGENCY LIGHT UNIT

The design developed by the professionals of OOO «SVEBA» and now being patented is based on the placement of a light source inside an inflatable fabric envelope. The envelope material ensures that the light flux goes through and is dissipated. For the Light Globe Units the light penetrating material is used in the bottom part of the inflatable envelope, while in the upper part the light reflecting material is used. For the envelope to be inflated, it is enough just to switch on the in-built air pump. The air pumped into the envelope does not only make sure that the envelope is inflated and assumes the definite shape it has been designed for but it also cools it down when the light source is in operation.

The lamps, capacity 600 or 1000 Wt, with a high light flux (up to 120000 Lm) are used as light sources.

The illuminated area is increased or focused when the height of the «Light Globe» is changed. While in order to illuminate local areas when work is being done, autonomous illumination units can be installed directly on mobile equipment or on the units.

It has to be pointed out that the Emergency Situations Ministry's forces who, for their operations, desperately need easily transportable autonomous illumination systems, are greatly interested in these units.

When used for road construction and road repairs, the efficiency of this equipment is very high. Another promising application is the use of «Light Globe» Units as carriers of advertisements and political propaganda, to place various objects on.

There are facilities which are difficult to illuminate while the use of such new illumination systems deals with many issues. These are such needs as lighting the territory of parking lots, storage areas, guarded facilities of various applications.

«LIGHT TOWER»

The Lighting Unit constitutes a cylinder made from special light dissipating fabric. The cylinder is inflated to the height of 3-5-7 meters by a pump built into the unit. The electric power is supplied by an autonomous generator set or a stationary network rated for 220 V, 50 Hz.

The lamps used in the Unit (sodium lamps or metal-and-halogen lamps) provide a light flux of up to 120000 Lm, which is sufficient to illuminate vast areas. Under the conditions of pitch darkness, within less than three minutes, the «Light Tower» allows an area of up to 20000 sq. m. to be illuminated. The «Light Tower» Emergency Light Units are compact in size, they can be easily carried inside the trunk of a passenger car while the whole system can be started up by one man.

This Unit is intended for emergency deployment in the terrain in the case of natural disasters or industrial accidents, in the case of unauthorized lighting shutdown, to illuminate vast areas where events attended by massive crowds are held as well as to carry out night time work in industry and construction sector in the locations difficult of access without the use of costly equipment or qualified personnel.

When the version featuring the autonomous generator set is used, you can connect additional electric appliances and instruments with capacity of up to 1.5 kWt.

Задача измерения уровня является одной из важнейших в системах мониторинга и управления технологическими процессами в отраслях добычи, переработки, хранения и отпуска нефти. При этом характерной чертой современного этапа развития промышленных измерителей уровня является постоянное повышение требований к их метрологическим и эксплуатационным характеристикам, надежности и безопасности функционирования на объектах. Работы по совершенствованию подобных приборов основаны на их периодической модернизации с обязательным учетом опыта промышленного применения, поиске новых технических решений, способных обеспечить высокую эффективность создаваемой аппаратуры.

РАДАРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В СОВРЕМЕННЫХ ЗАДАЧАХ ВЫСОКОТОЧНОГО ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОКОЛЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РАДАРНЫХ ПРИБОРОВ

Д.Я. НАГОРНЫЙ зам. начальника СКБ ООО «Предприятие «КОНТАКТ-1»
В.С. ГУСЕВ начальник отдела ООО «Предприятие «КОНТАКТ-1»
Е.В. МУХИН зам. начальника отдела ООО «Предприятие «КОНТАКТ-1»
г. Рязань

В последние годы требования к точности уровнемеров в ряде особо ответственных применений (системах коммерческого учета, системах управления резервуарными парками, контроля резервуаров с ценным технологическим сырьем) были существенно ужесточены и на сегодняшний день практически доведены до величины порядка одного миллиметра. Потенциальная возможность реализации указанных показателей точности, а также ряд важных особенностей, присущих радарному (радиолокационному) методу: возможность контроля подавляющего большинства жидкостей, невосприимчивость к испарениям, пене, высоким давлению и температуре, бесконтактный принцип измерений – сделали его практически доминирующим в задачах прецизионного измерения уровня. Эффективность радиолокационных измерителей несомненна и в случае значительной высоты резервуаров (более 6 метров), когда геометрические размеры, вес и обрастание контактных измерительных датчиков уровня становятся серьезным препятствием на пути их использования. Поэтому сейчас высокоточные радиолокационные уровнемеры, выпускаемые ведущими западными ►

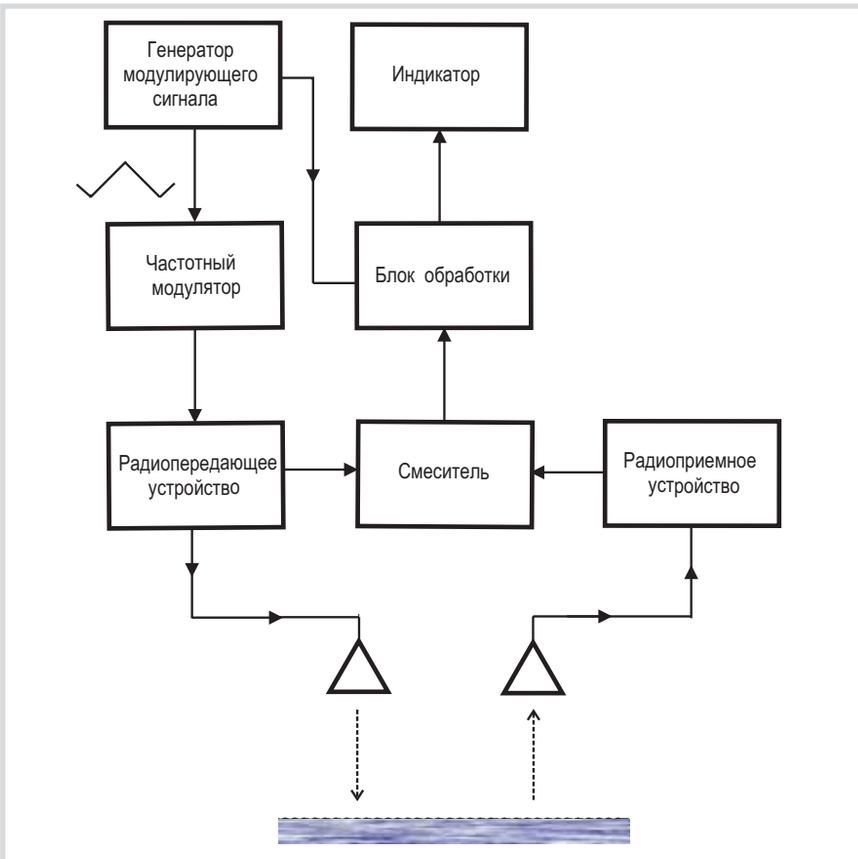


Рис.1 Структурная схема двухантенного радарного уровнемера
Fig. 1 Block Diagram of the Two Antenna Radar Level Meter

The task of measuring the level is one of the most important tasks in the systems of monitoring and managing the technological processes in the oil production, refining, storage and delivery. In the meantime, a characteristic feature of the current stage in the development of industrial level measuring devices is an ongoing upgrading of the requirements to their metrological and operational performance, reliability and safety of their functioning at the project sites. The work aimed at improving these instruments is based on their periodic modernization with mandatory consideration given to the experience of their industrial application, on the search of new technological solutions capable of ensuring the high effectiveness of the instrumentation designed.

RADAR TECHNOLOGIES IN DEALING WITH MODERN TASKS OF HIGH ACCURACY LEVEL MEASUREMENTS AND THE PROSPECTIVE GENERATION OF NATIONAL RADAR INSTRUMENTS

In recent years the requirements applied to the accuracy of level meters in a number of especially critical applications (commercial accounting systems, tank batteries management systems, control of tanks with valuable process feedstock) have been considerably tightened up and today are within an accuracy range of one millimeter. The potential possibility of implementing these accuracy indicators as well as a number of important features, inherent in the radar (radio echo) method, i.e. the ability to control the overwhelming majority of the liquids, insensitivity to evaporations, foam, high pressures and temperature, proximity principle of measurements, have made it virtually dominant in the precision level measurements tasks. The effectiveness of radio echo measuring devices is beyond doubt also in the case of the tanks' considerable height (more than 6 meters), when geometrical dimensions, the weight and the build-up on the contact type level measuring sensors become a serious impediment to their use. Therefore, high precision radio echo level meters produced by the leading Western manufacturers and still

by some few Russian firms, are now successfully being used by the companies in Russia, performing all the necessary operations, reliably functioning and fully justifying for the investments.

The operating principle of the radar level meter with continuous emission is based on the use of the frequency modulation method (frequency wobbling) for the signal emitted and corresponds to the operation of a radar. The signal reflected off the surface of the product under control, delayed by the time of propagation, is received by the measuring device again and compared with the one emitted. The result of this operation is the isolation of the differential frequency which is proportional to the time delay of the reflected signal and hence the distance for the product. Evaluation of the differential signal frequency yields the distance value, while the level reading is calculated based on the height of the working tank, entered into the instrument, with reference to the instrument installation flange (Hmax).

A summarized block diagram of such a measuring device is given in Fig.1. The driving of the oscillation emitted is ensured by a radio transmitter connected to a transmitting antenna. The frequency of this oscillation is periodically changed by the frequency modulator according to the symmetrical linear law in line with the controlling signal formula. The reception and the preliminary amplification of the reflected wave are carried out by a receiving antenna and a radio receiver. The isolation of the differential frequency oscillation is made in the mixer. The processing module to compute the current level value. The reading obtained is reflected on the indicator. Underlying the driver portion of the radio echo instruments with a measuring accuracy of 1 mm is the method of digital computational frequency synthesis which allows the emitted signal to be generated in the super high frequency range with frequency wobbling linearity of no worse than 1. 10-6 from the oscillations of the reference quartz oscillator. The high linear wobbling ensures receipt of a monochromic differential oscillation which is sampled on the half of the modulation period.

For precision measurement of this signal's frequency, the spectral method (the frequency is determined by the maximum of the spectral component) had to be used which was implemented in a high productivity digital signal processor. The potential of this method is so vast that, during the measurement process, it allows changes of the differential frequency to be registered in a stable fashion in tenths of a Hertz (for example, a change in the level of the product by 1 mm over a distance of 10 m causes the differential frequency to change by 0.4 Hz only).

The result of implementing the above technical solution was the development and launch into volume production of two instruments, i.e. BARS351I and BARS352I, differing from each other in having one or two antenna design (fig. 2 and Fig. 3).

Both level meters have virtually identical electronics modules mounted in a casing with the type of explosion safety described as "explosion proof envelope". In the meantime the single antenna instrument is preferable

производителями и пока еще немногими российскими фирмами, уже успешно используются на предприятиях России, надежно функционируя и полностью оправдывая вложения.

Принцип действия радарного уровнемера с непрерывным излучением основан на использовании метода частотной модуляции (качание частоты) излучаемого сигнала и соответствует работе радиолокатора. Отраженный от поверхности контролируемого продукта сигнал, имеющий задержку на время распространения, вновь принимается измерителем и сравнивается с излученным. Результатом этой операции является выделение колебания разностной частоты, которая пропорциональна временной задержке отраженного сигнала, а следовательно – дальности для продукта. Оценка частоты разностного сигнала дает значение дальности, а значение уровня рассчитывается по введенной в прибор высоте рабочего резервуара относительно монтажного фланца прибора (Hmax).

Обобщенная структурная схема такого измерителя представлена на рис.1. Формирование излучаемого колебания обеспечивается радиопередающим устройством, соединенным с передающей антенной. Частота этого колебания периодически изменяется частотным модулятором по симметричному линейному закону в соответствии с формой управляющего сигнала. Прием и первичное усиление отраженной волны осуществляется приемной антенной и радиоприемным устройством. Выделение колебания разностной частоты производится в смесителе. Блок обработки выполняет все необходимые операции по вычислению величины текущего уровня. Полученное значение отображается на индикаторе.

В основу задающей части радиолокационных приборов с точностью измерения порядка 1 мм положен метод цифрового вычислительного частотного синтеза, позволяющего из колебания опорного (эталонного) кварцевого генератора формировать излучаемый сигнал в СВЧ диапазоне с линейностью качания частоты не хуже чем 1•10-6. Высоколинейное качание обеспечивает получение монохроматического разностного колебания, выборка которого осуществляется на половине периода модуляции.

Для прецизионного измерения частоты этого сигнала потребовалось применение спектрального метода (частота определяется по максимуму спектральной составляющей), реализованного в высокопроизводительном цифровом сигнальном процессоре. Потенциальные возможности этого метода настолько высоки, что в процессе измерений позволяют устойчиво регистрировать изменения разностной частоты в десятые доли герца (например, изменение уровня продукта на 1 мм на дальности 10 м вызывает изменение разностной частоты всего на 0,4 Гц).

Рис.2 Уровнемер БАРС351И
Fig. 2 BARS351I Level Meter

Рис.3 Уровнемер БАРС352И
Fig. 3 BARS352I Level Meter

Рис.4 Уровнемер БАРС351И со стержневой антенной Fig. 4 BARS351I Level Meter with a Rod Antenna

Результатом применения указанного технического решения стала разработка и запуск в серийное производство двух приборов – БАРС351И и БАРС352И, различающихся одно- и двухантенной конструкцией (рис.2 и рис.3).

Оба уровнемера имеют практически одинаковые электронные блоки, смонтированные в корпусе с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка». При этом одноантенный прибор предпочтителен для резервуаров с небольшим диаметром патрубка (150 мм), а двухантенный лучше работает на слабоотражающих (для радиоволн) продуктах и продуктах, способных вызывать отложение на поверхности антенн. Таким образом оба прибора удачно дополняют друг друга в отношении эксплуатационных качеств. Для защиты от возможного неблагоприятного воздействия атмосферы резервуара антенны уровнемеров изготавливаются из стойких к агрессивным воздействиям материалов – нержавеющей стали и фторопласта. Для резервуаров с особо узкими патрубками (50 мм) предусмотрено исполнение прибора БАРС351И со стержневой антенной (рис.4).

В настоящее время на предприятиях нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего комплекса как правило используется большое разнообразие действующих резервуаров (вертикальных, горизонтальных, шаровых), отличающихся столь же разнообразными конструкциями патрубков, люков и горловин, на которые возможна установка уровнемеров. Для обеспечения максимальной гибкости при адаптации приборов к конкретным условиям применения использован модульный принцип построения уровнемеров, когда единый электронный блок обработки снабжается набором различных антенных устройств с волноводными удлинителями и всевозможными монтажными фланцами (рис. 5). При этом каждый прибор изготавливается индивидуально с учетом особенностей рабочего резервуара на основе данных, представленных заказчиком.

Подобный подход к конструированию радарных приборов полностью оправдал себя на практике, поскольку позволяет приспособить уровнемер практически к любому размеру подходящего патрубка и тем самым реализовать заявки и потребности подавляющего большинства потребителей.

Немаловажным фактором для новых приборов является простота и доступность их монтажа и настройки на объектах для собственного персонала служб КИПиА предприятий. Сам монтаж приборов на резервуаре связан с обычными рекомендациями и выполняется при соблюдении требований по установке и подключению взрывобезопасного электрооборудования (рис.6).

Каждый уровнемер снабжается программным обеспечением для осуществления пусконаладочных работ, настройки прибора под параметры конкретного резервуара и выполнения одноточечных рабочих измерений. Технические возможности уровнемеров позволяют подключать их к ряду внешних устройств, предназначенных для решения широкого круга производственных задач. Для расширения функциональных и пользовательских качеств приборов разработано специализированное вторичное оборудование – вторичный преобразователь УВП-01 и блок контроля и управления БУК-01 (для одноточечных и многоточечных измерений соответственно). Вторичное оборудование обеспечивает индикацию результатов измерений, позволяет создавать архивы данных и осуществлять учет объемов контролируемых продуктов по тарировочным таблицам резервуаров.

Имеется и собственное программное обеспечение для создания АСУ управления резервуарными парками на основе группы радиолокационных уровнемеров как первичных датчиков уровня.

Современные резервуарные парки представляют собой сложные комплексы оборудования и сооружений, обеспечивающие хранение и перемещение различных видов жидких продуктов. Бесконтактный принцип измерений и универсальность ►

Рис.5 Различные исполнения радарных уровнемеров, приспособленные к конкретным применениям
Fig. 5 Various Options of the Radar Level Meters Adapted To Specific Applications

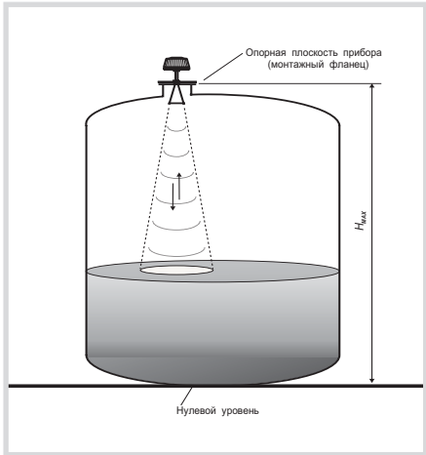


Рис.7 Условия правильного монтажа радарного уровнемера на резервуаре
Fig. 7 Conditions for Correct Installation of the Radar Level Meter on the Tank

for the tanks with a small diameter connection pipe (150 mm), while the two antenna instrument is best suited for operation with the products having a weak reflectivity and the products capable of causing deposition on the antenna surfaces. Therefore, the two instruments successfully complement each other in terms of operating qualities. To protect them from possible unfavorable effect of the tank atmosphere, the level meter antennae are manufactured from the materials which are resistant to aggressive effects, i.e. stainless steel and fluoroplastics. For the tanks with extra narrow connection pipes (50 mm) an option of the BARS351I instrument is provided which features a rod antenna (Fig. 4). At the present time the companies in the oil producing and oil refining sector, as a rule, use a great variety of existing tanks (vertical, horizontal, globular) which feature as many different designs of connection pipes, hatches and filler necks on which level meters can be mounted. In order to ensure maximum flexibility in adapting the instruments to specific applications, the modular principle of building up the level meters is used, whereby a single common electronics processing module is equipped with a set of various antenna devices with waveguide extensions and various installation flanges (Fig. 5). However, each instrument is manufactured individually, taking into consideration the features of the working tank based on the data provided by the customer.

Such an approach to the design of the radar instruments has completely justified itself in practice since it allows the level meter to be adapted practically to any size of the suitable connection pipe and thus meet the requests and requirements of the overwhelming majority of customers.

A no less important consideration with respect to the use of the new instruments is the simplicity and the accessibility of their installation and adjustment on project sites to the companies' in-house instrumentation personnel. The installation of the instruments on the tank is based on the regular recommendations and is implemented with the requirements to installation and connection of the explosion safe electric equipment (Fig. 6) to be complied with. Each level meter is provided with software for start-up and commissioning, for the instrument adjustment to the parameters of a specific tank and for taking single point working readings. The specifications of the level meters allow them to be connected to a number of external devices designed to handle a wide range of operating tasks. In order to expand the functional and user qualities of the instruments, special purpose secondary equipment has been designed, i.e. secondary transducer UVP-01, control and management module BUK-01 (for single point and multi-point measurements respectively). The secondary equipment provides the indication of the readings, allows data archives to be created and volumes of the products under control to be accounted for according to tank calibration tables. Our own software is also available in order to create a control system to manage tank farms based on a group of level meters as initial level sensors.

Modern tank farms constitute a complex

infrastructure consisting of equipment and facilities which ensure storage and conveyance of various types of liquid products. Proximity (non-contacting) principle of measurements and universality of the radio echo measuring devices with respect to the products under control are best placed to handle the tasks of organizing automated accounting and management at large tank farms with dozens of tanks. The software for the automatic control system (applicable to BARS level meters) allows the operator to have a complete overview of the tank farm status in real time with a detailed display of the product movement through individual vessels. The measuring information regarding the tanks is presented to the operator in the most convenient format and contains visual graphics. It is possible to view the archives for each tank as well as to create reports both for the shift and in terms of the time parameters specified by the operator.

For the purpose of hooking the level meters with a PC, of integrating them into the automatic control systems for the management of a production process or for the hook-up with secondary transducers, there is a digital output RS-485 available. For connection to conventional analogue registers (which are still often used at the project sites), there is an additional output available for the 4…20 mA signal. However, one has to take into account the fact that the level measuring accuracy when using the analogue output is relatively low and amounts to 0.17%. From the point of view of the measuring task, the key condition for correct installation of the level meters is the lack of foreign items (elements of the vessel internal design, those of the mixer, pipes, steps, product flows) within the range of the antenna radiation pattern (Fig. 7). Such objects have an interfering effect on the process of measurements (there appear parasite reflected signals) and lead to deterioration of accuracy.

The instruments have been found to be applicable to different products: oil, furnace oil, diesel fuel, gasoline, bitumen, as well as to petrochemical products: lacquers and paints, spirits and solvents. The level meters are installed on the vessels of various designs: on horizontally standing vessels, diameter 3.5 m, and on vertically standing vessels, up to 12 m high (in principle it is possible to use the instruments on higher vessels).

The use of modern circuitry principles and signal processing in the level meters has not only allowed high metrological performance to be implemented in them but also, based on the positive test results, it has allowed the instruments to be metrologically certified and placed on the State Register of Measuring Devices.

The BARS351I instrument has been awarded the diploma of the «100 Best Goods in Russia» Program for 2007.

Owing to their universal capabilities, the proximity radio echo level meters function reliably in most various applications. The prospects for the use of radio echo method for modern level measuring needs find actual confirmation in the gradual replacement of the conventional contact-type measuring devices with the ones under discussion here.

радиолокационных измерителей по отношению к контролируемым продуктам как нельзя лучше подходят для решения задач организации автоматизированного учета и управления на крупных резервуарных хозяйствах с десятками резервуаров. Программное обеспечение АСУ (применительно к уровнемерам БАРС) позволяет оператору иметь полный обзор состояния резервуарного парка в реальном масштабе времени с детальной визуализацией движения продукта по отдельным емкостям. Измерительная информация по резервуарам представляется в наиболее удобной для оператора форме и содержит наглядную графику. Возможен просмотр архивов по каждому резервуару, а также формирование отчетов как за смену, так и по временным параметрам, задаваемым оператором.

Для подключения уровнемеров к персональному компьютеру, интегрирования в системы АСУТП или подключению ко вторичным преобразователям служит цифровой выход (RS-485). Для подключения к традиционным аналоговым регистраторам (еще часто встречающимся на объектах) предусмотрен дополнительный выход сигнала 4…20 мА. Однако, необходимо учитывать, что точность измерений уровня при использовании аналогового выхода относительно невысока и составляет 0,17%.

С точки зрения измерительной задачи основным условием правильного монтажа уровнемеров является отсутствие посторонних предметов (элементы внутренней конструкции резервуара, мешалки, трубопроводы, лестницы, потоки продукта) в пределах диаграммы направленности антенн (рис.7). Подобные предметы оказывают мешающее действие на процесс измерений (появляются паразитные отраженные сигналы) и приводят к снижению точности.

Приборы показали применимость к различным продуктам: нефть, мазут, дизтопливо, бензин, битум, а также продуктам нефтехимии: лакокрасочным изделиям, спиртам и растворителям. Монтаж измерителей производился на резервуарах различных конструкций: на РГС с диаметром 3,5 м и на РВС с высотой до 12 м (принципиально возможно применение приборов и на более высоких резервуарах).

Использование в измерителях уровня современных принципов схемотехники и обработки сигналов позволило не только реализовать в них высокие метрологические показатели, но и на основе положительных результатов испытаний осуществить метрологическую сертификацию приборов с внесением их в Государственный реестр средств измерений.

Прибор БАРС351И отмечен дипломом программы «100 лучших товаров России» за 2007 г.

Благодаря своим универсальным возможностям, бесконтактные радиолокационные уровнемеры надежно функционируют в самых разнообразных условиях применения. Перспективы использования радиолокационного метода в современных задачах измерения уровня находят реальное подтверждение в постепенной замене подобными приборами традиционных контактных измерителей. ■

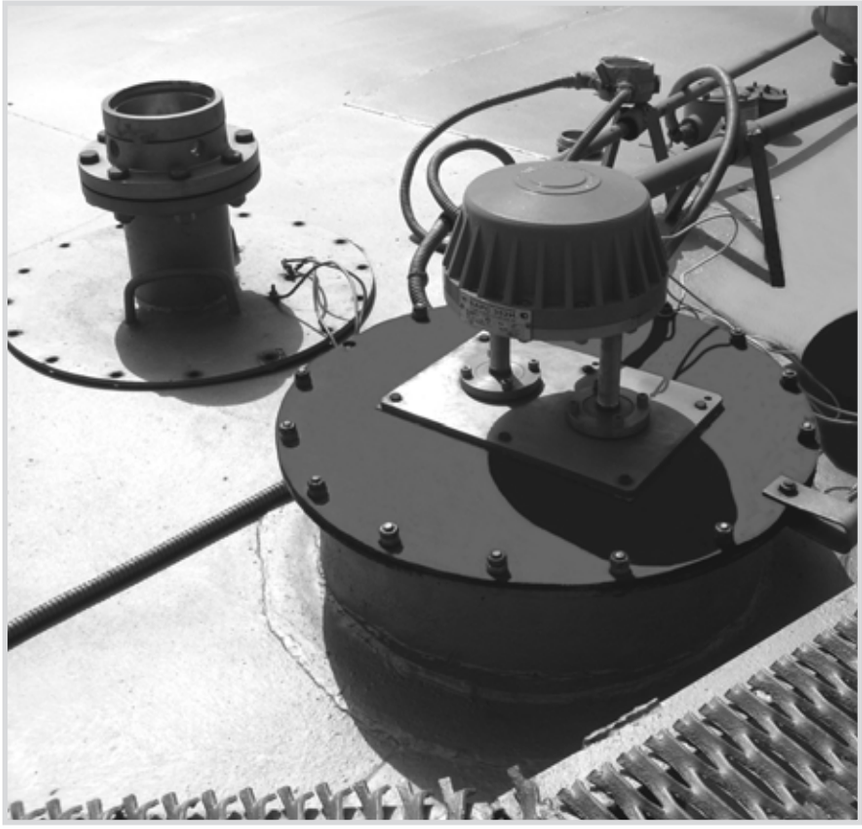


Рис.6 Монтаж уровнемера БАРС352И на резервуаре РВС-1000
Fig. 6 Installation of the BARS352I Level Meter on the Vertically Standing Tank-1000

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 спорта» (843) 541-34-27 www.erg-expo.ru	

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

	23 - 25 сентября GasSuf MVK	**Москва,** КВЦ «Сокольники» (495) 925-34-16, 925-34-42 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, 63 (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**, В «Крокус Экспо» (495) 925-34-82 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

	15 - 17 октября Нефть. Газ. Энерго. Экология. Химия. ВК «Новое тысячелетие»	**РТ, Альметьевск,** ул. Белоглазова, 60 зд. ФК манеж «АЛНАЗ» (8552) 38-17-25, 38-87-84 www.nt-expo.ru
	21 - 24 октября Гальперинские чтения ОАО «ЦГЭ»	**Москва,** ул. Народного ополчения, д. 38, корп. 3 (499) 192-65-339 www.geovers.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
	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
	15 - 17 октября OIL. Gas. Chemistry «Экспо-Волга»	**Самара,** Мичурина, 23 А (846) 279-04-93, 279-07-08 www.gasoil-expo.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 автоматизации 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

выставочная компания
ЭКСПО-ВОЛГА

САМАРА 2008

OIL. GAS. CHEMISTRY

выставка
15-17 октября

www.gasoil-expo.ru

- Геология и геофизика нефти и газа
- Бурение скважин. Добыча нефти и газа
- Хранение и переработка нефти и газа
- Системы транспортировки нефти и газа
- Химические материалы, процессы и аппараты для нефтехимического производства
- Промышленная безопасность и экология нефтехимического и газового комплексов

ВК «Экспо-Волга»
г. Самара, ул. Мичурина, 23А
Тел./факс: +7 (846)279-07-08, 270-34-07
oil@expo-volga.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ
МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ
ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА
СамГТУ

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ
РОСИНГ
ИНФОРБЮК

ОТРАСЛЕВЫЕ СОЮЗЫ
РОССИЙСКИЙ СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИЙСКИЙ СОЮЗ НЕФТЕГАЗОСТРОИТЕЛЕЙ
СОЮЗНЕФТЕГАЗСТРОЙ
АССОЦИАЦИЯ

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА
НЕФТЕГАЗ
ИНДУСТРИЯ
Neftegaz.RU
НЕФТЬ И ГАЗ
ПРОМЫШЛЕННЫЕ
ТЭК СЕГОДНЯ
OIL & GAS JOURNAL

ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ

25-28 ноября
ОСЕНЬ 2008

Москва,
Всероссийский выставочный центр, павильон № 55 "Электрификация"
7-я Российская выставка с международным участием

ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ
строительство, эксплуатация, ремонт, диагностика, сварка, изоляция

- Магистральные, технологические и промысловые трубопроводы
- Трубопроводы в ЖКХ и газораспределении

Проводится под патронатом Комитета государственной думы РФ по энергетике, транспорту и связи
При поддержке: Министерства промышленности и энергетики РФ,
Союза нефтегазопромышленников России, Российского союза нефтегазостроителей

ТЕМАТИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ

- Законодательная и нормативная база в трубопроводном транспорте.
- Новые проекты. Строительный подряд.
- Современные технологии строительства и ремонта трубопроводов.
- Машины и оборудование для строительства и ремонта трубопроводов. Сварка, изоляция.
- Контроль качества и техническая диагностика. Внутритрубная диагностика.
- Защита трубопроводов от коррозии.
- Трубы и трубное производство.
- Трубопроводы для тепло- водо- газоснабжения. Тепло- и гидроизоляция.
- Производство труб и элементов трубопроводов из полимерных материалов.
- Оборудование для бестраншейной прокладки трубопроводов.
- Трубопроводы энергетических объектов. Внутренние трубопроводы
- Арматура, насосы, компрессоры.
- Охрана трубопроводных систем.
- Подготовка и аттестация кадров.

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА ВЫСТАВКИ

- Научно-техническая конференция «Современные технологии строительства и ремонта трубопроводов»
- Круглый стол «Внутритрубная диагностика трубопроводов»

УСТРОИТЕЛЬ ВЫСТАВОК 2002 - 2007 ГГ.

ЗАО ВК ВВЦ «Промышленность и строительство»
Тел./факс: 8 (499) 760-2648; (499) 760-3161
E-mail: bild@bk.ru; expoprom@rambler.ru

ОФИЦИАЛЬНЫЙ САЙТ ВЫСТАВКИ
www.trubosystem.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

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, Министерство 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, ЭФ 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

Проводится под патронатом Комитета Государственной Думы РФ по энергетике, транспорту и связи

25-28 ноября 2008 г.

НЕФТЬ ГАЗ
ФОРУМ

Москва, Всероссийский выставочный центр
Павильон № 55 "Электрификация"

ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ
ВЫСТАВКИ
РОСНЕФТЕГАЗПРОМ
ROSNEFTEGAZPROM

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИИ
OIL AND GAS POTENTIAL OF RUSSIA

ГАЗОНЕФТЕХИМИЯ
GAZONEFTEKHIMIA

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА:
Международный Топливно-энергетический и газонефтехимический конгресс

При поддержке:
Министерства природных ресурсов Российской Федерации,Федерального агентства по энергетике,
Союза нефтегазопромышленников России, Союза производителей нефтегазового оборудования

ВНИМАНИЕ:
Темы докладов, Ф.И.О., должность докладчиков предоставить до 15.10.2008 г. в электронном виде

Дирекция форума: ООО "Экспоброкер"
8(499)760-3161; 8(499)760-2648; 8(499)760-2786
E-mail.ru: expobroker@mtu-net.ru; lampaexpo@bk.ru

Официальный сайт выставки
www.expobroker.ru

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ
ПТА
ВЫСТАВКА
www.pta-expo.ru/ural

Выставка
ПТА-Урал 2008

• 2-4 декабря 2008 •
ВЦ «КОСК «Россия»
г. Екатеринбург, ул. Высоцкого, д. 14

Тематика выставки:
- Автоматизация промышленного предприятия
- Автоматизация технологических процессов
- Бортовые и встраиваемые системы
- Системная интеграция и консалтинг
- Автоматизация зданий
- NEW! Электроника и электронные компоненты

Генеральный Спонсор:
GE FANUC
GE Fanuc
Intelligent Platforms

Организатор: Экспоэлектроника
Москва: Тел.: (495) 234-22-10 · E-mail: info@pta-expo.ru
Екатеринбург: Тел.: (343) 376-24-76 · E-mail: ural@pta-expo.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

ufi Approved Event

Международный промышленный форум
Радиоэлектроника. Приборостроение. Автоматизация.

9-я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
АВТОМАТИЗАЦИЯ '08
КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ, ТРАНСПОРТА
совместно с выставками: «РАДИОЭЛЕКТОРОНИКА И ПРИБОРОСТРОЕНИЕ», «ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА»

9-12 ДЕКАБРЯ 2008

Санкт-Петербург, Петербургский СКК,
пр. Ю.Гагарина, 8, ст.м. «Парк Победы»
тел.: (812) 777 0407, 718 3537
e-mail: ais@orticon.com; www.farexpo.ru/ais

FarEXPO FE Техно&Ком

УРАЛЬСКАЯ НЕДЕЛЯ
ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ
VI специализированная выставка.
Технологии, оснащение, сырье, материалы, готовая продукция

ЛАКИ-КРАСКИ УРАЛПЛАСТ
ПРОМЫШЛЕННАЯ ХИМИЯ
ЭКОЛОГИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ
НЕФТЕГАЗ

26-28
ноября

ЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛИ
ЕКАТЕРИНБУРГ
Куйбышева, 44

тел.: (343) 355-51-95,
370-33-74 (75)
vystavka@r66.ru,
www.uv2000.ru

УРАЛЬСКИЕ ВЫСТАВКИ 2000 EUROPE-ASIA ЕКАТЕРИНБУРГ

MVK

www.MVK.ru

(495) 995-05-95

ВЕДУЩИЙ ОТРАСЛЕВОЙ ФОРУМ СТРАНЫ

ТЕПЕРЬ В КРОКУСЕ

Международный форум

PCVEXPO

WWW.PCVEXPO.RU

БОЛЕЕ 25 СТРАН МИРА

БОЛЕЕ 18 ТЫСЯЧ ПОСЕТИТЕЛЕЙ

БОЛЕЕ 500 УЧАСТНИКОВ

БОЛЕЕ 50 ТЫСЯЧ КВ. М ПЛОЩАДИ

21 – 24 ОКТЯБРЯ 2008

РОССИЯ, МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

WWW.MVK-CROCUS.RU

ФОРУМ ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

Союза производителей нефтегазового оборудования

Правительства Москвы

Московской Торгово-промышленной палаты

Европейского комитета по вопросам арматуростроения (CEIR)

Европейской ассоциации производителей насосов (EUROPUMP)

Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

Специализированные выставки:

«НАСОСЫ»

«КОМПРЕССОРНАЯ ТЕХНИКА. ПНЕВМАТИКА. ПНЕВМОИНСТРУМЕНТ»

«АРМАТУРА»

«ПРИВОДЫ И ДВИГАТЕЛИ»

на правах рекламы

ТЕЛ./ФАКС: (495) 925-34-82; E-MAIL: PCVEXPO@MVK.RU

Организаторы Форума:

ЗАО «МВК»
Российская Ассоциация производителей насосов
Ассоциация компрессорщиков и пневматиков
Научно-промышленная Ассоциация арматуростроителей

Генеральные информационные спонсоры:

Генеральный информационный партнер:

Информационная поддержка:

Региональные представительства ЗАО «МВК»: МVK-СЕВЕРО-ЗАПАД: +7 (812) 332-15-24, MVK-УРАЛ: +7 (343) 371-24-76, MVK-ВОЛГА: +7 (843) 291-75-89, MVK-СИБИРЬ: +7 (383) 226-53-17, MVK-ЮГ: +7 (863) 234-52-45

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

IndustryExpo

МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ **ВЫСТАВКА**

5 - 7 ноября 2008

ЕКАТЕРИНБУРГ

ЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛИ

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Тел.: +7 (812) 380 6002
+7 (812) 380 6000
Факс: +7 (812) 380 6001
Email: industry@primexpo.ru
www.industryexpo.ru

primexpo ITE GROUP PLC

ufi

РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

- Электронные компоненты и технологическое оборудование
- Горное дело
- Неразрушающий и лабораторный контроль в промышленности. Техническая диагностика
- Покрытия и обработка поверхности. Защита от коррозии
- Нефть и газ
- Промышленная автоматизация
- Энергетика и энергосбережение
- Безопасность труда в промышленности
- Экология

ЧЕЛЯБИНСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

ЧКЗ

ЗАО «ЧКЗ» ПРЕДЛАГАЕТ:

СОВРЕМЕННОЕ КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- винтовые компрессорные установки с приводом от дизельного и электрического двигателя
- компрессоры среднего и высокого давления от 40-350 бар
- блок-контейнеры компрессорные
- пневмоинструмент

ЭНЕРГИЯ СЖАТОГО ВОЗДУХА

разработка проекта • подбор и поставка оборудования • монтаж и пусконаладочные работы
гарантийное и послегарантийное, сервисное обслуживание • услуги лизинговых компаний

www.chkz.ru

454085, г. Челябинск, пр. Ленина, 2-Б
Тел./факс (351) 775-10-20
e-mail: sales@chkz.ru

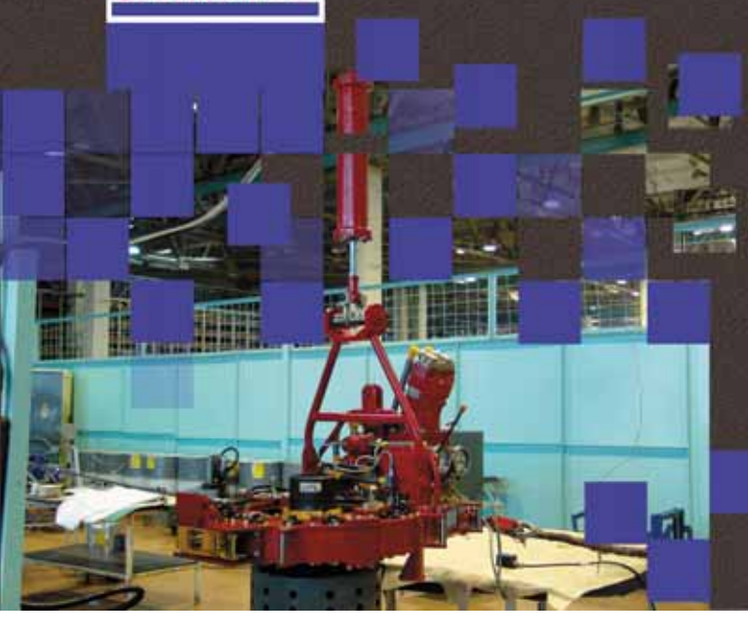
ФГУП ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ РАКЕТНО-КОСМИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЦСКБ-ПРОГРЕСС

ЦСКБ ПРОГРЕСС

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПОДВЕСНОЙ ТРУБНЫЙ КЛЮЧ

УГПТК используется в процессе выполнения спускоподъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин для свинчивания – развинчивания обсадных труб диаметром от 114 [4 1/2"] мм до 324 [12 3/4 "] мм с автоматическим ограничением крутящего момента.

В базовый комплект поставки УГПТК входит комплект сменных «челюстей» - 6 шт. [для труб ∅ 114,3 мм; 146,0 мм; 168,3 мм; 177,8 мм; 244,5 мм; 324,0 мм].



Диапазон диаметров труб, мм (дюйм):		от 114 до 324 (4½ – 12 ¾)
Максимальный крутящий момент, кН·м (кгс·м):	– на высшей передаче – на низшей передаче	7 (700) 30 (3 000)
Частота вращения, об/мин:	– на высшей передаче – на низшей передаче	до 66 до 16
Максимальное давление в гидросистеме, МПа (кгс/см2):		24 (240)
Потребляемая мощность привода от сети трехфазного переменного тока (50 Гц, 380 В), КВт:		не более 40
Габаритные размеры, мм:	– силовой агрегат – исполнительный механизм	2300´1200´1250 1290´845´870
Масса, кг, не более:	– силовой агрегат (без рабочей жидкости) – исполнительный механизм	1000 640
Температура окружающей среды, ˚С:	– рабочая температура – температура хранения	от - 45 до +50 от - 50 до +50

Россия, 443009, г. Самара, ул. Земеца, 18
т./ф: (846) 931-18-47, 228-63-97 mail@progress.samara.ru
т.: (846) 228-61-73 marketing@progress.samara.ru
www.samspace.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

УралСпецТранс

ПОСТАВКА АВТОТЕХНИКИ

- автомобили Урал
- спецтехника
- прицепная техника
- запасные части

Всегда в наличии
более 300 единиц техники

8 (3513) 54-63-00 **www.uralst.ru**

СЕРВИСНЫЕ ЦЕНТРЫ

ТЕХНИКА В НАЛИЧИИ
ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ
СЕРВИС И ГАРАНТИЯ

г. Миасс: 8 (3513) 54-63-00
г. Ухта: 8 (82147) 3-36-83
г. Усинск: 8 (82144) 9-10-50
г. Новый Уренгой: 8 (3494) 26-10-83