ПРЕДЛОЖЕНИЯ РЕГИОНОВ
ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ
www.runeft.ru
4/Н (69) АВГУСТ 2008

ЗАТВОРЫ
ЗАДВИЖКИ
ВЕНТИЛИ
ШАРОВЫЕ КРАНЫ

ПРОИЗВОДСТВО ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

(4832) 58-36-06 / 05 / 04 / 03
www.bztpa.ru bztpa@mail.ru
Россия, 241020, г.Брянск,
ул. Дзержинского, д.59

БЗТпА
Брянский завод трубопроводной арматуры

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

www.gidrokor.ru

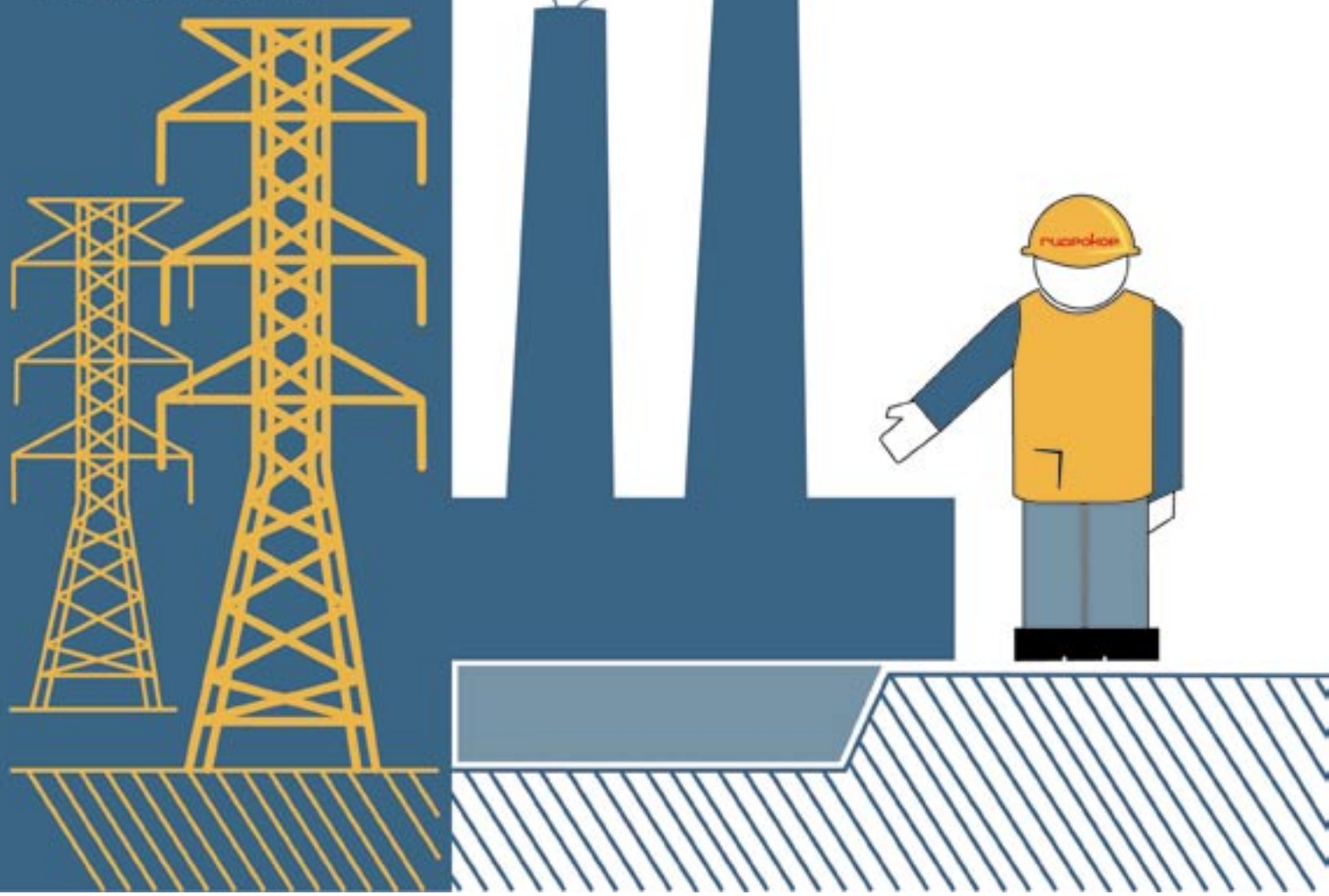
ГИДРОКОР

ГЕОСИНТЕТИКА И ГИДРОИЗОЛЯЦИЯ

ГЕОМЕМБРАНЫ solmax

ДЛЯ НАДЁЖНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ХРАНИЛИЩ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ В ГОРНОДОБЫВАЮЩЕЙ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ, НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЖИВОТНОВОДСТВЕ, ГОРОДСКОМ И СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

ООО "ГИДРОКОР"
Тел.: (812) 313 7431;
313 7432;
313 7427;
Факс: (812) 313 7434;
E-mail: post@gidrokor.ru
www.gidrokor.ru



ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СОДЕРЖАНИЕ:

АНАЛИТИКА

7 **ЦЕНЫ НА НЕФТЬ**
«представляют опасность для мировой экономики»

7 **СУТОЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ НЕФТИ**
в мире достигнет в 2008 г. 86,85 млн. баррелей

7 **БИОТОПЛИВО В ЛИТВЕ**
больше невыгодно

8 **ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО**
нынче «встанет в копеечку»

8 **АЗЕРБАЙДЖАН ПРИОБРЕТЕТ НЕФТЕНАЛИВНОЙ ТАНКЕР,**
построенный в Татарстане

8 **ЦЕНЫ НА НЕФТЬ**
«представляют опасность для мировой экономики»

ГЕОЛОГИЯ ГЕОФИЗИКА

10 **Ю.В. КОНОПЛЕВ, О.М. РЕШЕТНИКОВА**
Обоснование методики последовательного вскрытия нефтяного пласта при разработке нефтегазовой залежи на завершающей стадии

12 **Ю.Г. АСТРАХАНЦЕВ, Н.А. БЕЛОГЛАЗОВА**
Магнитометрические исследования нефтегазовых скважин

15 **И.А. ПЛЕШАКОВА**
Использование критериев неоднородности при геологическом моделировании

18 **Е.Н. КОТЕЛЬНИКОВА, Н.В. ПЛАТОНОВА**
Методика диагностики состава, строения и термических фазовых превращений твердых углеводородов парафинового ряда

22 **А.Н. КРАЮХИН, Г.В. ПОЗДНЯК**
«НЕФТЬ. ГАЗ» в национальном атласе россии

РУБРИКИ НОМЕРА:

1. Арматура
2. Аналитика / статистика
3. Безопасность
4. Выставки
5. Геология
6. Геофизика
7. Диагностика
8. Изоляция
9. Каталог организаций
10. КИПиА
11. Низковольтное оборудование
12. Оборудование
13. Сварка
14. Светотехническое оборудование
15. Спецтехника
16. Строительство

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

44 ЕСЛИ ЗВЕЗДЫ ЗАЖИГАЮТ «СВЕТОВАЯ БАШНЯ» – АВТОНОМНОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

57 АДАПТИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СВАРКИ

64 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ

ДОБЫЧА

26 **Р. М. САХБУТДИНОВ** Безопасность отрасли

28 **В.С. БАСЫРОВ**
Наукоемкий подход к реализации идей на ОАО «Саранский приборостроительный завод»

30 **ВСМПО-Ависма**
Современные и перспективные направления применения титана и титановых сплавов

34 **И.Е. ПАТРАЙ, В.В. САДОШЕНКО**
Дозировочные насосы с регулируемым приводом «VARICON»

ЭНЕРГЕТИКА

44 **И. Б. НАЛИЧАЕВ**
Если звезды зажигают
«Световая башня» – автономное освещение

45 **Е.П. ГРОШКОВ, А.А. СИМЧУК**
Имитация различных режимов работы промышленного оборудования при помощи стенда

49 **А.В.ЖЕСАН** Новая классика

ПЕРЕРАБОТКА

52 **А. М. МАЦУК**
Модульное пожаротушение особенности беспроводной технологии

ТРУБОПРОВОД

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

58 **М.И. КОЩЕЕВА**
Литейное производство

59 **В.А. КОНДРАШОВ**
Технический обзор промышленных счетчиков газа

64 **Б.Н. АНТИПОВ, А.М. АНГАЛЕВ**
Оборудование для контроля напряжённо-деформированного состояния трубопроводов и металлоконструкций

СПИСОК РЕКЛАМОДАТЕЛЕЙ:

1 Брянский завод
2 Гидрокор
5 СтройИнвестКомплект
29 РСВЕП Трантер
30 ВСМПО Ависма
33 Энергобурсервис
33 Юмас
34 Гидромаш Норнат
36 Алексий
38 Внедорожные машины
39 Акмаш холдинг
39 Заслон
40 Варк
41 Стальпром
47 ГлобалТест
48 Свеба
48 В1336
54 Кедр
54 НИИНефтепромхим
56 Сибэл
61 Сибинком
62 РКК
62 НЗИТО
62 Металлинвест
63 УПК
75 ЧКЗ
75 Сигнал
76 Термобрест-М

Строй Инвест Комплект

Холдинговая компания

ООО «Холдинговая компания «Строй Инвест Комплект» оказывает широкий спектр услуг от генпроектирования, производства, комплектации и строительства зданий и сооружений промышленного и общегражданского назначения I и II уровней ответственности, в том числе торговые, административные, промышленные и физкультурно-оздоровительные комплексы, складские и таможенные терминалы, животноводческие комплексы, гостиницы, общежития и жилищно-бытовые комплексы.

Одноэтажные и многоэтажные здания и сооружения высотой до 60м.

В комплект поставки здания входят следующие виды продукции:

1. Металлоконструкции каркаса.
2. Метизы к каркасу.
3. Стены из клееных панелей или пенобетона с вентилируемыми фасадными системами.
4. Кровля из сборных панелей типа «сэндвич» или мягкая.
5. Ворота распашные и откатные.
6. Оконные и дверные блоки из алюминиевого или ПВХ-профиля.
7. Комплектующие и доборные элементы необходимые для монтажа ограждающих конструкций.

и т.д. в зависимости от желания заказчика

А также производит полный комплекс строительно-монтажных работ:

1. Изготовление фундаментов.
2. Монтаж металлоконструкции.
3. Монтаж легких ограждающих конструкций.
4. Изготовление и монтаж внутренних стен и перегородок.
5. Монтаж, ремонт, реконструкция наружных и внутренних сетей теплоснабжения.
6. Устройство систем отопления и вентиляции, кондиционирования воздуха.
7. Устройство водопроводных и канализационных систем.
8. Устройство электроосвещения, охранной сигнализации и систем видеонаблюдения.

и т.д. в зависимости от желания заказчика

Свердловская обл., г. Первоуральск, ул. Торговая, 1.
тел./факс (343) 345-26-76, 345-26-77
Тел: (3439) 66-88-85 Факс: (3439) 29-60-85
E-mail: stroi-invest2006@yandex.ru
www.stroiinvest.org

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 4/Н (69) август 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 07-08/05-1

ПОДПИСАНО К ПЕЧАТИ: 28.07.2008

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».

ЦЕНЫ НА НЕФТЬ «ПРЕДСТАВЛЯЮТ ОПАСНОСТЬ ДЛЯ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ»

«Восьмерка» выразила «серьезную обеспокоенность» по поводу резкого повышения цен на нефть, которое, по словам лидеров G8, «представляет опасность для мировой экономики».

Однако лидеры ведущих промышленных стран не сделали никаких конкретных шагов, направленных на обуздание в ближайшем будущем цен на нефть.

Вместо этого «восьмерка» призвала к «согласованным усилиям» по отношению к давлению спроса и предложения.

Вновь подтвердив свою веру в перспективы глобального роста, «восьмерка» заявила, что мировая экономика «сейчас столкнулась с неопределенностью, есть тенденции к понижению».

«Восьмерка» предупредила об опасности того, что высокие цены на нефть и продовольствие могут привести к повышению «мирового инфляционного давления», а также иметь «серьезные последствия для самых уязвимых».

В коммюнике говорится, что условия на финансовом рынке «улучшились за последние несколько месяцев», однако «серьезная напряженность по-прежнему существует».

«Восьмерка» призвала банки и регулятивные органы в срочном порядке ввести меры, направленные на повышение финансовой устойчивости, обозначенные на Форуме финансовой стабильности.

Ведущие промышленноразвитые государства предприняли очередную попытку возродить торговые переговоры в Дохе, призвав все страны «в срочном порядке проделать работу по направлению к успешному завершению переговоров».

Ранее канцлер Германии Ангела Меркель выражала надежду, что переговоры завершатся «в ближайшие недели». Министры торговли встретятся 21 июля.

Представители США заявили, что сделка может потребовать серьезного движения на всех трех фронтах – сельского хозяйства, товаров и услуг. По их мнению, «восьмерка» не сможет достигнуть этого в одиночку. Потребуются уступки со стороны крупных развивающихся рынков.

«Восьмерка» заявила, что производство нефти и нефтеперерабатывающие мощности «должны увеличиться в короткий срок» и в среднесрочный период должны быть предприняты шаги по увеличению инвестиций в нефтяной сектор.

Вместе с тем, «восьмерка» отметила, что будет «важно» предпринять «дальнейшие усилия по улучшению энергетической эффективности, а также по проведению энергетической диверсификации».

«Восьмерка», в которую входит только один экспортер сырой нефти – Россия, заявила, что углубит свое «партнерство» с производителями нефти и создаст новый «энергетический форум», который займется вопросами энергетической эффективности и новых технологий.

Группа вновь выразила готовность к поддержке усилий по увеличению прозрачности энергетического рынка, включая шаги регулятивных органов, направленных на увеличение прозрачности товарных фьючерсных рынков.

Дэн Прайс, заместитель Советника по национальной безопасности США по вопросам международной экономики, сообщил журналистам, что это экономическое заявление «по существу не содержит никаких особых обязательств». Но сам факт того, что «восьмерка» высказалась за согласованный подход к обузданию высоких цен на нефть, который предполагает контакты с другими странами, «сам по себе является очень значительным шагом».

Прайс отметил, что лидеры G8 вчера утром обсудили курс валют во время своей рабочей сессии по вопросам экономики, и заявил, что президент Джордж Буш «подтвердил свою заинтересованность в сильном долларе».

«Восьмерка» подчеркнула нарастающую важность суверенных фондов благосостояния и заявила, что приветствует «недавние обязательства о повышении прозрачности», взятые на себя некоторыми из этих фондов.

www.*inopressa.ru*
Financial times

СУТОЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ НЕФТИ В МИРЕ ДОСТИГНЕТ в 2008 г. 86,85 млн. баррелей

Международное энергетическое агентство /МЭА/ пересмотрело в сторону увеличения объем потребления нефти в 2008 г. – до 86,85 млн. баррелей в сутки. Доклад МЭА распространен накануне на Лондонской нефтяной бирже. Как отмечает ИТАР-ТАСС, суточное увеличение потребления нефти по сравнению с предыдущим прогнозом МЭА составило 80 тыс. баррелей.

Как сообщает ПРАЙМ-ТАСС, поправки в прежних данных вызваны в первую очередь ростом потребления в странах с быстро развивающейся экономикой – Китае, Индии, а также государствах Ближнего Востока. Так, спрос КНР увеличится в нынешнем году на 5,6 проц. по сравнению с 2007 г.

В западных странах произойдет «существенное» сокращение потребления нефти, предупреждают эксперты МЭА. Однако оно будет компенсировано спросом со стороны развивающихся государств.

www.eoil.ru

БИОТОПЛИВО В ЛИТВЕ БОЛЬШЕ НЕВЫГОДНО

В Литве остановлены сразу 2 крупных проекта по биотопливу: владельцы предприятий Alfabioetanolis и Nordetanolis, планировавшие запустить заводы по его производству, отказались от своих планов, придя к мнению, что этот бизнес невыгоден.

Alfabioetanolis планировал построить на территории Клайпедской свободной экономической зоны завод по производству этанола на участке, граничащем с Mestilla – одним из крупнейших производителей биодизелина в Балтии, сообщает ELTA. Предполагалось, что предприятие будет работать в непрерывном режиме и перерабатывать в год около 368 тыс. тонн зерна, производя до 130 тыс. куб. м этанола.

Второй проект планировался в Кедайняйском промышленном парке. На Nordetanolis также собирались производить этанол, но теперь решили заняться переработкой зерна. Территория предприятия займет свыше 14 га и предполагает инвестиции в размере 50-60 млн евро. Согласно новому плану, завод будет перерабатывать около 317 тыс. тонн зерна в год.

Впрочем, если зерно сильно подорожает, могут возникнуть и другие планы, осторожно прогнозирует председатель правления фирмы Антанас Вайнаускас.

Оба предпринимателя считают, что на бизнес, связанный с производством биотоплива, действуют два противоположных фактора, создающих отрицательный эффект – с одной стороны, цены из-за большой конкуренции на него падают, с другой стороны – цены на сырье растут. Об этом сообщает Baltic Course.

www.eoil.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

АЗЕРБАЙДЖАН ПРИОБРЕТЕТ НЕФТЕНАЛИВНОЙ ТАНКЕР, ПОСТРОЕННЫЙ В ТАТАРСТАНЕ

Каспийское морское пароходство Азербайджана (КАСПАР) намерено приобрести нефтеналивной танкер, построенный на Зеленодольском судостроительном заводе имени Горького в Татарстане, сообщил, руководитель пресс-службы РИА Новости Вугар Мирсадыгов.

«Судно водоизмещением 12 тысяч тонн было построено для другого заказчика, однако он задержался с оплатой и завод предложил нам приобрести его. Мы намерены его приобрести, в этом направлении идут переговоры, соответствующее оформление документов», - сказал он.

Мирсадыгов сообщил также, что КАСПАР заказал строительство нового танкера проекта 19619 дедвейтом 13 тысяч тонн судостроительному заводу «Красное Сормово» в Нижнем Новгороде.

Танкер проекта 19619 с двойными бортами и двойным дном, предназначенный для перевозки сырой нефти и нефтепродуктов, относится к классу «река-море». У него 12 грузовых и один отстойный танк.

Длина танкера 150 метров, ширина – 17,3 метра, высота борта – 10,5 метра.

Автономное плавание подобного судна составляет около 20 суток.

«Цена нового заказа составит, насколько мне известно, более 20 миллионов долларов», — сообщил Мирсадыгов.

По его словам, КАСПАР имеет «более, чем вековую историю сотрудничества с этим заводом».

«Первое в мире судно с двигателем внутреннего сгорания «Вандал» было построено на этом заводе в 1903 году и эксплуатировалось на Каспии», – сказал он, добавив, что «партнерские связи с заводом после развала бывшего СССР были восстановлены по инициативе президента Гейдара Алиева в 2002 году».

«В том году мы приобрели там два танкера дедвейтом восемь тысяч тонн – «Азиз Алиев» и «Джалил Мамедкулизаде» (параметры: длина – 141 метр, ширина – 169 метра, высота борта – 7,4 метра, цена – восемь миллионов долларов), а впоследствии заказали заводу пять новых однотипных танкеров проекта 19619 – «Гейдар Алиев», «Шах Исмаил Хатаи», «Дэдэ Горгуд», «Бабек» и «Кероглу», которые сегодня успешно эксплуатируются нашим пароходством», – сказал далее Мирсадыгов, отметив, что «сотрудничество продолжается».

Он сказал также, что первые два танкера проекта 19619 были приобретены за 13,5 миллиона долларов каждый, затем их цена выросла до 17,5 миллиона долларов, отметив, что подорожание связано с общемировым ростом цен на энергоносители, металлы и иную продукцию.

Танкерный флот КАСПАРА на сегодня включает 41 судно. Кроме того, пароходству принадлежит 35 сухогрузов и 10 вспомогательных судов.

www.eoil.ru

ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО НЫНЧЕ «ВСТАНЕТ В КОПЕЕЧКУ»

Беспрецедентный рост цен на керосин и авиационное топливо на 40%, а также значительное подорожание некогда самого дешевого дизельного топлива, цена на которое уже превысила цены на бензин Аи-92, обеспокоило даже видавших виды бизнесменов. По словам председателя совета Союза нефтегазопромышленников России Юрия Шафраника,: «Это серьезное ЧП, которое влияет на сельхозпроизводителей и может привести к росту цен на продукты питания». По его словам, ситуация требует серьезных мер по стимулированию конкуренции на внутреннем и внешнем рынках нефтепродуктов, пишет «Российская газета».

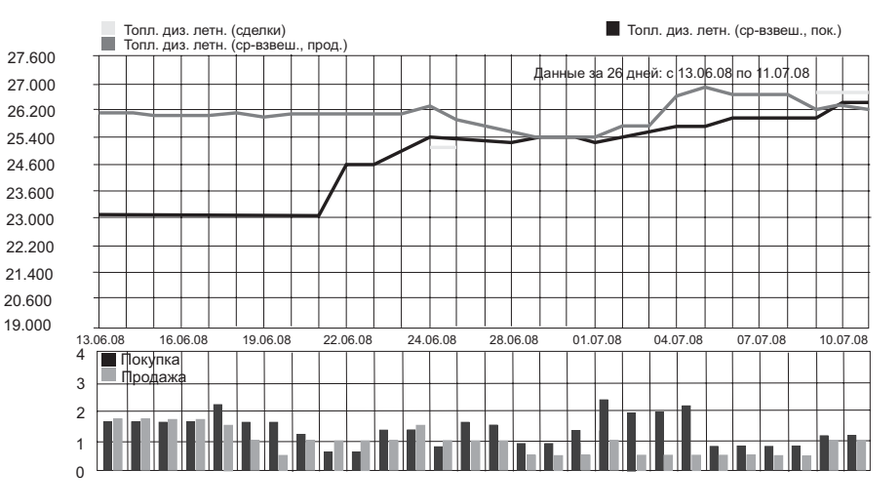
Ю. Шафраник отметил, что «несмотря на большую работу со стороны правительства, в сфере нефтедобычи и нефтепереработки остается еще ряд не принятых мер, позволяющих снизить стоимость бензина». Речь здесь идет о том, что налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в России жестко привязан к мировым ценам на нефть и каждые два месяца пересматривается в сторону повышения. В результате в Америке, например, налоговая составляющая не превышает 20%, а в России составляет 50%. Поэтому снижение цен на бензин невозможно без изменения в налоговой системе страны. Иначе жесткая привязка к мировому рынку и впредь будет постоянно опустошать кошельки граждан.

На вопрос, какими темпами и насколько вырастут в ближайшие месяцы цены на бензин в России, Ю. Шафраник пошутил, что «они не достигнут 1 евро за литр», но при этом немного успокоил: «Во втором полугодии цены на бензин будут расти меньше, чем в первом, когда подорожание этого топлива составило 14%».

На торговой площадке нефтепродукты на eOIL.RU ежедневно проходят торги топливом, в частности дизельным. Так, средневзвешенная цена покупки на начало недели составляла 25952 руб./т при общем объеме спроса 1,26 тыс. тонн. На 10 июля при увеличении объема до 10,56 тыс. тонн, цена так же увеличилась и составила 2610 руб./т.

Средневзвешенная цена продажи на 28 июля составляла 26669 руб./т при общем объеме предложения 2,3 тыс. тонн. На 10 июля при увеличении объема до 13,42 тыс. тонн цена продажи составила 26324 руб./т.

www.*inopressa.ru*

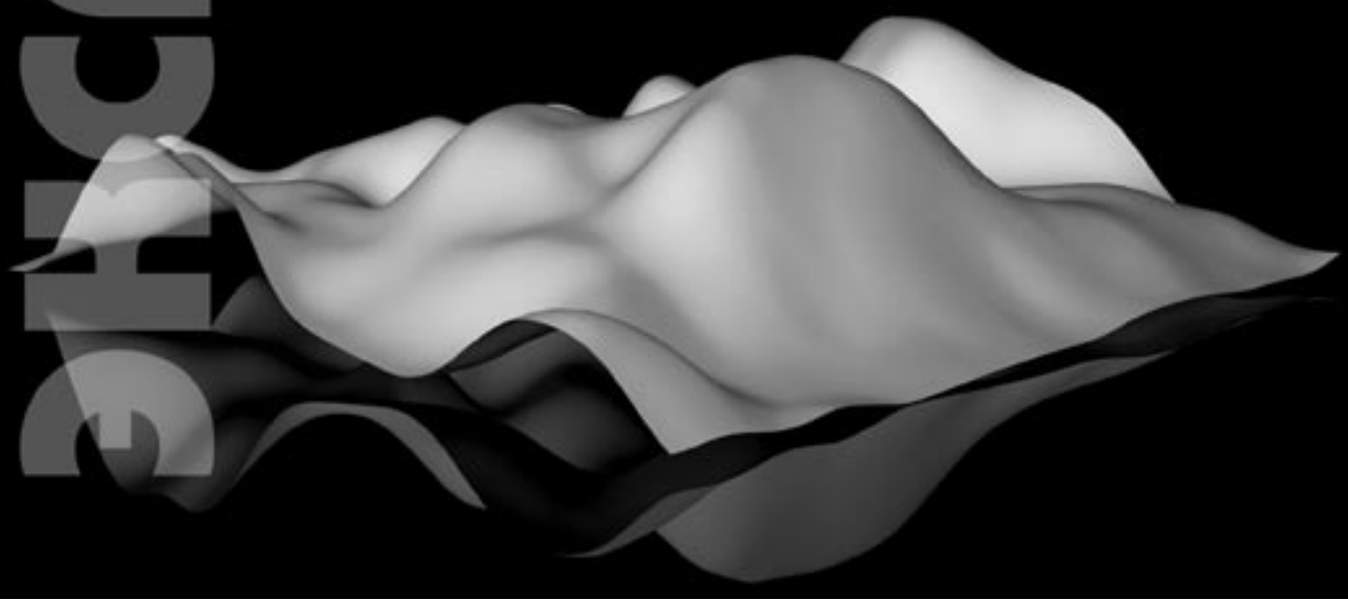


ЭНЦИКЛОПЕДИЯ

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №4/НГ АВГУСТ 2008

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



CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Нефтяные залежи с напором одновременно газовой шапки и пластовой воды (нефтегазовые залежи) подразделяются на две разновидности: нефтегазовые залежи с краевой водой; нефтегазовые залежи с подошвенной водой.

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ

Ю.В. КОНОПЛЕВ, генеральный директор ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция»
О.М. РЕШЕТНИКОВА ведущий геолог ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция»
С.С.ЧАБАНОВ главный геолог нефтегазодобывающего предприятия № 3 ООО «РН-Краснодарнефтегаз»
г. Краснодар

Общие технологические принципы разработки нефтегазовых залежей с краевой и подошвенной водой формулируются следующим образом [1]:

1. По очередности и темпам выработка нефтяной части залежи, как правило, должна опережать выработку их газовой части.
2. При выработке нефтяной части должно быть обеспечено преимущественное вытеснение нефти водой, а не газом.
3. Целесообразно проведение мероприятий, способствующих интенсификации добычи газа из газовой шапки, одновременно с добычей нефти.

Исходя из технологических принципов разработки нефтегазовых залежей, кроме традиционных направлений контроля (замеров дебитов нефти, газа, воды, определения продуктивности, коэффициентов охвата пластов вытеснением, давления), используется комплекс геофизических методов путем:

- слежения за текущим положение ГНК и ВНК;
- оценки состояния призабойной зоны эксплуатационных скважин;
- определения степени вытеснения нефти газом, газа нефтью, нефтегазонасыщенности исследуемого пласта.

Рис. 1 Современная схема строения пласта в скважинах IV горизонта по промыслово-геофизическим данным

При ограниченном нефтяном слое, который сокращается в процессе разработки, определяющими факторами при выборе нового интервала перфорации являются:

- текущая толщина нефтяного слоя;
- состояние призабойной зоны;
- граница газонефтяного пласта в разрезе каждой скважины;
- количественная раздельная оценка газо- и нефтенасыщенности остаточного нефтяного слоя [2] .

Рассмотрим на примере разрабатываемой нефтегазовой залежи одного из месторождений России технологии системного контроля за эксплуатацией и обоснование методики стабилизации добычи на завершающей стадии разработки этого объекта.

Анастасиевско-Троицкое месторождение Западного Предкавказья является крупнейшим в регионе, открыто в 1955 г. и эксплуатируется до сих пор. Извлекаемые начальные запасы – более 100 млн. тонн. На месторождении внедрена и более 30 лет реализуется система промыслово-геофизического контроля, включающая обоснованный объем и расположение наблюдательных скважин, периодичности измерений в них, исследования в эксплуатационных скважинах с оценкой текущей газонефтенасыщенности разреза, определения текущих параметров месторождения. Определяющими текущими параметрами являются:

- текущее положение ВНК и ГНК;
- текущая нефтенасыщенная толщина;
- пластовое давление;
- текущий раздельный коэффициент нефте- и газонасыщенности разреза;
- коэффициент вытеснения газа нефтью и нефти газом (при опускании ГНК);
- скорость перемещения газонефтяного и водонефтяного контактов.

Особенностью геологического строения основного объекта разработки (IV горизонта) является его высокая пористость (~35%) и проницаемость (до 1 мкм^2). Пласт представлен рыхлыми песками и песчаниками, что осложняет его эксплуатацию, особенно в процессе освоения при переносе интервала перфорации. В результате выноса породы (в основном песка) вблизи интервала перфорации образуется зона разрушения (каверна), представляющая собой разуплотненную часть пласта повышенной пористости и проницаемости. Образование зон разрушения впервые установлено по результатам временных измерений методом ИНК как по параметру среднего времени жизни тепловых нейтронов, так и по относительным изменениям скоростей счета на временных задержках [2].

На завершающем этапе разработки остаточного нефтяного слоя необходим учет текущих показателей нефтяного пласта, включающих:

- текущее положение призабойной зоны пласта в интервале планируемого переноса перфорации;
- текущее положение газонефтяного контакта;
- возможное положение водонефтяного контакта, которое может быть искажено из-за разрушения призабойной зоны эксплуатационной скважины;
- текущее значение газо- и нефтенасыщенности слоя в интервале перемещения контактов.

Обычная схема остаточного нефтяного слоя [3] представлена на рис. 1. Выше интервала перфорации располагается зона разрушения, далее следует остаточный нефтяной слой, переходящий либо непосредственно в газовую часть залежи, либо, путем образования переходной (газонефтяной) зоны, от нефтяной части разреза в газонефтяную часть. Статистика измерений показывает, что переходная зона образуется в 55% скважин, а в 45% эксплуатационных скважин отсутствует. ►

№ п/п	№ скв.	Дата исслед.	Отметка текущего ГНК	Толщина нефт. слоя,м	Интевал предыдущего фильтра	Интервал зоны разрушения	Новый интервал перфорации	Работа скважины	
								До переноса фильтра	После переноса фильтра
1	2055	05.08.07	1488.2	4.8	1492.4-1493.2	1494 м и ниже	1490-1490.8	Qг=0.28 м³/с Qн=0.004 т/с, обв. 99.9%	Qг=277.72 ³/с Qн=4.145 т/с, обв. 5%
2	181	25.01.08	1491.8	5.2	1501.8-1502.6	нет	1492.2-1493	Qг=7.752 м3/с Qн=0.136 т/с, обв. 98%	Qг=506.72 м3/с Qн=6.105 т/с, обв. 27%
3	1289	11.04.08	1494.6	5.2	1503.6-1504.4	нет	1496.0-14-96.8	Qг=21.375 м3/с Qн=0.375 т/с, обв. 96%	Qг=298.45 м3/с Qн=3.1 т/с, обв. 4%
4	2062	10.04.08	1484.6	2.5	1490.4-1491.2	1487.5-1492	1485.6-14-86.4	Qг=3.472 м3/с Qн=0.062 т/с, обв. 98%	Qг=352.19 м3/с Qн=4.3, т/с, обв. 25%
5	1297	11.04.08	1496.8	3.5-3.8	1503.0-1503.8	1502 м и ниже	1498-1498.8	Qг=0.224 м3/с Qн=0.005 т/с, обв. 90%	Qг=208.48 м3/с Qн=2.3 т/с, обв. 30%

Табл. 1

Естественно полагать, что подход к выработке нефтяного слоя по каждой скважине должен быть разным, в зависимости от наличия или отсутствия переходной зоны и соотношения в ней газовой и нефтяной фаз.

На основании изложенного предлагается следующая технология вскрытия нефтяного пласта нефтегазовой залежи:

- определяется текущее положение газонефтяного контакта и раздельное значение газо- и нефтенасыщенности разреза выше ГНК;
- выделяется разрушенная часть пласта в интервале предыдущего фильтра и выше его;
- определяется текущее положение ВНК на основании либо непосредственных измерений в скважине, либо по карте текущей нефтяной толщины;
- определяется скорость перемещения ГНК и ВНК на участке расположения скважины.

Выбор нового интервала перфорации устанавливается с учетом вышеприведенных данных, полученных на дату остановки скважины и постановки капитального ремонта.

На рис. 2 в качестве примера, приведены результаты исследований скв. № 1237. Разрез скважины представлен водонасыщенными, нефтяными и газоносными пластами.

Предыдущий интервал перфорации расположен на глубине 1497-1498 м, полностью обводнен. Интервал разрушения: 1495-1504 м – характеризуется минимальными показаниями радиоактивных методов (близкими к уровню глин).

Текущее положение ВНК (по карте и показаниям ИНК) – на глубине 1495 м, ГНК – 1491,6 м. Интервал 1491-1491,6 м характеризуется значениями: Кг = 40%, Кн = 25%.

Скорость подъема ГНК составила 3,6 м/год, т.е. через 3 мес. после измерений нефть вытеснит газ из газонефтяного интервала 1491-1491,6 м.

Следовательно, новый интервал перфорации следует перенести в интервал 1491-1494 м, что исключит влияние газа и воды на выработку остаточного нефтяного слоя.

До проведения перфорации с целью уточнения текущей характеристики разреза были проведены исследования методом ИНК, по данным которых установлено, что интервал 1494-1495 м обводнен, интервал 1492-1494 м заглинизирован (по данным гамма-каротажа), интервал 1491-1492 м нефтегазонасыщенный (Кг=25%, Кн=40%), который был рекомендован к перфорации.

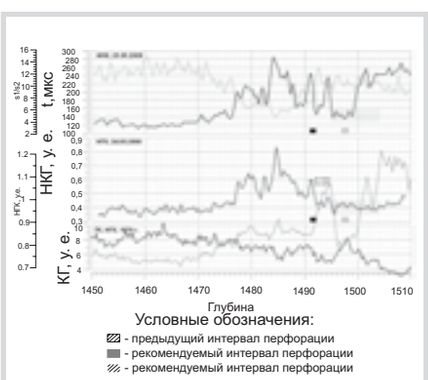


Рис. 2

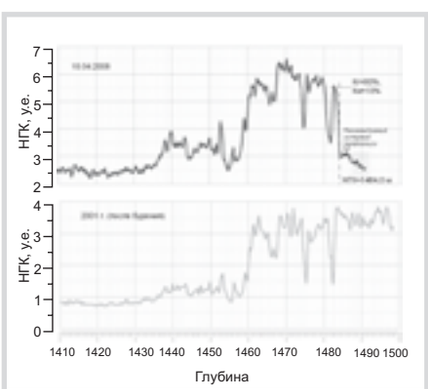


Рис. 3

На рис. 3 представлен пример выбора интервала перфорации по скв. 2062. По данным измерений НГК текущее положение газонефтяного контакта определяется на отметке 1484 м. Интервал разрушения (каверна): 1487,5-1492 м. Средняя скорость подъема ГНК – 3 м/год. Толщина нефтяного слоя в районе скважины ~2,5 м. Газонасыщенность нефтегазового слоя выше ГНК (1483-1484 м) – 80%.

Высокое газосодержание пласта не позволяет рекомендовать расположение верхних отверстий нового интервала перфорации ближе чем на 1 м от ГНК, даже с учетом скорости подъема ГНК. Рекомендуемый интервал перфорации: 1485,6-1486,4 м.

В табл. 1 представлены результаты эксплуатации скважин после переноса интервала перфорации с учетом результатов промыслово-геофизических исследований.

Из табл. 1 следует:

- после переноса интервала перфорации из обводненной части разреза нефтяных скважин дебит нефти увеличивается, обводненность снижается. По скв. № 1289 высокая обводненность связана с влиянием зоны разрушения;
- во всех скважинах отсутствует прорыв газа, что свидетельствует об оптимальном вскрытии нефтяного слоя нефтегазовой залежи. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Амелин И.Д. и др. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых залежей. Сб. «Разработка нефтегазовых и газоконденсатных месторождений (теория и практика)». АН СССР, 1978, «Наука», с. 86-108.
2. Коноплев Ю.В., Решетникова О.М. Контроль за разработкой нефтегазовой залежи на завершающей стадии. Нефтяное хозяйство, №2, 2003
3. Коноплев Ю.В. и др. Количественная раздельная оценка нефте- и газонасыщенности пластов нефтегазовой залежи. НТС «Каротажник», №7, 2005 г., Тверь.

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

При изучении нефтегазовых месторождений новая информация может быть получена при комплексировании скважинных магнитометрических исследований с современным аппаратурно-методическим комплексом измерений и интерпретации различных геофизических полей в скважинах. В настоящее время при геологическом изучении районов, перспективных на нефтегазовые месторождения, широко применяется комплекс аэро-, наземных и скважинных геофизических методов, включающих и магнитометрию.

МАГНИТОМЕТРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Ю.Г. АСТРАХАНЦЕВ
Н.А. БЕЛОГЛАЗОВА
И.И. ГЛУХИХ
Г.В. ИГОЛКИНА

Институт геофизики УрО РАН | г. Екатеринбург

Магнитная минерализация на нефтяных месторождениях отмечается в зонах регрессивного метаморфизма, приуроченного к областям разуплотнения пород и повышенной проницаемости газа и флюидов, хорошо отмечаемым по магнитометрическим данным. Это обусловлено изменением магнитных свойств осадочных пород по латерали и новообразованием новых магнитных минералов при воздействии углеводородов на вмещающие породы. Для выявления закономерностей размещения нефтегазовых месторождений и их достоверного прогнозирования необходимо изучение глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов и интрузий, встречающихся в осадочных отложениях. Проведение скважинной магнитометрии позволяет проводить литологическое расчленение разрезов нефтегазовых скважин по контрастности магнитных свойств пластов и их элементов залегания и увязывать его с данными наземной и аэромагнитной съёмок в районах бурения скважин [Иголкина, Астраханцев, 1999].

Резко возросший за последние десятилетия уровень магнитометрической аппаратуры, методики и программного обеспечения для обработки и интерпретации магнитных данных позволяет расширить круг решаемых геологических задач и реализовать построение вероятностных петромагнитных разрезов на месторождениях углеводородного сырья. Определяющим условием для этого явилась возможность непрерывных измерений одновременно всех трех составляющих вектора геомагнитного поля, величины магнитной восприимчивости горных пород, магнитного азимута и зенитных углов скважины. Это позволило решать сложные геологические задачи и перейти от качественного истолкования полученной магнитометрической информации к её количественному истолкованию.

В настоящее время в Институте геофизики УРО РАН разработан и опробован аппаратурно-программный комплекс, позволяющий одновременно проводить непрерывные магнитометрические и инклинометрические исследования наклонно-направленных скважин как в открытом стволе, так и в легкосплавных бурильных трубах. Комплекс включает в себя цифровой скважинный магнитометр-иклинометр нового поколения и программное обеспечение, позволяющее производить непрерывную регистрацию измеряемых параметров на персональный компьютер и оперативно обрабатывать полученную информацию непосредственно в полевых условиях.

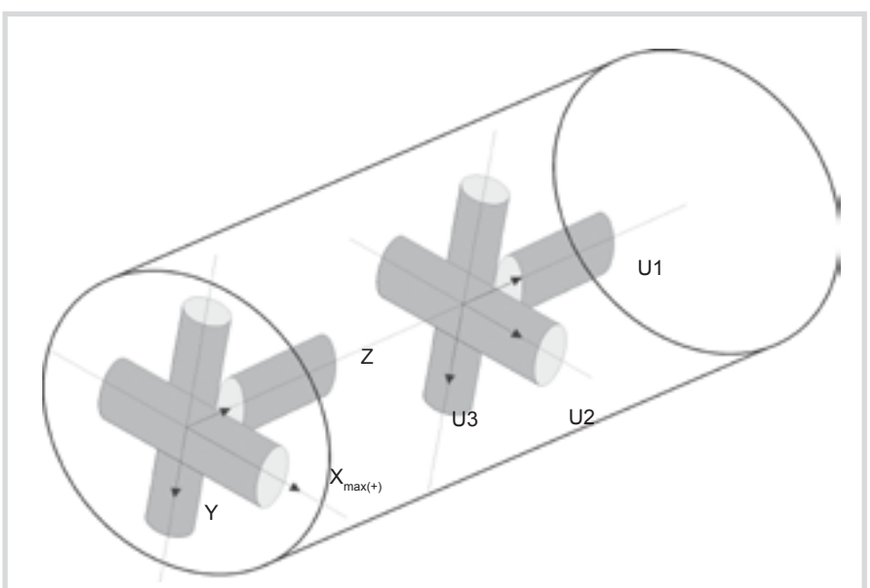


Рис. 1 Схематическое изображение трехкомпонентного скважинного магнитометра-инклинометра, сконструированного на основе жестко закрепленных феррозондов и акселерометров

Использование жестко закрепленных феррозондов, бесколлекторных систем определения их ориентации (акселерометры типа AT1305, AT1104 (ОКБ «Темп» г. Арзамас)) и новых магнитных материалов позволяет существенно повысить точность измерений [Астраханцев, 1998; Потапов и др., 1999; Астраханцев, Пономарев, 1985]. Такой принцип построения аппаратуры воплощен в комплексном скважинном магнитометре-инклинометре МИ-3803, который позволяет одновременно проводить непрерывные измерения вертикальной и горизонтальной составляющих модуля геомагнитного поля, магнитной восприимчивости горных пород, подсеченных скважиной, магнитного азимута, визирного и зенитного углов скважины (рис.1).

Прибор разработан в нескольких модификациях с питанием от сети переменного тока или аккумуляторов. При использовании ориентаторов по патенту РФ [Астраханцев, 1996 (б)] возможно проведение измерений в горизонтальных скважинах. Акселерометры, используемые в скважинном приборе, содержат температурные датчики, используемые для программной коррекции ухода «нуля» и коэффициента преобразования ориентаторов. Такая коррекция необходима при большом диапазоне рабочей температуры (0-120ºС), особенно в субвертикальных скважинах.

Для обеспечения высокой точности измерений геомагнитного поля при помощи феррозондов в приборах этого типа было обеспечено [Астраханцев, 1996 (а), Астраханцев, 1996 (б), Глухих и др., 1995]:

- требуемое быстродействие магнитометра при переключении феррозондов;
- приемлемый уровень собственных шумов феррозонда, в целом магнитометра и температурная стабильность датчиков;
- требуемая линейность выходного сигнала магнитометра в широком диапазоне изменения магнитного поля;
- высокая помехозащищенность магнитометра от полей промышленной частоты.

В зависимости от условий измерений, скважинный прибор может быть помещен в корпус диаметром от 38 до 70 мм. Прибор работает с использованием одножильного бронированного кабеля длиной до 6 км. Регистрация информации осуществляется в режиме непрерывной передачи данных, что позволяет его стыковать не только ►

Диапазон измерений:	
составляющих вектора геомагнитного поля	±80•103 нТл
азимута скважины	0-360⁰
угла отклонения скважины от вертикали	0-180⁰
магнитной восприимчивости	50•10-5 ÷2 ед.СИ
Погрешность измерений:	
составляющих вектора геомагнитного поля	±0.01•Z±20 нТл
азимута (при зенитном угле >2°)	±1,5⁰
зенитного угла	±10⁰
Питание:	
от сети переменного тока	220 В, 50 Гц
Габариты:	
скважинный прибор	1800×(38÷70) мм
наземный пульт	100×140×160 мм
Условия эксплуатации:	
температура	-10÷ 120⁰ С
давление	до 100 МПа

Табл. 1 Основные технические характеристики скважинного магнитометра-инклинометра МИ-3803-М

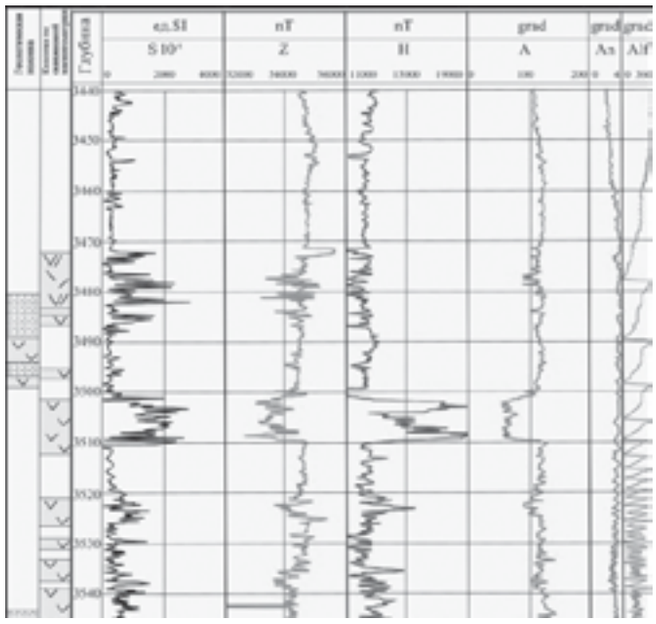


Рис. 2 Результаты скважинной магнитометрии по скважине №155 Кечимовского месторождения

с персональными компьютерами, но и с компьютеризированными каротажными комплексами типа «Гектор», «Вулкан» разработки фирмы «Эликом», г. Уфа.

Блок магнитной восприимчивости содержит æ-датчик, состоящий из намагничивающей катушки, приемного феррозонда и компенсационной катушки. Сигнал с феррозонда преобразуется той же схемой магнитометра в сигнал постоянного тока и далее в цифровой код.

Программно-методическое обеспечение позволяет реализовать непрерывную регистрацию измеряемых величин параллельно с коррекцией глубин по магнитным меткам, их предварительную обработку и визуальный просмотр информации в процессе измерения. Регистрируемые параметры в двоичных кодах записываются в память компьютера. Последующая программная обработка включает расчет Z- и H-составляющих магнитного поля, азимута, зенитного и визирного углов скважины в функции глубины с внесением всех поправок в измеренные параметры. Производится скаляция глубин по выбору через 0,2; 0,5; 1,0; 2,0; 5,0 и 10,0 м с автоматическим осреднением азимута (Az) и визирного угла (φ), что позволяет проводить инклинометрические измерения как в открытом стволе, так и в легкосплавных бурильных трубах (ЛБТ). Дальнейшие расчеты позволяют определить траекторию скважины непосредственно в полевых условиях. Выходные данные представляются в LAS-формате.

Программное обеспечение для интерпретации скважинных измерений позволяет производить построение векторов аномального магнитного поля и определять:

- пространственное положение тел с повышенной магнитной восприимчивостью в околоскважинном пространстве;
- определять элементы залегания магнитных тел, подсеченных скважиной, по скачкам магнитного поля;
- вычислять намагниченность горных пород и моделировать магнитные поля от нескольких тел.

Применение скважинной магнитометрии (измерение магнитной восприимчивости и магнитного поля) позволило изучить распределение магнитной минерализации и изменение магнитного поля и его градиента с глубиной в чехлах древних (Тимано-Печорская СГ-5, Колвинская) и молодых (Тюменская СГ-6) платформ, а также в трех глубоких разведочных скважинах Западной Сибири.

Расчленение разреза скважины основано на различиях в величине и характере кривых магнитной восприимчивости и магнитного поля подсеченных пород. Магнитные породы, вскрытые нефтегазовыми скважинами, имеют различные магнитные свойства и менее четкую, по сравнению с рудными скважинами, дифференциацию по магнитным свойствам с вмещающими породами. Для слабомагнитных объектов соотношение по магнитной восприимчивости между магнитным телом и вмещающей породой не превышает 1-2 порядков. Более однородными по магнитным свойствам являются осадочные породы глины, алевролиты, аргиллиты, песчаники, известняки и доломиты. Магнитная восприимчивость их варьируется в пределах 0-400•10-5 ед. СИ. Последнее обстоятельство является благоприятным фактором для магнитной корреляции разреза на нефтегазовых месторождениях. Магнитометрические исследования, проведенные в Тимано-Печорской СГ-5 и Колвинской параметрической скважине, показали, что магнитные долериты, вскрытые скважинами в интервале глубин 4000-5000 м на фоне слабомагнитных известняков, аргиллитов и алевролитов, выделяются четкими аномалиями магнитной восприимчивости и магнитного поля.

Впервые для расчленения осадочного разреза скважинная магнитометрия была проведена в Тюменской сверхглубокой скважине СГ-6, вскрывшей в верхней части разреза осадочные слабомагнитные породы, которые характеризуются значениями магнитной восприимчивости до 40·10-5 ед. СИ, Za до -100 нТл.

В 1994-1995 гг. измерения выполнялись в скважинах Кечимовского месторождения Западной Сибири (Астраханцев, Иголкина, 2000), где была показана эффективность скважинной магнитометрии при расчленении осадочного чехла и пород палеозойского фундамента (рис. 2).

Данные скважинной магнитометрии в этом районе показывают, что осадочные породы, подсеченные нефтегазовыми скважинами, слабо магнитны, а кривые магнитной восприимчивости æ и магнитного поля сильно дифференцированы, что связано с неоднородным распределением и количеством магнитных минералов в осадочном чехле. Низкими значениями магнитной восприимчивости и магнитного поля характеризуются песчаники, величина магнитной восприимчивости которых не превышает 40·10-5 ед. СИ. Повышенными магнитными свойствами отмечаются алевролиты и аргиллиты, у которых величина æ до 150·10-5 ед. СИ. Лабораторные исследования выявили в качестве носителей намагниченности пирротин, магнетит и маггемит. Разработанный комплекс признаков корреляции по магнитным параметрам (величина магнитной восприимчивости, величина и знак магнитного поля, величина и направление естественной остаточной намагниченности, определенной по скважинным измерениям, и другие магнитные параметры) позволил с достаточной степенью достоверности провести сопоставление и корреляцию магнитных пород месторождения.

Магнитные базальты, вскрытые одной из скважин среди осадочных пород на глубинах 3501-3512 м, 3520-3526 м и 3537-3549 м, обладают величиной магнитной восприимчивости от 2500 до 3800·10-5 ед. СИ и величиной аномалии вертикальной составляющей магнитного поля Za до -3000 нТл (рис.2). Аномалия модуля горизонтальной составляющей H составляет 6000 нТл. Кривые æ и Za сильно дифференцированы. Характер кривых Za и H позволил сделать вывод о том, что базальтовые тела являются секущими по отношению к вмещающим породам. Определение элементов залегания базальтов по скачкам ►

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

магнитного поля подтвердило юго-западное падение пород.

Ещё одна проблема, которую, возможно, позволит решить магнитометрическое исследование нефтегазовых скважин – повышение эффективности ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Применение метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) в искусственных магнитных полях открыло новые возможности исследования свойств пластов и пластовых флюидов (Ядерно-магнитный…, 2002; Расширение…, 2006). Появилась возможность оценить общую пористость пласта и разложить ее на компоненты: эффективную пористость, пористость капиллярно-связанной воды и микропористость глин (Мурцовкин и др., 2004). Высокая эффективность метода в немалой степени связана с возможностью точного расчета намагничивающего магнитного поля и высокочастотного поля, вызывающего прецессию, в заданной зоне исследования (Матюшин и др., 2000). Но существенную погрешность при этом может оказать изменение магнитных свойств среды (там же; Мурцовкин, Топорков, 2000). Как показали лабораторные исследования (Keating, Knight, 2007), время поперечной релаксации жидкости T2, насыщающей пористую среду, зависит от свойств поверхности пор. Повышенное содержание магнитных минералов в пластах приводит к увеличению локального градиента магнитного поля, что в свою очередь сокращает время релаксации флюида, а, следовательно, приводит к искажению результатов интерпретации.

Получение дополнительной информации о магнитных свойствах пород, слагающих стенки скважины, позволит скорректировать интерпретацию полученных результатов ЯМК. Оценка естественной намагниченности горных пород, вскрытых скважиной, проводится по измеренным значениям составляющих геомагнитного поля и магнитной восприимчивости пород в скважине. В основном, имеющиеся программы направлены на определение вертикальной (остаточной и индуцированной) намагниченности (Бахвалов и др., 1992; Иголкина, Бахвалов, 1998). Методика вычисления по результатам скважинных измерений полной естественной намагниченности пород, предложенная в работе (Иголкина, Белоглазова, 1996), основана на аппроксимации магнитных пластов тонкими призмами. Критерием достоверности предлагаемой модели объекта с вычисленными значениями естественной намагниченности является сходимость измеренного и рассчитанного магнитных полей. Получаемая информация позволяет проводить дополнительное расчленение разреза по величине и направлению естественной намагниченности пород.

Апробация предложенного алгоритма и разработанной на его основе программы для слабомагнитных объектов была проведена на примере скв. 504В глубоководного морского бурения на Коста-Риканском рифте (Скважинная…, 2006). Основой послужили магнитометрические измерения в скважине, выполненные сотрудниками Института геофизики УрО РАН (Ponomarev, Nekhoroshkov, 1983). В интервале 3764-3920 м модуль естественной намагниченности меняется от 2,0 до 560 сА/м. С учетом изменения азимута и наклона общей естественной намагниченности, в разрезе скважины выделены три интервала. Первый, представленный плагиоклаз-оливиновыми порфировыми базальтами, характеризуется средней величиной общей естественной намагниченности 90 сА/м, углом наклона -38^0 и азимутом -131^0. Второй, где в интервале глубин 3790-3850 м встречены пиллоу-базальты, имеет средние значения соответственно 119 сА/м, -11^0, +13^0. Третий интервал, для которого характерно переслаивание плагиоклаз-оливиновых порфировых, флоу- и плагиоклаз-оливин-хлоритовых порфировых базальтов,характеризуетсясреднимизначениями соответственно 183 сА/м, +49^0 и +38^0. При известной величине магнитной восприимчивости пород, предлагаемая методика позволяет оценить и их естественную остаточную намагниченность. В скв. 504В выделенные интервалы отличаются и по естественной остаточной намагниченности: первый интервал – среднее значение модуля 97 сА/м, наклонение -13^0, азимут -63^0; второй интервал – соответственно 113 сА/м, +4^0, -1^0; третий интервал – также соответственно 161 сА/м, +26^0 и +73^0.

Таким образом, оценка общей естественной намагниченности по результатам скважинной магнитометрии, расчленение разреза по магнитным свойствам позволят выбрать оптимальные параметры ядерно-магнитного каротажа для изучения нефтегазовых залежей.

При бурении нефтегазовых скважин возникает ряд проблем, связанных с применением специфической технологии бурения, а также с повышенной кавернозностью стволов скважин. Применение бурового раствора с повышенными магнитными свойствами приводит к адсорбированию его на стенках скважины, в кавернах и зонах поглощения, а также проникновение магнитных металлических частиц в каверны и трещины позволяет выделить зоны трещиноватости и раздробленности в разрезах нефтегазопоисковых скважин по магнитным измерениям. Создание базы фактического материала по нефтегазовым месторождениям различного типа, а также комплексная интерпретация данных скважинной магнитометрии, магнитных исследований керна с другими методами ГИС позволит повысить достоверность решения геологической задачи изучения закономерности распределения нефтегазоносности с глубиной для различных геодинамических районов России. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Астраханцев Ю.Г. Патент России №2063052. G01V 3/18 Блок первичных преобразователей скважинного магнитометра-инклинометра, 1996(а), бюлл. №18.
2. Астраханцев Ю.Г. Патент России №2066184. G01V 3/18 Блок первичных преобразователей скважинного магнитометра-инклинометра, 1996(б), бюлл. №18.
3. Астраханцев Ю.Г. Цифровой шахтно-скважинный магнитометр-инклинометр // Депонированная статья в ВИНИТИ 11.12.1998 №3638-В98.
4. Астраханцев Ю.Г., Иголкина Г.В. Скважинная магнитометрия при исследовании нефтегазовых скважин // Уральский геофизический вестник,-№1. Екатеринбург: УрО РАН,2000. С. 10-17.
5. Астраханцев Ю.Г., Пономарев В.Н. . с. 1299315 (СССР). МКИ G01V 3/18/ Устройство для измерения магнитной восприимчивости горных пород. 1985, ДСП.
6. Бахвалов А.Н., Иголкина Г.В., Портнов В.С. Определение намагниченности пород в скважине по результатам измерения магнитного поля и магнитной восприимчивости // Геология и разведка, 1992. № 2. С. 116-121.
7. Глухих И.И., Иголкина Г.В., Астраханцев Ю.Г. Магнитометрия глубоких и сверхглубоких скважин // Геофизика , 1995. № 4, С. 145-150.
8. Иголкина Г.В., Астраханцев Ю.Г., Глухих И.И, Литвинов Е.П. Перспективы и возможности скважинной магнитометрии при исследовании осадочных разрезов и палеозойского фундамента Западной Сибири по результатам измерений в глубоких скважинах // Электрические и электромагнитные исследования в нефтегазовых скважинах. Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999 г. с.291-298.
9. Иголкина Г.В., Бахвалов А.Н. Определение намагниченности зон магнетитовой минерализации по данным скважинной магнитометрии // Наука и образование – ведущий фактор стратегии «Казахстан-2030»: Тр. Междун. науч. конф. Караганда, 1998. С. 692-695
10. Иголкина Г.В., Белоглазова Н.А. Определение намагниченности пород по измерениям внутреннего магнитного поля и магнитной восприимчивости в сверхглубоких скважинах // Теория и практика геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электромагнитных полей: Тр. Междун. конф. Воронеж: Квадрат, 1996. С. 86-87.
11. Матюшин Е.М., Барляев В.Ю., Мурцовкин В.А., Хаматдинов Р.Т. Первый российский прибор ядерно-магнитного каротажа с использованием поля постоянных магнитов // Геофизика, 2000. № 1. С. 43-50.
12. Мурцовкин В.А., Митюшин Е.М.,Малинин А.В. Выбор режимов измерений при ядерно-магнитном каротаже для определения нефтенасыщенности продуктивных пластов // Геофизика, 2004. № 4. С. 10-26.
13. Мурцовкин В.А., Топорков В.Г. Новая технология петрофизических исследований керна, шлама и флюидов // Каротажник, 2000. № 69. С. 84-96.
14. Потапов А.Н., Шерендо Т.А., Астраханцев Ю.Г., Шулик В.В., Нехорошков В.Л. Использование нанокристаллических и аморфных сплавов в скважинных феррозондовых магнитометрах // В.кн. Структура и свойства нанокристаллических металлов, Екатеринбург, УРО РАН, 1999 г. С. 38-39.
15. Расширение возможностей производственного применения российской технологии ядерно-магнитного каротажа в искусственном поле / В.Ю. Барляев, В.В., Барташевич, В.К. Громцев и др. // Каротажник, 2006. № 2-4. С. 97-107.
16. Скважинная магнитометрия при изучении магнитоактивного слоя океанической земной коры / Ю.Г. Астраханцев, А.Н. Бахвалов, Н.А. Белоглазова и др. // Науки о Земле – Найти и извлечь: Тр. Междун. конф. СПб, 2006. (С033).
17. Ядерно-магнитный томографический каротаж / Р.Т. Хаматдинов, Е.М. Митюшин, В.Ю. Барляев и др. // Каротажник, 2002. № 100. С. 138-171.
18. K. Keating, R. Knight. A laboratory study to determine the effect of iron oxides on proton NMR measurements // Geophysics, 2007. V. 72. № 1. P. E27–E32.
19. Ponomarev V.N., Nekhoroshkov V. L. First measurements of the magnetic field within ocean crust // Initial reports of the deep sea drilling project. Leg 68 and 69. Washington, 1983. V. LXIX. P. 271–279.

Одной из основных проблем при создании геологических моделей нефтегазовых резервуаров является повышение достоверности прогноза внутреннего строения пласта и его свойств. Прогнозирование геологического разреза по данным геофизических исследований скважин с привлечением дистанционных геофизических методов, таких как детальная сейсморазведка 3Д, не всегда позволяет учесть особенности разреза в межскважинном пространстве. Применяемые в большинстве случаев результаты атрибутного анализа позволяют оценить эффективные толщины пласта в целом, без учета его неоднородности.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ **КРИТЕРИЕВ НЕОДНОРОДНОСТИ** ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

И.А.ПЛЕШАКОВА | ООО «ЮганскНИПИ» | г. Нефтеюганск

Многими исследованиями на примере различных месторождений был установлен факт уменьшения продуктивности по мере увеличения степени неоднородности пород коллекторов.

Для повышения достоверности получаемой информации необходимо учитывать параметры, которые позволят произвести комплексную оценку геологической неоднородности.

А.В. Ахияровым был предложен интегрированный коэффициент неоднородности:

$$КН_и = КН_п \times КН_р = \frac{К_{пmin}}{К_{пmax}} \times \frac{Н_{кол}}{Н_{общ} N_{кол}};$$

$$0 < КН_и \leqslant 1,$$

где КНи – интегрированный коэффициент неоднородности;

КНп – коэффициент неоднородности по пористости;

КНр – коэффициент неоднородности по расчлененности;

Кп min, Кп max – соответственно минимальное и максимальное значения пористости исследуемого пласта в разрезе скважины. Пористость определяется по ГИС с использованием керновых данных.

Нкол – мощность коллектора;

Нобщ - общая мощность пласта;

Nкол - число пропластков коллектора.

Физический смысл этой формулы таков: если Кп min = Кп max, Нкол = Нобщ и Nкол = 1, то НКи = 1, т.е. продуктивный пласт в разрезе данной скважины является идеально однородным. Таким образом, чем ближе к единице значение КНи, тем однороднее исследуемый пласт [2].

При трехмерном геологическом моделировании игнорирование данных о неоднородности строения пласта оказывает наиболее существенное влияние на результаты работ. Поэтому, применяя наиболее актуальные на сегодняшний день технологии стохастического моделирования, необходимо учитывать коэффициент неоднородности.

Реализация данной технологии осуществлена в рамках программного комплекса Petrel на геологической модели юрских отложений группы месторождений Юганского Приобья.

Основой трехмерной геологической модели является куб дискретной литологии, описывающий пространственное распределение проницаемых интервалов в объеме пластов. В качестве трендовых данных при распространении фациальных зон и коллекторских свойств использовались данные сейсморазведки. Фациальная обстановка, на основе которой проводилось распространение литологии, представлена на рисунке 1, где желтым цветом показаны русловые, зеленым – пойменные, коричневым – болотные, голубым – озерные отложения. В юрских пластах присутствует достаточно ►

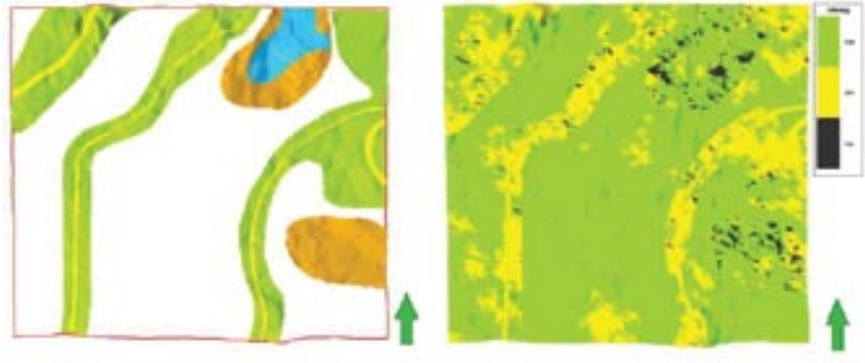


Рис. 1 Фациальная обстановка и куб литологии

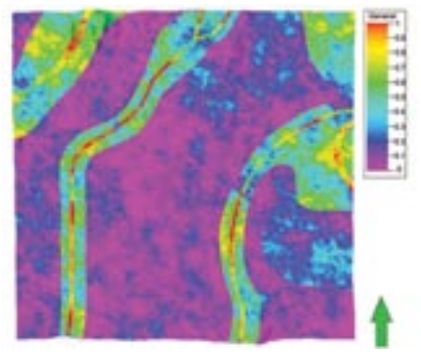


Рис. 4 Куб коэффициента песчанистости

При трехмерном геологическом моделировании игнорирование данных о неоднородности строения пласта оказывает наиболее существенное влияние на результаты работ. **Поэтому, применяя наиболее актуальные на сегодняшний день технологии стохастического моделирования, необходимо учитывать коэффициент неоднородности.**

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

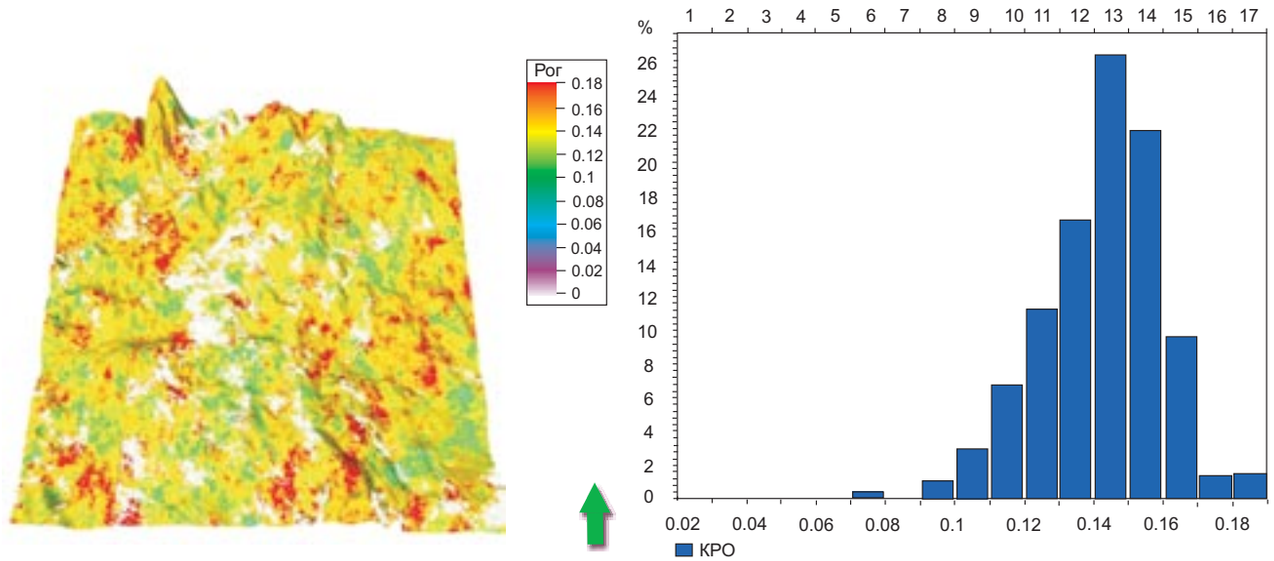


Рис.2 Куб открытой пористости

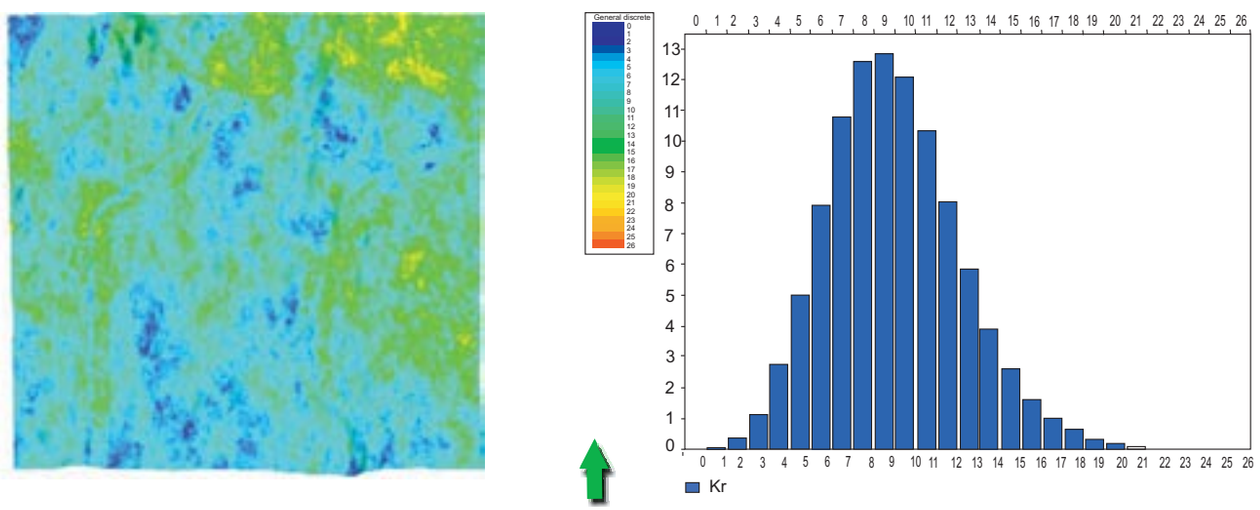


Рис.3 Куб коэффициента расчлененности

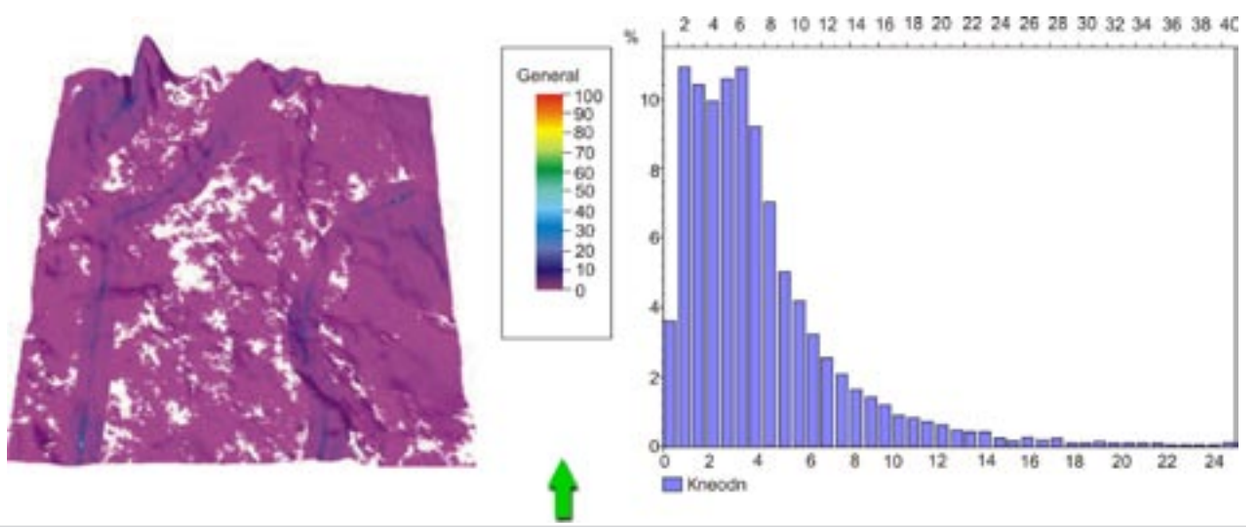


Рис. 5 Куб коэффициента неоднородности

большое количество углистого материала, поэтому при распространении литологии в модели использовано три параметра : глина, песчаник и уголь. В разных фациальных обстановках использовались различные пропорции литологических разностей. В русловых и пойменных обстановках в сравнении с другими задавался больший процент песчаника, болотным и озёрным обстановкам присуще повышенное содержание углисто-глинистого материала.

Распространение открытой пористости проводилось аналогично, как и литологии, по гауссовскому распределению из модуля петрофизического моделирования, в пределах коллекторов с учётом выявленных закономерностей (рис. 2).

Непостоянство объемной геометрии коллекторов обычно характеризуется показателями, отображающими расчлененность пласта на отдельные прослои и распространение объемной характеристики каждого проницаемого пропластка по площади залежи. К таким показателям относятся коэффициенты расчлененности, песчанистости и др.

С этой точки зрения интегрированный коэффициент неоднородности по отношению к трехмерной модели можно применить следующим образом:

$$KH_н = \frac{K_п}{K_{пmax}} \times \frac{H_{кол}}{H_{общ} K_р} \times 100$$

$$0 < KH_н \leq 100,$$

где: Кп – куб открытой пористости;

Кп max – максимальное значение открытой пористости в кубе;

$$\frac{H_{кол}}{H_{общ}} = K_{песч}$$

– куб коэффициента песчанистости;

Кр – куб коэффициента расчлененности.

Куб коэффициента расчлененности представлен на рисунке 3.

Куб коэффициента песчанистости представлен на рисунке 4.

Таким образом, имеем все необходимые данные для определения коэффициента неоднородности (рис. 5).

На рисунке 6 представлен коэффициент неоднородности в пределах фациальных зон. Максимальные значения приходятся на русловые (7-11%) и пойменные фации (3-5%), тогда как болотные и озерные фации имеют более низкие значения (1-2%). Этим объясняется наличие двух пиков на гистограмме распределения суммарного коэффициента неоднородности (рис. 5), тогда как распределение значений в фациальных зонах прошло по нормальному закону.

Результаты комплексной оценки геологической неоднородности свидетельствуют о существовании прямой зависимости продуктивности исследуемых отложений от их фациальной принадлежности и от значения коэффициента неоднородности.

Данная методика применена на этапе построения трехмерной геологической модели, ее результаты можно применять при построении гидродинамической модели, учитывать при разработке месторождения, при выборе местоположения для бурения новых скважин и их траектории. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений (Часть 1. Геологические модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с.
2. Ахияров А.В. Оценка неоднородности терригенных отложений прибрежно-морского генезиса. – Геология нефти и газа.-1997 г.

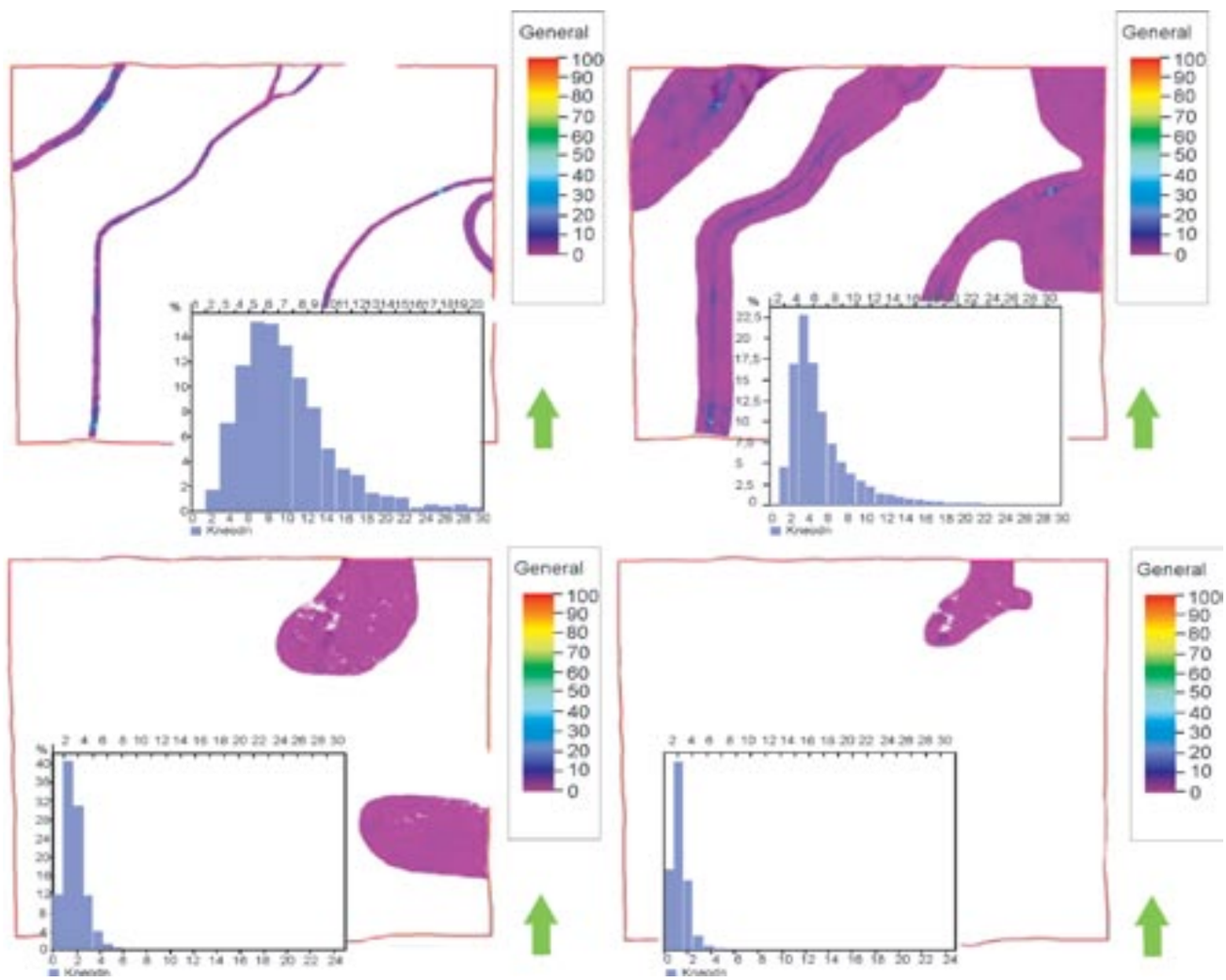


Рис. 6 Куб коэффициента неоднородности в пределах фациальных зон
а) русловые фации; б) пойменные фации;
в) болотные фации; г) озерные фации

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Предлагается методика идентификации гомологического состава, особенностей строения и поведения при нагревании природных и техногенных парафиновых композиций методами рентгенографии, хроматографии и терморентгенографии в связи с использованием углеводородов парафинового ряда в промышленности, созданием на их основе композиционных материалов, проблемами их добычи и переработки.

МЕТОДИКА ДИАГНОСТИКИ СОСТАВА, СТРОЕНИЯ И ТЕРМИЧЕСКИХ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ ТВЕРДЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПАРАФИНОВОГО РЯДА

Е.Н. КОТЕЛЬНИКОВА
Н.В. ПЛАТОНОВА
С.К. ФИЛАТОВ

докт. геол.-мин. наук, профессор кафедры кристаллографии геологического факультета Санкт-Петербургского государственного университета,
канд. геол.-мин. наук, старший преподаватель кафедры кристаллографии,
докт. геол.-мин. наук, профессор кафедры кристаллографии

г. Санкт-Петербург

Углеводороды парафинового ряда с общей формулой C_nH_{2n+2} являются одними из самых распространенных органических минеральных образований, прежде всего потому, что они входят в число основных углеводородных компонентов нефтей. Кроме того, парафины содержатся в составе битумов, углей, сланцев, смол, восков; участвуют в жизнедеятельности растений и животных. В природе встречаются преимущественно н-парафины (нормальные, или цепочечные), на долю изопарафинов (разветвленных) и циклопарафинов (кольцевых) приходятся первые проценты.

Парафины используют для покрытия форм при отливке стальных изделий, пропитки бумаги и тароупаковочных материалов, покрытия сыров, приготовления спичек, свечей, вазелина, различных смазочных масел, пленок для герметизации жидкостей, смесей для изготовления восковых фигур; они нашли также широкое применение в радиотехнике, электронике, парфюмерии, медицине.

Кафедра кристаллографии геологического факультета Санкт-Петербургского государственного университета является ведущим российским научным центром исследования кристаллохимии и минералогии углеводородов парафинового ряда. Более 20 лет на кафедре изучаются твердые нормальные парафины геологического, технологического и биологического происхождения, в том числе парафины, входящие в состав нефтей и продуктов нефтепереработки (твердый, мягкий, технический, пищевой, спичечный и др. парафины; защитный, петралатумный, нефтяной и др. воски), озокериты разных месторождений, церезины разной степени очистки, пчелиные и растительные воски, парафины головного мозга млекопитающих, композиционные материалы и изделия на основе парафинов [Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, 2002, и др.].

Твердые н-парафины – типичные молекулярные кристаллы. Они обнаруживают разнообразие полиморфных модификаций в зависимости от длины молекулярной цепочки (число *n*), ее симметрии (четность числа *n*) и температуры. Н-парафины гидрофобны, и это является их важнейшим эксплуатационным свойством. Однако молекулы н-парафинов легко смешиваются друг с другом, и этим объясняется поликомпонентность гомологического состава природных углеводородов парафинового ряда, представляющих собой сложные композиции – поликомпонентные твердые растворы или смеси поликомпонентных твердых растворов – как правило, в диапазоне значений $n = 17–37$. По этой причине природные углеводороды парафинового ряда, как и большинство органических минералов, с трудом поддаются идентификации и, соответственно, недостаточно изучены.

Еще одна примечательная особенность н-парафинов заключается в том, что они являются классическими представителями ротационных веществ, и это позволяет на их примере изучать особенности проявления в природе одного из наименее изученных фазовых состояний вещества – ротационно-кристаллического состояния. Переход н-парафинов в ротационно-кристаллическое состояние может быть вызван, например, нагреванием и связан с изменением формы теплового движения частиц (атомов, молекул) за счет потери ими фиксированной ориентации в структуре. В случае н-парафинов цепочечные молекулы приобретают возможность совершать крутильно-вращательные тепловые движения вокруг своих осей [Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, 2002; Н.В. Платонова, 2006, и др.]. Ротационные фазы н-парафинов характеризуются некоторыми нетипичными для кристаллических веществ свойствами, например ярко выраженной пластичностью – еще одним важнейшим эксплуатационным свойством н-парафинов.

В отличие от обычных минералов, углеводороды парафинового ряда очень легкоплавки. Процессы их преобразований обратимы и протекают в весьма узких температурных и временных интервалах. Эти особенности углеводородов парафинового ряда, с одной стороны, затрудняют исследование их структуры традиционными методами, а, с другой – позволяют проследить динамику их структурных преобразований по мере продвижения суспензии парафина в нефти от пласта к дневной поверхности (или устью нефтяной скважины) в диапазоне суточных и сезонных колебаний температуры земной поверхности и в реальном временном интервале.

Одна из актуальных задач нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленностей заключается в нахождении способов извлечения избыточно парафинистых нефтей из поровых каналов нефтесодержащих пород и в устранении твердых парафинов с поверхности трубопроводов в процессе добычи, транспортировки и переработки сырья. Главной характеристикой нефти является вязкость и другие физические свойства. Свойства нефтей, а также процессы их фракционирования вследствие изменения термодинамических условий как в природе (например, процесс озокеритизации), так и при промышленной переработке в значительной мере обусловлены особенностями состава, строения и фазового состояния парафиновых углеводородов. Сведения о гомологическом составе, строении и термических фазовых превращениях углеводородов парафинового ряда приобретают особую значимость при создании на их основе различных композиционных материалов, при использовании парафиновых изделий в различных температурных режимах, при извлечении парафинов из нефтей и нефтепродуктов.

Нами разработаны приемы идентификации природных и техногенных твердых парафиновых углеводородов с использованием методов рентгенографии, хроматографии и терморентгенографии (шаг по температуре – десятые доли градуса). В отдельных случаях применялись также методы дифференциальной сканирующей калориметрии, термооптики и инфракрасной спектроскопии. Методика позволяет определить:

- изоморфную или механическую природу смеси;
- номер *n* преимущественного гомолога в изоморфной смеси;
- номера *n* преимущественных гомологов у компонентов механической смеси;
- гомологический состав парафиновых композиций;
- характер распределения гомологов по числу атомов углерода в молекуле (по номерам *n*) в смесях разной природы;
- фазовое состояние и полиморфную модификацию изоморфной смеси и компонентов механической смеси;
- характер термических деформаций и фазовых превращений изоморфных и механических смесей парафинов разного гомологического состава. ►

В основу идентификации положены результаты кристаллохимического изучения (1) индивидуальных парафиновых гомологов высокой степени гомологической чистоты (97–99 %) в ряду значений n = 17–36; более половины эталонных данных по н-парафинам, содержащихся в Международном банке ICPDF Международного центра дифракционных данных ICDD, предоставлено нашей группой; (2) пределов твердых растворов в 19 двойных и 3 тройных системах из парафиновых компонентов разной длины и четности; в каждой системе изучено по 12–15 смесей известного молекулярного состава; (3) термических деформаций, полиморфных превращений и особенностей плавления индивидуальных парафиновых гомологов и их искусственных бинарных, тройных и поликомпонентных смесей (более 100 составов); (4) модельных поликомпонентных смесей с разным набором гомологов (в ряду значений n = 17–36), их разным количеством (от 6 до 19) и разным характером их распределения (симметричное, асимметричное, бимодальное, полимодальное) по числу атомов углерода, содержащихся в их молекулах (около 15 смесей).

Общность упаковки молекул в плоскости слоя отражает практически одинаковое (нечетные ромбические н-парафины) или близкое (четные триклинные и четные моноклинные н-парафины) положение ($2\vartheta^0$) рентгеновских рефлексов типа $hk0$ и hkl. Различия в длине молекул гомологов проявляются на дифрактограммах в индивидуальном положении рефлексов типа $00l$. Соседние гомологи различаются по длине на одну метиленовую группу CH_2, то есть на величину $C_0/2$ = 1,27 Å – половину одного плоского молекулярного зигзага C-C-C вдоль оси цепочки. С использованием независимых экспериментальных данных предложены эмпирические формулы для расчета параметра c_n вдоль оси элементарной ячейки для н-парафинов, характеризующихся разным числом атомов углерода в молекуле (число n) и кристаллизующихся в ромбической Or, триклинной Tc и моноклинной M полиморфных модификациях: $c_n(Or) = (n\times2{,}54\ Å)+3{,}60\ Å$, $c_n(Tc) = (n\times1{,}27\ Å)+0{,}13\ Å$ и $c_n(M) = (n\times1{,}27\ Å)+2{,}33\ Å$ соответственно [Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, 2002; Н.В. Платонова, 2006].

Из-за больших параметров c н-парафинов (десятки ангстрем) пики типа $00l$ располагаются в области очень малых углов скольжения $2\vartheta^0$. Отсюда – большая ошибка в определении межплоскостного расстояния d и соответственно величины параметра c. Для устранения экспериментальных ошибок обычно используется внутренний эталон (германий, кремний и др.), однако к области очень малых углов скольжения $2\vartheta^0$ подобрать эталон практически невозможно. В связи с этим нами предложен иной – безэталонный – способ решения задачи с использованием приведенных выше эмпирических формул. В основу способа положено представление о том, что разница $\Delta2\vartheta^0$ между положением $2\vartheta^0$ соответствующих пиков $00l$ каждого из гомологов есть величина постоянная. Были рассчитаны значения $\Delta2\vartheta^0$ (для излучений $Co_{K\alpha}$ и $Cu_{K\alpha}$) между положением двух первых рефлексов типа $00l$ ромбических, триклинных и моноклинных н-парафинов в ряду значений n = 16-36. Результаты расчетов использованы для построения соответствующих графических зависимостей $\Delta2\vartheta^\circ = f(n)$ (рис. 1). Экспериментальные и вычисленные значения $\Delta2\vartheta^\circ_{CoK\alpha}$ совпали в пределах обозначений, показанных на рисунке. Зависимости удобно использовать для определения номеров n индивидуальных н-парафинов и преимущественных гомологов парафиновых смесей [Н.В. Платонова, Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, 2007; E.N. Kotelnikova, N.V. Platonova, S.K. Filatov, 2007, и др.]. В случае очень больших номеров n лучше воспользоваться данными расчетов, так как точность определения номеров по графикам уменьшается по мере увеличения числа n.

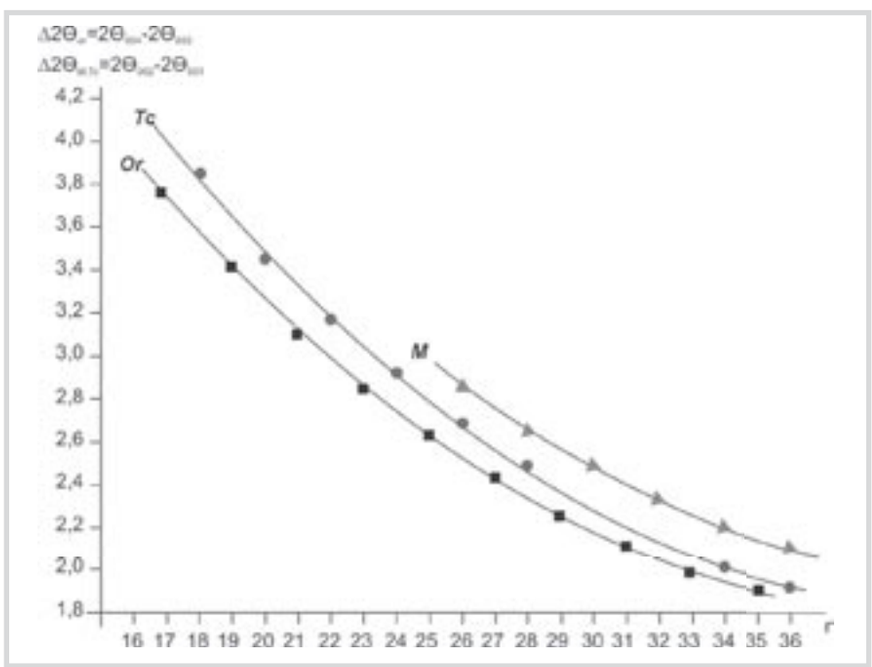


Рис. 1. Зависимость расстояния между рефлексами типа 00l ($\Delta2\theta$) от числа атомов углерода в молекуле ромбического (*Or*), триклинного (*Tc*) и моноклинного (*M*) н-парафинов

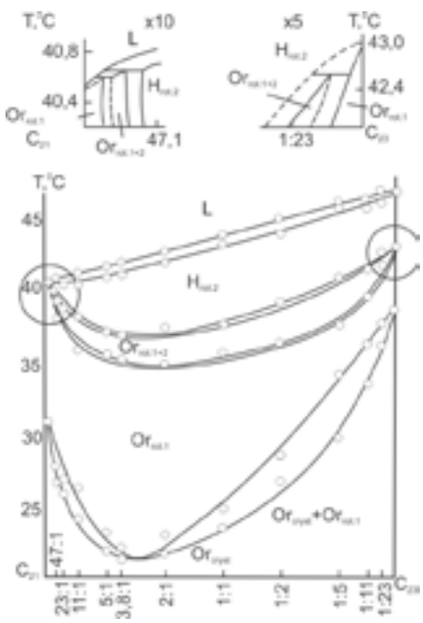


Рис. 2. Диаграмма состояния системы $C_{21}H_{44} – C_{23}H_{48}$ по данным терморентгенографии

Для диагностики термических фазовых превращений использованы представления о различных типах конденсированного фазового состояния н-парафинов, в их числе: кристаллическое состояние *cryst* (ромбическая Or_{cryst}, триклинная Tc_{cryst} и моноклинные $1M_{cryst}$ и $2M_{cryst}$ фазы), низкотемпературное ротационно-кристаллическое состояние *rot.1* (ромбическая $Or_{rot.1}$, моноклинная $M_{rot.1}$ и триклинная $Tc_{rot.1}$ фазы), высокотемпературное ротационно-кристаллическое состояние *rot.2* (гексагональная $H_{rot.2}$ фаза), промежуточное (между низко- и высокотемпературным типами) ротационно-кристаллическое состояние *rot.1+2* (ромбическая $Or_{rot.1+2}$ фаза) и жидкое состояние (*L* фаза) [Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, 2002; Н.В. Платонова, 2006, и др.]. С использованием этих представлений построены диаграммы состояния девяти бинарных парафиновых систем. В качестве примера на рис. 2 показана фазовая диаграмма одной из изученных систем. Можно видеть, что переход парафинов из одного фазового состояния в другое может быть достигнут как в процессе нагревания (охлаждения), так и в результате смешивания компонентов в определенных молярных отношениях. Иначе говоря, для получения высокопластичной (ротационно-кристаллической) фазы необязательно нагревать образец (один из компонентов системы), достаточно совместно сплавить его с другим образцом (другим компонентом системы) в соответствующих молярных отношениях.

Фазовое состояние поликомпонентной смеси можно оценить по положению рефлексов 200 и 110. Проявленность других рефлексов, например рефлексов hkl в области $\Delta2\vartheta_{CuK\alpha}$=35-45^0, зависит не только от фазового состояния, но и от структурного совершенства поликомпонентного твердого раствора. В качестве примеров на рис. 3 приведены дифрактограммы четырех образцов нефтяных парафинов, выделенных из озексуатской нефти. Образцы подобраны таким образом, что характеризуются близкими номерами n (указаны на рисунке) преимущественных гомологов, входящих в ►

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

состав поликомпонентных твердых растворов. Несмотря на это, парафиновые смеси существуют в разных фазовых состояниях даже при комнатной температуре: кристаллическом (фаза Or_{cryst}), низкотемпературном ротационно-кристаллическом (фаза $Or_{rot.1}$), высокотемпературном ротационно-кристаллическом состоянии (фаза $H_{rot.2}$) и в состоянии распада (Or_{cryst}+$Or_{rot.1}$) вследствие полиморфного превращения твердого раствора. В соответствии с характеристикой фазовых состояний (рис. 3) находятся температуры плавления этих образцов: 55,4 (а), 52,4 (б), 50,0 (в) и 48,5 ^{0}C (г). Разное исходное фазовое состояние парафиновых композиций обусловлено различиями в количестве и относительном содержании гомологов, участвующих в распределении, что следует из сравнительного анализа данных хроматографии этих образцов.

Однако необходимо иметь в виду, что сам по себе гомологический состав не определяет строение парафиновой композиции. Количество и номера гомологов могут быть разными, но при этом композиции могут характеризоваться однотипной упаковкой молекул в структуре, например, двухслойной ромбической ячейкой. И наоборот, количество и номера гомологов могут быть одинаковыми, но при этом композиции могут характеризоваться разными ромбическими ячейками – «обычными» (двухслойными) и сверхпериодическими (трехслойными, четырехслойными и др.). Реализация той или иной упаковки молекул в структуре зависит прежде всего от характера распределения гомологов по числу атомов углерода в молекуле (число *n*). Это подтвердили результаты экспериментального моделирования природных поликомпонентных парафиновых композиций с симметричным, асимметричным, бимодальным и полимодальным характером распределения гомологов. Моделирование осуществлялось путем приготовления смесей, имитирующих гомологический состав и характер распределения гомологов в парафиновых композициях геологического и биологического происхождения [Н.В. Платонова, 2006; N.V. Platonova, E.N. Kotelnikova, 2007, и др.].

Результаты изучения особенностей строения парафиновых композиций представляют не только академический интерес, но и имеют самое непосредственное отношение к проблемам диагностики природных и техногенных парафиновых композиций. Дело в том, что многие исследователи или пропускают или ошибочно интерпретируют рентгеновские рефлексы 00/ в области очень малых углов 2ϑ. Во многих случаях самые первые рефлексы являются сверхпериодическими, т. е. характерны для структур, описываемых с помощью трехслойных, четырехслойных и др. сверхпериодических ячеек в направлении оси *c*. Ошибки в интерпретации таких рефлексов приводят к неоправданному завышению номеров преимущественных гомологов. Неоднократно приходилось убеждаться, что гомологи с завышенными номерами составляли весьма малую часть от общего количества гомологов, участвующих в распределении, а то и вовсе в нем не участвовали.

Поликомпонентность многих твердых растворов раскрывается и в эффекте многоступенчатости распада твердого раствора вследствие полиморфного превращения из кристаллического состояния в низкотемпературное ротационно-кристаллическое. Интерпретация этого эффекта основана на представлении о поэтапном развитии колебательно-вращательного теплового движения цепочечных молекул разной длины, входящих в состав твердого раствора. Иначе говоря, нагревание поликомпонентной изоморфной смеси может привести к фракционированию вещества по разным фазовым (по всей видимости, метастабильным) состояниям, что может представлять технологический интерес [Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, 2002; С.Ю. Чаженгина, Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, 2004; E.N. Kotelnikova, N.V. Platonova, S.K. Filatov, 2007, и др.].

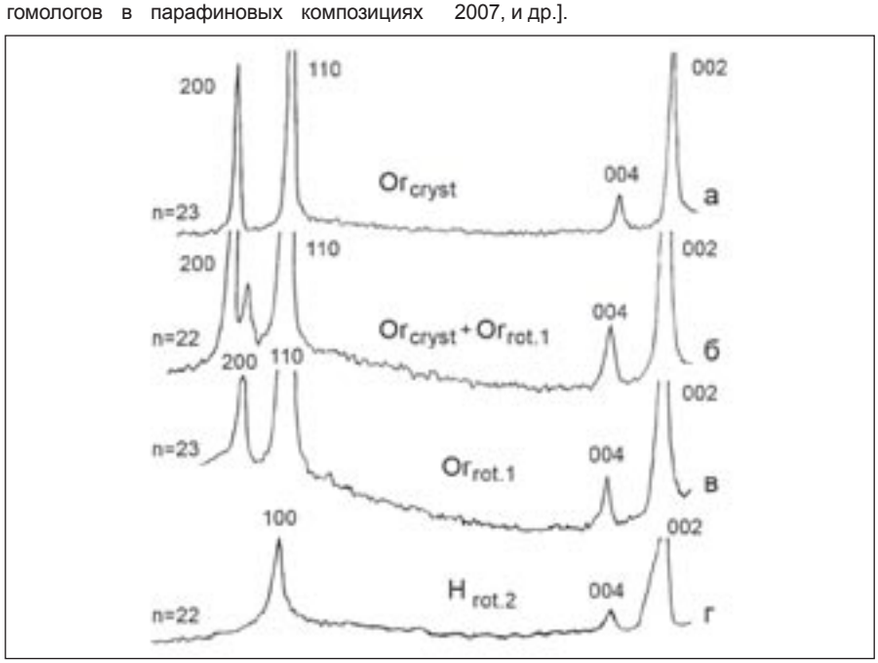


Рис. 3. Дифрактограммы некоторых образцов нефтяных парафинов, выделенных из озексуатской нефти и существующих при комнатной температуре в различных фазовых состояниях (пояснения в тексте)

В целом, методика диагностики, основанная на совместном использовании рентгенографии, терморентгенографии, хроматографии и др. методов и с учетом разработанных авторами методических приемов и подходов, успешно зарекомендовала себя при изучении ряда нефтяных и техногенных парафиновых композиций [Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, 2002, и др.], эвенкита (парафинового минерала) [Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, Н.В. Чуканов, 2004; N.V. Platonova, E.N. Kotelnikova, 2007], озокеритов и церезинов [С.Ю. Чаженгина, Е.Н. Котельникова, С.К. Филатов, 2004, и др.], биогенных парафинов [Н.В. Платонова, 2006; E.N. Kotelnikova, N.V. Platonova, S.K. Filatov, 2007, и др.]. Кроме того, нашей группой накоплен опыт изучения минералов вмещающих нефтеносных пород (глинистых, карбонатных и хемогенных) Северного Кавказа, Восточного Прикаспия и др. месторождений. Эти минералы (каолинит, диккит, накрит, слюды, серпентины, хлориты, монтмориллониты, смешанослойные образования, кальцит, доломит, галит, сильвин, бишофит, карналлит, гипс, бассанит, ангидрит и др.) изучались в комнатных условиях (рентгенография), а также в процессе их нагревания, как правило, до температуры плавления (терморентгенография). В 1983 г. исследования углеводородов парафинового ряда и вмещающих нефтеносных пород были инициированы Грозненским нефтяным институтом и Грозненским НИИ промысловой геофизики и до 1991 г. выполнялись в рамках договоров с этими институтами. Это направление в течение многих лет поддерживалось и поддерживается грантами Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ) и Министерством образования Российской Федерации. ■

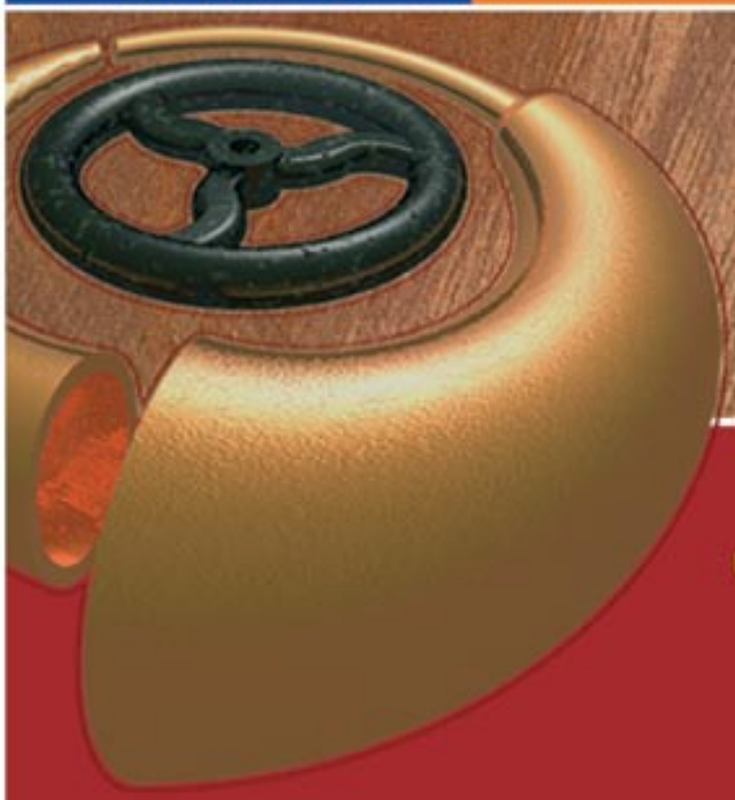
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Котельникова Е.Н., Филатов С.К. Кристаллохимия парафинов. 2002, СПб.: Нева, 352 с.
2. Котельникова Е.Н., Филатов С.К., Чуканов Н.В. Эвенкит: симметрия, химический состав, идентификация и поведение при нагревании // Записки ВМО, 2004, № 3, С. 80-92.
3. Платонова Н.В. Полиморфизм и твердые растворы длинноцепочечных нормальных парафинов. Автореферат канд. диссертации, 2006, СПб.: СПбГУ, 18 с.
4. Платонова Н.В., Котельникова Е.Н., Филатов С.К. Изоморфные соотношения в бинарных системах моноклинных парафинов // Записки РМО, 2007, Спец. вып. (№ 7), С. 283-293.
5. Чаженгина С.Ю., Котельникова Е.Н., Филатов С.К. Озокериты: состав, строение, поведение при нагревании // Записки ВМО, 2004, № 5, С. 26-49.
6. Kotelnikova E.N., Platonova N.V., Filatov S.K. Diagnostics and thermal phase transformations of paraffins of biological origin // Geology of Ore Deposits, 2007, Vol. 49, No. 8, P. 35-47.
7. Platonova N.V., Kotelnikova E.N. Synthesis of organic mineral evenkite // Geology of Ore Deposits, 2007, Vol. 49, No. 7, P. 638-640.

MVK

www.MVK.ru

(495) 995-05-95



НАСОСЫ КОМПРЕССОРЫ АРМАТУРА

ufi Approved Event

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»

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

В 2004–2008 годы Федеральным агентством геодезии и картографии подготовлен к изданию Национальный атлас России в четырёх томах. Опубликованы три тома: том 1 «Общая характеристика территории» (2004), том 2 «Природа. Экология» (2007), том 3 «Население. Экономика» (2008); том 4 «История. Культура» готовится к изданию (2008). Национальный атлас России создаётся как официальное государственное издание в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации от 26 мая 2000 г. № АГ-П9-14 991. Национальный атлас России – фундаментальное комплексное картографическое произведение, призванное дать целостное представление о природе, населении, хозяйстве, экологии, истории и культуре России, общенациональный свод научно обработанной и взаимно согласованной пространственно-временной информации, применимой во всех отраслях экономики, управлении, науке, образовании и обороне страны. Это особый вид картографического произведения, в котором объектом картографирования выступает государство во всех аспектах и сферах его существования и развития. Подготовка к изданию всех четырёх томов Национального атласа России осуществлена Производственным картосоставительским объединением «Картография» Роскартографии.

«НЕФТЬ. ГАЗ»
В НАЦИОНАЛЬНОМ АТЛАСЕ РОССИИ

А. Н. КРАЮХИН ген. директор ПКО «Картография»
Г. В. ПОЗДНЯК главный редактор ПКО «Картография»
В. В. КОЗЛОВ доктор геолого-минералогических наук
В. Н. ГОРЛОВ кандидат географических наук
В. И. РЯБЧИКОВА кандидат технических наук
г. Москва

В томе 1 Национального атласа России «Общая характеристика территории» (2004) в разделе «Справочные сведения» представлены тематические карты, тексты и таблицы, которые дают общие географические сведения о России: её природе, естественных ресурсах, населении, экономике. Геологическая тематика раздела представлена картами «Геология» (1:15 000 000), картой «Тектоническое районирование» (1:32 000 000) и текстовыми пояснениями. Топливно-энергетические и минеральные ресурсы охарактеризованы картой «Топливно-энергетические и минеральные ресурсы» (1:15 000 000) и текстовым материалом. Карты «Геология», «Тектоническое районирование», «Топливно-энергетические и минеральные ресурсы» дают общую характеристику минерально-сырьевой базы России.

В томе 2 «Природа. Экология» Национального атласа России (2007) представлен обширный комплекс карт, отражающих природные условия, ресурсы и экологическое состояние территории страны. Эта информационная база может быть использована для планирования национальных проектов.

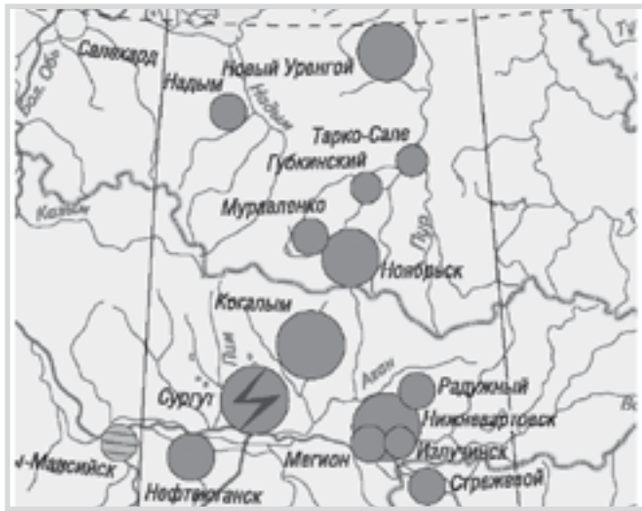
В разделе «Геологическое строение и ресурсы недр» в картографической форме представлена информация о геологическом строении территории России, тектонике, гидрогеологических и инженерно-геологических условиях, об особенностях распределения геофизических и геохимических полей, о размещении основных видов полезных ископаемых (рудных, неметаллических и углеводородов) с приведением схем и разрезов конкретных месторождений. Ряд карт посвящён теме охраны геологической среды и распространению уникальных геологических объектов и т. д.

На карте «Геологическое строение» (1:15 000 000) характеристика геологического строения материковой части страны дополнена данными на сопредельные акватории. Текстовая часть, характеризующая геологическое строение территории страны, дополнена картой «Геологические области» (1:40 000 000), на которой показаны щиты, плиты, складчатые пояса, вулканические пояса, краевые прогибы.

Минерально-сырьевая база России по количественным показателям не имеет аналогов в мире, а по качественным показателям представляет собой весьма пёструю картину. Многие месторождения уникальны по запасам и качеству сырья. В то же время месторождения многих видов минерального сырья уступают по основным параметрам зарубежным аналогам.

На карте «Крупнейшие месторождения полезных ископаемых» (1:15 000 000) показаны топливно-энергетические ресурсы, металлические и неметаллические ископаемые, соли и рассолы, драгоценные поделочные камни.

Топливно-энергетические ресурсы (нефть, нефть и газ, природный газ, каменный уголь, бурый уголь, горючие сланцы, урановые руды) обеспечивают функционирование топливно-энергетического комплекса, являющегося важнейшей составляющей экономики России. На карте показаны основные нефтяные, нефтегазовые и газовые месторождения страны в нефтегазоносных провинциях: ►



Отрасли специализации промышленных пунктов

- **Топливная промышленность**
- Топливная, электроэнергетика
- Топливная, цветная металлургия
- Топливная, химическая
- Топливная, химическая, машиностроение
- Топливная, машиностроение
- Топливная, машиностроение, цветная металлургия
- Топливная, машиностроение, химическая
- Топливная, машиностроение, легкая
- Топливная, промстройматериалы
- Топливная, легкая
- Топливная, лесная
- Топливная, пищевая
- Топливная, пищевая, машиностроение

Рис. 1 Фрагмент карты «Типы промышленных центров»

•Западно-Сибирской – Самотлорское (нефть и газ), Салымское, Усть-Балыкское, Приобское, Уренгойское, Ямбургское (газ и нефть);
•Тимано-Печорской – Вуктыльское (газ), Усинское, Возейское (нефть);
•Волго-Уральской – Ромашкинское, Туймазинское (нефть);
•Прикаспийской – Астраханское (газ);
•Северо-Кавказской – Старогрозненское (нефть), Анастасиевско-Троицкое (нефть и газ), Северо-Ставропольское (газ).

По разведанным запасам нефти Россия входит в число ведущих нефтедобывающих стран. В её недрах сосредоточено почти 13% мировых запасов нефти. В России имеется свыше 2 200 нефтяных, нефтегазовых и нефтеконденсатных месторождений, расположенных в 37 субъектах Российской Федерации. Основные месторождения находятся в Западной Сибири, Урало-Поволжье и на Европейском Севере. Это месторождения Самотлорское, Уренгойское, Фёдоровское, Арланское, Ромашкинское, Туймазинское

По разведанным запасам газа Россия занимает первое место в мире (более 32% мировых запасов) и обеспечивает 30% его мировой добычи. В России разведано 770 месторождений газа. Основные запасы газа находятся в Западной Сибири. Почти три четверти запасов сосредоточены в 22 крупнейших месторождениях: Уренгойском, Ямбургском, Заполярном, Комсомольском, Бованенковском (Ямало-Ненецкий автономный округ); Оренбургском (Оренбургская область); Ковыктинском (Иркутская область); Штокмановском (шельф Баренцева моря); Русановском, Ленинградском (шельф Карского моря) и др.

На карте «Нефтегазоносные и газонефтеносные бассейны» (по роли нефти и газа) (1:15 000 000) отображены нефтегазоносные территории и акватории с различной плотностью начальных суммарных извлекаемых ресурсов углеводородов (I, II, III, IV категории). На карте показаны как известные нефтегазоносные и газонефтеносные территории (провинции, области, районы), так и обширные перспективные нефтегазоносные и газонефтеносные территории и акватории с качественной оценкой ресурсов (провинции, области, районы). Месторождения с соотношением нефти и газа показаны цветом в реальной площади, поэтому показатели современного состояния и перспектива выглядят очень наглядно. Все шельфы в морях разделены по категориям ресурсов. В Баренцевом и Карском морях отмечены акватории с высокой плотностью углеводородов. На карте чётко показана бровка арктического шельфа.

Интерес представляют карты раздела «Моря», которые дают подробные сведения о состоянии и перспективах нефтегазоносности по отдельным морям, омывающим территорию России. Эта информация полезна для освоения нефтегазовых месторождений на шельфе и акватории.

Большой интерес представляют космические изображения районов крупнейших нефтяных и газовых месторождений (Астраханское, Самотлорское, Уренгойское и др.), чтобы понять, как выглядит площадь со множеством буровых скважин и дорог, и как необходимо думать об экологической безопасности при разведке и эксплуатации месторождений.

В томе 3 «Население. Экономика» Национального атласа России структура раздела «Хозяйство и экономическое развитие» построена на последовательной характеристике основных сфер экономики: производство – инфраструктура – инвестиции. Тематические сюжеты в подразделе «Производственная сфера» даются по основным отраслям «первичной» (сельское, лесное, рыбное и охотничье хозяйство) и «вторичной» (промышленность и строительство) сфер экономики. Динамика развития событий в промышленности России достаточно велика, и именно это служит основанием для всестороннего показа происходящих в ней процессов в Национальном атласе России. В структуре промышленности России явно выделяются отрасли-лидеры по их современному значению и перспективные отрасли на будущее. Тематическое содержание представлено рядом карт межотраслевых комплексов (топливно-энергетический комплекс, машиностроительный, лесопромышленный и т. д.).

Топливно-энергетический комплекс — основа развития современного общества. От его эффективной работы в значительной степени зависит благосостояние общества, деятельность всех других отраслей экономики и позиция страны в мировом сообществе. Ожидается, что в ближайшие тридцать лет во всем мире значительно возрастёт спрос на энергоносители всех видов. При этом, по выводам международного энергетического агентства, нефть и природный газ сохранят свои ведущие позиции. Предполагается, что позиции России как ведущего мирового экспортёра энергоносителей усилятся. Топливно-энергетический комплекс объединяет отрасли, которые добывают и производят первичные энергоресурсы, перерабатывают их в другие виды энергии (например, в нефтепродукты), преобразуют одни виды энергии в другие — в электроэнергию, тепло, а также транспортируют различные виды энергии специализированным транспортом (трубопроводы, линии электропередач, теплопроводы). Топливно-энергетический комплекс в томе 3 «Население. Экономика» представлен картами нефтяной, газовой, угольной и сланцевой промышленности, а также электроэнергетикой. Ряд карт отражает современное состояние нефтяной и газовой промышленности страны и её отдельных регионов, наиболее значимых в данной отрасли (Ханты-Мансийский автономный округ–Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ, Республика Татарстан).

На карте «Типы промышленных центров» наглядно показаны отрасли специализации промышленных центров в России. В настоящее время нефтяные и газовые центры сосредоточены в Западной Сибири, в Поволжье, на Урале, Севере Европейской части России. С освоением нефтяных запасов начинают развиваться аналогичные центры на Сахалине и в Восточной Сибири.

В тексте «Топливно-энергетический комплекс» в сжатой форме показана роль топливно-энергетического комплекса как современности мира. Доказанные запасы нефти в России оцениваются в 25,0 млрд тонн, а природного газа – 47,8 трилл. м^3 – реальные возможности для развития экономики и экспорта. Здесь же представлены графики и таблицы. Графики показывают производство основных видов продукции топливной промышленности России (нефть, включая газовый конденсат; естественный газ; первичная переработка нефти; уголь). Интересны таблицы «Регионы-лидеры по добыче нефти, включая газовый конденсат», «Регионы-лидеры по добыче естественного газа».

Основная часть нефти и попутного нефтяного газа добывается в Западной Сибири. На втором месте находится Поволжье, далее Урал и Север Европейской части России. Начинается освоение нефтяных запасов на Сахалине и в Восточной Сибири. Восстановилась прежняя величина переработки нефти, однако остались проблемы с глубиной её переработки. Достигнутый уровень глубины переработки нефти в 72% заметно отстает от лучших мировых достижений. Заметно страдает качество производимых светлых нефтепродуктов, и они пока не дотягивают до уже принятых в ряде стран мира стандартов ЕВРО-3 и ЕВРО. Большая работа ведется ►

Рис. 2 Приобское месторождение нефти

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

в части увеличения глубины извлечения и использования попутного нефтяного газа. Началась прокладка одного из крупнейших в стране нефтепроводов на Дальний Восток к новому нефтеэкспортному морскому порту в бухте Зарубино. Продолжается сооружение нефтепродуктопровода к Приморску.

Добыча природного газа сконцентрирована в Западной Сибири. Здесь запасами природного газа и его добычей выделяется Ямало-Ненецкий автономный округ. В ближайшие годы начнётся активное освоение новых месторождений газа на Ямале, на шельфе Баренцева моря (Штокмановское месторождение), в Восточной Сибири (Иркутская область) и на Дальнем Востоке (Якутия, Сахалин). Начаты работы по строительству магистральных газопроводов из Восточной Сибири в сторону Дальнего Востока. Завершаются работы по пуску в эксплуатацию первого в стране завода по производству сжиженного природного газа около города Корсакова на Сахалине. Ведется проектирование и подготовка к строительству двух новых газопроводов из России в Западную Европу по дну Балтийского и Черного морей.

На карте «Нефтяная промышленность» (1:15000000) показаны месторождения нефти, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные; месторождения уникальные, крупные, средние, мелкие; нефтеперерабатывающие заводы (крупнейшие, крупные, средние, малые, прочие), мини-перерабатывающие заводы, предприятия по переработке попутного нефтяного газа и газоконденсата, нефтемаслозаводы; существующие и строящиеся нефтепроводы, существующие и строящиеся нефтепродуктопроводы; нефтеэкспортные порты; нефтяные терминалы. Качественным фоном на карте выделены нефтегазоносные провинции и бассейны и перспективные нефтегазоносные провинции.

На карте «Нефтегазовый комплекс Ханты-Мансийского автономного округа–Югра» отмечены все крупные предприятия региона.

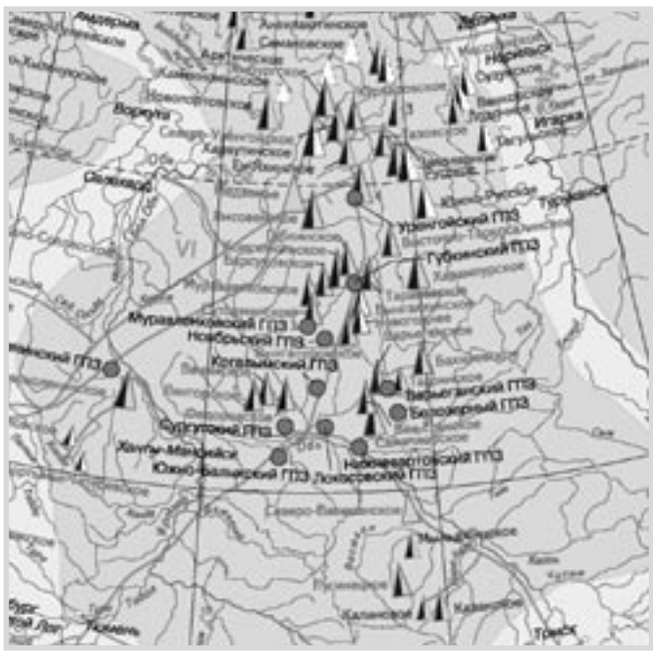
На карте «Нефтегазохимический комплекс Республики Татарстан» показаны крупнейшее месторождение Ромашкинское, важные залежи нефти и природных битумов, а также отраслевая структура, трубопроводы и электростанции. В последние годы (1995-2004) в добыче нефти происходит равномерный рост от 25,7 почти до 30 млн тонн. В Республике Татарстан развита переработка нефти.

На карте «Нефтегазовый комплекс Ямало-Ненецкого автономного округа» показаны месторождения углеводородного сырья и т. д.

На карте «Газовая промышленность» (1:15 000 000) представлены месторождения газа, с нефтью и конденсатом (от уникальных до мелких) по степени эксплуатации (разработанные и разведываемые). Показаны газоперерабатывающие заводы, завод по производству сжиженного природного газа (единственный на Сахалине), подземные хранилища природного газа.

В создании Национального атласа России принимали участие многие известные ученые и специалисты министерств, организаций и учреждений страны. В разработке специального содержания карт и текстового материала геологического комплекса принимали участие: Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А. П. Карпинского; географический факультет Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова; Государственный научно-исследовательский и производственный центр «Природа»; институты Российской академии наук (Геологический институт, Институт физики Земли имени О. Ю. Шмидта); Институт минералогии, геохимии и кристаллохимии редких металлов; Межрегиональный центр по геологической картографии; Производственное картосоставительское объединение «Картография»; Федеральная служба геодезии и картографии России, Федеральное агентство геодезии и картографии и др.

Для нефтяников, учёных, геологов и геофизиков целесообразно со временем подготовить и издать по материалам Национального атласа России отдельный выпуск «Геологическое строение и полезные ископаемые России» и «Нефть и Газ в России», сделать незначительные уточнения по новым данным с привлечением национальных компаний таких как «Газпром», «Роснефть», «Лукойл» и других российских организаций.■



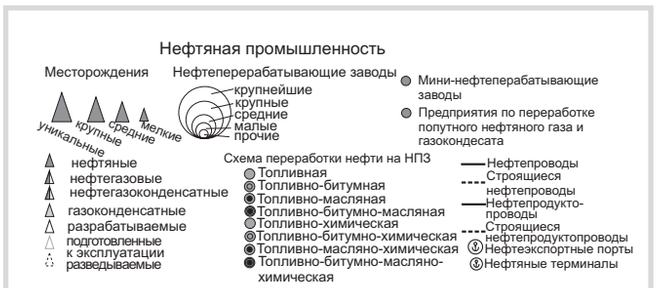


Рис. 3 Фрагмент карты «Нефтяная промышленность»

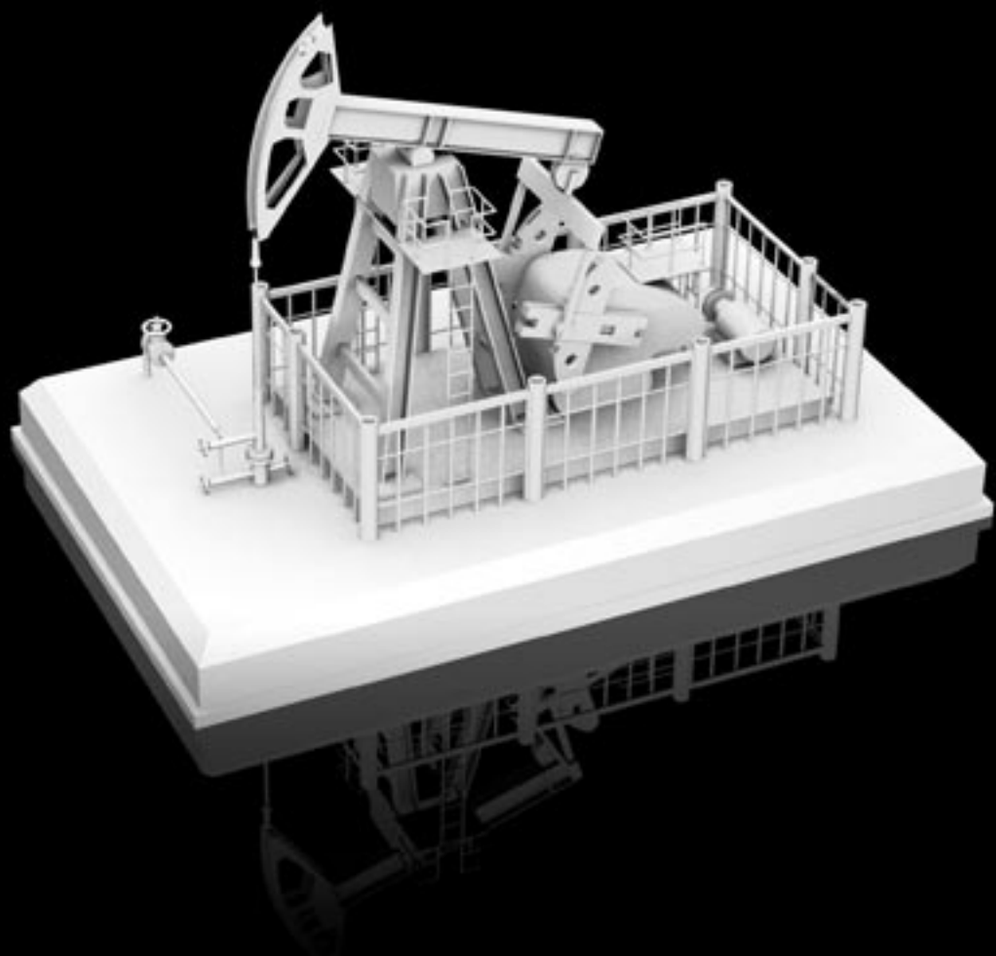
Рис. 4 Фрагмент карты «Газовая промышленность»

ДОБЫЧА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №4/Нд АВГУСТ 2008

ЭКСПОЗИЦИЯ

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.



CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Нефтегазовая отрасль – одна из немногих, где к безопасности предъявляются наиболее повышенные требования. Это касается надёжности и исправности оборудования для добычи, хранения, переработки и транспортировки нефти и газа, обеспечения взрыво- и пожарной безопасности объектов, экологической безопасности селитебных территорий, недопустимости хищений на объектах и магистралях, а также надёжности охраны объектов от атак террористов.

БЕЗОПАСНОСТЬ ОТРАСЛИ

Р. М. САХБУТДИНОВ | Технический директор ООО «Внимание!» | г. Казань

ВВЕДЕНИЕ

В данной статье мы хотим рассказать вам о безопасности таких объектов с точки зрения предотвращения негативных событий, а именно: о системах видеонаблюдения и системах контроля и управления доступом.

СИСТЕМЫ ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ

Предприятия нефтегазовой отрасли отличаются высокой плотностью застройки различными сооружениями – это всевозможные бункера, реакторы, хранилища и др., связанные между собой густыми лабиринтами магистралей труб, клапанов и пр. Следовательно, возникает очень большая проблема с наблюдением за этими постройками и прилегающими территориями. Поэтому по-настоящему профессиональные организации, устанавливающие системы наблюдения, огромное значение придают первоначальному составлению эксплуатационных требований к системе применительно к определенному объекту, где учитывается множество факторов проектирования. Специалисты много сил отдают изучению самого объекта установки систем: составлению планов, выделению проблемных зон. Используется многоуровневый подход к проектированию. В итоге заказчик получает по-настоящему полезную систему мониторинга и фиксирования событий, которая работает на него и обеспечивает безопасность, а не является всего лишь объектом хвастовства перед партнерами и угрозы для непрошенных гостей.

В век высоких технологий рынок перенасыщен всевозможным оборудованием для видеонаблюдения: видеокамеры (миниатюрные, обычные, купольные, подвижные, IP-камеры, беспроводные…), видеорегистраторы (компьютерные платы, стационарные, квадраторы и пр.), множество кабельной продукции, приспособлений для преобразований сигналов. Ко всему прочему разработаны программные продукты, способные выполнять множество функций, таких как обнаружение в наблюдаемой зоне оставленных вещей, распознавание лиц людей и номеров автомобилей, анализирование направления движения, фиксирование чрезвычайных событий и выдача сигналов на исполнительные устройства. Поэтому перед инсталляторами стоит огромная задача выбора из всей этой широкой номенклатуры продуктов именно того оборудования и ПО, которое максимально будет отвечать требованиям заказчика и бесперебойно выполнять свои функции.

Различных факторов в выборе оборудования множество: освещенность, климатические условия и прочее, прочее, прочее. Для решения проблем с освещенностью объекта наблюдения в настоящее время найдено и воплощено в жизнь множество устройств, таких как дополнительные устройства подсветки – инфракрасные прожекторы, тепловизоры; в самих камерах видеонаблюдения – это светочувствительные матрицы и т.п. А вот к проблемам работы оборудования в различных средах (газовых, климатических) в каждом случае необходим особый подход. Ввиду высоких требований к пожаро- и взрывобезопасности объектов нефтегазовой отрасли, приведенные выше системы видеонаблюдения сами по себе должны быть выполнены в специальном исполнении, дабы не являться источниками опасности, к тому же в аналогичном исполнении необходимо выполнить и соединения устройств между собой.

Сейчас уже разработано и постоянно совершенствуется множество решений для инсталляций взрыво-пожаробезопасных систем. Основной задачей организаций, устанавливающих данные системы, становится выполнение всех требований по монтажу и жесткий контроль за процессом. Ответственные организации имеют для этого целый штат контролеров.

СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ДОСТУПОМ (СКУД)

Особое место в обеспечении безопасности предприятий занимают системы контроля и управления доступом. В комплексе с грамотно инсталлированной системой видеонаблюдения система контроля и управления доступом способна принести заказчику неоценимую пользу.

Системы контроля доступа могут выполнять следующие функции:

- Предоставление, либо отказ в доступе определенной группе людей в зоны различного уровня доступа. Система идентифицирует человека и по базе данных определяет, имеет ли этот субъект право входа на выбранную территорию.
- Учет рабочего времени. Центральный сервер системы фиксирует в базе данных время прихода и ухода человека . В конце месяца соответствующие службы могут проанализировать эти данные.
- Анализ перемещения человека или группы людей по объекту. Информация с каждого считывателя поступает на центральный сервер, и в специальной программной среде можно проследить путь перемещения и направление движения человека.

Если объяснять популярно, то система выстраивается следующим образом: в местах прохода людей (турникеты, двери, шлагбаумы и пр.) с одной или двух сторон прохода устанавливаются считыватели, снимающие данные с носителей. Обладателем носителей является человек. Носителей существует множество, и рассмотрим мы их ниже. Данные со считывателей сравниваются контроллерами с существующей информацией в базе данных. После чего сигнал о доступе либо отказе поступает на исполнительные устройства (чаще всего электромеханические замки).

Самый простой метод считывания – это кодовый доступ. Носителем в данном случае выступает сам человек, а точнее, его память. Проблема этого метода в том, что код можно забыть либо сообщить любому другому человеку. На сегодняшний день кодовый доступ остался в прошлом: его несостоятельность доказали кодовые замки входных дверей подъездов.

Следующим этапом стал магнитный ключ, выполненный в виде брелока с небольшой металлической «таблеткой». Но современным требованиям, тем более требованиям безопасности в нефтегазовой отрасли, данные носители уже не соответствуют. ►

Ввиду высоких требований к пожаро- и взрывобезопасности объектов нефтегазовой отрасли, приведенные выше системы видеонаблюдения сами по себе должны быть выполнены в специальном исполнении

Сегодня промышленным стандартом является низкочастотная (125 кГц) карта доступа Proximity, которая весьма надежна, недорога и считывается на расстоянии до 750 мм. от считывателя. Сама Proximity-карта не содержит информации о владельце, а содержит лишь свой код. А уже в базе данных этот код присваивается владельцу, и система впоследствии предоставляет доступ именно карте, а не владельцу.

Более продвинутой технологией обладают так называемые смарт-карты.

Бесконтактные смарт-карты – это больше, чем карточки памяти с дополнительными ячейками. Они включают в себя и программное обеспечение, препятствующее их копированию, – сообщение, передаваемое между картой и считывателем, невозможно скопировать либо расшифровать. Секрет заключается в протоколе шифрования, находящемся в специальных ячейках карты и считывателя. Без этих ключей информация не подлежит расшифровке.

Существенный недостаток обоих видов карт и магнитного ключа – это реальная возможность их потерять либо передать другим лицам. От краж данного вида носителей тоже никто не застрахован. Но выход найден.

Огромными темпами развивается биометрический метод контроля доступа. В данном случае носителем информации становится сам человек, а точнее, его биологические данные. О том, что во всем мире невозможно отыскать 2-ух людей с одинаковыми отпечатками пальцев, следователи узнали еще в конце XIX века. И лишь в конце XX века использование технологии распознавания отпечатков пальцев начало выходить за пределы государственных структур. В течение ближайших пяти лет биометрия по отпечаткам пальцев станет наиболее распространенной в системах контроля доступа, поскольку она является единственной технологией, приемлемой для рынка систем безопасности по ценовым показателям. Остальные биометрические технологии включают в себя оптические, емкостные, ультразвуковые и инфракрасные. Хотя они показали себя неплохо в системах авторизации доступа к данным и компьютерам, многим из них недостает конструктивной прочности и вандалоустойчивости, необходимых для применения в устройствах контроля физического доступа.

Главная проблема, с которой можно столкнуться при инсталляции системы биометрического контроля доступа, является недоверие людей к данной технологии и как следствие отказ предоставить для сканирования свой отпечаток пальца. Развенчать мифы и недопонимание технологий биометрического контроля и их все более широкого применения в профессиональной и бытовой сферах – задача не из простых даже в наше весьма продвинутое время. Зачастую эти мифы отражают тактику тотального запрета, свойственную тем людям и организациям, которые убеждены, что в использовании биометрии значительно больше опасностей, чем выгод.

Поэтому основной задачей при установке биометрической СКУД становится объяснение алгоритма снятия отпечатка и хранения данных о нем. Технологии биометрической идентификации основаны на установлении личности, а не на установлении факта обладания неким документом или знания некоего пароля. Идентификация по отпечаткам пальцев сегодня больше представляет собой изящное решение всего комплекса проблем, связанных с запоминанием паролей и кодов, а также возней с многочисленными аппаратными ключами и картами доступа. Упрощенно говоря, при обработке сканированного изображения используется алгоритм выделения уникальных для данного отпечатка точек, а не занесение всего отпечатка в память. В зависимости от координат этих точек система создает некий набор чисел, называемый шаблоном биометрической идентичности, который присваивается данному отпечатку, и только ему. С момента, как произведена регистрация испытуемого в системе, при повторном снятии отпечатков снимается та же самая «картинка» уникальных точек, а сравнению с применением специального алгоритма подлежат именно числовые ряды – именно на основе их анализа делается заключение о том, кому из пользователей системы принадлежит данный отпечаток пальца. Самое важное, что следует запомнить – это то, что по создаваемому и сохраняемому в системе биометрическому шаблону невозможно воссоздать исходный отпечаток пальца.

Понимание происходящих при идентификации процессов жизненно необходимо для того, чтобы понять, что в ходе обработки биометрических данных риск кражи идентичности или угрозы безопасности существенно снижен или вовсе исключен путем применения уникального алгоритма вместо хранения изображений и шифрования данных. Даже если кто-либо вломился в систему с целью перехвата данных об идентичности, он найдет в ней лишь бесполезные цепочки цифр, поскольку в системах такого рода никогда не хранится графическая информация об отпечатках пальцев.

Мифы, страхи и домыслы относительно безопасности систем биометрической идентификации исчезнут при первой же попытке выяснить суть дела и понять происходящие в системах в процессе идентификации каждого конкретного отпечатка процессы.

Биометрическая технология уже доказала свою эффективность и безопасность в широком ряде применений.

СКУД на предприятиях нефтегазовой отрасли выполняет очень ответственную задачу: система не позволит неквалифицированному персоналу находиться на ответственных пунктах, что в свою очередь обезопасит от «нечаянного» запуска негативных последствий; СКУД облегчит труд многих служб, связанных с учетом рабочего времени сотрудников; СКУД сведет к минимуму содержание целых служб вахт и прочих пропускных пунктов, при желании СКУД может выполнять и другие задачи (к примеру, выдача обедов в пунктах питания без использования талонов и прочее). Теперь человеку не надо носить пропуск и ставить на него всевозможные печати для доступа в помещения более ответственного уровня, эту работу выполнит СКУД. И самое главное – СКУД не даст «чужим» проникнуть на территорию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

XXI век предлагает нам великое множество решений систем для обеспечения безопасности предприятий, и, конечно же, разработчики этих систем уделяет очень большое внимание оборудованияю для нефтегазовой отрасли. Понятие «безопасность» здесь является куда более широким, чем для работников иных отраслей промышленности и народного хозяйства.

Следует понимать необходимость установки приведенных выше систем на предприятиях, а тем более на предприятиях нефтегазовой отрасли, потому что от безопасности этих предприятий зачастую зависит жизнь целых городов! В наш неспокойный век, насыщенный жесткой конкуренцией, всевозможными войнами и терактами, внимание к безопасности предприятий нефтегазовой отрасли от проникновения на территорию непрошенных гостей, и конечно же к обеспечению безопасности внутри корпораций должно стоять в приоритетных задачах. ■

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

В нефтеперерабатывающей, нефтехимической и других отраслях промышленности, на производственно-технологических линиях используются среды, утечки в атмосферу которых, по условиям техники безопасности и охраны окружающей среды, недопустимы. В этой связи актуальной является задача повышения качества и надежности, применяемых в них торцовых уплотнений.

НАУКОЕМКИЙ ПОДХОД К РЕАЛИЗАЦИИ ИДЕЙ НА ОАО «САРАНСКИЙ ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

В.С. БАСЫРОВ | к.т.н., руководитель группы упругих чувствительных элементов | г. Саранск

Опыт свидетельствует, что лучшей герметичностью и более длительным сроком службы обладают торцовые уплотнения, имеющие в своем составе сильфонный узел, изготовленный на базе сварного металлического сильфона (рис.1). Эти уплотнения имеют фактическую наработку на отказ от 2-х до 3-х лет, они более универсальные, чем пружинные, так как применяются до температуры +450^{0}С без системы охлаждения. Это объясняется тем, что в сильфонных торцовых уплотнениях нет подвижного вторичного уплотнения контактного типа (обычно резиновое или фторопластовое кольцо). При этом все современные металлические сварные сильфоны, как западные, так и отечественные, выпускаются с аналогичной формой гофр, которая была разработана в 70-х годах прошлого века.

На Саранском приборостроительном заводе, группой учёных, в марте 2006 года, была разработана и научно обоснована принципиально новая методика расчета гофрированных трубок и мембран. Расчетная схема была выявлена при применении нестандартной схемы подхода к обоснованию принципа работы оболочек сложной формы. До сих пор подобные исследования базировались на применении теории тонких оболочек и определении физико-механических свойств материалов. Была применена принципиально новая расчетная схема, базирующаяся на использовании методики определения пространственно-временных коэффициентов расположения материала и теории отношений, которая позволила выявить новую форму гофра сварного сильфона (рис.2). Этот путь позволил выявить истинное уравнение, определяющее равновесие сильфона при нагружении внутренним (внешним) давлением (1), и зависимость, учитывающую коэффициенты расположения гофр сварного пластинчатого сильфона в условиях внешних механических нагрузок – «циклическая прочность сильфона» (2).

$$\left.\begin{aligned} &\frac{dT_1}{d\varphi} + (T_1 - T_2)\frac{\rho\cos\varphi}{r} - Q = 0 \\ &\frac{dQ}{d\varphi} + (Q\cos\varphi + T_2\sin\varphi)\frac{\rho}{r} + T_1 = -p\rho \\ &\frac{dG_1}{d\varphi} + (G_1 - G_2)\frac{\rho\cos\varphi}{r} = \rho Q \end{aligned}\right\} \quad (1)$$

$$\left.\begin{aligned} T_1^{(n)} &= \frac{B}{\rho}\left[u_n' + w_n + v\sum_{i=0}^{n=i}(-\lambda)^{n-i-1}(u_i\cos\varphi + w_i\sin\varphi)\right] \\ T_2^{(n)} &= v\,T_1^{(n)} + \frac{B(1-v^2)}{\rho}\sum_{i=0}^{n=i}(-\lambda)^{n-i-1}(u_i\cos\varphi + w_i\sin\varphi) \\ G_i^{(n)} &= \frac{D}{\rho^2}\left[w_n'' - u_n' + v\cos\varphi\sum_{i=0}^{n=i}(-\lambda)^{n-i-1}(w_i' - u_i)\right] \end{aligned}\right\} \quad (2)$$

Сильфон с такой формой гофра, по сравнению с западными и отечественными аналогами, при значительно меньшей толщине стенки, а значит металлоемкости и стоимости, может работать при более высоком давлении и при этом не терять свою циклопрочность. Данное решение было запатентовано.

В рамках натуральной проверки на предприятии планируется изготовить несколько видов новых сильфонных узлов с применением указанной разработки, их внедрение в производство ведущими российскими производителями торцовых уплотнений. ■

На предприятии планируется изготовить несколько видов новых сильфонных узлов с применением указанной разработки, **их внедрение в производство ведущими российскими производителями торцовых уплотнений**

Рис. 1 Сварной металлический сильфон

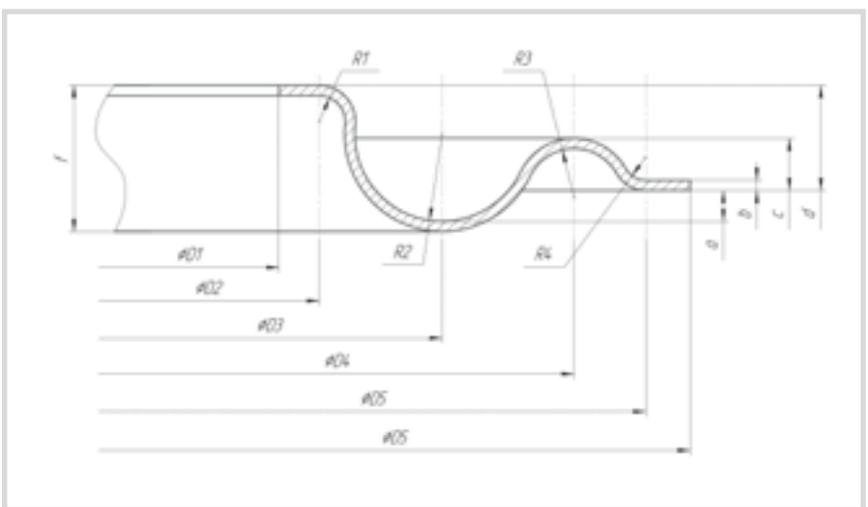


Рис. 2 Новая (предлагаемая) форма гофра сварного сильфона

РоСВЕП

Все лучшее в технологии теплообмена

www.roswep.ru

Самая обширная программа производства пластинчатых теплообменников для технологических процессов в различных секторах промышленности и теплоснабжения зданий и сооружений

- Индустриальное применение:
  - добыча и транспортировка нефти;
  - перекачка нефти на терминалах;
  - нефтехимическое и нефтеперерабатывающее производство;
  - металлургическая и целлюлозно-бумажная промышленность;
  - машиностроение;
  - объекты теплоэнергетики и опреснительные установки;
  - хладоустановки и пищевая промышленность
- Теплоснабжение:
  - отопление и вентиляция;
  - горячее водоснабжение;
  - кондиционирование
- Теплообменные поверхности могут быть выполнены из нержавеющей стали, титана и никелевых сплавов. Площадь поверхности теплообмена оптимизируется для каждого производственного процесса
- Продукция сертифицирована ISO, ASME, LR, SA, ГОСТ Р и т.п.
- 15-летний опыт успешной работы на рынках России и стран СНГ

ООО «РоСВЕП-ТРАНТЕР»
тел.: (495) 980-8412, 225-3807
факс: (495) 980-8414
e-mail: info@swep.ru

Екатеринбург
тел./факс: (343) 216-7010
e-mail: ural@swep.ru

TRANTER ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ SWEP

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.

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 сульфидообразующих) составляющих в продуктах добычи и окружающей среде, повышенные температуры и высокое давление рабочих сред, пониженные температуры атмосферы до -40-50^{0}С, возможность солевых и парафиноообразных 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 фактором 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 сектор).

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 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; ►

Панорама ВСМПО

- 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 80^0С, в то время как для некоторых нержавеющих сталей пределом является 10^0С.

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 внимание, 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.

ПРИЧИНЫ И ПРЕДПОСЫЛКИ ПРИМЕНЕНИЯ ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ В АТОМНОМ ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИИ

При строительстве и эксплуатации АЭС особое значение имеют вопросы технической и экологической безопасности. Следует учитывать также экономическую эффективность использования блоков АЭС на протяжении всего расчетного ресурса (не менее 60 лет), а также основного электрогенерирующего и теплофикационного оборудования (его ресурс работы должен быть не менее расчетного ресурса реактора).

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

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

Трубные системы парогенераторов являются ответственнейшей частью транспортных АЭУ. Именно эта часть является самой уязвимой из-за коррозионного растрескивания под воздействием хлоридов и кислорода при применении сталей аустенитного класса. Если со стороны первого контура коррозионное растрескивание можно предотвратить применением чистой воды (бидистиллята) и надежной замкнутостью контура, то чистоту от хлоридов и кислорода второго контура, связанного с турбинной установкой, обеспечить очень трудно, тем более в условиях работы на морской воде или сильноминерализованной.

Водный режим второго контура при использовании сталей часто нарушался, несмотря на очистку воды по жестким режимам. Это приводило к течи и нарушению радиационного режима. Кроме того, очень трудно обеспечить герметичность труб из аустенитных сталей второго контура от гелиевых течей в местах сварки. Титановые сплавы, наоборот, принципиально не склонны к коррозионному растрескиванию при наличии в контуре хлоридов и кислорода.

Это подтверждается и многолетней практикой использования титановых сплавов для строительства подводных лодок и судовых энергетических установок, а также опытом работы титана с 1956 года в составе опреснительных установок.

Титан марки ВТ1-0 (зарубежный аналог Gr2) прекрасно зарекомендовал себя при изготовлении конденсаторов АЭС. Он сочетает в себе высокую коррозионную стойкость с необходимыми физическими и механическими свойствами. Несмотря на большие различия в теплопроводности титана марки Вт1-0 и сплава МНЖ, высокая механическая прочность и коррозионная стойкость позволяют применять в конструкциях минимальные толщины.

Так, сегодня для изготовления конденсаторов на АЭС применяются титановые сварные трубы с толщиной стенки 0,4-0,5 мм. Единственным в России производителем таких труб является корпорация «ВСМПО-АВИСМА.» Следует отметить, что высокой коррозионной устойчивостью характеризуется не только основной материал, но и сварные соединения, чего нельзя сказать про аустенитно-ферритные стали.

Еще одно уникальное свойство титана – низкая адгезия. Благодаря этому свойству не происходит образования накипи на поверхности теплообменных трубок и тем самым длительное время сохраняются первоначальные характеристики теплопроводности материала.

Медноникелевые же сплавы склонны к образованию отложений на поверхности. Однако самое опасное в этом случае – в местах отложений развивается точечная и щелевая коррозия с последующим образованием свищей.

При этих видах коррозии процессы износа конструктивных элементов происходят намного быстрее. Когда конструкторы делают теплотехнические расчеты, они вводят поправочный коэффициент, учитывающий образование отложений на теплообменных поверхностях.

Основная причина применения титана в конденсаторах – совершенно неудовлетворительная коррозионная стойкость конденсаторных труб, изготавливаемых традиционно из медных и медно-никелевых сплавов или из коррозионностойких сталей аустенитного класса. Особенно низкая коррозионная стойкость наблюдалась при их использовании в качестве охладителя морской воды. ►

Тип	Назначение трубопровода	Материал	Российский эквивалент
Система забортной воды	Все трубопроводы	Титан сорт 2	Титан Вт 1-0
Хранение нефти	Забортная вода Отгрузка нефти	Титан сорт 2 Углер. сталь +3мм на коррозию	Титан Вт 1-0 09Г2С
Обработка пластовой воды	До гидроциклонов	Углер. сталь +6мм на коррозию	09Г2С
Система противопожарного водоснабжения	Все трубопроводы	Титан сорт 2	Титан Вт 1-0

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

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Кроме высокой коррозионной стойкости (на уровне благородных металлов) титана в морской воде, его применение дает экономический эффект и за счет продления ресурса, сокращения ремонтных работ.

Очень важен и значительный экологический эффект. Сегодня большой проблемой практически для всех электростанций, использующих конденсаторы с латунными теплообменными трубками, является загрязнение технических и сбросных вод ионами меди. Применение титана снимает эту проблему.

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

РАБОТЫ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ ВСМПО-АВИСМЫ

На атомных станциях применяется ряд сложных химических растворов для проведения плановых технологических промывок. Специалисты ВСМПО-АВИСМЫ провели ряд экспериментальных работ по определению коррозионной стойкости листов из различных титановых сплавов в технологических промывных средах, используемых на АЭС.

Использовались титановые сплавы марок ВТ6, ВТ1-0, ОТ4, ВТ18у и ВТ9. Коррозионные испытания проводились при температуре 95^{0}С в различных средах при полном погружении. Были получены следующие результаты (таблица 2).

В результате коррозионных испытаний выявлено различие в стойкости в зависимости от состава кислотной среды, в которой находились образцы:

1. Показана высокая стойкость образцов титановых сплавов в средах №1А, №2А, №4Б, содержащих в своем составе окислители.
2. Образцы титановых сплавов показали низкую стойкость в растворах №1Б, №3, №4А, содержащих щавелевую кислоту при температуре 95^{0}С.
3. Сравнивая коррозионную стойкость титановых сплавов, в четырех композициях наибольшую стойкость показал сплав ВТ1-0, в двух композициях – сплав ВТ6, в одной композиции – сплав ВТ9.

В табл. 3 указана скорость коррозии титановых сплавов в различных композициях.

Таким образом, титан марки ВТ1-0, относящийся к технически чистым материалам, показал наиболее стабильные характеристики по коррозионной устойчивости за исключением сред, содержащих щавелевую кислоту.

ПРИЧИНЫ И ЦЕЛИ РАЗРАБОТКИ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ТИТАНОВЫЕ СПЛАВЫ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Сегодня многолетний опыт строительства и эксплуатации судовых энергоустановок с применением титановых сплавов, характеризующихся длительными жизненным циклом и межремонтным периодом,

Номер композиции	Характеристика композиции	Продолжительность	
		обработки оборудования на станции, час/год	выдержки образца, час
1	А) 40г/л $NaOH$ + 5 г/л $KMnO_4$ (40 г/л едкого натрия + 5г/л марганцовокислого калия) Б) 30г/л $H_2C_2O_4$ + 1u/k HNO_3 (30г/л щавелевой кислоты + 1г/л азотной кислоты)	До 10 часов в год каждым раствором	10
2	6г/л H_3BO_3 + 1 г/л $KMnO_4$ (6г/л борной кислоты + 1г/л марганцовокислого калия)	До 5 часов в год	5
3	50г/л HNO_3 + 5г/л $H_2C_2O_4$ (50 г/л азотной кислоты + 5г/л щавелевой кислоты)	До 10 часов в год	10
4	А) 20г/л $H_2C_2O_4$ + NH_3 (20г/л щавелевой кислоты + аммиак до pH=2,0) Б) 5г/л H_2O_2 (5г/л перекиси водорода)	До 15 часов с периодичностью 1 раз в 2 года	15
6	5 г/л $KMnO_4$ + 5г/л HNO_3 + 30г/л ОЭДФ (оксиэтилидендифосфоновая кислота)	1 час с периодичностью 10 раз в год.	22

Табл. 2 Результаты коррозионных испытаний

Марка сплава	Скорость коррозии по композициям, мм/год					
	1А	1Б	2А	3	4А	4Б
ВТ6	0,0035	30,87	0,0301	0,346	15,035	0,0013
ВТ1-0	0,02	25,346	0,0083	0,07	14,036	0,01
ОТ4	0,0268	41,468	0,0121	0,154	16,347	0,011
ВТ18у	0,0258	58,679	0,0267	1,154	37,47	0,0179
ВТ9	0,0614	5,4319	0,048	0,651	28,312	0,026

Табл. 3 Скорость коррозии титановых сплавов в различных композициях

используется при разработке наземных АЭС и плавучих атомных установок (ПАУ).

Но если при проектировании ПАУ проектные организации имеют возможность пользоваться широкой нормативной базой по титановым полуфабрикатам, накопленной в судостроении, то при проектировании оборудования для наземных АЭС такой нормативной базы по титановым полуфабрикатам, согласованной с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, до 2006 года не существовало. Это сдерживало применение титановых сплавов в отечественном атомном энергомашиностроении.

Чтобы решить этот вопрос, корпорация «ВСМПО-АВИСМА» совместно с ФГУП ЦНИИ КМ «ПРОМЕТЕЙ» (ведущий материаловедческий институт в области судостроения и атомных энергоустановок), начиная с 1996 года, проводит аттестационные испытания титановых сплавов, разрабатывает технические условия и согласовывает их в надзорных органах.

Первым совместным результатом была аттестация трубосварочного производства титановых прямошовных сварных труб для изготовления конденсаторов. Работа нашла свое логическое завершение в виде технических условий ТУ 1825-489-07510-017-2007 «Трубы сварные прямошовные повышенного качества из титана марок Вт1-00, Вт1-0» (первая версия выпущена в 1998 году). Эти трубы предназначены для оборудования и трубопроводов энергоблоков атомных станций, подведомственных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору России.

На этом же производственном участке ВСМПО-АВИСМА производит трубы по ASTM B338 для своих зарубежных заказчиков. Общий объем реализации с 1999 г. по 2006 г. составил 2800 тн сварной трубы.

Из последних поставок корпорации «ВСМПО-АВИСМА» следует отметить большую работу по изготовлению трубы 28*0,5*13400мм для проекта Волгодонской АЭС.

В последующем специалисты ВСМПО-АВИСМЫ продолжили работы по расширению нормативной базы и разработали еще 5 технических условий, которые практически полностью закрывают сортамент, необходимый для изготовления теплообменного оборудования из титановых сплавов для нужд атомного энергомашиностроения. ■

Ю. ШАШКОВА,
начальник управления продаж
в машиностроении

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»
Россия 624760, Свердловская обл.,
г. Верхняя Салда, ул. Парковая, 1
т/ф (34345) 21795
shashkova@vsmpo.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

г.Москва,
ул.Ярцевская 29, корп.2
т.(495) 730-20-20
ф.(499) 141-67-02
info@jumas.ru

ЮМАС

Традиции Современность Будущее

www.jumas.ru
ISO 9001-2001

МАНОМЕТРЫ, ВАКУУММЕТРЫ:
- общетехнические
- виброустойчивые
- коррозионностойкие
- аммиачные, фреоновые
- с защищенным корпусом

МАНОМЕТРЫ ЭТАЛОННЫЕ
МАНОМЕТРЫ ПОВЫШЕННОЙ ТОЧНОСТИ
ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫЕ МАНОМЕТРЫ
НАПОРОМЕРЫ
РАЗДЕЛИТЕЛИ СРЕД

ТЕРМОМЕТРЫ БИМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ
КЛАПАНЫ ИГОЛЬЧАТЫЕ,
ОХЛАДИТЕЛИ,
ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ АРМАТУРА

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

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, $n_{дв.мах.}$=2500 об/мин. (рис.1).Напомним,что привод Varicon представляетэлектродвигательсо 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 = +18⁰ 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. 2 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. 3) 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 см³. 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.

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. ►

Рис. 1 Дозировочный насос НД Р 160/3,5 С13

Рис. 2 Скоростная характеристика

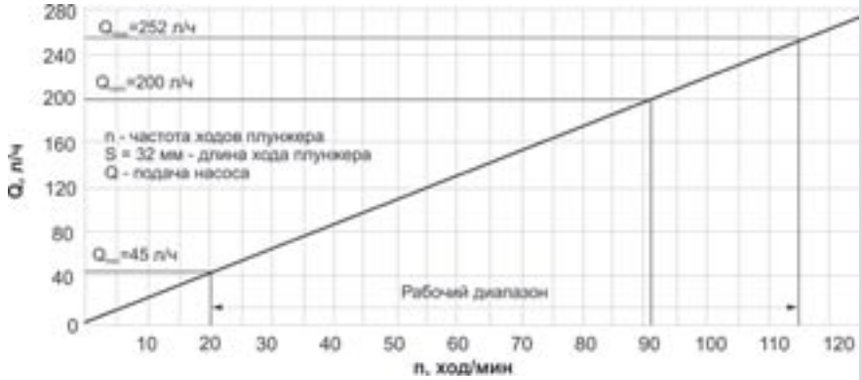


Рис. 3 Регулировочная характеристика

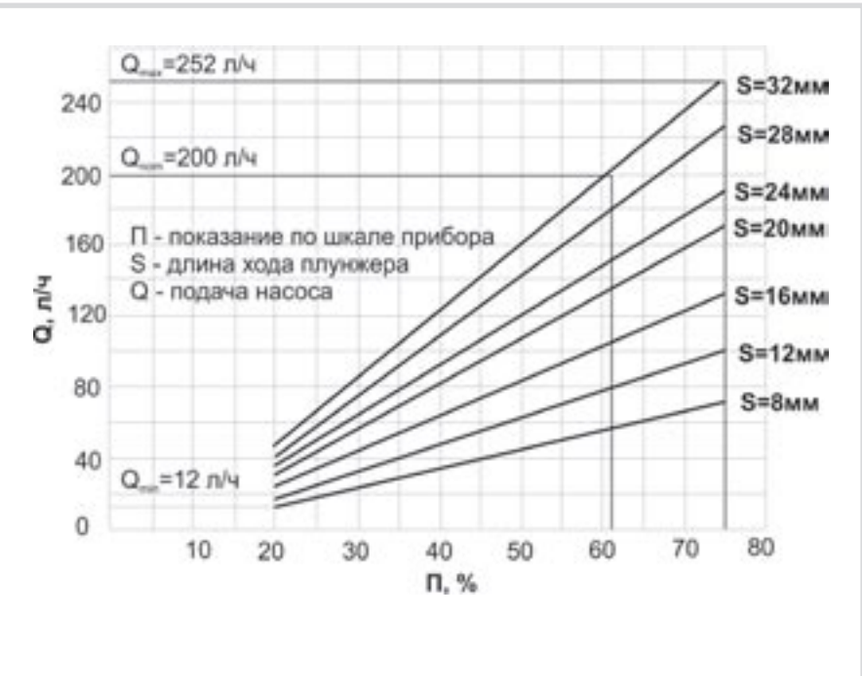


Рис. 4 Семейство регулировочных характеристик

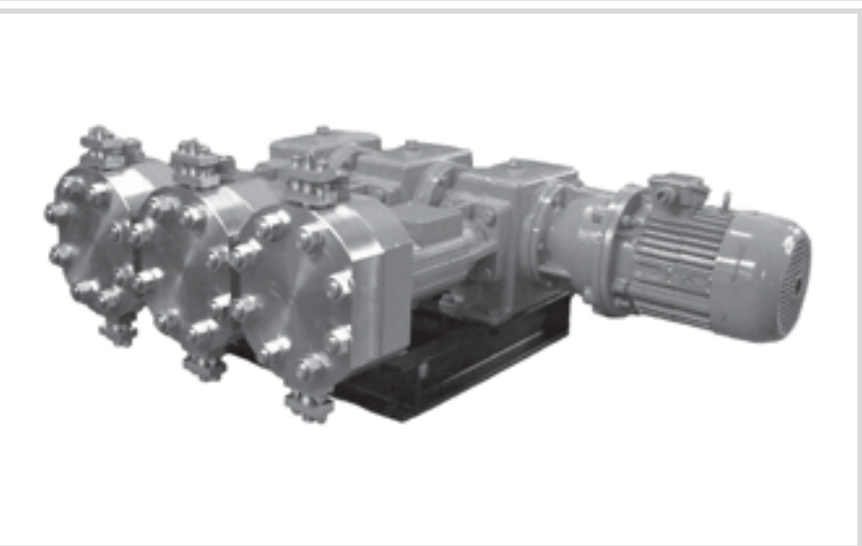


Рис. 5

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.

Представляет интерес определение категории точности дозирования насоса НД Р 160/3,5 С13, для чего необходимо сравнение значений фактического V_0 и идеального $V_0^{ид.}$ единичных объемов насоса.

Для плунжера сильфонного типа:

$$V_0^{ид} = \frac{ПД_{ср}^2}{4} * S_{max},$$

$$Д_{ср} = \frac{Д_н + Д_{вн}}{2},$$

где: $Д_н$ = 47 мм и $Д_{вн}$ = 31 мм – наружный и внутренний диаметры сильфона соответственно.

Для насоса НД Р 160/3,5 С13 имеем: $V_0^{ид}$ = 38,2 см³, V_0 = 36,5 см³, откуда коэффициент подачи равен $\eta_0 = V_0 / V_0^{ид} = 0,95$, 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

ООО «РСП «Алексий»

УСТАНОВКИ ДЛЯ ТЕРМООБРАБОТКИ

Установки для термообработки «Термо-1600» и «Термо-3000»

Область применения оборудования:
- проведение предварительного и сопутствующего электроподогрева сварных стыков трубопроводов перед сваркой или непосредственно в процессе сварки;
- термообработка сварных стыков после сварки, местная или объемная;
- прочие работы, связанные с программным регулированием температуры при ведении любых технологических процессов.

Установки могут быть использованы при строительстве новых и ремонте старых производственных объектов в нефтегазодобывающей, химической, машиностроительной и других отраслях промышленного производства.
Установки изготавливаются в стационарном или мобильном (передвижном) исполнении для работы в полевых условиях, с мощностью от 45 до 300 Квт, кол-во каналов колеблется от 1 до 12 , в зависимости от характера производимых работ .
Нагрев осуществляется электронагревателями сопротивления типа КЭН отечественного или импортного производства.
ООО «РСП «Алексий» изготавливает установку плазменной резки «А-300» для резки цветных и черных металлов толщиной до 100мм в радиусе 100 метров (включая высоту).
Также изготавливает универсальные источники постоянного тока для ручной дуговой сварки и наплавки черных и цветных металлов и сплавов, сварки в среде защитных газов неплавящимся электродом, питания электродвигателей постоянного тока , стартеров автомобилей, зарядке аккамуляторов.

ОСНОВНЫЕ ЗАКАЗЧИКИ:
Предприятия компаний ОАО «Лукойл», ЗАО «Промнефтегазстрой», ОАО «Завод Минеральных Удобрений», ОАО «Азот» (г.Березняки), ОАО «Метафракс» (г.Губаха),ОАО «Соликамский Магниевый завод» (г.Соликамск), ООО «Самараавтогазтранс», ООО «Искра Р», ООО «ЕНЭС», ЗАО « ПЕНОПЛЕКС Интернэшнл».

Установка для термообработки «Термо 3000» в работе.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНИКОВ!

ООО «РСП «Алексий» предоставляет полный комплекс услуг и работ по изготовлению нефтегазодобывающего и нефтехимического оборудования.

ОБОРУДОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕННОЕ И ЕГО СОСТАВНЫЕ ЧАСТИ

– с плавающей головкой и U- образными трубами и трубные пучки к ним;
– с неподвижными трубными решетками и температурным компенсатором на кожухе;
– аппараты теплообменные типа «труба в трубе»;
– испарители с паровым пространством и трубные пучки к ним.

ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

– цилиндрические для газовых и жидких сред (горизонтальные и вертикальные)
V=2-600м^3,t° среды не ниже -60С° Р.раб. до 160 кг\см^2;
– подземные горизонтальные дренажные:
V=4-100 м^3,t° среды от -60 до 200С°, Р.раб. до 0,7 кгс\см^2;
– подземные работающие под давлением:
V=4-100 м^3,t° среды не ниже -60С°, Р.раб. до 5-160 кгс\см^2;
– аппараты ёмкостные двухстенные подземные:
М=10-100 м^3,t° среды от -60 до 250С°, Р.раб. в емкости -160 кгс\см^2;
В межстенном пространстве -0,3 кгс\см^2;
Федеральное разрешение № РРС 00-19847.

АППАРАТЫ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ (АВО, АВЗ, АВГ, АВМ)

Материальное исполнение: основная труба углеродистая, коррозийностойкой стали,
оребрение алюминий AD1, коэффициент оребрения 9; 14,6; 20
– аппараты воздушного охлаждения горизонтальные;
– аппараты воздушного охлаждения зигзагообразные;
– аппараты воздушного охлаждения малопоточные.
РРСОО-30012

Россия, 614055, г.Пермь, ул.Промышленная, 84
e-mail: rsp@alexiy.ru rsp@alexy.perm.ru

Тел.(342) 220-21-77 факс: (342) 220-29-12
Тел. Отдела маркетинга : (342) 220-23-98

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

ГУСЕНИЧНЫЕ И КОЛЕСНЫЕ ВЕЗДЕХОДЫ
российского и импортного производства
ГАЗ 34039, ГАЗ 3409 «Бобр» и
BV 206 «Хаглунд-Лось»

ВНЕДОРОЖНЫЕ МАШИНЫ

ТЕЛ.: (499)726-75-37
(495)937-63-74

E-MAIL: reverse@mail.ru

САЙТ: www.tomcars.ru

АДРЕС: 121354, Москва
Сколковское шоссе
д.31, строение 1

ООО «Заслон»

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

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

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

АКМАШ-ХОЛДИНГ

ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ

ЦЕПИ

ДЛЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

ГОСТ 21834-87 / API Spec7F

- повышенной прочности и точности
- разборные и неразборные
- однорядные и многорядные
- цепи по индивидуальным заказам

Сеть филиалов по всей России

610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4, (8332) 50-00-00, 50-17-10, 70-38-14, 70-38-26, e-mail: sales@akmash.ru
www.akmash.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

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

СТРОПЫ
от производителя!
КАНАТ

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

филиалы:
Екатеринбург (343) 378-73-74 Челябинск (351) 247-70-57
Уфа (347) 292-62-04
Тюмень (3452) 21-47-24 Сургут (3462) 24-80-50

ПРОИЗВОДСТВО СТРОП И ГРУЗОЗАХВАТНЫХ МЕХАНИЗМОВ

Организаторы:
ОАО "Казанская ярмарка"

При поддержке:
Президента и Правительства Республики Татарстан
Министерства промышленности и торговли Республики Татарстан
Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
Мэрии города Казани

При содействии и участии ОАО "ТАТНЕФТЬ"

15-я международная выставка
НЕФТЬ & ГАЗ
НЕФТЕХИМИЯ

10-12 сентября Казань, 2008

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

ОАО "Казанская ярмарка"
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т./ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan@rambler.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ МЕДИА-ПАРТНЕРЫ
территория "НЕФТЕГАЗ" NGE.RU

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

ЭНЕРГЕТИКА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №4/Н³ АВГУСТ 2008

ЭКСПОЗИЦИЯ

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.

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Ситуация не такая уж и фантастическая — тьма наступает не только с приходом ночи. Техногенные катастрофы или простой щелчок рубильника делают человека очень зависимым от единой энергетической системы. И если на темных улицах российских городов мрак все еще побеждает, то на производстве, в цехах, а то и просто на обширных территориях, где нужно светить – и никаких гвоздей, эту энергозависимость легко преодолеть. И ничего не нужно изобретать — все уже давно придумано и запатентовано.

ЕСЛИ ЗВЕЗДЫ ЗАЖИГАЮТ

«Световая башня» – автономное освещение

И. Б. НАЛИЧАЕВ | Генеральный директор ООО «СВЕБА» | г. Москва

УДОБНО И ЭФФЕКТИВНО

Для решения проблемы автономного освещения промышленных объектов или ликвидации последствий стихийных бедствий российские специалисты в 1998 году разработали мобильную осветительную установку «световая башня».

Установка представляет собой светящийся столб высотой от трех до пяти метров, выполненный из специальной белой высокопрочной ткани. В нерабочем состоянии ее габариты невелики - 600х450х500 миллиметров (если источником питания служит электрическая сеть напряжением 220 вольт) или 600х450х800 миллиметров (если питание осуществляется от встроенного генератора мощностью 2,2 киловатта). Общий вес установки с генератором не превышает 65 килограммов.

Небольшие размеры позволяют перевозить установку даже в багажнике легкового автомобиля. А в рабочее состояние она приводится одним нажатием кнопки «пуск» в течение восьми-десяти секунд: столб надувается и включается лампа. Один оператор может максимум за две минуты осветить площадь до двадцати тысяч квадратных метров.

ВОЗЬМИ СВЕТ В ДОРОГУ

«Световые башни» уже работают в составе восстановительных поездов на Октябрьской, Горьковской, Свердловской, Южно-Уральской и других магистралях России. Установку активно использует МЧС. По словам начальника отряда «Центроспас» МЧС России, за последние годы «световая башня» трижды применялась при ликвидации чрезвычайных ситуаций за рубежом и более ста раз – при ликвидации последствий катастроф и стихийных бедствий федерального уровня.

Уже не первый год осветительные установки работают у нефтяников, автодорожников, в ГИБДД, министерстве обороны, освещают аэропорты, горнолыжные парки и дома отдыха. Пригодилась она и космонавтам – для освещения места посадки спускаемых аппаратов. «Световую башню» можно видеть и в московском метро – на проведении еженедельных учений ГО и ЧС.

Проявляют интерес к «световой башне» и зарубежные структуры. В США, Канаде, Индии «световые башни» успешно работают в сфере железнодорожного транспорта. В Белоруссии и Украине «световая башня» используется спасателями и пожарными.

Помимо аварийных и рабочих ситуаций установку можно применять и в быту – с ней удобнее и уютнее покажется отдых на природе, она поможет в ночное время провести массовое мероприятие. Ведь со «световой башней» для организации освещения не нужны ни дорогостоящее оборудование, ни специально обученный персонал.

Осветительные установки, произведенные в Германии, прошли полный цикл сертификации и полностью соответствуют нормам Европейского Союза. ■

Мир, конечно, может погрузиться во тьму.
Но и тогда найдется тот, кто зажигает звезды.
Потому что это нужно людям.
Всем выйти из сумрака

Рис. 2 «Световая башня»

Рис. 3 Место приземления «Союз-ТМ $_{мк}$»

Рис. 1 «Световая башня» в дачном посёлке

Рис. 4 Использование «световой башни» при ремонтных работах

Надежность оборудования, имеющего в своем составе вращающиеся узлы (электродвигатели, муфты, валы, подшипниковые опоры и т.д.) в большей мере зависит от его устойчивости к вибрационным нагрузкам. Контроль вибрационного состояния позволяет определить ресурс, качество и безопасность выпускаемого оборудования.

ИМИТАЦИЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ПОМОЩИ СТЕНДА

Е.П. ГРОШКОВ ведущий инженер ООО «ГлобалТест»
А.А. СИМЧУК главный метролог ООО «ГлобалТест»
О.В. ШУКОВ ведущий инженер ООО «ГлобалТест»
г. Саров

Повышенная вибрация является признаком нарушений в работе машин и механизмов и, как правило, вызвана дисбалансом вращающихся частей конструкции. Его наличие приводит к повышенным нагрузкам на подшипниковые узлы, валы и другие части агрегатов, что ускоряет их износ и, как следствие, выводит оборудование из строя.

Возникает потребность в разработке методик балансировки и диагностики неисправностей. Для проверки методик выбора критериев нарушения работы оборудования, диагностических признаков специализированными фирмами разрабатываются и изготавливаются установки, имитирующие промышленное оборудование /1/. Также, в решение этой задачи, специалистами ООО «ГлобалТест» разработан стенд АР7000 /2/, реализующий имитацию различных режимов работы промышленного оборудования и проверку его технического состояния путем обработки сигналов с первичных преобразователей для дальнейшей демонстрации эффективности методик вибрационного контроля и вибродиагностики.

Состав стенда (рис.1) можно условно разделить на две основные части: электромеханическую и измерительную.

Электромеханическая часть представляет собой непосредственно имитатор промышленного оборудования с вращающимися узлами машин и механизмов. В его состав входит электродвигатель Siemens 1LA7053-2AA10 (1) мощностью 115 Вт и скоростью вращения ротора до 3 000 об/мин. Управление двигателем осуществляется инвертором LS600 (2) с возможностью задания скорости вращения (60-3 000 об/мин), времени разгона и останова. К ротору через упругую пластинчатую муфту (3) крепится вал (4), установленный на опорах с подшипниками скольжения (5) и качения (6). На валу располагаются съемные маховики (7, 8) с отверстиями для установки балансировочных грузов (9). Между маховиками находится опора со специальным механизмом (10), которым регулируется изгиб вала. Заканчивается вал диском фазовой отметки (11), используемым для определения частоты вращения и фазового сдвига между виброколебаниями на оборотной частоте и тахометрическим сигналом. Электродвигатель и все опоры установлены на инерционном основании (12).

Данная конструкция в комплекте с наборами грузов, прокладок и подшипниковых обойм позволяет имитировать следующие режимы работы промышленного оборудования:

- разгон-торможение электродвигателя по задаваемому алгоритму с вариацией скорости вращения от 60 до 3 000 об/мин;
- дисбаланс и балансировка агрегата в собственных опорах;
- расцентровка валов электродвигателя и агрегата;
- изгиб вала агрегата;
- вариация зазоров и условий трения в подшипниках скольжения;
- реализация опор вала на подшипниках качения;
- вариация жесткости механической связи агрегат-основание;
- дефекты подшипников;
- дефекты крепления опор;
- дефекты муфт.

Измерительная часть стенда представлена набором первичных средств измерения, комплектом модулей предусиления и управления, а также рядом виртуальных измерительных приборов.

Для вибрационного контроля в качестве первичных средств измерения используются вибропреобразователи АР2037 (13) со встроенной электроникой. Они сгруппированы и установлены на различных частях имитатора таким образом, чтобы была возможность одновременного измерения трех взаимноперпендикулярных составляющих пространственного вибрационного ускорения. Группы из трех преобразователей размещены по месту собственных подшипников ротора электродвигателя и на опорах подшипников скольжения и качения.

Кроме этого, в стенде применяются бесконтактные вихретоковые датчиковые системы измерения перемещения (проксиметры). Ортогональное размещение двух вихретоковых пробников АЕ050.00.07 на кронштейне (14) позволяет при наличии соответствующих средств мониторинга визуально наблюдать орбиту движения вала в радиальной плоскости. С помощью пробника, установленного на кронштейне (15) перпендикулярно плоскости торца вала, измеряется его (вала) осевое смещение. Наличие еще одного пробника на том же кронштейне дает возможность определения частоты вращения вала, при этом тахометрический сигнал формируется от прорези на диске фазовой отметки. ►

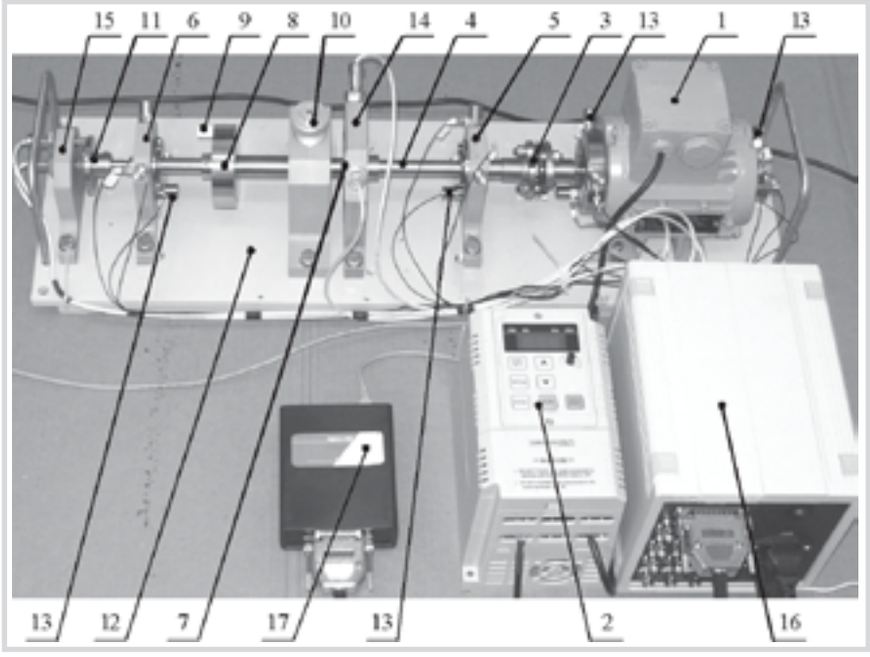


Рис. 1 Имитационный стенд АР7000

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

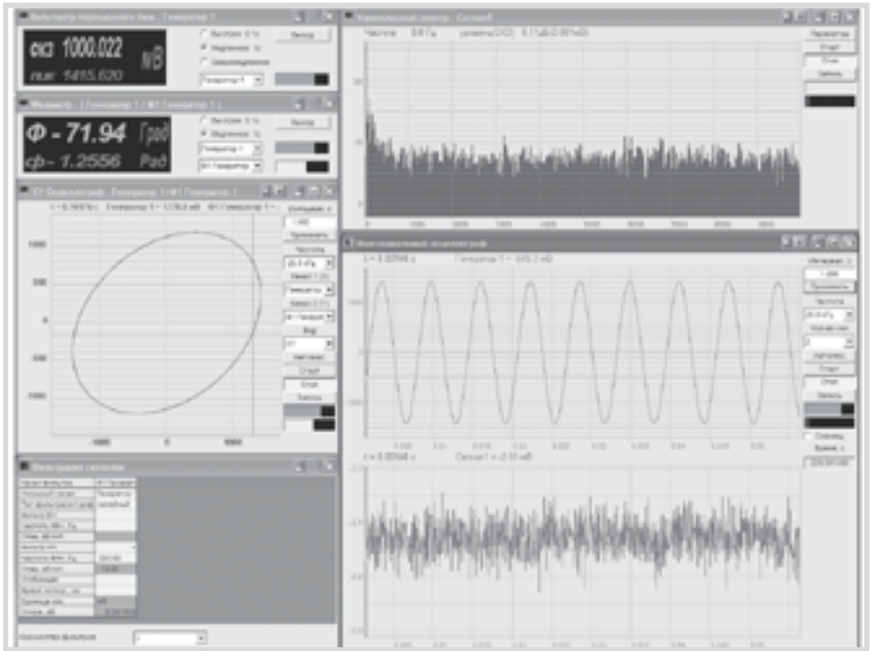


Рис. 2 Окно виртуальных измерительных приборов

Модули предусиления и управления скомпонованы в блок управления (16), имеющий двенадцать входов для подключения вибропреобразователей АР2037 и четыре входа для подсоединения вихретоковых пробников АЕ050.00.07.

Сформированные блоком управления электрические сигналы проходят цифровую обработку 16-канальным модулем АЦП «SigmaUSB» (17) /3/ и компьютерным приложением, включающим в себя набор виртуальных измерительных приборов (рис.2) в следующем составе.

Многоканальный осциллограф позволяет наблюдать форму и амплитуду сигналов одновременно по 1...8 каналам, а также измерять их мгновенные значения.

XY-осциллограф осуществляет отображение характеристик по 3 плоскостям (XY, XT и YT), а также в трехмерном (XYT) виде и используется для определения траектории движения вала.

Спектроанализатор предназначен для узкополосной спектральной обработки сигналов, а также просмотра различных спектральных характеристик. Дополнительные возможности построения спектрограмм (спектрально-временное представление сигнала в 2 х или 3-мерном виде) и их сечение позволяют проследить динамику нестационарных процессов. Возможность получения максимальных и усредненных спектров и сравнение их с заданных спектром (нормой) помогает легко определить различие между заданным и реальным уровнем спектров, что необходимо при проведении различного вида мониторинга оборудования.

Вольтметр постоянного тока отображает среднее значение напряжения постоянного тока и среднеквадратичное отклонение от среднего значения (СКО) сигнала выбранного канала.

Вольтметр переменного тока измеряет среднеквадратичное (СКЗ), пиковое значение напряжения и интегральный уровень измеряемого сигнала.

Селективный вольтметр переменного тока предназначен для измерения напряжения на основной несущей частоте сигнала, что исключает влияние гармоник на показания.

Тахометр определяет скорость вращения вала.

Фазометр предназначен для измерения разности фаз двух сигналов в градусах и радианах.

Набор фильтров используется для фильтрации входных сигналов с возможностью одновременного интегрирования или дифференцирования для последующей обработки виртуальными приборами.

Регистратор (запись сигналов в файлы) используется для непрерывной регистрации сигналов в реальном масштабе времени с записью на жесткий диск компьютера. Для удобства последующей обработки сигналов предусмотрена возможность записи текстовых и голосовых комментариев.

Проигрыватель (воспроизведение сигналов из файлов) выполняет чтение из файлов данных записанных временных реализаций с целью обработки, изучения и анализа, например, когда это невозможно было сделать в условиях проведения измерения. Предусмотрено воспроизведение текстовых и голосовых комментариев.

Все виртуальные измерительные приборы могут работать как в реальном масштабе времени, так и с записанными ранее сигналами.

Наличие файла конфигурации каналов, содержащего метрологические параметры первичных преобразователей позволяет проводить измерения непосредственно в единицах воздействия. Например, измерение и отображение сигналов с вибропреобразователей можно получать в единицах виброускорения (м/с^2 или g), а с проксиметров – в единицах расстояния (мкм).

В таблице приведены технические характеристики стенда.

Представленное в статье исполнение имитационного стенда является результатом накопленного на сегодняшний день предприятием ООО «ГлобалТест» опыта в сфере разработки и производства виброизмерительной датчиковой аппаратуры и предусматривает расширение номенклатуры конструктивных элементов и измерительных средств по предложениям специалистов, заинтересованных в сотрудничестве организаций. ■

Наименование	Размерность	АР7000
Питание (на частоте)	В (Гц)	220 (50)
Потребляемая мощность	Вт	≤ 300
Скорость вращения, регулируемая в диапазоне	об/мин	60…3 000
Выходной сигнал - переменного тока для каналов виброускорения - для каналов виброперемещения	В	 ±5 0…24
Масса без компьютера (брутто)	кг	≤ 21 (≤ 35)
Габариты, не более	мм	660 × 420 × 190
Погрешность измерения СКЗ виброускорения в диапазоне частот: - до 5 000 Гц - до 10 000 Гц - до 2 000 Гц	%	 ≤ ± 6 ≤ ± 12 ≤ ± 5
Среднеквадратичное значение собственного шума приведенное к входу по виброперемещению	мкм	≤ 5

Табл. Технические характеристики имитационного стенда АР7000

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Rotor Kit, Model RK4, Bently Nevada LLC, 2002 г.;
2. Каталог продукции ООО «ГлобалТест» «Измерительная аппаратура», г.Саров, 2008г.;
3. Sigma USB «Руководство оператора» 3ГМС.00068-0134, ЗАО «Электронные технологии и метрологические системы – ЗЭТ», 2005г.

ООО «ГлобалТест» – специализированное научно-производственное предприятие по разработке и изготовлению измерительной датчиковой аппаратуры. Дата основания – 1991 г.

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ООО «ГЛОБАЛТЕСТ»

А.А.КИРПИЧЕВ к.т.н., директор ООО «ГлобалТест»
В.В.СМИРНОВ к.т.н., технический директор ООО «ГлобалТест»
г. Саров

В настоящее время ООО «ГлобалТест» предлагает более 200 изделий пьезодатчиковой аппаратуры. Это вибропреобразователи (широкого применения, промышленные и специального назначения), датчики силы, ударные молотки , преобразователи акустической эмиссии, проксиметры, усилители, согласующие электронные устройства, калибраторы и другие дополнительные принадлежности. Их назначение – измерение и анализ механических колебаний и ударов, виброакустические исследования и испытания, непрерывный мониторинг и техническая диагностика промышленного оборудования, аттестация рабочих мест и промышленная санитария.

Метрологическая служба ООО «ГлобалТест» зарегистрирована в российской системе калибровки в качестве метрологической службы, аккредитованной на право проведения калибровочных работ, ее деятельность в области калибровки средств измерений соответствует «Требованиям к выполнению калибровочных работ», утвержденным постановлением Госстандарта России от 21.09.1994 г. №17 и зарегистрированным Минюстом России 24.01.1995 г. под №782. Область аккредитации – калибровка, первичная поверка и периодическая поверка вибропреобразователей, преобразователей акустической эмиссии и виброкалибраторов.

БЮРО «ВЕРИТАС» сертифицировало Систему Менеджмента Качества ООО «ГлобалТест» в соответствии с требованиями стандарта ISO 9001:2000 с аккредитацией UKAS (Великобритания), ANAB (США), RvA (Нидерланды).

Основными партнерами-заказчиками ООО «ГлобалТест» являются: ООО «Интерюнис», ООО «Компания Октава+», ИТЦ «Оргтехдиагностика», ООО ТД «Технекон», НТЦ «ПРИЗ», НПП СБД, «Отраслевой Центр Внедрения Новой Техники и Технологий ОАО «РЖД», ЗАО «АЛГОРИТМ-АКУСТИКА», ЗАО «Диапром», ЗАО ЭТМС, г.Москва; ООО «Ассоциация ВАСТ», ЗАО «Промсервис», г.Димитровград; ООО «Диатех-НН», ООО «Инкотес», ГЖД ОАО «РЖД», г.Нижний Новгород.

В европейском сообществе интересы ООО «ГлобалТест» представляет фирма AP Technology International B.V., г.Оостерхаут, Нидерланды. На территории Украины – АО «Промавтоматика», г.Харьков.

Потребители продукции ООО «ГлобалТест» – более 300 предприятий различных машиностроительных отраслей, энергетики, нефтегазодобычи и переработки, химической промышленности, металлургии, транспорта и т.д.

Последними новыми разработками ООО «ГлобалТест» являются:

- Эталонный вибропреобразователь AP10, предназначенный для высокоточной калибровки вибропреобразователей методом сравнения.
- Высокочастотный вибропреобразователь AP11, предназначенный для измерения интенсивных вибрационных и ударных ускорений в составе диагностических систем и при проводимых лабораторных исследованиях в амплитудном диапазоне до 50 000 g.
- Трехкомпонентные вибропреобразователи со встроенной электроникой, предназначенные для измерения вибрационного и ударного ускорения с неопределенным направлением действия:
- AP2043-10 – с осевой чувствительностью 10 мВ/g;
- AP2043-50 – с осевой чувствительностью 50 мВ/g;
- AP2082 – с осевой чувствительностью 100 мВ/g.
- Датчики динамического давления PS02 с диапазоном измерения до 2 500 бар и собственной частотой более 200 кГц.
- Преобразователи акустической эмиссии со встроенным предусилителем, обеспечивающим помехозащищенность от электромагнитных полей:
- GT200U – резонансный (рабочая частота 165 кГц);
- GT250 – низкочастотный (от 40 до 100 кГц)
- GT350 – широкополосный (от 100 до 800 кГц).
- Интеллектуальная вихретоковая датчиковая система AP2000A с возможностью неоднократной автоматической калибровки.
- Измерительные усилители напряжения и заряда для датчиков с зарядовым выходом и для датчиков со встроенным ICP-усилителем:
- AP5100 – предназначен для измерения виброскорости и виброускорения, имеет симметричный и несимметричный вход, режим кондиционирования, управление через порты USB и RS-232;
- AP5200 – предназначен для измерения виброускорения, имеет несимметричный вход. Возможно 1, 3-х и 8-ми канальное исполнение.
- Имитационный стенд расцентровки, дисбаланса и состояния подшипников AP7-000, реализующий имитацию различных режимов работы промышленного оборудования и проверку его технического состояния. Предназначен для разработчиков диагностических систем и для учебных центров. ■

Рис. 1 Имитационный стенд AP7000

ООО «ГлобалТест»
607183, г. Саров,
Нижегородская обл.,
ул.Павлика Морозова, 6
т.:(83130)4-02-44, 5-67-85;
т./ф.: (83130)4-38-55,
(83130)5-26-02;
mail@globaltest.ru
www.globaltest.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

СВЕТОВАЯ™
БАШНЯ
Аварийная Осветительная Установка
8 (9 63) 710 33 48
8 (901) 518 34 74
www.sveba.ru
info@sveba.ru
ПОБЕЖДАЕМ
ТЕМНОТУ

В-1336
разработка и изготовление нефтяного оборудования, приборов и систем
...новые идеи старых друзей
ИВЭ-50
ЗАО "ПРЕДПРИЯТИЕ В-1336"
614990, РОССИЯ, ПЕРМЬ, КОМСОМОЛЬСКИЙ ПР-Т, 34 ОФИС 208
ТЕЛЕФОН: (342) 212-96-65, 219-60-20, 219-60-30, 219-61-34, 212-74-93
ФАКС: (342) 2129765 WWW.V-1336.RU E-MAIL: V-1336@PERMLINK.RU

Новые корректоры V поколения многофункциональной серии фирмы «ЛОГИКА» для учета природного, попутного нефтяного и других технически важных газов, а также для учета стабильных и нестабильных газовых конденсатов и ШФЛУ – СПГ761 (мод. 761.1 и 761.2), СПГ762 (мод. 762.1 и 762.2) и СПГ763 (мод. 763.1 и 763.2)

НОВАЯ КЛАССИКА

А.В.ЖЕСАН | к.т.н., главный инженер проекта ЗАО НПФ «Логика» | г. Казань

В январе 2007 года фирма «ЛОГИКА» объявила о начале обновления вычислителей многофункциональной серии: корректоров расхода газа СПГ761 – СПГ763, тепловычислителей СПТ961, СПТ961М, сумматоров СПЕ542 и уже в августе приступила к выпуску тепловычислителей СПТ961 (мод. 961.1 и 961.2), которые стали первыми приборами V поколения многофункциональной серии, запущенными в серийное производство.

Следующим важным этапом обновления вычислителей V поколения многофункциональной серии стал выпуск в марте 2008 года новых корректоров расхода газовых и газожидкостных смесей СПГ761 (мод. 761.1 и 761.2), СПГ762 (мод. 762.1 и 762.2) и СПГ763 (мод. 763.1 и 763.2). Модель 76Х.2 (Х=1, 2, 3) отличается от модели 76Х.1 только наличием второго интерфейса RS485, поэтому в дальнейшем для краткости говорится, в основном, о модели 76Х.1.

Как было заявлено ранее, цель выпуска новых приборов – повышение надежности работы и создание оптимальных условий для включения вычислителей в информационные системы различного назначения за счет обновления элементной базы, повышения скорости и расширения перечня доступных способов обмена данными.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Корректоры СПГ761.1 так же, как и существующие корректоры СПГ761, предназначены для измерения электрических сигналов, соответствующих параметрам природного газа с компонентным составом по ГОСТ 30-319.0-96, и последующего вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям (P_c=0,101325 МПа, T_c=20 ^{0}C).

Корректоры рассчитаны для работы в составе измерительных комплексов, предназначенных для учета природного газа, и иных измерительных систем.

Корректоры СПГ762.1 предназначены для измерения электрических сигналов, соответствующих параметрам газовых смесей различного состава с последующим вычислением объема газа, приведенного к стандартным условиям. Корректоры рассчитаны для работы в составе узлов учета воздуха, кислорода, аргона, азота, ацетилена, окиси углерода, двуокиси углерода, аммиака, водорода, гелия, хлора, метана, этилена, пропилена, природного газа, коксового и доменного газов.

Корректоры СПГ763.1 предназначены для измерения электрических сигналов, соответствующих параметрам газообразных, жидкостных и газожидкостных углеводородных смесей и последующего вычисления расхода, массы и объема и объема при рабочих условиях. Объем, приведенный к стандартным условиям, вычисляется только для стабильных жидкостных и газовых смесей. Корректоры рассчитаны для работы в составе измерительных комплексов (систем), предназначенных для учета:

- жидкостных стабильных углеводородных газовых конденсатов, включающих пентан и более тяжелые углеводороды (C_5H_{12+});
- газожидкостных нестабильных газовых конденсатов, включающих, помимо C_5H_{12+} , легкие углеводороды до бутана включительно;
- широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) – газожидкостных нестабильных (сырых) углеводородных смесей (при суммарном содержании CH_4 и C_2H_6 не более 3% масс);
- продуктов переработки газовых конденсатов и ШФЛУ – однородных углеводородных жидкостей (товарные автобензины, дизельное топливо и др.);
- углеводородных газовых смесей (попутный газ при нефтедобыче), имеющих плотность при стандартных условиях больше, чем стандартный природный газ (1,05 … 2,1 кг/м^3).

Рис. 1 Новые корректоры V поколения многофункциональной серии фирмы «ЛОГИКА»

В качестве датчиков расхода среды со всеми перечисленными корректорами могут применяться расходомеры и счетчики количества с токовыми или импульсными выходными сигналами, а также датчики перепада давления с токовыми выходными сигналами на стандартных и специальных сужающих устройствах, на напорных устройствах – усредняющих трубках, на сужающих устройствах переменного сечения.

В качестве датчиков температуры среды со всеми корректорами могут применяться медные и платиновые термопреобразователи сопротивления.

В качестве датчиков параметров среды со всеми корректорами могут применяться датчики давления, плотности, температуры и относительной влажности с унифицированными токовыми выходными сигналами.

Дополнительно с корректорами СПГ761.1 могут применяться датчики удельной теплоты сгорания с унифицированным токовым выходным сигналом. С корректорами СПГ763.1 могут применяться датчики динамической вязкости с унифицированным токовым выходным сигналом.

Габаритные и присоединительные размеры новых корректоров V поколения многофункциональной серии такие же, как и у существующих, что удобно при включении новых приборов в типовые проекты, ►

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

ориентированные на выпускаемые до настоящего времени корректоры.

СООТВЕТСТВИЕ СТАНДАРТАМ

При измерении расхода и количества среды методом переменного перепада давления с помощью стандартных сужающих устройств соответствующие вычисления производятся в соответствии с новыми стандартами ГОСТ 8.586.1… ГОСТ 8.586.5. В корректорах СПГ763.1 при учете газожидкостных смесей применяются также уравнения МИ 2311.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

К корректорам непосредственно могут быть подключены:

- восемь преобразователей с выходным сигналом тока 0-5, 0-20 или 4-20 мА;
- четыре преобразователя с выходным импульсным или частотным сигналом 0-5 кГц;
- четыре термопреобразователя сопротивления с характеристикой 50П, 100П, 50М, 100М.

Поддержана возможность получения данных об измеряемых параметрах по цифровому интерфейсу.

Для реализации коммуникационных возможностей приборы снабжены интерфейсами: RS232C, оптическим по стандарту IEC1107, одним (мод.76Х.1) или двумя (мод. 76Х.2) RS485. Максимальная скорость обмена данными по всем интерфейсам увеличена в 6-12 раз по сравнению с ранее выпускавшимися приборами и равна 57600 бод. При этом обмен может идти параллельно по разным интерфейсам, за исключением одновременного использования интерфейсов IEC1107 и RS232C. Обмен данными производится в соответствии с открытым фирменным протоколом «Магистральный протокол. Версия 1.2».

Интерфейс RS232C ориентирован, в основном, на подключение телефонного модема, GSM-модема, радиомодема, а также для подключения преобразователей Ethernet/RS232C. В некоторых случаях интерфейс служит для непосредственного подключения компьютера. При применении GSM-модема поддерживается, в отличие от существующих вычислителей, передача данных по технологии GPRS.

Посредством интерфейса IEC1107 к вычислителям подключается специальное устройство сбора данных – накопитель АДС90 или переносной компьютер при помощи адаптеров АПС78 и АПС70 соответственно.

Обязательный в обеих моделях интерфейс RS485 предназначен для объединения приборов фирмы «ЛОГИКА» в информационную сеть. В одну сеть могут быть объединены как приборы новых моделей, так и ранее выпускавшиеся приборы, правда при этом максимальная скорость обмена будет ограничиваться ранее выпущенными приборами. Если в сеть объединены только приборы нового поколения, то возможны два варианта реализации сети: либо как шины с маркерным доступом и 9-битовым форматом данных (до настоящего времени применялся только этот вариант), либо как шины с одним ведущим устройством и 8-битовым форматом данных. В первом случае возможно независимое подключение к шине нескольких пользователей либо через адаптеры АПС79, либо через приборы-шлюзы, к интерфейсу RS232C которых подключено одно из перечисленных выше устройств (модем, GSM-модем, компьютер и т.п.). В случае шины с одним ведущим возможно подключение только одного пользователя, но при этом увеличивается реальная скорость получения данных. В случае шины с одним ведущим устройством упрощается также процедура разработки программ обмена сторонними пользователями и появляется возможность применения стандартных преобразователей RS485/RS232C и Ethernet/RS485.

Второй интерфейс RS485 в моделях 76Х.2 предназначен, главным образом, для подключения адаптеров – расширителей АДС97. Адаптер АДС97 имеет 4 входа для подключения датчиков расхода с импульсными выходными сигналами, 4 входа для подключения датчиков различного назначения с унифицированными токовыми выходными сигналами, 4 входа для подключения термопреобразователей сопротивления. К корректору СПГ76Х.2 можно подключить один или два адаптера АДС97. С применением адаптеров АДС97 существенно расширяются функциональные возможности вычислителя: он может обслуживать до 12 трубопроводов и 6 потребителей. Адаптеры АДС97 разработаны и их серийный выпуск планируется уже в мае текущего года.

Второй интерфейс RS485 в моделях 76Х.2 может быть использован и для объединения приборов в информационную сеть, то есть прибор может одновременно принадлежать двум сетям и его можно использовать как шлюз для входа в обе сети. Это может быть интересно в случае одновременного использования старых и новых приборов: в одной сети старые приборы с меньшими скоростями обмена, в другой – новые приборы с высокими скоростями обмена, а СПГ76Х.2 обеспечивает доступ к обеим сетям.

Программные средства СПСеть®, ПРОЛОГ, ОРС-сервер «ЛОГИКА» поддерживают работу с новыми приборами. Программа ТЕХНОЛОГ поддерживает их в части автоматизации процедур поверки.

Помимо перечисленных выше, приборы нового поколения обладают еще целым рядом положительных характеристик. В отличие от существующих, в новых корректорах на свободные входы могут быть подключены дополнительные датчики, например датчики температуры наружного воздуха и барометрического давления, дополнительные контрольные датчики давления или перепада давления и т.п.

В новых приборах увеличена глубина хранения архивных данных:

- часовые архивы – 1080 ч;
- суточные архивы – 366 сут.;
- месячные архивы – 24 мес.;

Увеличено количество записей до 400 (по сравнению с 200) в каждом из архивов сообщений о нештатных ситуациях, о перерывах питания и об изменении параметров настройки.

В новых корректорах V поколения многофункциональной серии усилена защита от несанкционированного доступа. Приборы имеют два уровня защиты данных: пароль и защищенный пломбой механический переключатель.

ЗАЩИТА ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА

В новых корректорах V поколения многофункциональной серии усилена защита от несанкционированного доступа. Приборы имеют два уровня защиты данных: пароль и защищенный пломбой механический переключатель. Время последнего включения и выключения переключателя защиты данных фиксируется программой прибора и не может быть изменено пользователем.

Программа прибора самоидентифицируется, что исключает возможность ее несанкционированного изменения.

В отличие от существующих, в новых корректорах при проведении поверок не стираются значения настроечных параметров и архивные данные, что существенно облегчает их повторный ввод в эксплуатацию.

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Погрешность приборов новой серии при рабочих условиях не превышает:

- 0,05 % (приведенная) – по показаниям расхода, давления и перепада давления при работе с токовыми входными сигналами 4-20 мА;
- 0,05 % (относительная) – по показаниям расхода при работе с числоимпульсными и частотными входными сигналами;
- 0,1^{0}С (абсолютная) – по показаниям температуры для термопреобразователей с Ro=100 Ом.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

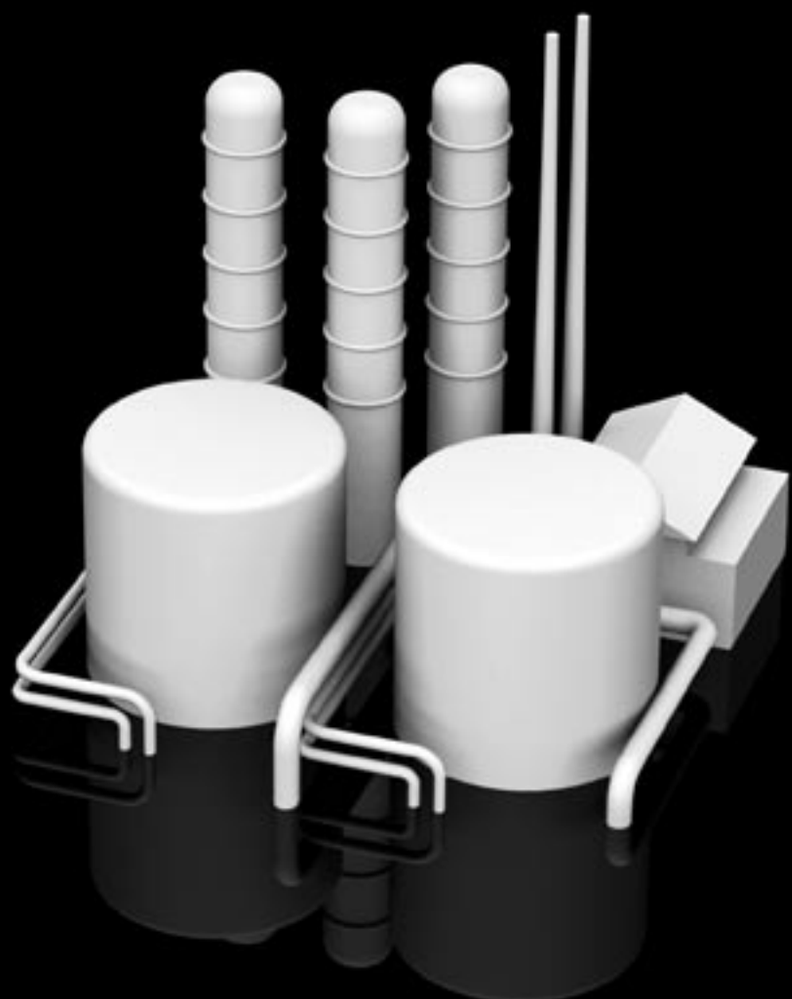
- температура окружающего воздуха от минус 10 до 50 ^{0}С;
- относительная влажность 95% при 35 ^{0}С;
- степень защиты от воды и пыли IP54;
- габаритные размеры 244х220х70 мм;
- электропитание 220 В $\pm$30 %, 50 Гц;
- потребляемая мощность 7 В•А;
- срок службы 12 лет;
- межповерочный интервал 4 года. ■

ЭКСПОЗИЦИЯ

ПЕРЕРАБОТКА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №4/Нп АВГУСТ 2008

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



CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Большое разнообразие видов пожаров и защищаемых объектов предопределяет наличие множества типов средств тушения и способов их применения. Особое место среди них занимают автоматические установки пожаротушения (АУП). Применение АУП, где в качестве огнетушащего вещества применяются вода или водяные растворы, возможно не всегда, а часто (при тушении ЛВЖ) просто не является эффективным. Нельзя забывать и о таком понятии, как «косвенный ущерб» от самого процесса тушения – часто он может значительно превышать непосредственный ущерб от пожара, не говоря уж о возможности ложного срабатывания системы.

МОДУЛЬНОЕ ПОЖАРОТУШЕНИЕ

ОСОБЕННОСТИ БЕСПРОВОДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

А. М. МАЦУК | Зам. ген. директора по науке ООО «НПО Этернис» | г Москва

Помимо традиционной воды, существуют различные огнетушащие вещества, эффективно работающие в тех условиях, когда вода бессильна – различные газы и огнетушащие аэрозоли. Но они, как правило, для эффективного тушения требуют создания огнетушащей концентрации во всем объеме защищаемого помещения, что значительно сужает область их применения. Как следствие, возникает необходимость выполнения огромного перечня мероприятий, направленных на обеспечение условий их эффективного применения – это и практически полная герметичность защищаемого объема, и гарантированное отсутствие людей в помещении в момент срабатывания установки, да и ряд других требований.

Пожалуй, наиболее «разумным» с точки зрения организации автоматического тушения, т.е. тушения с максимальной эффективностью минимальными средствами, - является применение огнетушащих порошков. Причем не порошков с подачей их по сухотрубам, а именно модульных установок порошкового пожаротушения.

Первые модули порошкового пожаротушения (МПП) появились 10-15 лет назад, но уже многократно доказали свою эффективность. К сожалению, лишь малая часть специалистов проектных организаций имеет знания о принципах работы порошковых составов. Это влечет недоверие многих «конечных потребителей» к порошковому тушению. Кроме того, отсутствие опыта проектирования модульных установок является препятствием для их применения.

Практика использования проводных систем автоматического порошкового пожаротушения модульного типа показывает, что основные недостатки заключаются в неправильном подходе к проектированию. Это неверный выбор аварийной ситуации, необоснованное использование малоинерционных систем обнаружения пожара, неправильный расчет коэффициентов затененности возможных очагов загорания и размеров зон тушения. Кроме того, ряд ошибок связан с выбором аппаратуры управления, а также с определением алгоритмов ее взаимодействия с другими компонентами АСПТ – модулями пожаротушения, системами вентиляции, оповещения и дымоудаления.

Вопросами, решаемыми при проектировании модульных установок, являются:

- выбор типа пожарных извещателей системы обнаружения пожара;
- определение количества и типа модулей пожаротушения, их размещение;
- выбор аппаратуры управления, позволяющей реализовать требования нормативных документов.

Ответы на них составляют основу проектной документации.

Но даже в том случае, когда сам проект АУП выполнен практически без замечаний, приведены все расчеты и обоснования, остается открытым вопрос его качественной реализации монтажной организацией.

Опять же нельзя исключить того, что при возникновении на объекте аварийной ситуации и последующего ее развития вспыхнувший пожар или обрушение части здания станет причиной очень быстрого разрушения основы традиционной системы управления – проводных линий связи. В этом случае все затраты на оборудование и монтаж АУП окажутся бесполезны.

Все эти факторы послужили причиной создания принципиально нового беспроводного оборудования для управления системами пожаротушения – комплекса приборов АУП «Гарант-Р».

Для тушения пожара в установке «Гарант-Р» используются модули порошкового пожаротушения импульсного действия «Гарант» или другие модули пожаротушения с необходимыми техническими характеристиками.

Алгоритм функционирования установки можно описать следующим образом.

Каждый из модулей осуществляет двухпороговый контроль температуры окружающей среды в зоне его размещения. Зона размещения модуля является его зоной защиты и на рис.1 представлена как квадрат в плоскости X,Y с соответствующими координатами.

Цвет квадрата интерпретирует значение температуры в зоне размещения модуля:

- тёмно-серый – нормальная температура эксплуатации объекта защиты,
- серый – рост значений температуры свыше первого установленного порогового значения, ►

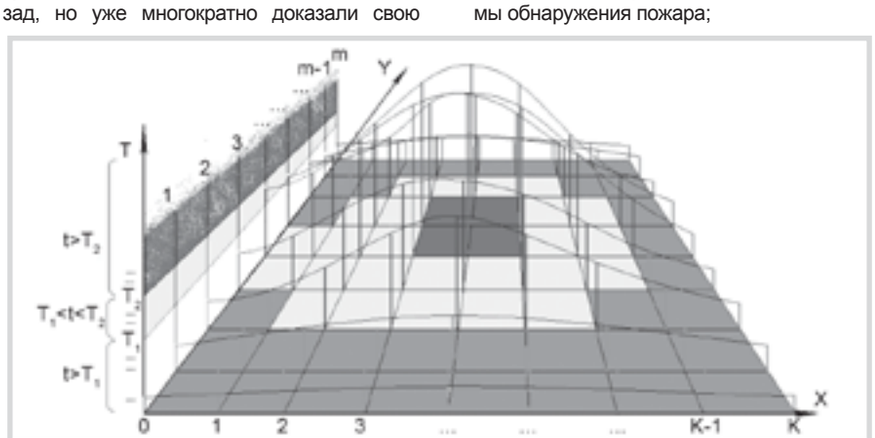


Рис.1 Зона размещения модуля является его зоной защиты и на рис. представлена, как квадрат в плоскости X,Y с соответствующими координатами

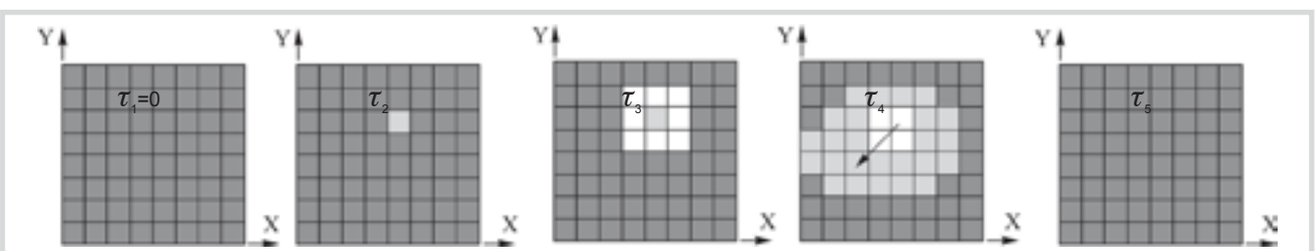


Рис. 2-6 Графическая интерпретация изменения температур в зоне размещения модулей при развитии пожара в различные показательные моменты времени

- белый – рост значений температуры свыше второго установленного порогового значения.

В случае возникновения очага пожара в любом месте защищаемой площади группа близкорасположенных модулей фиксирует превышение температуры нижнего порогового значения (Т1) и переходит в состояние готовности к срабатыванию. При этом формируется сигнал «Внимание» и осуществляется взаимодействие компонентов установки, соответствующее этому режиму работы.

Пуск группы модулей происходит по сигналу от любого из них, первым обнаружившим превышение второго порогового значения (Т2) температуры. Формируется извещение «Пожар» и соответствующим образом меняется режим взаимодействия компонентов.

Таким образом, количество задействованных в процессе тушения МПП автоматически диктуется мощностью очага и особенностями его развития.

В качестве нижнего порогового значения температуры принято значение температуры не ниже верхнего предела допустимых условий эксплуатации объекта. Как правило, он составляет не менее +50 ºС.

В качестве верхнего порогового значения температуры используется наиболее распространённое значение, при котором осуществляется запуск большинства классических (однопороговых) АУП – около +70…+80 ºС.

На рисунках 2-6 дана графическая интерпретация изменения температур в зоне размещения модулей при развитии пожара в различные показательные моменты времени.

Где:

τ_1 – момент времени, предшествующий возникновению очага пожара;

τ_2 – момент превышения значения температуры первого порога в зоне возникновения очага. Модуль, контролирующий данный квадрат, формирует извещение «Внимание» и выдает команду на запуск соответствующего алгоритма работы других компонентов установки;

τ_3 – момент обнаружения первым модулем, установленным над развивающимся очагом, превышения температуры второго порогового значения. Модуль формирует извещение «Пожар» и производит синхронизацию момента пуска всех других модулей, перешедших в режим «Внимание» (желтые квадраты по периметру очага). Компоненты установки начинают взаимодействие по соответствующему алгоритму.

τ_4 – момент выдачи командного импульса на тушение после окончания отсчета времени на эвакуацию. Повторная синхронизация. К модулям, уже получившим команду пуска в момент τ_3, добавятся еще и модули, которые перешли в состояние «Внимание» за период отсчета времени на эвакуацию. Стрелкой показано направление развития очага.

τ_5 – момент ликвидации очага и снижения температуры.

С учётом низкой инерционности работы и высокой огнетушащей эффективности используемых средств тушения для построения оптимальной установки пожаротушения достаточно рассчитать лишь размер ячеек, в узлах которых размещаются модули.

Очевидны преимущества АУП «Гарант-Р» перед другими АУП, построенными по традиционной схеме.

1. Отсутствуют ограничения, обусловленные жестким алгоритмом взаимодействия компонентов АУП (выбор зон).
2. Зона эффективного тушения всегда превышает зону обнаружения.
3. Использование температурных пожарных извещателей позволяет однозначно идентифицировать зону возникновения очага независимо от степени задымленности помещения.
4. Аппаратный запрет срабатывания модулей пожаротушения при температуре окружающей среды в зоне размещения ниже установленного порога позволяет избежать несанкционированных (ложных) пусков средств тушения.
5. Автономность работы каждого модуля пожаротушения позволяет избежать фактов непрохождения командных импульсов на пуск установки вследствие повреждения соединительных линий или иных каналов передачи информации во время пожара.
6. Алгоритм взаимодействия модулей пожаротушения обеспечивает их синхронный запуск, что позволяет создавать огнетушащую концентрацию ОТВ выше нормативной.

Несмотря на некоторое увеличение стоимости компонентов установки пожаротушения, итоговые затраты остаются на том же уровне. Это оказалось возможным за счёт снижения расходов на монтаж и пусконаладочные работы относительно аналогичной проводной системы автоматического порошкового пожаротушения, использующей в своем составе традиционные модули и приборы управления.

Сравнение ряда потребительских качеств систем можно представить по таблице 1.

Примерное соотношение затрат (в долях) по оборудованию объекта системой автоматического пожаротушения можно представить по таблице 2.

Кроме того, значительно, в несколько раз, сокращается стоимость технического обслуживания установки и существенно уменьшается срок монтажа оборудования. Последнее обстоятельство особенно актуально для действующих объектов, когда каждый день остановки производственного процесса может означать либо срыв выполнения договорных обязательств, либо упущенную выгоду. ■

№	Критерий сравнения	Проводные АУП	Беспроводные АУП
1	**Проектирование**		
1.1	Объем проектной документации	Значительный	Минимальный
1.2	Вероятность ошибок в электрических схемах	Высокая	Минимальная
1.3	Срок выполнения проектной документации	Значительный	Минимальный
2	**Оборудование**		
2.1	Общее количество устанавливаемых приборов, контактных соединений, точек крепления (среднее на 100 м^2)	Более 30	Менее 10
2.2	Кабельные линии связи и управления	Повсеместно	Практически отсутствуют
2.3	Единый управляющий центр	Обязательно	Распределенная система управления
2.4	Возможность демонтажа в связи с переездом или ремонтом	Экономически невыгодно	Без затруднений
2.5	Электропитание	I категория	Автономное
3	**Монтаж и пусконаладочные работы**		
3.1	Срок монтажа	Длительный	Минимальный
3.2	Квалификация специалистов	Высокая	Минимальная
3.3	Необходимость программирования алгоритма взаимодействия	Как правило	Самонастройка
4	**Техническое обслуживание**		
4.1	Диагностика соединительных проводов	Ежемесячно	Не требуется
4.2	Проверка и «протяжка» контактных соединений	Ежемесячно	Не требуется
4.3	Измерение сопротивления изоляции	Периодически	Не требуется
4.4	Проверка состояния источников бесперебойного питания и аккумуляторных батарей	Периодически	Не требуется

Табл. 1 Сравнение ряда потребительских качеств систем

№	Статья затрат	Проводные АУП	Беспроводные АУП
1	Стоимость основного оборудования	1,00	2,38
2	Стоимость дополнительного оборудования	0,60	0,10
3	Монтажные работы	0,80	0,20
4	ПНР	0,40	0,05
5	Проектирование	0,08	0,03
	ВСЕГО:	2,88	2,76

Табл. 2 Примерное соотношение затрат (в долях) по оборудованию объекта системой автоматического пожаротушения

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Научно-исследовательский и проектный институт экологических проблем
460037, г. Оренбург,
ул. Караванная д. 6А
(3532) 37-29-83, 37-29-84
e-mail: nipiep@yandex.ru
www.nipiep.ru

Научно-исследовательский и проектный институт экологических проблем – проектирует, конструирует и производит следующее оборудование: комплексы очистки сточных вод; станции очистки производственно-дождевых стоков; канализационные насосные станции; станции очистки питьевой воды; оборудование для мусороперерабатывающих заводов.
А также занимается:
- строительством полигонов твердых бытовых отходов;
- реконструкцией действующих очистных сооружений;
- производством и прокладкой полиэтиленовых труб большого диаметра (до 1400 мм).

Институт образован на базе экологического подразделения Волго-Уральского НИПИ по добыче и переработке сероводородсодержащих газов (Газпром), имеет собственный завод для серийного производства технологического оборудования экологического назначения в г. Оренбурге и в г. Соль-Илецке.

ОАО «ЗАВОДОУКОВСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»
627144, Тюменская область,
г. Заводоуковск, ул. Заводская,1 «а».
т./ф.: (34542) 2-12-04, 2-33-36, 2-62-25
www.kedrvagon.ru
zmz@kedrvagon.ru

ОАО «Заводоуковский машиностроительный завод» работает на российском рынке более 66 лет. Завод производит более 500 модификаций прицепов вагон-домов передвижных модели «Кедр»:
- жилые помещения, бытовые помещения, пункты питания,
- сауны, душевые, офисы и др.,
- а также здания мобильные контейнерного типа «Кедр-БК» различного назначения, в том числе и для медицинских целей (ФАП).

Предприятие имеет свои подъездные железнодорожные пути. Наш основной производственный принцип – неоспоримое качество продукции. Используемые материалы и технологии и высокий уровень персонала завода обеспечивают отличные потребительские качества выпускаемых изделий. Изделия транспортируются тягачами, оснащёнными тягово-сцепным устройством по ГОСТ 2349-75 и пневмо-электровыводами по ГОСТ 4364-81, ОСТ 37.001.441-86 и ГОСТ 9200-76.

ООО «БРЯНСКИЙ ЗАВОД ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ»
241020,г.Брянск,
ул.Дзержинского,59
т\ф: (4832) 58-36-06 \05 \04 \03
www.bztpa.ru
bztpa@mail.ru

ООО «Брянский завод трубопроводной арматуры» – молодое, динамично развивающееся предприятие, основной деятельностью которого являются производство промышленной трубопроводной арматуры, применяемой в тепловой и атомной энергетике, химической, нефтяной, газовой и других отраслях промышленности.

Вся продукция может быть изготовлена в различном исполнении: обычном, хладостойком, нержавеющем; под ручной, электро- и пневмопривод, а также укомплектована фланцами, прокладками, крепежом, приводами. Регулярно осваиваются новые виды продукции.

Компания осуществляет комплектные поставки трубопроводной арматуры всех ведущих арматурных заводов России и СНГ.

Приглашаем все заинтересованные организации к долгосрочному и взаимовыгодному сотрудничеству!

ООО «НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ЮМАС»
Россия, 121552, г. Москва,
ул. Ярцевская, д. 29, корп. 2
тел.: +7 (495) 730-20-20
факс: +7 (499) 141-67-02
e-mail: info@jumas.ru
www.jumas.ru

«Научно-производственное объединение ЮМАС» специализируется на разработке, серийном производстве и поставках приборов для контроля, измерения и регулирования теплотехнических параметров (давление, температура, влажность), а также различной вспомогательной арматуры.

Основная номенклатура поставляемых ООО «НПО ЮМАС» изделий производится на СООО «Завод теплотехнических приборов», г.Минск (www.jumas.by), производство которого сертифицировано по стандарту качества ISO 9001:2001. Предприятие также имеет Сертификат германского совета по аккредитации (DAR), подтверждающий соответствие системы качества европейскому стандарту DIN EN ISO 9001:2000.

ООО «Багория-Украина», г.Киев (www.jumas.com.ua), также входящее в группу компаний «ЮМАС», занимается поставками вышеуказанной продукции на рынок Украины.

ООО «ТЮМЕНЬЗАПЧАСТЬ»
625014 г. Тюмень, а/я 3390
ул. Чекистов, 32
Тел./факс
(3452) 21-34-91,
49-49-50, 26-11-81
tmnzapchasti@yandex.ru
www.tmnzapchasti.ru

ООО «Тюменьзапчасть» является официальным Уполномоченным представителем Челябинского тракторного завода с правом реализации и ремонтом инженерных машин, номерных агрегатов и запасных частей производства завода ООО «ЧТЗ-Уралтрак» со склада в г. Тюмень.

Производит поставку спецтехники известных производителей New Holland – Kobelco (Италия, Япония) с последующим выездным гарантийным и сервисным обслуживанием.

Имеются в наличие тракторы, бульдозеры-болотоходы, трубоукладчики, различное навесное оборудование для инженерных машин.

ОАО «НИИНЕФТЕПРОМХИМ»
420045, Россия, РТ, г.Казань,
ул.Н.Ершова, 29
Тел.(843) 272-52-14
Факс: (843) 272-60-81
e-mail: info@neftpx.ru
http://www.neftpx.ru

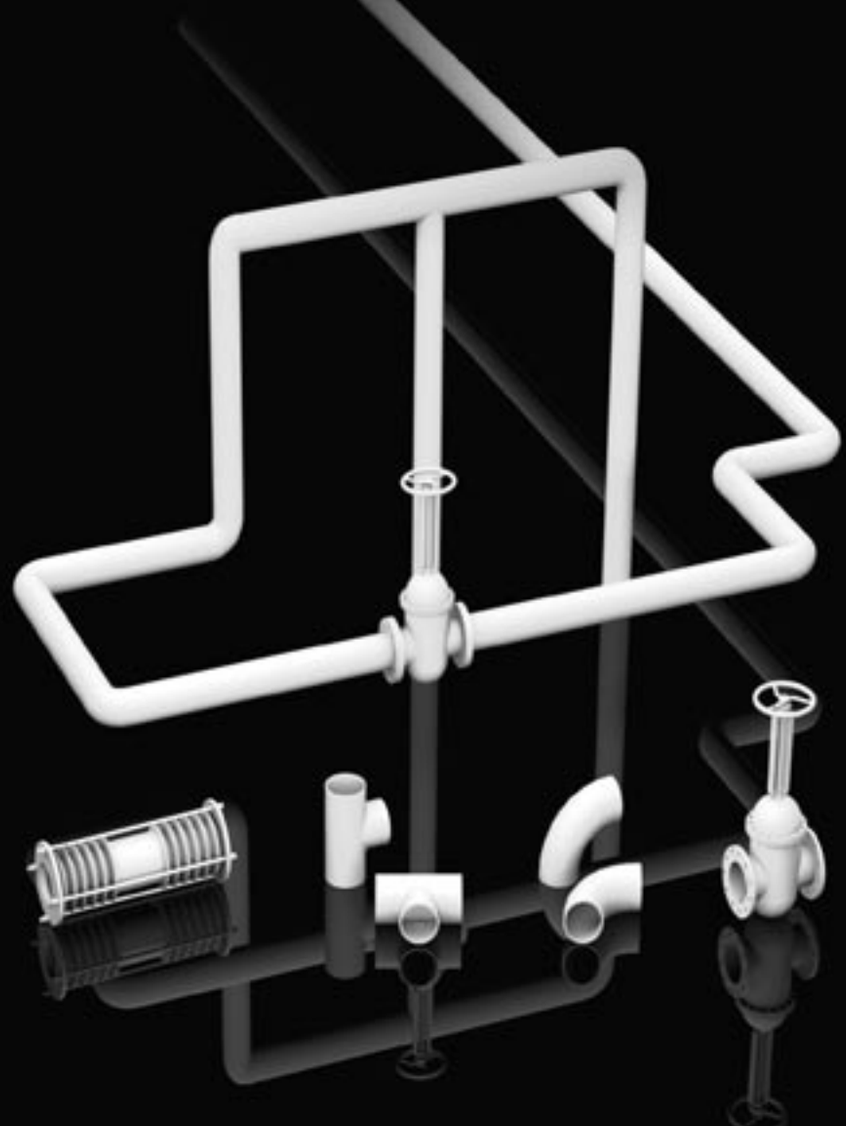
ОАО «НИИнефтепромхим» разрабатывает и поставляет: композиции и технологии для стимуляции работы скважин, повышения нефтеотдачи пластов, включая микробиологические методы; ингибиторы отложений неорганических солей; ингибиторы и удалители АСПО, химпродукты для снижения вязкости нефти; деэмульгаторы; ингибиторы коррозии, бактерициды, нейтрализаторы сероводорода и низших меркаптанов; химпродукты на основе битума; технические средства для приготовления и закачки химпродуктов в пласт, дозировочное оборудование; приборы и лабораторное оборудование для нефтепромысловой химии (поставка, монтаж, сервисное обслуживание); полимерные покрытия для защиты оборудования от коррозии; экологическое обеспечение технологий и разработок; установки очистки сточных вод. По заказу потребителей мы можем в кратчайшие сроки разработать и поставить необходимое количество химпродуктов, оборудования, обеспечить промысловые испытания и надзор за применением.
Предприятие было образовано в 1978 году, и в 2008 году нам исполнилось 30 лет.

ТРУБОПРОВОД

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №4/НТ АВГУСТ 2008

ЭКСПОЗИЦИЯ

Информационная поддержка производителей и поставщиков трубопроводной арматуры, трубной продукции, различных видов изоляционных и антикоррозионных материалов. Техническая информация о всех материалах, необходимых для бесперебойного функционирования всей трубопроводной системы.



CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

WELDING EXPERTS GROUP

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

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

В 1934 году был создан Институт электросварки им. Е.О. Патона на базе Электросварочной лаборатории и Электросварочного комитета, которые Евгений Оскарович создал ещё в 1929 году.

ЛИТЕЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО

М. И. КОЩЕЕВА | Инженер по организации управления производством ООО «Инженерный союз» | г. Омск

В основу работы института был положен принцип сочетания научно-исследовательских и инженерно-прикладных задач, что позволяло в кратчайшие сроки решать проблемы народнохозяйственного применения сварки. Впервые в мире Е.О. Патон разработал комплексную программу развития сварочного производства. Уже первыми работами в области прочности и надежности неразъемных соединений металлов им была теоретически и экспериментально доказана высокая техническая и экономическая эффективность замены клепаных металлоконструкций сварными. Это имело основополагающее значение для широкого внедрения технологии сварки в промышленное производство. В эти же годы сформировалось научное представление о дуговой сварке как о металлургическом процессе и под руководством Е.О. Патона были развернуты исследования по ее автоматизации. В 1939-1940 годах в институте было завершено создание высокопроизводительной дуговой автоматической сварки под флюсом, и 20 декабря 1940 года было принято правительственное постановление о внедрении новой технологии на 20 заводах (в производстве вагонов, котлов, балок для мостов и других ответственных конструкций).

В ИЭС им. Е.О.Патона всегда уделялось большое внимание литью. Как всем известно, существует много способов литья. Но стоит уделить большое внимание электрошлаковому литью, которое было разработано в ИЭС им. Е.О. Патона.

Сущность данного литья заключается в следующем. В промежуток между металлической водоохлаждаемой формой – кристаллизатором 4, выполняющим наружную конфигурацию будущей отливки, и водоохлаждаемым устройством 3, выполняющим внутреннюю конфигурацию отливки, заливают электропроводный шлак 5. В этот шлак опускают расходуемые электроды 1, выполненные из сплава той же марки, что и заготовка 2. При пропускании электрического тока шлак, обладающий большим сопротивлением, нагревается и постепенно расплавляет расходуемый электрод. Жидкий металл с оплавляемого конца электрода, постоянно погруженного в шлаковую ванну, стекает в литейную форму, не соприкасаясь с воздухом, и кристаллизуется.

Электрошлаковое литье – важнейшая часть технологического процесса для производства качественных фланцев, переходов, втулок – деталей трубопроводов для нефтегазовой и нефтехимической промышленности, также для предприятий трубопроводного транспорта и нефтеперерабатывающего комплекса, так как область применения изготавливаемых деталей – наиболее ответственная, с повышенными требованиями по механическим свойствам. Качество литого металла при электрошлаковом литье лучше, чем при других способах литья, и не уступает по свойствам кованому металлу, поскольку металл, расплавляясь и проходя через слой шлака, очищается от газовых и неметаллических включений, не контактирует с окислительной атмосферой воздуха, не взаимодействует с формой, имеет строго направленную кристаллизацию, благодаря чему отливки получаются плотными, без раковин и пор. Поверхность отливки практически не требует последующей механической обработки, так как она формируется в тонкой корочке шлакового гарнисажа. ■

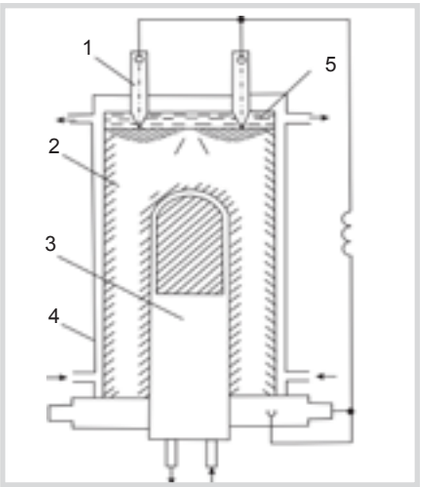


Рис. 2
1 – расходуемые электроды;
2 – заготовка;
3 – водоохлаждаемое устройство;
4 – кристаллизатор;
5 – электропроводный шлак

Рис. 3

Рис. 1

Обычно часто путают два понятия для обозначения средств измерений: «счетчик» и «расходомер». В чем же различие между этими терминами? Для разъяснений обратимся к одному из классиков теоретической школы – Кремлевскому П.П. В его работе «Расходомеры и счетчики количества» поясняется, что «прибор, служащий для измерения расхода вещества, называется расходомером, а прибор для измерения количества вещества – счетчиком количества или просто счетчиком…».

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОБЗОР
ПРОМЫШЛЕННЫХ СЧЕТЧИКОВ ГАЗА

В.А. КОНДРАШОВ | начальник бюро продаж измерительного газового оборудования | г. Энгельс-19

Другим краеугольным камнем теории счетчиков и расходомеров является понятие «нормального», или «приведенного» объема. Понимание его создает основу для правильного подбора оборудования в соответствии с техническими условиями. При измерениях количества вещества, в особенности газов, плотность которых сильно зависит от давления и температуры, применяют коррекцию на величину t и p соответственно. Принято результаты измерения приводить к одним и тем же стандартным или так называемым нормальным условиям. Ранее такими условиями были температура 0^0 С и давление 760 мм рт. ст., теперь же в соответствии с ГОСТ 2939-63 – температура 20^0 С и давление 101325 Па (760 мм рт. ст.). Это, несомненно, более целесообразно. Отсюда в обиходе употребляется термин — «нормальный кубический метр» и соответствующее обозначение «нм³». Что, в прочем, не соответствует ГОСТу, определяющему ставить индекс «п» (приведенный) или индекс «н» (нормальный) у буквы, обозначающей объем V или объемный расход Q.

Правила подбора любого счетчика абсолютно одинаковы и не зависят от производителя. В технических условиях на узел учета, как правило, обозначают приведенные максимальный и минимальный расходы газа, а также пределы изменения давления, температурный диапазон измеряемой среды и эксплуатации. Как же грамотно подобрать счетчик? Можно воспользоваться таблицами пропускной способности либо программами автоматического подбора. Но если их нет под рукой, то необходимо определить рабочий расход при стандартном давлении P=101323 Па=0.1 МПа, поскольку данный принцип заложен в основу классификации счетчиков газа. Для этого, принимая температуру газа за константу, необходимо приведенный расход разделить на абсолютное давление газа в трубопроводе в единицах кгс/см²:

$$Qраб=Qприв./Рабс \quad (1).$$

Приведем пример (1):

- максимальный приведенный расход газа составляет 800 м/час;
- минимальный приведенный расход газа 40 м/час;
- давление газа в трубопроводе – 0,2 МПа.

Рис. 1 Промышленный счётчик газа СТГ-150-1600

Во-первых, определим абсолютное давление газа в трубопроводе по формуле:

$$Рабс=Ризб+Ратм \quad (2),$$

где Ризб – избыточное давление газа, Ратм – атмосферное давление.

В нашем примере Ризб=0,2 МПа, поскольку в технических условиях давление газа всегда дается в избыточных единицах, а Ратм=101325 Па=0,1МПа. Отсюда:

$$Рабс=0,2+0,1=0.3 \quad (4).$$

Кроме того, для простоты вычислений переведем МПа в кг*с/см: 1МПа=10кг*с/см.

Определяем поочередно максимальное и минимальное значения рабочего расхода:

$$Qмаксраб=800/3=267 \quad (5),$$
$$Qминраб=40/3=13 \quad (6).$$

Получив значения, временно отложим вычисления и поговорим о классификации счетчиков. Отечественный ГОСТ 28724-90 предусматривает следующие принципы классификации:

$$X\text{-}XX\text{-}XXX,$$

где X – название прибора, XX – условный проход счетчика, XXX – максимальный рабочий расход.

Приведем пример (2):

СТГ 80-160 (СТГ, 80 – условный проход счетчика в мм, 160 – максимальный рабочий расход).

Европейская система классификации отличается от российской. Согласно нормам стандартов СЭВ, классифицировать счетчики принято по номинальному (60% от максимального) расходу, обозначаемому литерой G, строго соблюдая стандартный размерный ряд, единый для максимального и номинального расхода (...65, 100, 160, 250, 400, 650, 1000, 1600....). Приведем пример:

TZ/Fluxi DN 80 G 100 (TZ/Fluxi – название счетчика производства Actaris, GMBH, DN 80 – условный проход счетчика в мм, G 100 – номинальный расход). ►

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

Рис. 2 Счётчик газа СТГ-Б80-160-10А

Рис. 3 Счётчик газа СТГ-50-100

Рис. 4 Счётчик газа СТГ-Б50-100-4

Справочно, максимальный расход для данного счетчика составляет 160 м/час, то есть это счетчики с сопоставимыми параметрами расхода. Указанная разница стандартов и обозначений нередко создает путаницу при замене производителя прибора в проекте. Хотя при обозначении бытовых мембранных счетчиков уже давно перешли на европейскую систему классификации.

Кроме того, существует стандартный размерный ряд условных проходов промышленных счетчиков газа: ...25, 40, 50, 80, 100, 150... Отечественные производители приборов учета предпочитают в основном придерживаться его, за исключением, пожалуй, Ивано-Франковского завода «ПромПрилад» (Украина), имеющего в своей линейке счетчики с условным проходом 125 мм и расходами 800 м/час.

Вернемся к результатам вычислений в первом примере. Максимальный рабочий расход 267 м/час попадает в интервал между 250 и 400 м/час. Счетчик подбирается по наибольшему из значений выбранного интервала.

Таким образом, нам уже известно, что нам необходим счетчик с максимальным расходом 400 м/час. Получаем:

X-XX-400 (для российского счетчика),
X-XX-G 250 (для импортного прибора).

Следующим шагом определяем условный проход счетчика. Эта позиция нередко уже обозначена в технических условиях как рекомендуемый диаметр газопровода. Допустим, 80 или 100 мм. Использовать счетчик меньшего условного прохода, безусловно, предпочтительнее, поскольку и стоимость самого прибора, и всех монтажных работ существенно снижается. Однако, не всегда в подобных ситуациях есть выбор. Но обратим внимание на линейку счетчиков СТГ 80-400, СТГ 100-400, где такой выбор есть. Данное техническое решение принято называть «больший расход на меньшем условном проходе», в указанном случае разработка принадлежит Actaris, GMBH. Отсюда:

X-80 (100) -400.

Окончательный выбор счетчика связан с понятием динамического диапазона измерения. Речь идет о соотношении максимального и минимального рабочего расхода. Нам осталось определить, попадает ли минимальный рабочий расход, вычисленный на основании данных технических условий, в интервал измерений конкретного прибора. Как правило, производитель приводит эти данные в руководстве по эксплуатации на оборудование. Например, минимальная граница рабочего расхода для счетчика СТГ 80-400 составляет 13 м/час, что не более полученного нами значения Qмин. раб=13, а диапазон измеряемых расходов счетчика составляет 1: 30.

Теперь несколько усложним задачу, добавив сезонные колебания давления газа. Примем, что в зимний период давление газа падает до 50 КПа или 0,05 МПа. В подобных ситуациях нужно определять значения рабочего расхода для каждого значения давления, а потом брать наименьшее из значений Q мин.раб и наибольшее из Q макс.раб. Либо сразу вычислять значения для наиболее «жестких» условий эксплуатации, тоеть делить максимальный расход на минимальное давление и наоборот. Для примера 1 получим:

Qмакс./раб=800/1,5=533 (7),
Qмин./раб=40/3=13 (8),

по максимальному расходу выбранный счетчик уже не подойдет. А поскольку полученное значение Qмакс./раб=533 попадает в интервал ...400...650..м/час, то необходим счетчик с максимальным рабочим расходом 650 м/час (для импортного - обозначение G 400). Безусловно, сезонные колебания давления газа негативно сказываются на метрологической точности измерений и стоимости коммерческого узла учета, поскольку требуются средства измерений с расширенным диапазоном измеряемых расходов применительно к счетчикам газа и измеряемых давлений применительно к корректорам по давлению и по температуре. Как правило, в летний период потребление газа существенно падает в связи с отсутствием нужды в отоплении, а зимой потребление, напротив, возрастает, а давление газа соответственно падает. В ряде случаев, если не позволяет диапазон счетчика, приходится ставить два счетчика газа на один узел учета. Например, мембранный счетчик на лето и турбинный счетчик на зиму. К сожалению, производители не могут себе позволить изготовить счетчик, охватывающий любой диапазон. Существующие технологии таковы, что стандартом для мембранных счетчиков газа является диапазон 1:160, для большинства ротационных характерно 1:30, 1:50, 1:100, для турбинных счетчиков – 1:30, для вихревых – 1:50,1:100, для ультразвуковых – 1:30, 1:50, 1:100. В общем случае определиться с типом оборудования возможно, определив диапазон рабочих расходов на основании технических условий. Вернемся к примеру 1, диапазон составляет 1:20. Поэтому с большой долей вероятности подойдет турбинный счетчик, более дешевый и менее капризный в эксплуатации. Если же диапазон расходов выше 1:30, Вам следует остановиться на ротационном, вихревом либо ультразвуковом счетчике газа. Следует, однако, иметь в виду общую закономерность, что тем шире диапазон и, соответственно, точнее механика ротационного счетчика, точнее пьезоэлектрические датчики вихревых приборов, тем лучше должна быть газоподготовка, специально подобранная запорная арматура, «мягкий» пуск газа, повышенные требования к эксплуатирующему персоналу и пр.

Все вышесказанное позволяет утверждать, что нет плохих либо хороших счетчиков – у каждого прибора есть своя рыночная ниша, а, кроме того, у производителей имеются нормальные амбиции к поглощению ниши конкурентов. ■

КОНТРОЛЬ ТРУБОПРОВОДОВ
и промышленных сооружений

МАГНИТОШУМОВОЙ АНАЛИЗАТОР
НАПРЯЖЕНИЙ И СТРУКТУРЫ МЕТАЛЛА
"ИНТРОСКАН"

RC&C
ФИРМА РКК
127055 Москва,
ул. Сущевская, д.9, стр.4
Тел.: (495) 744-10-70
Факс: (499) 972-42-00
E-mail: info@rkk.ru
Web: www.rkk.ru

СИБИНТКОМ
официальный дилер

VKRAN UNIC AMCO VEBA

КРАНЫ-МАНИПУЛЯТОРЫ
Импортные и отечественные; новые и б/у:
продажа, монтаж, запчасти, обслуживание.
Дополнительное оборудование
(грейфер, люлька, крюк, бур)

ЛЕСОВОЗЫ
СОРТИМЕНТОВОЗЫ
МЕТАЛЛОВОЗЫ
МУСОРОВОЗЫ
АВТОКРАНЫ
КОММУНАЛЬНАЯ,
ДОРОЖНО-СТРОИТЕЛЬНАЯ
ТЕХНИКА
СЕДЕЛЬНЫЕ ТЯГАЧИ
БОРТОВЫЕ АВТОМОБИЛИ
БЕТОНОСМЕСИТЕЛИ
САМОСВАЛЫ
АВТОФУРГОНЫ
АВТОЦИСТЕРНЫ

ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ:
- гидромоторы
- гидромоторы

КЛАПАННАЯ АРМАТУРА ДЛЯ
ЭКСКАВАТОРОВ, АВТОКРАНОВ,
ГИДРОМАНИПУЛЯТОРОВ,
ДОРОЖНО-СТРОИТЕЛЬНОЙ
ТЕХНИКИ

Тюмень, ул. Московский тракт, 134,
т/ф: (3452) 30-40-77; 30-40-87, www.sibintkom.ru gns@tmn.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

НЗИТО

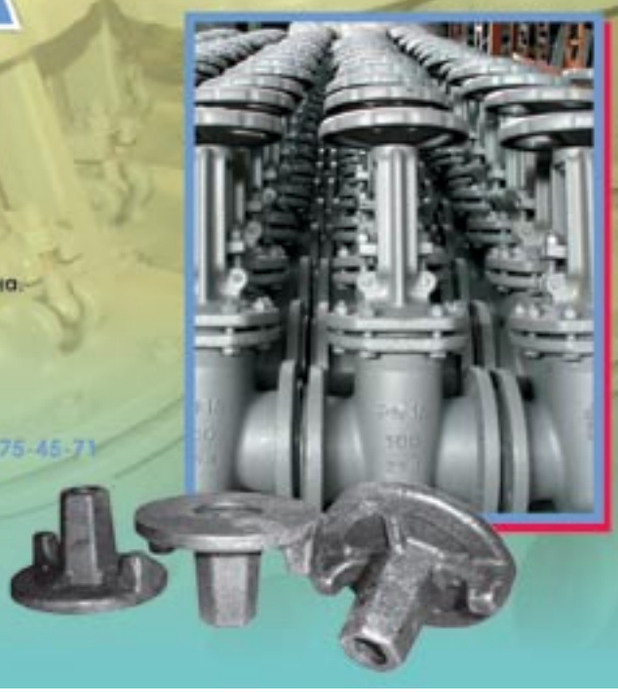
ОТКРОЙТЕ С НАМИ! ОТКРОЙТЕ ЛУЧШЕЕ!

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



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

ЗАО «Удмуртская Промышленная Компания»

ТРУБА НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА

- НКТ
- ОБСАДНАЯ
- БУРИЛЬНАЯ
- НЕФТЕПРОВОДНАЯ

- БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ

Прямые поставки из Китая и Украины. Таможенная очистка. Сервисное обслуживание.

УР, г. Ижевск, ул. Мельничная, 46 т: (3412) 66-11-66, 66-22-66, 658-201
www.udmpk.ru e-mail: office@udmpk.ru

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

В настоящей статье предлагается описание оборудования для контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) технологических и магистральных трубопроводов и несущих металлоконструкций, Здесь представлены: средство оперативного контроля НДС – магнитошумовой анализатор напряжений и структуры металлов ИНТРОСКАН и оборудование для стационарных систем мониторинга напряжений (СМОН) трубопроводов и несущих металлоконструкций компрессорных станций (КС) на основе струнных датчиков деформации (СДД).

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ

Б.Н. АНТИПОВ генеральный директор ДОАО «Оргэнергогаз» ОАО «Газпром» г. Минск
А.М. АНГАЛЕВ директор ИТЦ «Оргтехдиагностика» ДОАО «Оргэнергогаз» ОАО «Газпром» г. Москва
В.Л. ВЕНГРИНОВИЧ д.т.н., научный руководитель ООО «НПФ «Диагностика», г. Минск
Ю.П. ПАНЬКОВСКИЙ главный специалист ООО «Фирма РКК»
В.Л. ЦУКЕРМАН главный конструктор ООО «НПФ «Диагностика»

Одним из наиболее достоверных и приемлемых по критерию цена-качество методов оперативного контроля остаточных и приложенных механических напряжений зарекомендовал себя магнитошумовой метод, основанный на эффекте смещения доменных границ в ферромагнетиках под воздействием изменяющегося магнитного поля. Этот эффект назван по имени немецкого физика Генриха Баркгаузена, открывшего его в 1919 г. Для возбуждения и регистрации в исследуемом ферромагнитном материале магнитного шума Баркгаузена (ШБ) используются накладные датчики-преобразователи. Двухполюсный электромагнит датчика создает в прилегающей к датчику области исследуемого объекта переменное магнитное поле, возбуждающее скачки намагниченности, в результате чего в приёмной катушке датчика возникает шумовой сигнал, регистрируемый прибором. Уровень магнитного шума зависит от свойств и состояния кристаллической решётки, в том числе от механического напряжения. В большинстве сталей при растяжении интенсивность ШБ возрастает, при сжатии – падает. На этом свойстве и основано применение магнитошумового метода для контроля НДС.

Магнитошумовой анализатор напряжений и структуры металлов ИНТРОСКАН (номер регистрации в госреестре средств измерений 27094-07), имеет, по сравнению с известными зарубежными и отечественными аналогами, ряд принципиальных преимуществ. К ним относятся: гарантированная идентичность параметров датчиков, возможность работы в режиме стабилизации магнитного потока (что позволяет существенно снизить влияние подготовки поверхности на результаты измерений), возможность измерения угловой зависимости (круговой диаграммы) ШБ путем вращения вектора магнитного поля возбуждения с помощью 4-полюсного датчика. ИНТРОСКАН имеет встроенный компьютер с цветным ЖК-дисплеем и операционной системой Windows-CE, что обеспечивает широкие возможности при подготовке, проведении и обработке измерений.

Внешний вид прибора ИНТРОСКАН показан на рис. 1.

Основным информативным параметром магнитошумового метода является интенсивность (спектральная плотность) магнитного шума. Этот параметр, регистрируемый в относительных единицах (о.е.), зависит как от свойств кристаллической структуры материала, так и от механического напряжения, остаточного или приложенного. Т.к. датчик позволяет проводить измерения в разных направлениях, определяемых направлением вектора поля намагничивания, поворотом датчика направление контролируемых напряжений может быть задано. Толщина слоя «участвующего» в генерации магнитного шума, в зависимости от режимов измерения, может меняться от нескольких мкм до 1 мм. На основе этих свойств прибор, при условии методического разрешения неопределенности измерения, способен контролировать довольно широкий спектр свойств ферромагнитных материалов при наличии корреляционной связи между ШБ и физико-механическими характеристиками.

Структурные неоднородности, приложенные и остаточные напряжения легко выявляются обнаружением зон относительного изменения уровня ШБ и ориентации направлений максимумов и минимумов его уровня. Прибор позволяет контролировать параметры образцов в абсолютных единицах; при этом необходимо проведение простой предварительной калибровки прибора на образцах с известными значениями этих параметров. Для измерения в абсолютных ►

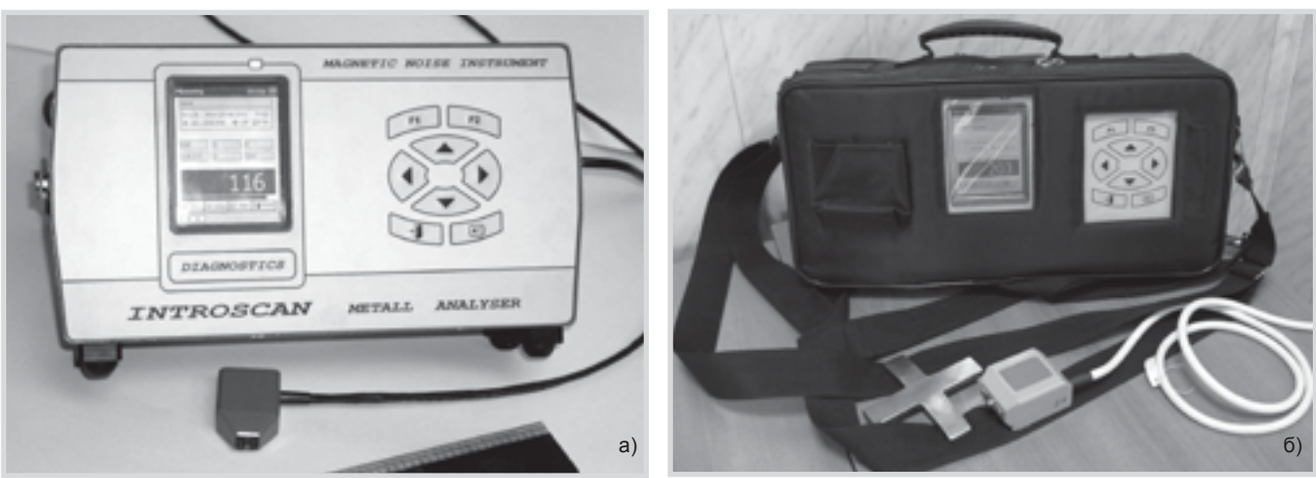


Рис.1. Внешний вид магнитошумового анализатора напряжений и структуры металлов ИНТРОСКАН а) – в базовой комплектации, с питанием от сети 220В/50Гц; б) – в комплектации для мобильного использования, в сумке-чехле, с питанием от аккумуляторной батареи 12 В.

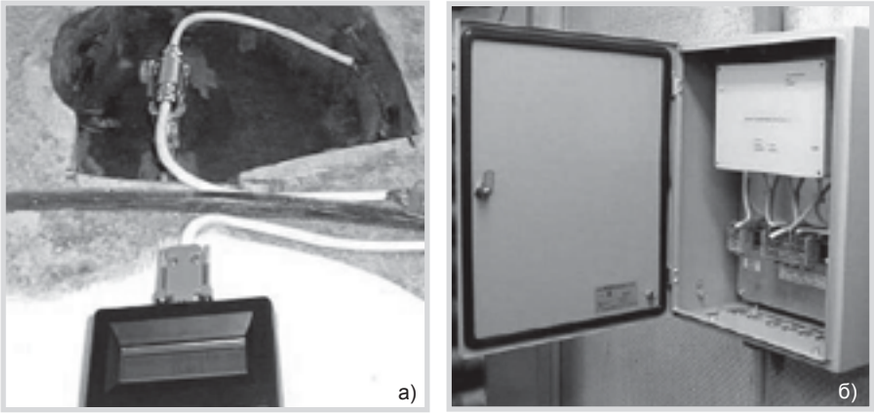


Рис. 2. а) СДД, установленный на трубопроводе обвязки газоперекачивающего агрегата (в нижней части снимка – ПУС); б) БС в составе КИК

единицах приложенных напряжений калибровка должна производиться на растягиваемых/сжимаемых или изгибных образцах с известными нагрузками в пределах диапазона упругих деформаций.

Для расширения возможностей прибора создано специальное программное обеспечение для внешнего компьютера, функционирующее в среде WIN95/98/NT/ME/2000/XP. Оно позволяет автоматизировать процесс управления работой прибора, обмениваться данными между прибором и программой, редактировать и сохранять данные в файловой системе персонального компьютера, строить калибровочные кривые. Управление прибором при этом осуществляется через устройство инфракрасной связи Tekram IR-210, а в новой модификации прибора – по интерфейсу USB.

Для стационарных систем мониторинга напряжённо-деформированного состояния технологических трубопроводов и несущих металлоконструкций компрессорных станций разработан комплект оборудования на основе струнных датчиков деформации (СДД). В комплект оборудования, кроме датчиков, входят блоки сопряжения (БС), коммутационно-измерительные колонки (КИК) и диспетчерский терминал. В систему постоянного мониторинга могут входить до 992 датчиков, передача информации от которых на диспетчерский терминал производится по стандартному интерфейсу RS-485.

В случае самостоятельного применения датчиков вне системы, периодический съём информации осуществляется оператором вручную с помощью переносного устройства считывания (ПУС). При установке вне системы электропитание датчиков не требуется.

Конструктивное исполнение датчиков обеспечивает возможность расположения их во взрывоопасной зоне (вид маркировки взрывозащиты, согласно ГОСТ Р51330.0-99, – 1ExibIIAT4). Блок сопряжения для связи со струнными датчиками имеет искробезопасные цепи уровня «ib» (вид маркировки ExibIIA).

ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ СМОН

Струнные датчики деформации размещаются на стенках трубопроводов или поверхностях напряжённых участков металлоконструкций и предназначены для измерения деформаций и передачи соответствующей информации по общей шине RS-485 на блок сопряжения.

Блоки сопряжения размещаются в КИК и предназначены для съёма информации с датчиков и передачи её по общей шине на стационарный терминал постоянного мониторинга.

Коммутационно-измерительные колонки предназначены для защиты размещённых в них блоков сопряжения и стыковочных узлов от воздействия факторов окружающей среды.

Диспетчерский терминал – по интерфейсу RS-485, через блоки сопряжения, входящие в состав оборудования системы контроля НДС, обеспечивает опрос состояния датчиков и формирует массив данных, содержащий, с временной привязкой, информацию о деформации и температуре в контролируемых точках.

Переносное устройство считывания предназначено для использования на удалённых участках трубопроводов для установки начальных параметров и съёма информации о состоянии одиночных, не включённых в систему мониторинга, датчиков, а также для использования в стационарных системах мониторинга как средство настройки датчиков при монтаже и диагностики их работоспособности при эксплуатации системы.

Принцип действия струнных датчиков основан на изменении частоты автоколебаний стальной струны, натянутой в поперечном магнитном поле между двумя жёстко закреплёнными на контролируемом объекте опорными точками, происходящем при изменении расстояния (измерительной базы датчика) между этими опорными точками под воздействием продольных нагрузок сжатия или растяжения. Частота колебаний струны регистрируется с помощью индукционной катушки, сигнал оцифровывается и по внешнему запросу информация передаётся на выход датчика. Конструкция СДД устойчива к механическим воздействиям, влиянию факторов окружающей среды, проникновению влаги; обеспечивает крепление к трубопроводу на двух шпильках с резьбой М6, привариваемых к поверхности трубы конденсаторной контактной сваркой, что позволяет вести монтажные работы не прекращая прокачки газа.

Оснащение первого объекта оборудованием СМОН на основе СДД было произведено в ноябре 2005 г. В настоящее время этими системами оснащены около десятка КС в различных регионах РФ.

На рис. 2 показаны СДД и БС в составе КИК, установленные на ДКС на одном из газодобывающих предприятий Крайнего Севера.

На рис. 3 показаны датчики на трубопроводе и несущей металлоконструкции установки подготовки газа к транспортировке (УПГТ) в Краснодарском крае. ■

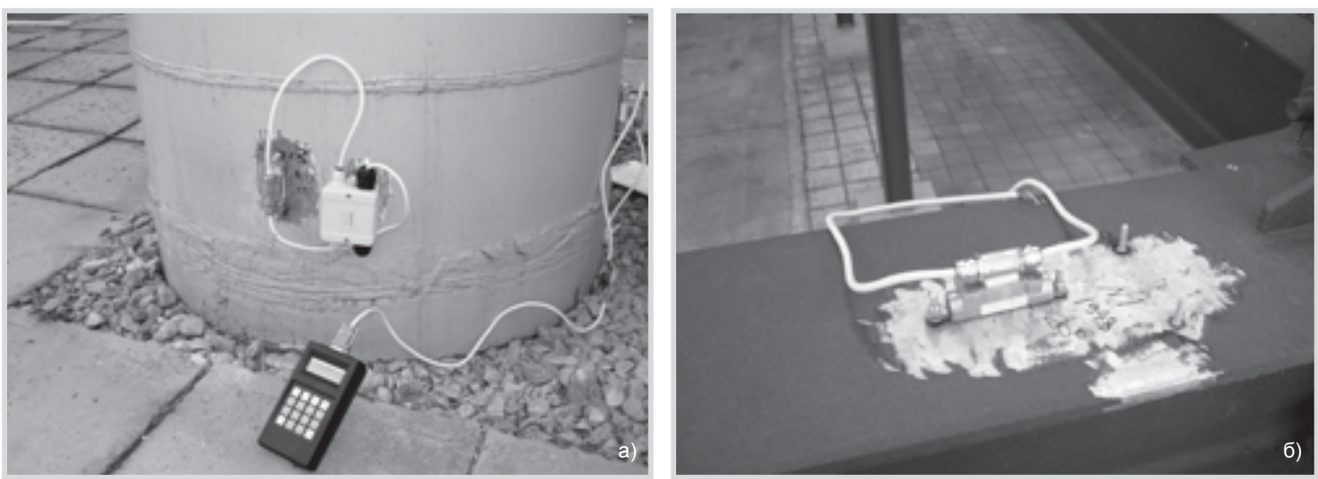


Рис. 3. а) СДД, установленные в двух продольных плоскостях на трубопроводе входа газа УПГТ (в нижней части снимка – ПУС); б) СДД на несущей балке металлоконструкции

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

НЕФТЬ ГАЗ

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК – 2008

даты указаны на момент публикации

	5 - 7 февраля Оборудование. Нефть. Газ. Химия. ВВЦ Регион	**Волгоград,** Дворец спорта Профсоюзов, пр. Ленина, 65 (8442) 26-51-86 www.vzr.ru
	12 - 14 февраля Нефть. Газ. Химия. ВП «Экспо-Кама»	**РТ, Наб. Челны,** Автозаводский пр., 1 (8552) 34-67-53, 35-92-43 www.expokama.ru
	13 - 15 февраля Нефть. Газ. ВЦ «УралЭкспо»	**Оренбург,** ул.Восточная, 31 (3532) 99-69-39, 99-69-40 www.uralexpo.ru
	19 - 20 февраля Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Усинск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	27 - 28 февраля ТЭК. Нефть и Газ. Уголь. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Иркутск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	11 марта Нефтегазснаб «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru
	19 - 21 марта VIII Международный экологический форум ОАО «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** Большой пр. В.О., д. 103, пав. №7, оф. 111. (812)321-27-18, 321-26-39 www.ecology.lenexpo.ru
	8 - 10 апреля Нефтепереработка и нефтехимия ВК «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** ВЦ «Ленэкспо», пав. №3 (812)320-96-60, 303-88-63 www.restec.ru
	15 - 17 апреля Трубопроводный транспорт ВК «Евроэкспо»	**Москва,** Красная Пресня, пав. №7 (495) 105-65-61, 105-65-62 www.expopipeline.ru
	23 - 24 апреля Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Ухта** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	14 - 16 мая Передовые технологии автоматизации. ЗАО «Экспотроника»	**Санкт-Петербург,** ВЦ «Северо-Запада РФ», пл. Победы, д. 2 (495) 234-22-10 www.pta-expo.ru
	20 мая Нефтегазстандарт «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru
	20 - 23 мая Газ. Нефть. Технологии. ВЦ «БВК»	**Уфа,** Менделеева, 158 (3472) 53-20-30 www.bvkexpo.ru
	21 - 23 мая Экология. Нефтепереработка. Нефтехимия. Энергетика ВК «Новое тысячелетие»	**РТ, Нижнекамск,** пл. Лемаева, 4а, «Техник» (8552) 72-82-93 www.nt-expo.ru
	21 - 23 мая Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Астрахань** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	21 - 23 мая Нефть. Газ. Геология. «ТехноПарк»	**Томск** ОАО ТМДЦ «ТЕХНОПАРК» (3822) 41-96-70 www.t-park.ru
	21 - 24 мая «Сварка-2008» ООО «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** Большой проспект 103, пав. №7 (812) 321-26-31, 321-27-22 www.weldig.lenexpo.ru
	26 - 29 мая PETROLEX / Нефтегазовая промышленность. ВЦ «КрокусЭкспо»	**Москва** ВЦ «КрокусЭкспо», пав. №7, залы 6-7 (496) 540-34-22 www.promfair.ru
	27 - 30 мая РОС-ГАЗ-ЭКСПО «ФАРЭКСПО»	**Санкт-Петербург,** Петербургский СКК, пр.Ю.Гагарина, д. 8. (812) 777-04-07, 718-35-37 www.farexpo.ru
	23 - 27 июня НЕФТЕГАЗ ЗАО ЧВК «Экспоцентр»	**Москва**, Краснопресненская наб., 14 (495) 255-37-99, 255-39-46 www.neftegaz-expo.ru
	23 - 27 июня Экология, пожарная и промышленная безопасность Фонд им. Вернадского	**Москва**, ЦВК «Экспоцентр», пав. №8 (495) 744-17-71 www.efis-expo.ru
	10 - 12 сентября Нефть. Газ. Нефтехимия. ВЦ «Казанская ярмарка»	**РТ, Казань,** Оренбургский тракт, 8 (843) 570-51-11, 570-51-15 www.oilexpo.ru
	16 - 19 сентября Нефть. Газ. ТЭК. «Тюменская ярмарка»	**Тюмень,** ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал (3452) 48-55-56 www.expo72.ru
	24 - 26 сентября Трубопровод. Трубопроводная арматура. Насосы. ВП «ЭРГ»	**РТ, Казань,** Московская, 1, «Дворец спота» (843) 541-34-27 www.erg-expo.ru

	5 - 7 февраля Оборудование. Нефть. Газ. Химия. ВВЦ Регион	**Волгоград,** Дворец спорта Профсоюзов, пр. Ленина, 65 (8442) 26-51-86 www.vzr.ru
	12 - 14 февраля Нефть. Газ. Химия. ВП «Экспо-Кама»	**РТ, Наб. Челны,** Автозаводский пр., 1 (8552) 34-67-53, 35-92-43 www.expokama.ru
	13 - 15 февраля Нефть. Газ. ВЦ «УралЭкспо»	**Оренбург,** ул.Восточная, 31 (3532) 99-69-39, 99-69-40 www.uralexpo.ru
	19 - 20 февраля Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Усинск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	27 - 28 февраля ТЭК. Нефть и Газ. Уголь. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Иркутск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	11 марта Нефтегазснаб «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru
	19 - 21 марта VIII Международный экологический форум ОАО «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** Большой пр. В.О., д. 103, пав. №7, оф. 111. (812)321-27-18, 321-26-39 www.ecology.lenexpo.ru
	8 - 10 апреля Нефтепереработка и нефтехимия ВК «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** ВЦ «Ленэкспо», пав. №3 (812)320-96-60, 303-88-63 www.restec.ru
	15 - 17 апреля Трубопроводный транспорт ВК «Евроэкспо»	**Москва,** Красная Пресня, пав. №7 (495) 105-65-61, 105-65-62 www.expopipeline.ru
	23 - 24 апреля Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Ухта** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	14 - 16 мая Передовые технологии автоматизации. ЗАО «Экспотроника»	**Санкт-Петербург,** ВЦ «Северо-Запада РФ», пл. Победы, д. 2 (495) 234-22-10 www.pta-expo.ru
	20 мая Нефтегазстандарт «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru
	20 - 23 мая Газ. Нефть. Технологии. ВЦ «БВК»	**Уфа,** Менделеева, 158 (3472) 53-20-30 www.bvkexpo.ru
	21 - 23 мая Экология. Нефтепереработка. Нефтехимия. Энергетика ВК «Новое тысячелетие»	**РТ, Нижнекамск,** пл. Лемаева, 4а, «Техник» (8552) 72-82-93 www.nt-expo.ru
	21 - 23 мая Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Астрахань** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	21 - 23 мая Нефть. Газ. Геология. «ТехноПарк»	**Томск** ОАО ТМДЦ «ТЕХНОПАРК» (3822) 41-96-70 www.t-park.ru
	21 - 24 мая «Сварка-2008» ООО «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** Большой проспект 103, пав. №7 (812) 321-26-31, 321-27-22 www.weldig.lenexpo.ru
	26 - 29 мая PETROLEX / Нефтегазовая промышленность. ВЦ «КрокусЭкспо»	**Москва** ВЦ «КрокусЭкспо», пав. №7, залы 6-7 (496) 540-34-22 www.promfair.ru
	27 - 30 мая РОС-ГАЗ-ЭКСПО «ФАРЭКСПО»	**Санкт-Петербург,** Петербургский СКК, пр.Ю.Гагарина, д. 8. (812) 777-04-07, 718-35-37 www.farexpo.ru
	23 - 27 июня НЕФТЕГАЗ ЗАО ЧВК «Экспоцентр»	**Москва**, Краснопресненская наб., 14 (495) 255-37-99, 255-39-46 www.neftegaz-expo.ru
	23 - 27 июня Экология, пожарная и промышленная безопасность Фонд им. Вернадского	**Москва**, ЦВК «Экспоцентр», пав. №8 (495) 744-17-71 www.efis-expo.ru
	10 - 12 сентября Нефть. Газ. Нефтехимия. ВЦ «Казанская ярмарка»	**РТ, Казань,** Оренбургский тракт, 8 (843) 570-51-11, 570-51-15 www.oilexpo.ru
	16 - 19 сентября Нефть. Газ. ТЭК. «Тюменская ярмарка»	**Тюмень,** ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал (3452) 48-55-56 www.expo72.ru
	24 - 26 сентября Трубопровод. Трубопроводная арматура. Насосы. ВП «ЭРГ»	**РТ, Казань,** Московская, 1, «Дворец спота» (843) 541-34-27 www.erg-expo.ru
	23 - 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

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

MVK www.MVK.ru (495) 995-05-95

10–11 ноября 2008
Россия, Москва, КВЦ «Сокольники»

OGE www.oge-expo.ru

Международная научно-практическая конференция «OGE / Техника и технологии ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, средства пожаротушения объектов»

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ-КОНФЕРЕНЦИИ:

- Технологии и средства предупреждения и ликвидации пожаров на объектах нефтегазового комплекса
- Аварийно-спасательное оборудование, средства защиты в области промышленной безопасности
- Комплексные системы пожарообнаружения, контроля загазованности и пожаротушения
- Оборудование для очистки резервуаров и железнодорожных емкостей, переработка нефтешламов, рекультивация территорий
- Спецодежда и индивидуальные средства защиты, спецснаряжение пожарных и спасателей
- Экологический мониторинг, охрана окружающей среды, оценка природных и техногенных рисков
- Технологии и средства нейтрализации, переработки, утилизации и регенерации собранной нефти и нефтепродуктов, отработанных сорбентов
- Средства локализации, сбора и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
- Комплексные технологии ликвидации разливов нефти
- Информационные и геоинформационные технологии в чрезвычайных ситуациях
- Нормативные и методические документы в области организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов
- Нормативные и методические документы в области предупреждения и тушения пожаров при разливах нефти и нефтепродуктов
- Подготовка кадров

ОДНОВРЕМЕННО ПРОЙДУТ ВЫСТАВКИ: «Wasma/ Оборудование и технологии для сбора, переработки и утилизации отходов» «FiltSep/ Оборудование и технологии фильтрации и сепарирования»

Организатор: ЗАО «Международная Выставочная Компания»

При поддержке: Министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий; Министерства обороны РФ

Интернет-спонсор: Oberudka.Ru

Информационная поддержка: Nefteprom.RU, НЕФТЬ ГАЗ

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: МВК СЕВЕРО-ЗАПАД: +7 (812) 332-15-24, МВК УРАЛ: +7 (343) 371-24-76, МВК ВОЛГА: +7 (843) 291-75-89, МВК СИБИРЬ: +7 (383) 226-53-17, МВК ЮГ: +7 (863) 234-52-45

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

ОТРАСЛЕВЫЕ СОЮЗЫ: Российский союз нефтегазопромышленников; Российский союз нефтегазостроителей

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА: Нефть и газ; Индустрия; Нефть и газ; Промышленный; Нефть; ТЭК

В РАМКАХ ПРАЗДНОВАНИЯ 450-ЛЕТИЯ
ДОБРОВОЛЬНОГО ВХОЖДЕНИЯ УДМУРТИИ
В СОСТАВ РОССИЙСКОГО ГОСУДАРСТВА

ПАТРОНАЖ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТРАНСПОРТА УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДА ИЖЕВСКА
УДМУРТСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЦЕНТР «УДМУРТИЯ»

VII Международная специализированная выставка

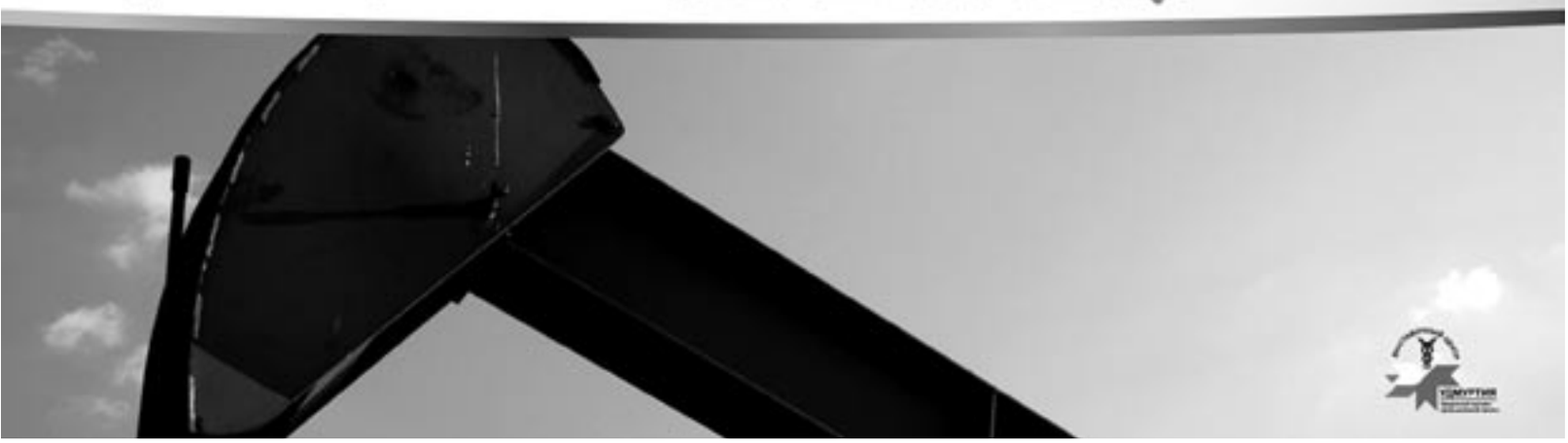
НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

21–24 октября 2008 года

Место проведения: г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9, ФОЦ «Здоровье»
Тел./факс: (3412) 25-44-65, 25-48-68, 25-48-33, 25-47-33, 25-48-74
e-mail: neft@vcudmurtia.ru www.neft.vcudmurtia.ru

Официальный информационный спонсор: ЭКСПЕРТ

Информационные спонсоры: Сфера НЕФТЕГАЗ, Черные металлы, РМ



УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ: 2008 г.

Апекс

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, 338-76-16
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 предложенному плану

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

XIV специализированная выставка

НЕФТЕХИМИНДУСТРИЯ - 2008

УРАЛЭКОЛОГИЯ - 2008

на выставке представлены:
- природоохранные технологии и оборудование
- средства и способы предупреждения и ликвидации техногенных аварий с экологически неблагоприятными последствиями
- современные методы, приборы, оборудование и технологии разведки и рационального использования природных ресурсов
- технологии и оборудование для переработки бытовых и промышленных отходов

14 - 16 октября
г.Уфа Республика Башкортостан

ЛИГАС LIGAS

тел.\факс: (347) 252-60-55,
252-67-19, 252-39-88
e-mail: ligas@ufanet.ru
www.ligas-ufa.ru

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ

14 - 16 октября
12-я специализированная выставка
с международным участием
2008

Официальная поддержка
Министерство промышленности и энергетики Саратовской области
Союз нефтегазопромышленников РФ
Союз производителей нефтегазового оборудования
Российский Союз химиков

САРАТОВ

Выставочный Центр «СОФИТ-ЭКСПО»
Тел.: (8452) 205-470 http://expo.sofit.ru
E-mail: e.meizer@expo.sofit.ru

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

15-17 октября 2008 г.
ТАТАРСТАН, г. Альметьевск

VII международная специализированная выставка-конференция

Нефть. Газ. Энерго
Химия. Экология

Генеральные информационные партнеры:

Информационная поддержка:

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

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

ИТОГИ: МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ»

24-25 июня в рамках деловой программы 12-й международной выставки «Нефтегаз-2008» состоялась международная научно-практическая конференция «Техника и технологии добычи и подготовки нефти и газа в осложненных условиях эксплуатации». Конференция организована РГУ Нефти и Газа им. Губкина при поддержке ЦВК «Экспоцентр» и компании MesseDusseldorf.

Дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли все больше связывают с освоением труднодоступных месторождений, что ставит перед нефте- и газодобывающими компаниями все более сложные задачи, которые нужно решать не в одиночку, а несколькими компаниями. Многие вынуждены работать на больших глубинах суши, также осваивать шельфовые зоны северных морей, обращаться к таким видам сырья, как вязкие нефти и нефтеносные пески. Все это требует принципиально новых, современных технических и технологических решений. Данная конференция помогла компаниям обменяться опытом в области техники и технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях эксплуатации, выработать общую стратегию использования современных методов и инструментов, предложить решения актуальных задач повышения эффективности механизированной добычи.

Для решения многих вопросов по добыче нефти и газа приняли участие на конференции специалисты крупных нефтегазодобывающих компаний, проектных институтов, производителей нефтепромыслового оборудования и систем механизированной добычи, интегрированных, консалтинговых и сервисных организаций и многие другие. Свои наработки и перспективные идеи представили ОАО «ГАЗПРОМ», ОАО НК «ЛУКОЙЛ», ТНК-bp, ООО «НК Роснефть», АО НК «Башнефть», ООО «РН-Юганскнефтегаз», НАК «Нефтегаз Украины», ОАО «НОВАТЭК», ОАО НК «КазМунайГаз», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО ТомскНИПИнефть ВНК», ОАО «РИТЭК», ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть» и другие ведущие компании российского нефтегазового комплекса. Конференция стала местом дискуссий по вопросам развития технологий, что, несомненно, будет способствовать дальнейшему прогрессу мировой и российской нефтегазодобывающей промышленности.

Ждем Вас и Ваши предложения на следующей конференции.

ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР» 123100, РОССИЯ, МОСКВА, КРАСНОПРЕСНЕНСКАЯ НАБ., 14
Т.(495) 255-37-61, 255-29-29, 255-37-99, 255-39-46
E-MAIL: NEFTEGAZ@EXPOCENTER.RU

ГАЛИНА МАШТАКОВА,
директор консалтинговой компании «Мэйнстрим - Казань»:
«Будущее многих предприятий зависит от грамотной работы с персоналом. Уже сегодня, кадровый дефицит осложняет работу многих компаний и эта тенденция идет по нарастающей. В современном бизнесе выживают только те предприятия, которые способны удерживать своих специалистов. И дело здесь не столько в деньгах, сколько в умении руководить людьми...»

СЕГОДНЯ, ПОТЕРЯ ОДНОГО СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛИСТА ОБХОДИТСЯ КОМПАНИЯМ В 2500 $

«Эта цифра является абсолютно реальной, – утверждает директор консалтинговой компании «МЭЙНСТРИМ – Казань» Галина Маштакова. – Если сложить затраты, связанные с поиском нового сотрудника, его адаптацией на предприятии, потраченное руководителями время, процент недопроизводства и т.д. полученная в итоге сумма может повергнуть в шок. Проблема многих менеджеров заключается в том, что они не учитывают эти затраты.

Приведенные цифры станут еще более красноречивыми, если вы их умножите на общее количество сотрудников, покинувших ваше предприятие за последнее время. Если за прошедший год от вас ушло только 10 сотрудников (и вы быстро нашли им замену), то общий ущерб для компании составит порядка 800.000 рублей. А ведь речь идет не о руководителях, а о рядовых специалистах.

В ситуации нынешнего кадрового дефицита выгоднее удерживать существующий персонал, чем нанимать новый. Это факт. Однако, политика удержания персонала на большинстве предприятий крайне слабо поставлена. До сих пор огромное количество руководителей используют только один, далеко не самый лучший метод – материальное поощрение. «Людям нужны только деньги» – примерно так говорят эти менеджеры. При этом мало, кто из них знает, что практика увеличения зарплат никогда (как следует из опыта многих российских предприятий) не приводила к снижению текучести кадров, не говоря уже об увеличении производительности. Безусловно, деньги для любого работника имеют важное значение – это аксиома. Но это не единственное условие, которое удерживает персонал и заставляет его работать с полной самоотдачей.

Помимо зарплаты, любого сотрудника интересуют отношения в коллективе и отношения с руководителями компании (которые, во многом определяют атмосферу в коллективе).

Таким образом, мы вышли на то, что центральной фигурой стабильности кадров является руководитель. Проблема в том, что сегодня лишь очень немногие управленцы знакомы с методами руководства персоналом в современных условиях. Поэтому так необходимо и экономически целесообразно обучение руководящего состава компаний.

Учитывая, что руководящие работники являются крайне занятыми людьми, лучшим вариантом обучения являются бизнес-тренинги. Они экономичны по времени (чаще всего программа тренинга рассчитана на 2-3 дня) и очень практичны по результату. Если тренинги проводятся квалифицированными компаниями, то 85% времени в них тратится на отработку конкретных навыков (а не на «голую» теорию), которые важны в работе современного руководителя. Также, в профессиональных тренинговых компаниях проводится подготовительная работа, направленная на выявление реальных нужд предприятия в области обучения руководителей.

На сегодняшний день бизнес- тренинги являются не данью моде, а важнейшим средством выживания предприятий в условиях сильнейшей кадровой конкуренции. Не случайно, что практически во всех крупных столичных фирмах, обучающие программы запланированы на несколько лет вперед...

МЭЙНСТРИМ
КОНСАЛТИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

БИЗНЕС-ТРЕНИНГИ:
– управленческие программы;
– тренинги продаж;
– тренинги личной эффективности.

Консалтинговая компания
«Мэйнстрим - Казань»
Контактные телефоны
в г. Казань:
8 (843) 292 - 61 - 11;
8 (843) 292 - 60 - 06;
в г. Набережные Челны:
8 (8552) 36 - 42 - 10

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

ufi Approved Event

16-я Казахстанская международная выставка и конференция «НЕФТЬ И ГАЗ»

KIOGE

KIOGE

7–10 октября 2008

АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН

ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC MOSCOW

ITE LLC Moscow: 129164, Москва,
Зубарев пер., дом 15, корп. 1
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Факс: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

ITE Group Plc: 105 Salusbury Road
London, NW6 6RG, UK
Tel.: +44(0) 207 596 5000
Fax: +44(0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

КазМунайГаз

www.kioge.ru
www.kioge.com

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

СИГНАЛ

ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ПРОИЗВОДСТВО И РЕАЛИЗАЦИЯ:

- БЛОЧНЫХ МОДУЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ
- КОТЛОВ И ГОРЕЛОК
- ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ
- РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА
- ПРОМЫШЛЕННЫХ УЗЛОВ УЧЕТА ГАЗА
- БЫТОВЫХ ГАЗОВЫХ СЧЕТЧИКОВ
- ЗАПОРНО-ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ

Оптимальные сроки изготовления

Широкий ассортимент

Гибкая система скидок

ЗАО «Торговый Дом «САНАР» Эксклюзивный дистрибьютор ЭПО «Сигнал»
т./ф.: 8 (8453) 76-11-11, 76-10-76, 8 (499) 724-50-08, 724-51-57
Россия, Саратовская обл., г. Энгельс-19
г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д.58, офис 316
www.eposignal.ru, www.sanar.su

ОТОПИТЕЛЬНОЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОЕ

CYAN MAGENTA YELLOW BLACK

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 электромарнитные клапаны для жидких сред с возможностью ручного регулирования расхода (Ду 15-25 мм, Ру 4 бар).
6. Блоки газовых электромарнитных 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