ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК № 5 (23) СЕНТЯБРЬ 2012

УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ
ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСЕРВИС

"Мы используем инновационные идеи и технологии для решения сложных задач"
(Директор ООО УК "Татнефть-Энергосервис")

www.tatneft-energoservice.ru

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

С момента основания в 1991 году чешская электротехническая компания ComAp стала всемирно известным брендом и лидером в области автоматизации и модернизации промышленного оборудования. Основной областью применения продукции производства компании ComAp являются промышленные системы управления, которые при эксплуатации в тяжелейших условиях должны обеспечивать высокую степень надежности, поэтому все компоненты изготавливаются из качественных высокотехнологичных и современных материалов.

Системы управления генераторным оборудованием применяются как для простых решений – одиночный или резервный источник питания, так и для обеспечения работы сложнейших индивидуальных алгоритмов энергетических комплексов на базе генераторного оборудования любых типов (ДГУ, ГПГУ, КГУ, ТГУ, ДТГУ и т.д.) и производителей (Caterpillar, Cummins, Deutz, MAN, Perkins, Mercedes, Mitsubishi, MTU, Rolls-Royce, Jenbacher, Waukesha, Wartsila, Volvo Penta и т.д.).

Двухтопливные системы применяются для модернизации дизельных двигателей на двухтопливный режим работы, т.е. в двигатель дополнительно подается газ, замещая часть дизельного топлива. Уникальность технологий заключается в постоянном автоматическом контроле необходимых внешних и внутренних параметров системы, который позволяет подавать максимальное количество газа, не снижая заводских характеристик двигателя.

Системы управления морского применения используются для автоматизации не только генераторного оборудования, но для комплексного управления двигателями судна и электропитанием. Причем область применения не ограничивается вновь строящимися судами, а подходит для модернизации уже существующего речного и морского флота.

Системы управления промышленного применения позволяют автоматизировать любое промышленное оборудование, у которого в качестве привода используются двигатели внутреннего сгорания, не зависимо от типа и условий применения.

ComAp
107023, Россия, г. Москва
ул. Электрозаводская, 24, офис 220
Тел. +7 495 787 56 33, Факс: +7 495 787 74 38
E-mail: info@comapsystems.ru, www.comapsystems.ru

ОАО «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД» (ОАО «КрЭМЗ»)

ПРОИЗВОДИМ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ С 1974 ГОДА

Кропоткинский машиностроительный завод – одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работал и работает в нефтегазовой отрасли. Несмотря на относительную удаленность нашего предприятия от основных нефте- газодобывающих регионов страны, география поставок продукции нашего завода очень обширна. Нашу продукцию можно найти от Сахалина до Калининграда, по всей России и странам ближнего зарубежья.

В настоящее время предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта нефтегазопроводов:

- Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных нефте- газо- продуктопроводов);
- Установки горизонтального бурения УГБ-17;
- Центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные;
- Станки СПК подготовки кромок труб;
- Трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- Лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- **Лебедки скреперные шахтные (подземные);**
- Комплекс машин для переизоляции трубопроводов;
- Котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- Грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- Линии, оборудование и приспособления для очистки-изоляции новых или старых трубопроводов;
- Другое специальное оборудование.

Продукция соответствует требованиям качества ГОСТ Р ИСО 9001-2008

Россия, 352387, Краснодарский край, г. Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, №3.
Тел.: (86138) 7–23–67, 7–71–02 Факс: 6–17–58, 7–23–67
E-mail: kremz@mail.kuban.ru; www.kremz.ru; www.kremz.biz; www.kremz.info

Наша миссия — обеспечение устойчивого развития рынка услуг в области энергетики

П.В. Филькин (Альметьевск, Россия)
energoservise@tatneft.ru

начальник отдела договорной работы и развития ООО УК «Татнефть-Энергосервис»

ООО УК «Татнефть-Энергосервис» является практически самым крупным предприятием, на территории Юго-востока Республики Татарстан по оказанию комплексного энергетического сервиса. В 2007 году управляющая компания объединила под своим крылом все прокатно-ремонтные электроэнергетические и теплоэнергетические цеха, выведенные из состава акционерного общества «Татнефть». На сегодняшний день структура ООО УК «Татнефть-Энергосервис» состоит из четырех дочерних обществ с численностью персонала порядка 2300 человек, расположенных во всех нефтяных районах республики.

Ключевые слова
энергообеспечение,
Татнефть, Татнефть Энергосервис,
электропотребление при добыче

Creating a sustainable market for energy services is our mission

Authors
Pyotr V. Filkin (Almetyevsk, Russia)

Head of department of contracts and development

Keywords
supply, power consumption in oil production, Tatneft, Tatneft-Energoservice

История Управляющей компании «Татнефть-Энергосервис» начинается с 1985 года на базе предприятий РНУ СНЭРС и ЦБПО РЭТО. В результате реструктуризации энергетического комплекса акционерного общества «Татнефть» в 2007 году, все прокатно-ремонтные электроэнергетические и теплоэнергетические цеха были выведены из состава нефтегазодобывающих управлений в ООО УК «Татнефть-Энергосервис», а поручили это не простое дело на тот момент главному инженеру НГДУ «Елховнефть» Афлетонову Радику Абузаровичу.

Начал свою деятельность Радик Абузарович с 1970 года оператором по исследованию скважин НГДУ «Альметьевнефть», потом вырос до старшего технолога РИТС в этом же управлении. Всего же в НГДУ «Альметьевнефть» он проработал более 14 лет. Позже Радик Абузарович в течение многих лет трудился в НГДУ «Елховнефть». За свой многолетний добросовестный труд отличник нефтяной промышленности СССР, почетный нефтяник Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации, заслуженный нефтяник Республики Татарстан, почетный нефтяник ОАО «Татнефть». Афлетонов Р.А. был награжден медалями «В ознаменование добычи трехмиллиардной тонны нефти Татарстана», «В память 1000-летию Казани».

Кроме того, его вклад в общее дело был отмечен почетными грамотами Министерства энергетики Российской Федерации, Республики Татарстан, ОАО «Татнефть». В 2000 году ему была присуждена Государственная премия Республики Татарстан в области науки техники. В настоящее время является директором ООО УК «Татнефть-Энергосервис».

На сегодняшний день в состав управляющей компании входят четыре дочерних общества со своими структурными подразделениями: ООО «Электро-Энергорсервис», «Тепло-Энергосервис», «Диагностика-Энергосервис» и «Ремстрой-Энергосервис».

Состав эксплуатируемого оборудования:

- 315 подстанций класса 220/110/35/6(10) кВ
- более 16 тыс. км воздушных линий электропередач напряжением 6-220 кВ
- 17 тыс. КТП 6(10)/0,4 кВ
- 33 дизельных электростанций
- 8 единиц газопоршневых установок
- 44 установок ЦППН
- 129 бригад ЦПРС
- 93котельных
- 215 км тепловых сетей
- более 15 тыс. единиц КИП и А

ООО «Электро-Энергосервис» на территории юго-востока РТ является практически самым крупным предприятием на рынке оказания услуг по ремонту и эксплуатации электроустановок. В структуру ООО «Электро-Энергосервис» сегодня входят 9 электроэнергетических цехов, занимающихся эксплуатацией внешних электрических сетей и электрооборудования технологических установок ЦППН, ЦПРС, административно-производственных баз структурных подразделений ОАО «Татнефть».

ООО «Тепло-Энергосервис» — занимается решением вопросов эксплуатации котельного оборудования и тепловых сетей. В структуру ООО «Тепло-Энергосервис» входит 5 теплоэнергетических цехов.

Основным видом деятельности является: эксплуатация тепловых энергоустановок и реализация тепловой энергии.

ООО «Диагностика-Энергосервис» состоит из 6 подразделений, которые осуществляют деятельность по диагностике, аудиту и наладке энергетических объектов.

В функции инженерно-технического центра входит проведение диагностики и оценка технического состояния оборудования, разработка энергетических паспортов объектов, мониторинг и анализ программ энергосбережения и рационального использования энергоресурсов.

ООО «Ремстрой-Энергосервис» — выполняет функции ремонтного комплекса. Для нужд Заказчика предприятие осуществляет и изготавливает:

- металлоконструкции для капитального ремонта ВЛЭП,

комплектных трансформаторных подстанций и распределительных устройств;
- монтаж систем освещения рабочих мест при проведении ремонта скважин;
- шкафы управления и распределительные щиты любых конструкций по индивидуальным заказам;
- станции управления всех типов, блоков статических конденсаторов, а также другие металлоконструкции.

Деятельность предприятий ООО УК «Татнефть-Энергосервис» не ограничивается услугами по ремонту, обслуживанию и монтажу электротехнического оборудования. Здесь выпускаются станции управления к станкам-качалкам, щиты силового управления, а также комплектные трансформаторные подстанции и другое. Предприятием постоянно ведется развитие новых направлений деятельности, внедрение современных технологий и оборудования, такие как: реализация тепловой энергии; прокат энергетическогооборудования нефтяным предприятиям; услуги по программам энергосбережениями экономии теплоэнергетических ресурсов предприятия; организация электроснабжением объектов на попутном нефтяном газе газогенераторными установками; внедрение альтернативных источников энергии на базе ветрогенераторных установок и солнечных батарей. Профессионалы предприятий управляющей компании в состоянии изготовить любые металлоконструкции по индивидуальным заказам и проконсультировать заказчика при выборе оборудования. В результате планомерной работы по расширению сферы деятельности сегодня помимо предприятий группы компаний «Татнефть», сторонних предприятий, независимых нефтяных компаний Республики Татарстан и соседних регионах организовано сервисное обслуживание и оказание услуг ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги и МЭС Западной Сибири, Комплексу нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТАНЕКО»,«ТатРИТЭКнефть», «Башнефть-Добыча», «Транснефть» и другим. Доля объемов работ другим заказчикам в структуре общей выручки составляет 18% с ежегодным приростом, а объем работ компании сегодняшний день составляет порядка 3 млрд. руб. ООО УК «Татнефть-Энергосервис» регулярно участвует в выставках, а специалисты предприятия постоянно принимают участие в конференциях, соответствующих профилю и направлениям деятельности предприятия. Все это позволяет быть в курсе самых последних разработок и предложений и соответственно гарантирует высокое качество оказываемых услуг и изделий. Вот наши достижения в области участия в конкурсах:

1) Предприятие признано лауреатом в 12-ом Всероссийском конкурсе «1000 лучших предприятий и организаций России – 2011».
2) В декабре 2011 года присвоено звание лауреата главной всероссийской премии «Финансово-Экономический Олимп» в номинации «Налогоплательщик года-2011».
3) В рейтинге «Лидеры экономики 2011», из 697 предприятий России ООО УК «Татнефть-Энергосервис» заняло III место в группе «Предоставление услуг по монтажу, ремонту, техническому обслуживанию и перемотке электродвигателей».
4) ООО УК «Татнефть-Энергосервис» награждено Международным сертификатом Лидера экономики Российской Федерации «Предприятие года 2011» и национальный сертификат международного образца «Руководитель года 2011» на имя Афлетонова Радика Абузаровича.

Сегодня с уверенностью можно сказать, что ОАО «Татнефть», сторонние организации и ряд нефтяных компаний на себе испытали и положительно оценили выгоду сотрудничества с ООО УК «Татнефть-Энергосервис», где коллективы профессионалов эффективно, оперативно и качественно выполняют доверенный им объем работ. Впереди у многочисленного коллектива управляющей компании большие перспективы в сфере совершенствования взаимодействия с предприятиями-заказчиками, освоения технологических и технических новинок, повышения компетентности персонала, расширения спектра и географии предоставления качественных услуг, реализации программпо модернизации производства, его перевооружению.

Наше предприятие гарантирует своим Заказчикам качественное оказание услуг.

Мы будем рады видеть Вас в числе своих клиентов и партнеров!

УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ
ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСЕРВИС

423454, Татарстан, Альметьевский р-н, п.г.т. Агрпоселок,
Тел./факс: +7 (8553) 37-49-39, 37-49-46
energoservise@tatneft.ru
www.tatneft-energoservice.ru

Уважаемый Радик Абузарович!

За Вашими плечами — зрелость, опыт, мудрость, силы и прекрасные перспективы реализовать еще множество самых смелых планов. Вы пользуетесь заслуженным авторитетом как ответственный, компетентный руководитель, опытный организатор производства. Высокая самоотдача, настойчивость и постоянный поиск эффективных путей решения поставленных задач помогают Вам в многоплановой деятельности, направленной на развитие компании.

От всего коллектива ООО УК «Татнефть-Энергосервис» желаем Вам в ваш юбилей успехов в бизнесе, счастья, здоровья, всего самого доброго и конечно же осуществления всех ваших мечтаний!

ЭКСТРОЛ
ЭКСТРУЗИОННЫЙ ПЕНОПОЛИСТИРОЛ

Работает с теплом!

www.extrol.org

ЭкстраСЕГМЕНТ™

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

В 2 раза:

- ✓ сокращаются сроки монтажа
- ✓ снижаются трудозатраты
- ✓ улучшается теплоизоляционный эффект
- ✓ увеличивается срок службы

620144, г. Екатеринбург, ул. Народной Воли, д.19 А
тел./факс +7 (343) 372-19-19 (20,21,22,23)
e-mail: info@extrol.org

* По результатам испытаний НИИ Строительной физики, г. Москва
ТУ 5767-002-77909577-2007 сегменты и полуцилиндры «Экстрол»

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 5 (23) сентябрь 2012 г.

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

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Сайфутдинов Р.А. / rav@runeft.ru

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

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

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, РТ, Набережные Челны,
пр. Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 08-12/16-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 03.09.2012
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная

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

СОДЕРЖАНИЕ:

Г.И. Авербух, А.В. Бурдуков
Измеритель постоянной времени релаксации объёмного заряда углеводородов 27

О.М. Качанов, В.Г. Токарев, А.В. Романов, А.И. Куреньков
О некоторых аспектах практического совершенствования неинвазивного (бесконтактного) ультразвукового метода измерении уровня жидкости в закрытых резервуарах 39

И.Г. Ященко
Ресурсы тяжелых нефтей мира и сравнительный анализ их физико-химических свойств 47

Н.М. Михайлец
Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири..... 54

В.Н. Морозов, А.И. Каган, И.Ю. Колесников, В.Н. Татаринов
Прогнозирования мест локализации углеводородов в градиентных полях тектонических напряжений.....57

В.В. Боголюбов, Д.В. Росчихмаров
Применение численных методов для модернизации электромагнитного привода плунжерного насоса системы одоризации газа 63

В.В. Ефимов, Д.В. Халиулин
Влияние технологических осложнений завершающей стадии разработки Ямбургского месторождения на качество промысловой очистки продукции сеноманской залежи..... 68

Д.И. Соколов
Стратегии, технологии, инновации ЗАО «Антипинский НПЗ» 82

А.В. Вотинов
К вопросу о румынской нефтеперерабатывающей промышленности: традиции, современное состояние, перспективы развития..... 86

В.В. Котов
Современные решения ANSYS и ESI для повышения конкурентоспособности продукции 89

В.Б. Балабанов, Д.А. Милицын, Ю.Б. Жаринов
Применение катионных полимерно-битумных эмульсий на основе нефтяных модифицированных битумов в дорожном строительстве.....91

Р.А. Кемалов, А.Ф. Кемалов
Пигментированные битумные изоляционные материалы на основе природных битумов 95

В.Р. Хачатуров, А.В. Злотов, А.Н. Соломатин
Математические методы, алгоритмы и программные средства для планирования и проектирования нефтегазодобывающих регионов и месторождений 100

А.С. Кашик, Г.Н. Гогоненков
Новая парадигма взаимодействия человека с компьютером при анализе многообъектных и многопараметрических систем и принятии управленческих решений... 112

А.Г. Зебзеев, Д.В. Журавлев, Е.И. Громаков, М.А. Пушкарев
Разработка и тестирование автоматизированных систем управления процессами добычи и подготовки нефти на основе временных автоматов..... 117

В.И. Завидей, С.В. Милованов
Комплексный подход в оперативной диагностике электрических машин..... 121

М.Ю. Коротеев, П.В. Соломенчук
Вихретоковый контроль резьбы бурового оборудования.....127

А.Г. Карпов, Н.Н. Шубенкина
Тендер!!! Какие эмоции у Вас вызывает это слово? 139

А.В. Вотинов
Разработка перспективных планов Евросоюза в черноморском регионе в 1990–2000 гг.: формирование основных подходов 144

А.В. Вотинов
Черноморская Стратегия Евросоюза: некоторые основные положения.....147

EXPOSITION OIL GAS

ISSUE:
№ 5 (23) september 2012

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

CEO:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNERS:
Ravshan Saifutdinov / rav@runeft.ru

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

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Tshuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

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

ISSUE DATE:
3 september 2012

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

Gersh I. Averbukh, Alexander V. Burdukov
Dielectric relaxation constant measurements of volume charge in hydrocarbons 27

O.M. Kachanov, V.G. Tokarev, A.V. Romanov, A.I. Kurenkov
Some aspects of the practical improvement of non-invasive (contactless) ultrasonic method for measuring the liquid level in closed tanks 39

I.G. Yashchenko
Resources of heavy oils of peace and comparative analysis of their physical and chemical properties 47

Nikolay M. Mikhaylets
Formation of hydrocarbon deposits in weathering crust of basement rocks of West Siberia 54

Vladislav N. Morozov, Alexandr I. Kagan, Ilya Y. Kolesnikov, Viktor N. Tatarinov
Forecasting the sites of hydrocarbons localization in the gradient fields of tectonic stresses 57

Valeriy V. Bogolyubov, Dmitry V. Roschikhmarov
Numerical methods for modernization of a plunger pump's solenoid drive of gas odorization system 63

Vladimir V. Efimov, Damir V. Khaliulin
The influence of the technological complications taking place at the final stage of the Yamburg Gas Field development on the quality of the field preparation of the gas coming from the senomansky gas field 68

Dominik I. Sokolov
Strategy, technology, and innovation of CJSC «Antipinsky oil Refinery» 82

A.V. Votinov
To a question of the Romanian oil-processing industry: traditions, current state, and development prospects 86

Viacheslav V. Kotov
Contemporary simulation solutions ANSYS and ESI to increase production competitiveness..... 89

Vadim B. Balabanov, Dmitriy A. Militsin, Yuri B. Zharinov
Application blends inert aggregates on base cationic bitumen emulsions and emulsions on base modified bitumens 91

Ruslan A. Kemalov, Alim F. Kemalov
Pigmented bitumen insulating materials on the natural bitumens basis 95

Vladimir R. Khachaturov, Alexander V. Zlotov, Alexander N. Solomatin
Mathematical methods, algorithms and software for planning and design of oil-gas extracting regions and fields 100

Alexey S. Kashik, Georgiy N. Gogonenkov
New paradigm for human interaction with computer in analyzing multi-object and multi-parameter systems and in managerial decision-making 112

Alexey G. Zebzeev, Denis V. Zhuravlev, Evgeny I. Gromakov, Pushkarev A. Maxim
Automated control systems of oil extraction and treatment processes development and testing based on timed finite state machines..... 117

Viktor I. Zavidey, Sergey V. Milovanov
Complex approach for rapid diagnostics of electrical machines 121

Mikhail Ju. Koroteev, Pavel V. Solomenchuk
Eddy current drilling equipment thread inspection 127

Anatoly G. Karpov, Natalya N. Shubenkina
Tender!!! What kind of emotions you have is this word? 139

A.V. Votinov
Development of long-term plans of the European Union in the Black Sea region in 1990-2000th: formation of the main approaches 144

A.V. Votinov
European Union Black Sea Strategy: some basic provisions 147

Уважаемые коллеги,
читатели нашего журнала!

От имени всего коллектива журнала «Экспозиция Нефть Газ» и от себя лично поздравляю всех работников нефтяной и газовой промышленности с вашим профессиональным праздником!

Отрасль, в которой мы трудимся, по праву называют национальным достоянием России. Она обеспечивает энергетическую безопасность государства, надежную базу для развития экономики страны и ее регионов. Нефть и газ, которые добываются тружениками отрасли, – это тепло и свет в домах, топливо для транспорта и сырье для промышленности.

Основная задача – не останавливаться на достигнутых результатах, ведь от упорного труда, профессионализма и желания каждого нефтяника зависит дальнейшее благополучие и процветание нашей с Вами страны.

Желаем вам и вашим семьям, успехов и неизменно высоких результатов в работе и от всей души желаю всем вам крепкого здоровья, счастья и благополучия, новых сил, неиссякаемой энергии и уверенности в завтрашнем дне!

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

И.Н. Шарафутдинов
директор журнала Экспозиция Нефть Газ

Дорогие друзья, уважаемые коллеги!

От имени Правления ОАО «Газпром» и от себя лично сердечно поздравляю вас с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Этот праздник выходит далеко за рамки профессионального. Прежде всего, потому, что преимуществами газа и нефти пользуются миллионы россиян по всей стране. Роль «Газпрома» здесь является определяющей: именно наша компания — ведущий игрок на российском рынке газа и один из крупнейших отечественных поставщиков нефти.

Как и в предыдущие годы, мы встречаем наш праздник, имея за плечами позитивные результаты, а впереди — масштабные цели. «Газпром» — современная, инновационная, динамично развивающаяся компания, которая не просто соответствует всем требованиям сегодняшнего мирового рынка, но и оказывает на него существенное влияние. Мы идем в авангарде мировой истории газовой промышленности и не собираемся сдавать позиций. Наша работа жизненно необходима для миллионов потребителей как в России, так и за рубежом, и они всегда найдут в лице «Газпрома» надежного партнера.

Убежден, что профессионализм и опыт, которыми обладают руководители, специалисты, рабочие нашей компании, их трудолюбие и преданность делу позволят «Газпрому» достигнуть новых рубежей на мировом энергетическом рынке.

Дорогие друзья, уважаемые коллеги! От всей души желаю крепкого здоровья, счастья и благополучия вам и вашим близким. С праздником!

ГАЗПРОМ

А.Б. Миллер
председатель правления ОАО «Газпром»

Дорогие коллеги, друзья!

От всей души поздравляю вас с нашим общим праздником – Днём работников нефтяной и газовой промышленности!

Я думаю, что этот праздник заслуживает государственного статуса, поскольку газовая отрасль является опорой национальной экономики. Достаточно сказать, что каждый день Газпром перечисляет в бюджеты всех уровней 2,5 млрд рублей! И в этом достижении есть вклад каждого из вас.

Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Муравленковское, Заполярное, Комсомольское, Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Етыпуровское, Южно-Русское, Бованенковское – названия этих месторождений известны далеко за пределами России. Мы готовили проекты для большинства из них и не понаслышке знаем, с какими трудностями приходится сталкиваться газодобытчикам, какой ценой достаётся российский газ.

Сегодня газовики выходят на полуостров Ямал, в Восточную Сибирь и на Дальний Восток. Началась разработка ачимовских и туронских отложений, что позволит продлить жизнь многих месторождений, повысить рентабельность добычи.

Всё это стало возможным благодаря вашему профессионализму, преданности любимому делу и веры в себя. Пусть и далее во всех делах вам сопутствует удача, а всё задуманное воплощается в жизнь! С праздником вас, друзья!

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

С. А. Скрылев
генеральный директор
ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Уважаемые коллеги, дорогие друзья!

В первое воскресенье сентября мы традиционно отмечаем наш профессиональный праздник — День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности. Это праздник тех, кто добывает нефть и газ, бурит скважины, обеспечивает переработку и реализацию нефтепродуктов — всех, кто связал свою жизнь с одной из самых важных для нашей страны отраслей промышленности.

Сегодня Россия по-прежнему делает ставку на свой огромный природный потенциал. А наша Компания является одним из лидеров топливно-энергетического комплекса страны.

В третье десятилетие своего развития мы вступили с четким приоритетом: «Не люди для нефти, а нефть для людей». В Компании накоплен огромный кадровый потенциал, обеспечена преемственность поколений, коллективы пополнили свои ряды талантливой молодежью, способной продуцировать инновационные подходы и решения.

Благодаря этому мы сегодня обладаем наиболее стабильным финансовым положением в российской нефтегазовой отрасли. Новая Стратегическая программа Компании на 2012–2021 годы даст возможность и дальше достигать устойчивого роста добычи углеводородов. Базой для этого станет реализация крупных проектов в Ираке, на Каспии, в Западной Сибири, в Узбекистане.

Высочайший профессионализм наших коллективов, их преданность делу, социальная защищенность работников, командный дух — это главный залог успешной работы и процветания Компании.

Примите самые теплые поздравления с профессиональным праздником! Желаем вам здоровья, удачи, счастья и благополучия!

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

В.Ю. Алекперов
президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

Сердечно поздравляем с Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Без преувеличения можно сказать, что это праздник сильных духом людей, занимающихся трудным, но очень важным делом! От профессионализма и результатов их работы зависит благосостояние и дальнейшее развитие нашей страны. Нефтегазовый комплекс является национальным достоянием России, и всегда был и остается одной из базовых отраслей экономики нашей страны, важнейшей составляющей ее имиджа на международном уровне. Он обеспечивает энергетическую безопасность государства, надежную базу для развития экономики страны и является прочной основой социальной стабильности.Поистине этот праздник является общенародным. Его отмечают не только те, кто работает в нефтяной и газовой отрасли, но и их семьи, деловые партнеры и добрые друзья.

В этот праздничный день выражаем всем работникам нефтегазовой отрасли искреннюю признательность за самоотверженный труд, надежность и ответственность. Желаем счастья, здоровья, бодрости духа, успехов в достижении поставленных целей, семейного благополучия, творческих и личных удач, душевного равновесия и праздничного настроения!

РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Корлюков Андрей Юрьевич
Руководитель Группы Компаний РИЗУР

Дорогие работники нефтяной и газовой промышленности!

В первое воскресенье сентября, начиная с 1980 года по указу Верховного Совета, учрежден профессиональный праздник: День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности, который часто называют День нефтяника или День газовика.

Российские газовики и нефтяники вносят достойный вклад, в обеспечении стратегических интересов государства, его энергетической безопасности и динамично социально-экономического развития. Этот праздник давно стал в России общенародным, он традиционно является значимым событием за всех тех, кто с гордостью причисляет себя к славному отряду нефтяников и газовиков.

От себя лично и от лица всей нашей компании сердечно поздравляю всех тружеников нефтегазовой и газовой промышленности и ветеранов отрасли с Вашим профессиональным праздником.

От всей души желаю Вам и Вашим семьям доброго здоровья, счастья благополучия и уверенности в завтрашнем дне! Пусть удача всегда сопутствует всем Вам!

НПК·ТЕХСЕРВИС
Центр разрешительной документации

Р.Н. Диалектов
генеральный директор
ООО «НПК «Техсервис»

Уважаемые коллеги!

От имени коллектива ООО НПК «Ольдам» и компании «Industrial Scientific Oldham SAS» сердечно поздравляю всех,чья жизнь связана с нефтегазовой промышленностью с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Благополучия Вам и Вашим семьям, счастья, здоровья и успехов дорогие нефтяники и газовики! Уверенности Вам в завтрашнем дне!

НПК ОЛЬДАМ

И.А. Кот
Генеральный директор ООО НПК «Ольдам»

Уважаемые сотрудники нефтяной и газовой промышленности!

От всей души поздравляю вас с вашим профессиональным праздником. Сердечно благодарю вас за ваш титанический труд, упорство и самоотверженность, приносящих неоценимую пользу всей нашей стране.

Коллектив Ишлейского завода высоковольтной аппаратуры готов и дальше помогать вам, воплощать в реальность ваши намерения и планы, поставляя широкий спектр качественного высоковольтного и низковольтного оборудования, оказывая высокопрофессиональные услуги монтажа и пусконаладки, внося свой вклад в повышение надежности и безопасности работы нефтегазовых объектов.

Желаю вам и вашим близким крепкого здоровья, бодрости духа, процветания и успехов во всем!

Попенов Юрий Александрович
Генеральный директор ООО «Ишлейский завод высоковольтной аппаратуры»

Уважаемые работники нефтяной и газовой промышленности, ветераны отрасли!

Примите самые искренние и теплые поздравления с профессиональным праздником — «День работника нефтяной и газовой промышленности».

Этот праздник по своим масштабам давно вышел за рамки сугубо профессионального. Он стал истинно всенародным и объединяет миллионы людей, кто хоть однажды был причастен к славному отряду нефтяников и газовиков. Всех тех, кто не понаслышке знает о тяжелом, ратном труде на благо всей страны. Сегодня нефтегазовая отрасль не просто обеспечивает страну теплом и светом, она гарант энергетической и экономической безопасности России. Значимость результатов труда миллионов профессионалов невозможно переоценить, самым первостепенным результатом является тот фундамент, который Вы закладываете сегодня для благополучия будущих поколений.

Наша компания на протяжении долгих лет тесно и плодотворно сотрудничает со многими подразделениями ОАО «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ»...

Многие из наших сотрудников посвятили не одно десятилетие работе в нефтегазовой отрасли, стояли у истоков освоения различных газовых и нефтяных месторождений. Именно поэтому мы особо горды тем, что деятельность нашей компании тесно связана партнерскими взаимоотношениями с лидерами мировой промышленной элиты.

От всей души приносим Всем свои поздравления.

Желаем реализации намеченных планов, достижения новых высот, счастья и благополучия!

ПЛАКАРТ

В.В. Гераськин
генеральный директор ЗАО «Плакарт»

Применение преобразователя частоты с функцией рекуперации электроэнергии FR-A741 для управления станка-качалки

А.В. Сумбаев (Сургут, Россия)
pstcompany@mail.ru

главный инженер ПСТ Инжиниринг

FR-A741 является новейшим представителем высокофункциональной серии преобразователей частоты FR-A700; благодаря встроенной функции рекуперации энергии, он задает новые масштабы экономической эффективности на режимах торможения. Этот компактный реобразователь частоты за счет использования множества технических инноваций позволяет достичь небывалого уровня производительности, он прекрасно подходит для управления приводами подъемников или же мощными машинами, крутящие моменты при торможении/ замедлении которых пригодны для генерирования электроэнергии, как это имеет место в общих случаях с горизонтальным и вертикальным перемещением, в конвейерных установках, намоточных станках и пр.

Ключевые слова
преобразователь частоты, рекуперация электроэнергии, FR–A741, управление станка-качалки

Преобразователь частоты FR-A741 помогает сократить капитальные затраты и предоставляет возможность в долгосрочной перспективе минимизировать эксплуатационные издержки. Наличие встроенной функции рекуперации позволяет создавать более компактные и доступные по цене системы электропривода, а также упростить конструкцию шкафов. По сравнению с преобразователями частоты, выполненными по традиционной технологии обеспечиваются следующие преимущества:

- возврат в сеть всей рекуперируемой при торможении энергии
- не требуется тормозной резистор
- низкие затраты на проектирование
- минимальный нагрев в режиме торможения
- высокая энергоэффективность
- встроенный сетевой дроссель.

С 2010 году по настоящее время преобразователь частоты FR-A741, установленный ООО «ПСТ ИНЖИНИРИНГ» на станок-качалку(СК) действующей скважины НГДУ «Сургутнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», находится в опытно-промышленной эксплуатации. По результатам эксплуатации получены следующие выводы:

- экономия потребления электроэнергии при использовании ПЧ (при работе СК с ПЧ на частоте 50Гц за сутки в сравнении с режимом работы СК без ПЧ за этот же промежуток времени экономия составила 5%, при частоте 37 Гц (оптимизация скважины — уменьшение числа качаний) экономия составила — 26%)
- выработка электроэнергии в сеть (45% от потребляемой в зависимости от числа качаний)
- уменьшение отношения пускового тока к номинальному в 3 раза.
- качество отдаваемой энергии в сеть полностью соответствует ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

С учетом выше сказанного, можно утверждать, что применение преобразователя частоты FR-A741 для управления привода СК – эффективный метод уменьшения себестоимости добычи нефти за счет экономии и выработки электроэнергии и увеличения межремонтного периода привода.

Основным направлением деятельности ООО «ПСТ ИНЖИНИРИНГ» является предоставление комплексных решений в сфере автоматизации промышленных, административных и жилых объектов, а так же оснащение зданий инженерными системами. Организация выполняет разработку проектов, подбор и поставку оборудования, монтаж, наладку, запуск в эксплуатацию, а также гарантийное и постгарантийное обслуживание.

Для обеспечения качества и оперативности ООО «ПСТ ИНЖИНИРИНГ» наладило партнерские отношения со многими ведущими производителями различного оборудования:

ООО «ПСТ ИНЖИНИРИНГ» является привилегированным системным интегратором компании Mitsubishi Electric — ведущего мирового производителя в области промышленной автоматизации, частотно-регулируемого привода и климатической техники.

ООО «ПСТ ИНЖИНИРИНГ» является официальным дилером компании Bernecker & Rainer Industrie Elektronik Ges.m.b.H., европейским лидером в производстве программируемых логических контроллеров, чья продукция в области автоматизации зарекомендовала себя с самой лучшей стороны.

ООО «ПСТ ИНЖИНИРИНГ»
Россия, 628400, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г.Сургут, ул. Маяковского, 14Б
Тел/факс: (3462) 377-577, 785-055
E-mail: pstcompany@mail.ru
www.pstsurgut.ru

FR–A741

MITSUBISHI ELECTRIC

FR-A741

ГАЗОСИГНАЛИЗАТОРЫ-АНАЛИЗАТОРЫ "ДОЗОР-С"

СТАЦИОНАРНЫЕ МНОГОКАНАЛЬНЫЕ

Предназначены для решения задач мониторинга при построении систем раннего выявления угрозы возникновения черезвычайных ситуаций на объектах промышленного предназначения, складах, в подвалах жилых домов, подземных паркингах. Для выявления взрывоопасных и вредных веществ.

ДОЗОР-С(IP65)

ДОЗОР-С-Ц

Возможности:

- до 62 каналов в одном блоке;
- цифровой счетчик;
- встроенная световая и звуковая
- сигнализация;
- помехоустойчивая линия связи;
- взрывозащищенное исполнение;
- возможность одновременного контроля довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей и ПДК вредных газов;
- управление внешними исполнительными устройствами;
- наличие унифицированных токовых и цифровых (RS485) выходов;
- различные корпуса со степенью защиты IP40 или IP65;
- настенное или щитовое исполнение;
- наличие резервного питания (=220В, = 24В, =12В).

ДОЗОР-С-П

ДОЗОР-С-М (ДО 5 ГАЗОВ)

ПЕРЕНОСНЫЕ

Предназначены для проведения периодического контроля наличия вредных веществ и довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров в воздухе.

Возможности:

- Цифровая индикация концентрации контролируемого газа;
- встроенный или выносной датчик;
- встроенная система самодиагностики;
- антистатический чехол;
- взрывозащищенное исполнение IExibdIIBT4;
- световая и звуковая сигнализация;
- измерение от 1 до 5 газов одновременно;
- наличие индикации о состоянии аккумуляторной батареи;
- архивация до 2000 результатов измерений;
- возможность передачи архивных данных на персональный компьютер с помощью USB кабеля;

ДОЗОР-С-М-Д переносной предназначен для экспресс-анализа дымовых газов в контрольных точках дымохода.

СТАЦИОНАРНЫЕ

КОМПЛЕКС ТЕЛЕМЕТРИИ

предназначен для обеспечения безопасности и надежности эксплуатации газораспределения за счет оперативности поступления данных о технологическом процессе газораспределения в режиме реального времени.

Контроль параметров:

- давление газа на входе и выходе;
- промежуточное давление после фильтра;
- срабатывание ПСК;
- загазованность в помещении;
- потенциал средств ЕХЗ;
- температура в помещении и системе отопления;
- несанкционированный доступ в помещение ГРП;
- технологический контроль расхода газа.

ИЗМЕРЕНИЕ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

ДОЗОР-С-Д предназначен для оптимизации процесссов сгорания топлива в различных котельных агрегатах и экологического контроля выбросов вредных веществ в атмосферу.

КОМПЛЕКС ТЕЛЕМЕТРИИ

ДОЗОР-С-Д

ПРОТИВОНАКИПНЫЕ УСТРОЙСТВА МГД РЕЗОНАТОРЫ

Предназначены для предотвращения накипеобразования на теплообменном оборудовании котельных, систем ГВС, систем оборотного водоснабжения, бытовых нагревательных приборов

СЕРТИФИЦИРОВАНЫ В УКРАИНЕ, РОССИИ, БЕЛОРУССИИ.

Контроль: аммиака NH_3, горючих газов и паров горючих жидкостей CnHm, давления, NO_2, SO_2, CO_2, O_2,, NO, CO, H_2S, CL_2, предельного уровня, ручных оповещателей, расчет коэффициента избытка воздуха λ и суммы NO_x.

"Спецстройкомплект-Р" Россия, 308014, г. Белгород, ул. Студенческая, 40, оф. 6, тел. +7(4722)207-110, e-mail: specstk@rambler.ru, http://www.ruorion.ru

УДК 519.6:621.651

Новая концепция в исполнении правил ПБ

А.Н. Смирнов (Пермь, Россия)
paskal-pl@mail.ru

директор ТПК Паскаль пласт

Если задаться вопросом, возможно ли в современной системе Промышленной безопасности наличие отступлений от точного следования требованиям правил ПБ, допустимо ли имитирование исполнения норм существующих правил, внесение искажений до степени крайнего несоответствия практикуемого метода с действующими нормативными требованиями.

Ключевые слова
ПБ, промышленная безопасность, манометр

New concept in the design of industrial safety rules

Authors
Aleksand N. Smirnov (Perm, Russia)

director Paskal-plast

Abstract
If it is possible in nowaday system of industrial safety the presence of deviations from the exact sequence requirements of industrial safety rules. If it is permissible to simulate performance standards of existing rules, any distortion to the extent of extreme discrepancy method practiced with the applicable regulations.

Keywords
industrial safety, manometr

Отвечая на подобный вопрос, знание технического специалиста непременно придет к выводу, что на имеющемся уровне интеграции Промышленной безопасности в производство и используемые технологии подобная ситуация исключена. Компетенция научного сотрудника сможет привести в опровержение данного предположения массу действующих нормативно-технических документов, страхующих от подобного случая. И только опыт практика сошлется на имеющуюся в арсенале доступность в методах, способах и средствах предполагаемых для исполнения правил ПБ.

Современная Российская топливно-энергетическая отрасль существует уже не первый десяток лет, и если кому-либо доводилось бывать на производственных объектах нефтяных и газовых компаний, тому известно, что весь технологический цикл добычи и транспортировки углеводородов является герметичным, контролируемый повсеместно средствами измерения давления. Самыми распространенными из этих средств являются манометры. При всем разнообразии видов, типов и конструкций манометров их эксплуатация регулируется как минимум шестью действующими правилами [1, 2, 3, 4, 5, 6]. Вероятно, многие встречали красную черту или метку, находящуюся на корпусе или циферблате манометра, означающую рабочее давление сосуда, на котором установлен прибор. Однако, как оказывается, не многие, включая даже представителей эксплуатирующей стороны, точно представляют, каким образом наносится данная технологическая черта, из-за чего сами нанесенные черты на манометре могут выглядеть довольно курьезно. Если обратиться к ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»

п.5.3.4. На шкале манометра владельцем сосуда должна быть нанесена красная черта, указывающая рабочее давление в сосуде. Взамен красной черты разрешается прикреплять к корпусу манометра металлическую пластину, окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу манометра. Становится понятно, что правилами предусмотрено выполнение п.5.3.4. двумя способами.

Рассмотрим первый способ — нанесение красной черты на шкале манометра, то есть на его циферблате. Во-первых, чем наносить? Вероятно краской, именно так и поступают заводы — изготовители манометров при пожелании того заказчиком. Но крупные эксплуатирующие манометры компании предпочитают наносить красную черту самостоятельно в зависимости от текущего места установки манометра на сосуд, работающий под давлением, которое за срок службы прибора может меняться не один раз. И вот здесь начинаются те самые курьезы, о которых говорилось выше. Поскольку, разбирать корпус манометра для доступа к его шкале — циферблату, означает нарушение опломбировки прибора и лишение его поверительной пломбы, а следовательно непригодность, возникла практика имитации первого способа исполнения требования п.5.3.4, а именно, нанесение красной краской черты, по стеклу манометра. Красная черта, нанесенная подобным образом, может выглядеть даже не вполне узнаваемой, поскольку качество ее нанесения сильно зависит от художественных способностей лица ее нанесшего, а также используемого при этом инструмента.

Кроме того не гарантирована защита самого стекла манометра от возможного проворота под действием вибрации, при пульсирующем потоке измеряемой среды в трубопроводе. Иными словами подобный метод имитирования красной черты на шкале манометра, не только не соответствует п.5.3.4., но зачастую может вводить в заблуждение.

Другой вариант имитации красной черты заключается в наклеивании поверх корпуса и стекла манометра липкой полимерной пленки красного цвета. При этом, внешний вид наклеенной пленки напрямую зависит от субъективного представления эксплуатирующего манометры персонала о ее форме и размере. На надежность приклеивания липкой ленты влияют адгезионные свойства самой ленты и наличие жировых загрязнений корпуса и стекла манометра, а также температура окружающей среды. Данный метод, как и нанесение черты, краской, также не соответствует п. 5.3.4. поскольку в первом случае пунктом правил предусматривается нанесение черты на циферблат прибора, а не на стекло, а во втором — нет упоминаний, ни о какой липкой ленте.

Теперь рассмотрим второй способ, предусмотренный п.5.3.4. — крепление к корпусу манометра металлической пластины, окрашенной в красный цвет. Вновь возникают вопросы о необходимости более точного представления габаритных размеров и формы металлической пластины. Дополнительно требует прояснения механизм крепления этой пластины к корпусу манометра. Поскольку п. 5.3.4. не оговаривает более детальных подробностей собственного исполнения, персонал эксплуатирующих манометры организаций считает, что допустимо использовать в качестве металлической пластины нечто напоминающее стрелку с креплением по собственному усмотрению. Материалом для изготовления металлической пластины служит, как правило, листовой металл, преимущественно баночный алюминий, нарезанный ножницами вручную, окрашенный в красный цвет и закрепленный между корпусом манометра. При этом на практике прижатие металлической пластины к стеклу соблюдается крайне редко. Другим недостатком данного способа является то, что п.5.3.4. не предусматривает метод защиты металлической пластины от несанкционированного, ошибочного или самопроизвольного изменения положения на корпусе манометра. Если дать общую оценку действующей редакции п.5.3.4., то можно сказать, что данный пункт ПБ предоставляет возможность использовать кустарные элементы собственного исполнения, с низкой степенью надежности, что напрямую влияет на качество его исполнения.

А теперь попытаемся представить, что п. 5.3.4. для отдельных видов манометров может быть выполним только одним способом, нанесением черты на шкале и не допускает возможности крепления металлической пластины на корпусе манометра. В какой-то степени это соответствует действительности, если учесть, что существуют такие виды манометров, как взрывозащищенные, электроконтактные с взрывонепроницаемой оболочкой. Основная проблема с исполнением п.5.3.4. на взрывозащищенных манометрах заключается в том, что крепление металлической пластины на корпусе во взрывобезопасном исполнении крайне затруднительно. Корпус взрывозащищенных манометров, являясь герметичным, не дает возможности крепления посторонних элементов, единственным приемлемым вариантом с креплением металлической пластины на корпусе таких приборов является пайка. Довольно сложно представить на Российских предприятиях персонал эксплуатирующей организации, припаивающий стрелки рабочего давления на взрывозащищенные манометры. Скорее это исключение, чем широкая практика. Получается, что для исполнения п.5.3.4. вариантов остается не много, это нанесение черты на циферблат, нанесение краской черты на корпус и стекло, наклейка липкой ленты. Два последних варианта, как уже было сказано выше, не соответствуют п.5.3.4. Кроме того в конструкции некоторых взрывозащищенных электроконтактных манометров используется органическое стекло, которое при контакте с ацетоновыми красками мутнеет, что в дальнейшем может служить причиной не прохождения манометром ежегодной поверки.

Если обобщить опыт эксплуатации манометров и исполнения п.5.3.4. в действующей редакции, то можно сделать вывод.

- формулировка данного пункта ПБ предоставляет возможность использования кустарных методов при исполнении правил ПБ.
- п.5.3.4. не дает точного представления о понятии металлическая пластина, а также о методе ее крепления на корпусе манометра и способе ее защиты от ошибочных, случайных или самопроизвольных смещений.
- манометры как метрологическое средство измерения давления, являющиеся сертифицированной продукцией несовместимы с неэффективными и сомнительными методами, которыми пользуются эксплуатирующие организации при исполнении п.5.3.4.

Последнее утверждение так же верно, как и то, что ни технические условия на изготовление манометров, ни инструкции по их эксплуатации не предусматривают возможного крепления к корпусам манометров ничего подпадающее под понятие металлическая пластина. Ввиду отсутствия в п.5.3.4. четкого понимания термина металлическая пластина и способа ее крепления на манометре повышаются риски ненадлежащего обращения с манометровой продукцией, что может служить причиной преждевременного выхода прибора из строя. В данной ситуации, пожалуй, единственным напрашивающимся достойным вариантом исполнения пункта ПБ может служить замена термина металлическая пластина на понятие специальные сертифицированные указатели рабочего давления, которыми могли бы обеспечиваться все манометры еще на заводах-изготовителях. Применение на манометрах специальных указателей рабочего давления качественно меняет концепцию безопасности, стандартизирует методику исполнения п.5.3.4., предоставляя эксплуатирующим организациям возможность альтернативного и в перспективе основного варианта исполнения данного пункта ПБ. Для проведения апробации новой концепции исполнения п.5.3.4. ПБ с применением новых сертифицированных средств безопасности с начала 2012 г в компании ЛУКОЙЛ-Пермь проводится опытно-промышленная эксплуатация указателей рабочего давления для взрывозащищенных электроконтактных манометров завода-изготовителя ОАО «Манотомь». В указателе изначально заложено свойство универсальности для возможности использования на трех моделях приборов, таких как ДМ-ДВ-ДА 2005 Сг1Ех — 2005 СгУз и ВЭ-16Рб. Данные указатели сертифицированы Уральским научно-исследовательским институтом «ФГУП УНИИМ» г. Екатеринбург в соответствии с национальным стандартом ГОСТ Р ИСО 10012-2008 «Системы менеджмента измерений». В конструкции указателей учтены недостатки, имевшие место с использованием металлической пластины, а именно: крепление на корпусе манометра и защита от несанкционированного или ошибочного смещения стрелки. Другими достоинствами нового метода являются его дешевизна, стоимость указателя не превышает 5% от стоимости нового электроконтактного, взрывозащищенного манометра при сроке службы в зависимости от условий и культуры эксплуатации от 3 до 5 лет. Невосприимчивость к агрессивным средам и ультрафиолетовому облучению. Температурный диапазон применения указателя, подтвержденный испытательной лабораторией от -30 до +50 °С.

Кроме того в конструкции указателя присутствует практичная опция в виде зеленой стрелки, указывающей номинальное давление данного сосуда, работающего под давлением или иной технологической установки.

Выводы

Качественное исполнение норм правил промышленной безопасности гарантировано в том случае, когда знание и компетентность теоретиков ориентированы на успешный опыт практиков добившихся неизменно лучших результатов.

Список использованной литературы

1. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов п. 6.41.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. №56) п. 3.5.1.19
3. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов ВРД 39-1.10-006-2000 п.9.1.29. п.9.4.18.
4. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением п.5.3.4.
5. Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов ВРД 39-1.10-069-2002. п.3.1.48
6. Правила эксплуатации и безопасности обслуживания средств автоматизации и вычислительной техники в газовой промышленности. 1983г. п. 3.92.

ПАСКАЛЬ-ПЛАСТ
ТОРГОВО ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ

«Указатель разрешенного рабочего давления для электроконтактных манометров ДМ-ДВ-ДА 2005 Сг1Ех — 2005Сг, ВЭ-16Рб» завода-изготовителя ОАО «Манотомь» ТУ 2291-001-03100024-2011

Сертифицированный метод исполнения п.5.3.4. правил ПБ 03-576-03
«Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением»
Сертификат выдан. ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии ФГУП «УНИИМ» Россия 620000 г. Екатеринбург

Торгово производственная компания «Паскаль-пласт» представляет новое направление дополнительного оборудования в манометровой индустрии — «Указатель разрешенного рабочего давления для взрывозащищенных и сигнализирующих электроконтактных манометров завода — изготовителя ОАО «Манотомь».

Данное средство безопасности предназначено для качественного исполнения п.5.3.4. правил ПБ 03-576-03, сертифицировано в соответствии с Национальным стандартом ГОСТ Р ИСО 10012-2008.

Применяется на объектах предприятий топливно-энергетического комплекса России в качестве достойного альтернативного технического метода исполнения требований правил ПБ. Преимуществом устройства является его практичность в сравнении с методами, которые используют многие эксплуатирующие манометры организации. Используя указатель разрешенного рабочего давления, вы получаете современный уровень промышленной культуры и безопасности, повышается качество эксплуатации манометров, удовлетворяется запрос инновационности в производственном менеджменте предприятия. Указатели используются на электроконтактных взрывозащищенных манометрах, вакуумметрах, мановакуумметрах ДМ-ДВ-ДА 2005Сг1Ех, Кс и ВЭ-16Рб, а также сигнализирующих ДМ-ДВ-ДА 2005Сг завода-изготовителя ОАО «Манотомь» г. Томск. Продукция разрабатывалась при участии Уральского научно-исследовательского института метрологии ФГУП «УНИИМ» г. Екатеринбург, там же сертифицирована. Изготавливается из морозостойкого полимера и пригодна к эксплуатации в температурном диапазоне от -30 до +50 С. Не чувствительна к агрессивным средам (маслам, кислотам) и ультрафиолетовому облучению, надежно закрепляется на корпусе манометра при помощи червячного хомута. Срок службы изделия до пяти лет. В конструкции предусмотрена практичная опция, слежение за изменением давления в сосуде от номинального по зеленой стрелке.

Мотивирующим стимулом для использования указателя при исполнении п.5.3.4. ПБ 03-576-03 является:

- Единообразный стандартизирующий метод исполнения требований и норм правил ПБ.
- Соблюдение основополагающего принципа любых правил — применение в работе только сертифицированного оборудования, инструмента, средств защиты и безопасности.

Изделие поставляется минимальными партиями в одной упаковке по 10 штук.
Стоимость минимальной партии с учетом НДС 2800 рублей.

Компания «Паскаль-пласт» заинтересована в налаживании партнерства с компаниями-поставщиками, дилерами ОАО «Манотомь», сервисными и обслуживающими КИПиА предприятиями, эксплуатирующими манометры организациями.

**617830 Россия, Пермский край, г.Чернушка,
Пром.Зона «Восточная», ул. Восточная, д.2, корп. А
Тел/факс +7 (3426) 14-52-04, тел +7 (3426) 13-15-90,
Сот +7 950-442-82-13, E-mail: paskal-pl@mail.ru**

Сертификат РОСС RU.АЮ42.НО1398

Курские приборостроители и их продукция для ТЭК

Курское ОАО «ПРИБОР», предприятие авиационного приборостроения разработало и производит с использованием авиационных конструкторских и технологических наработок электроприводную технику для предприятий ТЭК России и зарубежных стран. Система менеджмента качества предприятия сертифицирована на соответствие требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2008.

Электроприводы и электромеханизмы Курского ОАО «ПРИБОР» эксплуатируются в комплекте с трубопроводной арматурой и системами автоматического управления (АСУ ТП) на многих предприятиях России – ТЭЦ, ГРЭС, АЭС и НПЗ от г. Северокурильска (о. Парамушир) до г. Калининграда, в том числе на всех ТЭЦ «МОСЭНЕРГО», в странах Европы, ближнего Востока, в Иране, Индии, Китае.

Изделия Курского ОАО «ПРИБОР» для энергетики и предприятий нефтегазового комплекса:

- быстродействующие однооборотные электромеханизмы МБО(В)-25/1-0,25; МБО(В)-63/1-0,25; МБО(В)-125/1-0,25 общепромышленного и взрывозащищенного исполнений в составе отсечных предохранительных клапанов (ПЗК) используются в магистралях подачи топлива от Ду 25 до 800мм,
- запорные и запорно-регулирующие электромеханизмы типа МЗО общепромышленного и МЗОВ взрывозащищенного исполнения выпускаются с крутящим моментом Мкр. 10, 16, 25, 40, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 350, 500, 1000, 1600, 2400, 2800, 3100 и 4400 Нм;

В 2011 г. освоено серийное производство и получен сертификат соответствия и разрешение на применение многофункционального запорно-регулирующего электромеханизма МЗОВУ-(80-350) с маркировкой взрывозащиты 1ExdIIBT5.

Электромеханизм МЗОВУ-(80-350) имеет основные технические характеристики:

- крутящий момент на выходной оси: 80, 100, 125, 160, 250, 350 Нм;
- угол поворота выходной оси: 0,25, 0,333, 0,75;
- рабочий диапазон температур -60°...+80°С;
- путевой резистор (опция) для формирования стандартного токового сигнала 4-20 мА при совместном использовании с местным пультом управления МПУ-РМ;
- климатическое исполнение-УХЛ-1;
- степень защиты IP65.

Питание электромеханизма осуществляется от однофазной и трехфазной сети 220 В или 3-х фазной сети 380 В по выбору потребителя, потребляемая мощность 125 Вт.

Механизм запорно-регулирующий взрывозащищённый унифицированный МЗОВУ-(80 – 350)

КУРСКОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ПРИБОР»
305040, г. Курск, ул. Запольная, 47
Тел. +7 (4712) 53-95-35 Факс: +7 (4712) 53-37-71,
e-mail: market@kurskpribor.ru
www.kurskpribor.ru
www.privod-pribor.ru

Многофункциональный калибратор DPI 620

Совмещает в себе функции многофункционального калибратора с возможностью документирования и полноценного HART-коммуникатора. Доступен в искробезопасном исполнении.

Гибкость при выборе оптимального набора функции делает калибратор DPI 620 уникальным:

- Многофункциональный калибратор DPI 620 с поддержкой HART протокола, операционной системой WindowsCE и интерфейсом связи Wi-Fi
- Станции задания давления:
- PV 621 пневматическая станция 2 МПа
- PV 622 пневматическая станция 10 МПа
- PV 623 гидравлическая станция 100 МПа
- PM 620 модули давления
- MC 620 адаптер для модулей давления
- Зонд измерения напряжения переменного тока до 300 В
- Программное обеспечение Intecal

Широкий набор функций:

- Измерение и генерация сигналов: мА, мВ, В, Ом, частотный и импульсный
- Измерение и генерация сигналов 10 типов ТС и 12 типов ТП
- Сменные модули давления в диапазоне от 2,5 кПа до 100 МПа
- Возможность измерения нескольких параметров одновременно
- Автоматические тесты реле и герметичности
- Источник постоянного тока 24 В
- Документирование и ведение журнала
- Полная поддержка HART протокола
- Компактный корпус IP 65
- Цветной сенсорный жидкокристалический экран
- Мультиязычное экранное меню, в том числе на русском языке
- Изолированные каналы
- Интерфейс USB для подключения к ПК, накопителям, переферийным устройствам, таким как принтер
- Слот для карт памяти Micro SD (до 4 ГБ)
- Слот для подключения адаптера беспроводной связи Wi-Fi (IEEE 802.11g)
- Простое обновление программного обеспечения с помощью накопителя USB или Wi-Fi

Возможности коммуникации по HART:

- Портативный HART-коммуникатор и многофунциональный калибратор в одном приборе
- Функции настройки, конфигурирования и диагностики HART-приборов
- Библиотека описаний HART-приборов
- Бесплатное обновление ПО и описаний для HART-приборов
- Для измерение токового сигнала не требуется амперметра
- Одновременное измерение и генерация первичной переменной для подстройки сенсора и калибровки прибора
- Обеспечение питания 24 В и встроенный резистор 250 Ом

Гибкость при выборе оптимального набора функции делает калибратор DPI 620 уникальным:

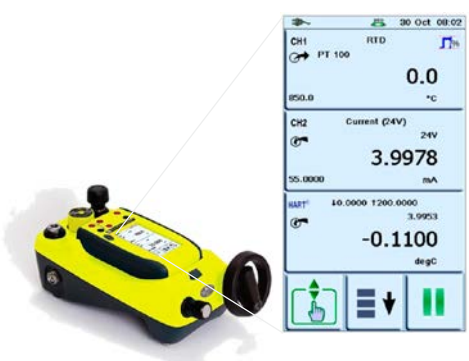
- Многофункциональный калибратор DPI 620 с поддержкой HART протокола, операционной системой WindowsCE и интерфейсом связи Wi-Fi
- Станции задания давления:
- PV 621 пневматическая станция 2 МПа
- PV 622 пневматическая станция 10 МПа
- PV 623 гидравлическая станция 100 МПа
- PM 620 модули давления
- MC 620 адаптер для модулей давления
- Зонд измерения напряжения переменного тока до 300 В
- Программное обеспечение Intecal

Взрывозащищенное исполнение

- Искробезопасная версия позволяет проводить работы непосредственно на взрывоопасных объектах

Взаимодействие с программным пакетом Intecal Calibration Management

- Автоматизация процесса поверки
- Определение годности/негодности поверяемого прибора
- Хранение информации о поверямых приборах и результатах поверок в базе данных
- Контроль доступа к данным



Портативный ультразвуковой расходомер газов PT878GC с накладными преобразователями

PT878GC – полностью укомплектованная система с накладными ультразвуковыми преобразователями, предназначенная для измерения расхода большинства газов, включая следующие:

- Природный газ
- Сжатый воздух
- Горючие газы
- Агрессивные газы
- Токсичные газы
- Высокочистые газы
- Газы разделения воздуха

Характеристики

- Накладные ультразвуковые преобразователи, не требующие врезки в трубопровод
- Отсутствие деталей, контактирующих с измеряемой средой
- Отсутствие движущихся деталей или узлов
- Отсутствие потерь давления
- Вывод значений скорости звука
- Простота установки
- Расчет объемного расхода, приведенного к нормальным условиям
- Применимы для широкого диапазона температур и давлений
- Небольшие размеры и вес, простота эксплуатации
- Большой ЖКД с подсветкой
- Цифровой и графический форматы вывода данных
- Питание от аккумуляторной батареи
- Возможность записи до 100000 результатов измерений расхода
- Корпус подводного исполнения
- Память для записи данных по 32 объектам измерения
- Дополнительный датчик измерения толщины стенок труб

Портативный ультразвуковой расходомер жидкостей PT878 с накладными преобразователями

Расходомер жидкости **TransPort PT878** фирмы GE Panametrics – законченная портативная ультразвуковая система измерения расхода, полностью укомплектованная дополнительными принадлежностями и аксессуарами, и позволяющая решать практически все задачи по измерению расхода. Это расходомер с небольшими размерами и весом, легкий в использовании. Большой жидкокристаллический дисплей (ЖКД) позволяет отображать скорость потока, объемный расход и энергию теплового потока в цифровом и графическом форматах. Блок подзаряжаемых батарей с универсальным зарядным устройством входят в комплект этого прибора и обеспечивают возможность его использования практически в любых промышленных условиях.

Оптимальное решение

Запатентованная корреляционная время импульсная цифровая обработка сигналов обеспечивает высокую точность измерения расхода как особо чистых, так и загрязненных жидкостей **PT878** реализует запатентованную цифровую технологию обработки сигналов (DSP), которая позволяет значительно увеличить отношение сигнал/шум, обеспечивая стабильные измерения расхода в жидкостях, содержащих твердые включения, капли других жидкостей или газовые пузырьки. Успешно применяется для решения этих и других сложных задач измерения расхода, где применение традиционных времяимпульсных расходомеров невозможно.

Дополнительная опция измерения энергии теплового потока

Расходомер TransPort PT878 объединяет в себе испытанный ультразвуковой метод измерения расхода с точным измерением температуры, используя термометры сопротивления, для определения энергии теплового потока в системах нагрева и охлаждения. Все расходомеры TransPort PT878 поставляются со встроенным источником питания для подключения преобразователей температуры по токовой петле, а также со всеми необходимыми схемными и программными решениями для измерения энергии теплового потока. Фирма GE Panametrics предоставляет широкий спектр различных накладных и п гружных датчиков температуры (термометров сопротивления).

СОВРЕМЕННОЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Наше предприятие предлагает самое современное измерительное и метрологическое оборудование, ведущих мировых производителей: GE Druck, GE Panametrics, GE Masoneilan, ISOTECH, TRANSMILLE, CRYSTAL, MARTEL beta Calibrators.

Лабораторный гигрометр Optic

Калибратор электрических сигналов Martel 3001

Термостат ISOTECH Oceanus 6 model 580

Sentinel LCT ультразвуковой расходомер

Кориолисовые расходомеры Rheonik

Датчики давления Druck

Аврора TDLAS гигрометр

Переносной расходомер TransPort PT878

Портативный гигрометр PM880

ISOTECH · TRANSMILLE SOLUTIONS IN CALIBRATION · GE · MARTEL ELECTRONICS BETA CALIBRATORS · Masoneilan DRESSER

КИП-ИНЖИНИРИНГ®
МЕТРОЛОГИЯ ИЗМЕРЕНИЕ АВТОМАТИКА

420073, г. Казань,
ул.Гвардейская, д.45а, оф.204
Тел. : (843) 295-82-77, 295-82-78

e-mail: info@ge-kazan.ru
www.kip-engineering.ru
www.ge-kazan.ru

Установка вибрационная поверочная ВМВП

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

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

Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерения параметров вибрации — ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и техническим характеристикам, соответствующим эталону 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда — наличие встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики ICP)
- Встроенный мультиметр — наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов. Отображение задаваемых и измеренных сигналов осуществляется при помощи дисплея ВМВП.
- Возможность крепления любых типов датчиков — основание вибростола ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовихревых.
- Универсальное питание — ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (187–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает работу с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки — более 4-х часов.
- Компактность — установка ВМВП является переносной благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на корпусах которых закреплены ручки для их переноса
- Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикации и управления в съемной крышке, гибко соединенной с корпусом ВУ.

Технические характеристики ВМВП

- ***Диапазон воспроизводимых параметров вибрации:***
  - виброускорения 0,4 – 100 м/с²
  - виброскорости 0,8 – 200 мм/с
  - вибroперемещения 5 – 250 мкм
- ***Диапазон частот воспроизводимых параметров вибраций:***
  - виброускорения 10 – 5000 Гц
  - виброскорости 10 – 1000 Гц
  - вибroперемещения 10 – 500 Гц
- ***Коэффициент гармоник воспроизводимых параметров вибраций*** не более 10 %
- ***Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибраций:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±2%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±4%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±5%
- ***Максимальная нагрузочная масса*** 0,7 кг
- ***Диапазоны измерения сигналов:***
  - постоянного тока 0,5 – 20 мА
  - напряжения постоянного тока 0,3 – 10 В
  - размаха напряжения переменного тока 14,0 – 2000 мВ
- ***Относительная погрешность измерения электрических сигналов:***
  - постоянного тока и напряжения постоянного тока ±1%
  - размаха напряжения переменного тока ±2%
- ***Относительная погрешность встроенного виброметра:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±1,5%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±3%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±4%
- ***Характеристики встроенного преобразователя заряда:***
  - Диапазон преобразуемых зарядов 5 – 500 пКл
  - Коэффициент преобразования 1,0 мВ/пКл
  - Относительная погрешность коэффициента преобразования ±1,5%
  - Неравномерность АЧХ в полосе частот от 10 до 5000 Гц ±2,0%
- Электрическое питание:
  - напряжением постоянного тока 21,6 – 26,4
  - напряжением переменного тока частотой (50±1) Гц 187 – 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

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

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

В аппаратуре решены следующие задачи:

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

Технические характеристики аппаратуры

- ***Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения, радиальный зазор, осевой сдвиг*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения оборотов частоты вращения ротора*** не более 3
- ***Предельные значения диапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 2,5 – 500 м/с²
  - виброскорости 0,35 – 141 мм/с
  - вибroперемещения 5–300 мкм
  - размаха виброперемещения 10 – 500 мкм
  - осевого сдвига (радиального зазора) 0,25 – 2,5 мм
  - числа оборотов вращения ротора 240 – 9999 об/мин
- ***Предельные значения диапазона частот измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 10 – 10000 Гц
  - виброскорости 10 – 2000 Гц
  - вибroперемещения 10 – 100 Гц
  - размаха виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам вибрации:***
  - напряжение постоянного тока 0 – 5000 мВ
  - выходной постоянный ток 4 – 20 мА
- ***Предел основной относительной погрешности измерения параметров абсолютной вибрации и размаха виброперемещения*** ±10%
- ***Предел основной приведенной погрешности измерения осевого сдвига и радиального зазора*** ±7%
- ***Предел основной относительной погрешности измерения числа оборотов вращения ротора*** ±0,1%
- Напряжение питания постоянного тока 18 – 72В

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

УДК 665.6-403 , 665.6-404

Измеритель постоянной времени релаксации объёмного заряда углеводородов

Г.И. Авербух (Санкт-Петербург, Россия)
okb@vibrator.spb.ru

ведущий инженер

А.В. Бурдуков

инженер-схемотехник

Одним из основных условий эксплуатации танкеров, цистерн, транспортирующих газовый конденсат, углеводородное топливо, в частности, при операциях перекачки, является их пожаровзрывобезопасность. Для её обеспечения необходимо правильно рассчитывать скорость передвижения топлива по трубопроводу. Для правильного планирования стратегии перекачки необходимо знание специфических параметров топлива, в частности, постоянной времени диэлектрической релаксации объёмного заряда. О приборе, предназначенном для измерения данных параметров, а также схемотехнических решениях, использованных в ходе его создания, пойдёт речь в данной статье.

Материалы и методы
Опытный экземпляр прибора Ф1849, эквиваленты измерительной ячейки прибора, образцы углеводородных жидкостей.

Ключевые слова
электростатические измерения, прибор, диэлектрическая релаксация, пожаровзрывобезопасность, топливо

Dielectric relaxation constant measurements of volume charge in hydrocarbons

Authors
Gersh I. Averbukh (Saint-Petersburg, Russia)

lead engineer

Alexander V. Burdukov

circuit design engineer

Как известно, углеводородное топливо являются хорошим изолятором, т.е. обладает большим объёмным сопротивлением $10^{10...13}$ Ом, которое приводит к созданию электростатического заряда при трении топлива о стенки трубопровода. Причем с увеличением скорости заливки углеводородного топлива возрастает потенциал заряда внутри резервуара. Образование статического заряда приводит к созданию взрывоопасных условий в среде резервуара, насыщенной парами углеводородов. Чем больше постоянная времени релаксации объёмного заряда углеводорода, тем меньше должна быть скорость перекачки и тем больше требуется времени для заполнения резервуара. Знание постоянной времени τ позволяет определить максимальную скорость закачки, при которой обеспечивается взрывобезопасность. Для нейтрализации заряда применяют различные способы: внутри трубопровода устанавливают нейтрализаторы объёмного заряда, представляющие собой штыри внутри трубопровода, уменьшают скорость заливки топлива заполнения ёмкости танка, цистерны, вводят специальные добавки в топливо, снижающие его удельное сопротивление. [2, 3, 4] Всё это увеличивает время простоя судна и удорожает топливо.

В ЦНИИ СЭТ (г.Санкт-Петербург) был предложен способ наполнения танка судна топливом с переменной скоростью. Пока танк пустой скорость наполнения небольшая, по мере наполнения скорость возрастает. Но для определения начальной скорости наполнения необходимо заранее определить величину удельного сопротивления топлива или величину $\tau_т$ — постоянная времени релаксации (разряда) объёмного заряда топлива, равную произведению $R_т$ и $C_т$, где $R_т$ — сопротивление топлива, $C_т$ — величина ёмкости ячейки, которая заполнена топливом. Нахождение этих величин возможно только специализированными приборами. Затем по таблицам определяется безопасное значение начальной скорости прокачки топлива. (0.2)

Одним из таких приборов, входящих в состав комплекса аппаратуры по обеспечению безопасности, является измеритель постоянной времени $\tau_т$ релаксации объёмного заряда углеводородного топлива (в дальнейшем измеритель постоянной времени релаксации).

В книге автора В.Л. Галка [3] описывается один из возможных вариантов реализации на практике подобного измерителя постоянной времени релаксации. В нём в качестве усилителя использовался интегратор тока с большим коэффициентом усиления $10^{6...8}$ и цилиндрическая ячейка с плоскими электродами. Ячейка изготавливалась из изоляционного материала с нанесением на вертикальные внешние стенки полупроводящего слоя, а на плоские электроды — изоляционного слоя. Определение $\tau_т$ производилось по следующему алгоритму — на электроды ячейки подавалось напряжение с опорного источника с помощью контактов реле, ёмкость ячейки с залитым испытуемым углеводородом заряжалась. Затем контакты реле размыкались, и происходил свободный разряд ёмкости ячейки на ёмкость интегратора. Измерялось время заряда током ёмкости ячейки ёмкости интегратора, ток заряда усиленный схемой интегратора поступал на индикаторный стрелочный прибор, где и фиксировалась постоянная времени релаксации объёмного заряда.

Ячейка с плоскими электродами обладает собственной полезной ёмкостью $C_я$ относительно корпуса порядка 5пФ. Паразитная ёмкость монтажа относительно корпуса составляет 17 pF и складывается с ёмкостью ячейки. Кроме того, присутствует входная ёмкость интегратора равная 20...40pF, которая подключается параллельно и также складывается с ёмкостью ячейки. При заполнении ячейки топливом собственная ёмкость ячейки увеличивается в $\varepsilon_т = 2...2,5$ раза ($C_т = *\varepsilon\ C_я$, где $\varepsilon=\varepsilon_o*\varepsilon_т$,) и составляет 10...12,5 пФ, но тем не менее она остаётся существенно меньше суммарной ёмкости — паразитной монтажа и входной интегратора. В результате постоянная времени разряда объёмного заряда определялось, как $\tau_р=R(C_т+C_{пар}+C_{вход})$, которое значительно больше времени разряда собственной ёмкости ячейки с топливом $\tau_т=RC_т$, где $C_т$ — электроёмкость ячейки с топливом, $C_{пар}$ — паразитная ёмкость монтажа, $C_{входа}$ — входная ёмкость усилителя интегратора.

В рассматриваемом варианте ячейки с плоскими электродами электрическая ёмкость всего 5пФ, так как объём полости между электродами должен быть небольшим и составляет, как правило, 450...500 мл. Это необходимо для обеспечения требований искровзрывобезопасности устройства. Увеличение объёма ячейки приводит к увеличению объёма углеводорода и к увеличению его испарения, что при подаче напряжения на электроды ячейки может понизить безопасность прибора.

Кроме того, полезный сигнал зашумлён помехами, наводимыми на измерительную ячейку от электропроводки и прочих источников, на фоне которых при токах 360...400 фА довольно сложно выделить полезный сигнал.

Вывод — измерять постоянную времени релаксации объёмного заряда прямым методом при использовании ячейки с плоскими электродами невозможно, так как ёмкость ячейки мала, и при этом погрешность измерения слишком велика.

Необходима ячейка с большой собственной ёмкостью, значительно превосходящей

ёмкость монтажа и входную ёмкость усилителя $C_т$ › ($C_{пар}$+ $C_{вход}$).

В Санкт-Петербурге на «Приборостроительном заводе «Вибратор» совместно с ЦНИИ СЭТ был создан прибор для определения постоянной времени релаксации $\tau_т$ объёмного заряда жидких углеводородов (прибор Ф1849) с ячейкой, в которой электрическая ёмкость больше ёмкости ячейки с плоскими электродами, а ёмкость объёма составляет 260мл и измерялся не заряд с помощью интегратора, а напряжение разряда электроёмкости ячейки. В качестве усилителя использовался инструментальный усилитель на м/с INA116 с большим входным сопротивлением 10^{15}Ом и входной ёмкостью 5пФ, который усиливал ток в режиме повторителя. Измерение напряжения релаксации привело к упрощению схемы усилителя, что в свою очередь привело к значительному уменьшению паразитной монтажной ёмкости.

Прибор состоит из измерительной ячейки, инструментального усилителя, вторичного прибора и источника питания от сети 220В 50гц. На рисунке 1 показан описываемый измеритель в сборе. На рисунке 2 показана ячейка в разрезе.

Как видно из рисунка 2, верхняя часть ячейки изготавливается в виде половины шара, электроёмкость ячейки при этом увеличивается и становится больше, чем в ячейке, изготовленной в виде цилиндра. Поверхность внутреннего электрода подобна внутренней поверхности внешнего электрода, в результате электростатическое поле внутри полости ячейки как цилиндрической, так и шаровой, равномерное без искажений. Это позволяет получать более точное измерение разрядного напряжения, чем в ячейки с плоскими электродами. Суммарный объём ячейки цилиндрической и шаровой составляет 260 мл, что меньше объёма ячейки с плоскими электродами. Внешний электрод соединяется с «землёй» прибора, что исключает возможность паразитных наводок на центральный электрод. С центрального электрода снимается полезный сигнал. В полость между электродами заливается исследуемое углеводородное топливо. Собственная ёмкость ячейки $C_я$ в такой конструкции увеличивается до 14…15пФ.

Величина ёмкости ячейки состоит из $C_я = C_ш + C_ц$,

$$C_Ш = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot R_1 \cdot R_2}{R_2 - R_1}$$

$$C_Ц = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot h}{\ln\left(\frac{R2}{R1}\right)} \qquad (1)$$

где $C_ш$ — ёмкость шаровой части ячейки,
$C_ц$ — ёмкость цилиндрической части,
R_1 — наименьший радиус внутренней полости ячейки,
R_2 — наибольший радиус внутренней полости ячейки,
$\varepsilon_г$ — 1,5…2,5 – относительная диэлектрическая постоянная топлива,
ε_0 — 8,85*10-12 диэлектрическая проницаемость вакуума,
ε — диэлектрическая постоянная топлива.

Рассмотрим работу и особенности ячейки и усилителя. На рисунке 3 приведена функциональная схема усилителя сигнала, использованного в приборе.

В процессе разряда участвует не только проводимость топлива в объёме ячейки, но и сопротивление утечки цепей слаботочного сигнала относительно «земли». Для уменьшения шунтирующего влияния входного сопротивления усилителя была использована специализированная микросхема инструментального усилителя напряжения с большим входным сопротивлением — 10^{15} Ом и включена в режиме повторителя напряжения, что обеспечивает максимальную линейность. Для дальнейшего снижения влияния сопротивления утечки печатной платы и инструментального усилителя в схему введён компенсатор утечек. Компенсатор устанавливается в цепь обратной связи и подключается к средней точке соединения двух нормально разомкнутых контактов реле, которые подключают/отключают опорный источник питания к ячейки и входу инструментального усилителя. На контакты реле подаётся напряжение с компенсатора с коэффициентом усиления 0,9…1,5, повторяющее напряжение с выхода усилителя.

Также, несмотря на достигнутое увеличение собственной ёмкости ячейки, её значение остаётся сравнимым с паразитной ёмкостью монтажа и элементов схемы усилителя. Для исключения влияния паразитных ёмкостей использован алгоритм с введением дополнительных емкостей в измерительную цепь и вычислением истинной постоянной времени косвенным методом.

В качестве дополнительных конденсаторов выступают C_1 и C_2, которые поочередно коммутируются контактами реле, причём C_2 больше C_1.

В этом случае постоянная времени релаксации объёмного заряда углеводородов в ячейки с топливом и использованием дополнительных конденсаторов определяется по формуле:

$$\tau_T = \frac{\tau_2 C_1 - \tau_1 C_2}{C_2 - C_1} \qquad (2)$$

Abstract

One of the most important requirements for transferring operations on tankers, which transporting gas condensate, hydrocarbon fuels, is the fire and explosion safety. For meeting these requirements it is necessary to calculate correct speed of fuel movement through the pipeline. For proper planning of fuel transferring strategies knowledge of specific fuel parameters is needed, in particular, the dielectric relaxation constant of volume charge. The special device, designed to measure these parameters, as well as circuit design used in this device, will be discussed in this article.

Materials and methods

A prototype of the F1849 meter, the measuring cell unit equivalents, samples of hydrocarbon liquids.

Results

As shown by the tests, good repeatability of measurement results is taking place, and accuracy of the instrument is not worse than 4%, which meets the requirements of the measured value maximum relative error.

Conclusions

Suitability of the proposed method was confirmed in practice.

Keywords

electrostatic measurement, dielectric relaxation, fire and explosion safety, fuel

References

1. *Analysis of the explosion causes during the loading of tank trucks. http://prompribor.ru/stat_vzrivi.htm*
2. *N. Krasikov, O. Shuvaeva Abnormal relaxation in the liquid under the influence of the electric field, carried out without contact with the potential electrode. GTF letters, 2000, volume 26, no. 11.*
3. *Galka VL Electrostatic safety Issues of the oil ships., St. Petersburg.: "Elmor", 2003*
4. *Terms of protection against static electricity in chemical, petrochemical and refining industries.: «Chemistry», 1973*

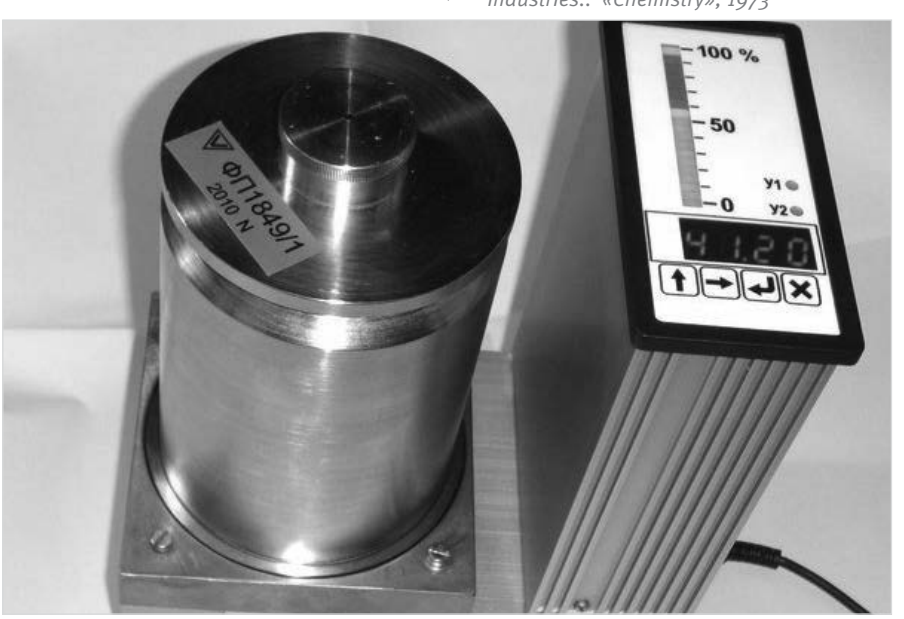


Рис. 1 — Измеритель постоянной времени релаксации

Эквивалент	Расчетное время, (сек)	Измеренное время, (сек)	Относительная погрешность, (%)
Ф1849. – 1	0,120	0,12	2,56
Ф1849.– 2	1,4	1,422	1,57
Ф1849. – 3	10,92	10,750	1,56
Ф1849. – 4	21,400	21,400	1,9
Ф1849. – 5	27,2	26,16	3,82
Ф1849. – 6	32,1	32,05	3,17

Таб. 1 — Результаты определения основной погрешности прибора с помощью эквивалентов

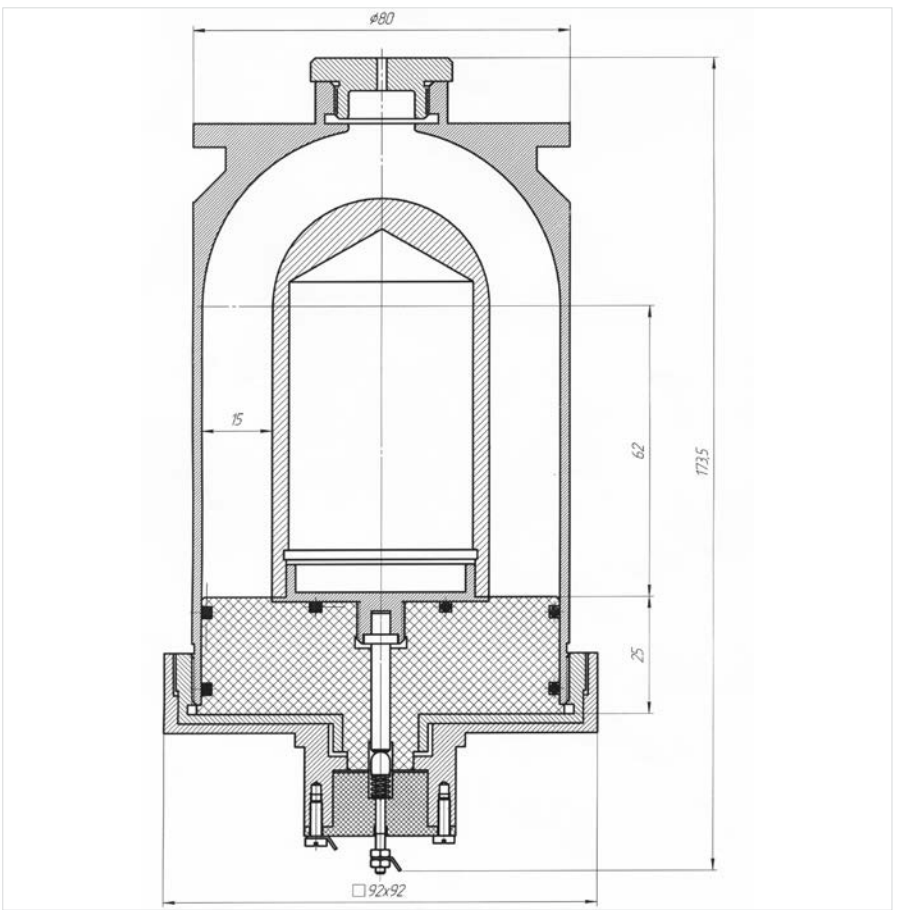
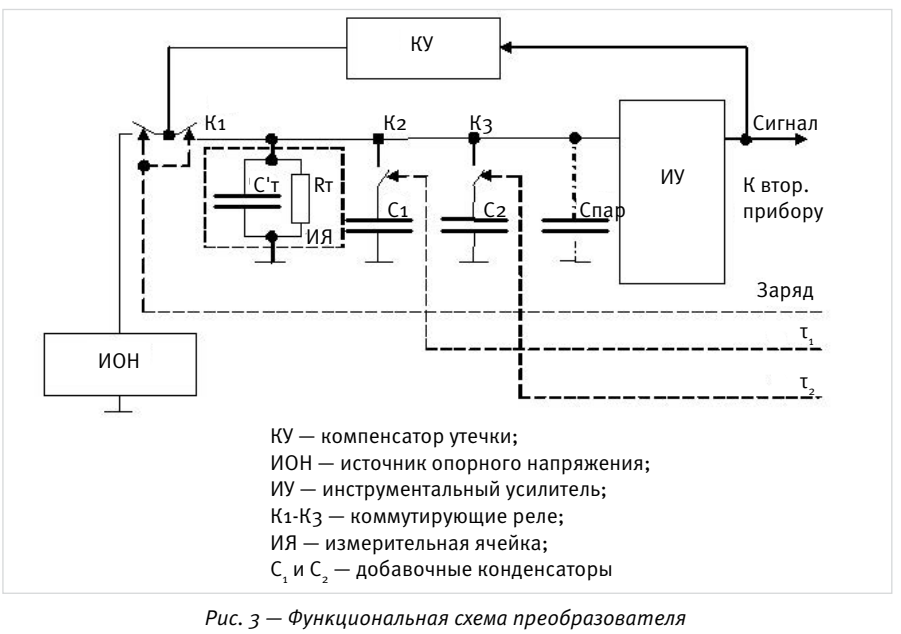


Рис. 2 — Измерительная ячейка в разрезе



КУ — компенсатор утечки;
ИОН — источник опорного напряжения;
ИУ — инструментальный усилитель;
К1-К3 — коммутирующие реле;
ИЯ — измерительная ячейка;
C_1 и C_2 — добавочные конденсаторы

Рис. 3 — Функциональная схема преобразователя

Как видно, в полученную формулу не входит паразитная ёмкость Спар, таким образом, достигается исключение дополнительной погрешности, вызываемое её наличием в схеме усилителя.

Усилитель помещён в отдельный металлический корпус для уменьшения влияния паразитных наводок на схему. Полная функциональная схема прибора показана на рисунке 4. Подробная функциональная схема вторичного прибора приведена на рисунке 5.

Измерительная ячейка содержит исследуемый объём углеводородного топлива, на который воздействует постоянное напряжение от стабильного опорного источника (ИОН).

Инструментальный усилитель выполняет функции повторителя напряжения, которое поступает с центрального электрода ячейки. Усиленный сигнал передаётся на вход вторичного прибора. Вторичный прибор управляет процессом заряда-разряда ячейки, коммутируя реле в блоке усилителя, преобразует напряжение на ёмкости ячейки в цифровые отсчёты, отфильтровывает помехи, затем обрабатывает полученные отсчёты с помощью микроконтроллера и выводит результаты обработки на цифровые и дискретно-аналоговые светодиодные индикаторы. Источник питания служит для питания прибора низковольтным напряжением. Для обеспечения требований безопасности при работе с топливом источник питания выполнен в виде отдельного модуля, вынесенного за пределы корпуса прибора.

Одним из основных элементов прибора является ячейка. Как было указано ранее, сопротивление её элементов изоляции должно быть значительным (много больше 10^{13} Ом), чтобы не шунтировать сопротивление топлива и, кроме того, ёмкость ячейки с топливом должна превышать паразитную ёмкость монтажа усилителя.

Схема измерения работает по алгоритму, определяемому формулой (2). Очерёдность включения реле усилителя, алгоритм вычисления времени разряда и работа всего прибора в целом определена программой управления, которая занесена в память микроконтроллера вторичного прибора.

Вначале подключается ИОН с помощью контактов реле К1, а также конденсатор C_1 с помощью контактов К2. Ёмкости $C_т$ и C_1 заряжаются. Затем ИОН отключаются контактами реле К1, и происходит свободный разряд ёмкости ячейки $C_т$ и добавочного конденсатора C_1 на сопротивление $R_т$. Интервал времени τ_1 записывается в оперативную память микропроцессора. Затем подключается конденсатор C_2 при помощи К3, и процесс заряда и разряда повторяется, но уже с суммой емкостей $C_т$, C_1 и C_2. Интервал времени τ_2 также записывается в оперативную память микропроцессора, а затем вычисляется время релаксации тт в соответствии с формулой (2). Конечный результат выводится на цифровые индикаторы.

Уменьшения влияния паразитных сопротивлений утечек на измеряемый сигнал во входной цепи достигается введением компенсатора утечки КУ, который выравнивает

разность потенциалов между контактами реле К1 и окружающими цепями. Для этого на коммутирующие контакты реле К1 через большое сопротивление подаётся напряжение, равное текущему потенциалу ячейки.

Работа прибора вторичного заключается в следующем. С инструментального усилителя сигнал поступает на вход АЦП, который выполняет циклическое измерение и преобразование его выходного сигнала в цифровую форму. С выхода АЦП преобразованный сигнал поступает на вход микроконтроллера МК, содержащего программу управления, в соответствие с которой автоматически обеспечивает коммутацию реле заряда/разряда ячейки и реле, подключающие C_1 и C_2 параллельно ёмкости ячейки C_T в соответствии с уровнем напряжения, измеренным АЦП. Микроконтроллер производит измерение напряжения заряда ячейки, измеряет длительность временных интервалов и выдаёт пересчитанные значения измеряемых величин и другую информацию на УУИ — устройство управления индикацией.

УУИ отображает результаты измерений, пункты меню, текущий режим работы и уровень заряда ячейки при помощи цифрового, светового и дискретно-аналогового индикаторов ИЦ, ИС и ИДА.

КУ кнопки управления предназначены для работы в ручном режиме. С помощью кнопок осуществляется вход в меню, переход по пунктам меню, изменение редактируемого параметра, выход из режима редактирования с сохранением (без сохранения) результата, запуск цикла измерения, прерывание запущенного цикла измерения и сброс результатов измерения.

Энергонезависимая память ЭП хранит управляющую программу микроконтроллера, значения настроек прибора, калибровочные константы и содержимое ячеек памяти пользователя.

Основные технические характеристики измерителя времени релаксации объёмного заряда:

- Диапазон измерений — от 0,1 до 35 сек.
- Время установления рабочего режима не более 15 мин.
- Относительная погрешность измеряемой величины ±15%
- Величина электрического сопротивления изоляции между корпусом и цепью питания прибора не менее 20 МОм, между измерительной цепью и корпусом › 10^{13} Ом, при нормальных условиях применения.
- Питание прибора осуществляется от сети напряжением (220±22) В и частотой (50±3) Гц переменного тока.
- Мощность, потребляемая прибором не более 6 В*А.
- Габаритные размеры прибора не более 160×190×95 мм
- Масса прибора с комплектом эквивалентов не более 8,4 кг.

Для проверки калибровки прибора были разработаны 6 эквивалентов, состоящие из высокоомных сопротивлений, соединённых параллельно. Эквиваленты устанавливались совместно с ячейкой, и штатным образом производилось измерение постоянной времени.

В таблице 1 показаны результаты проверки прибора с помощью этих эквивалентов. Все измерения проведены по 3 раза, и из полученных результатов были выбраны максимальные значения погрешностей.

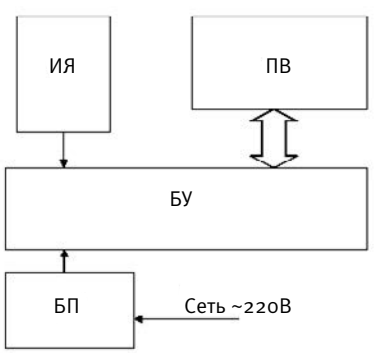
Как видно из таблицы наблюдается достаточная повторяемость результатов измерений, и погрешность прибора не превышает 4%, что удовлетворяет требованиям, установленным для максимальной относительной погрешности измеряемой величины. Таким образом, была подтверждена пригодность предложенного метода и прибора для использования на практике.

Итоги

Как показали проведённые испытания, наблюдается достаточная повторяемость результатов измерений, и погрешность прибора не превышает 4%, что удовлетворяет требованиям, установленным для максимальной относительной погрешности измеряемой величины.

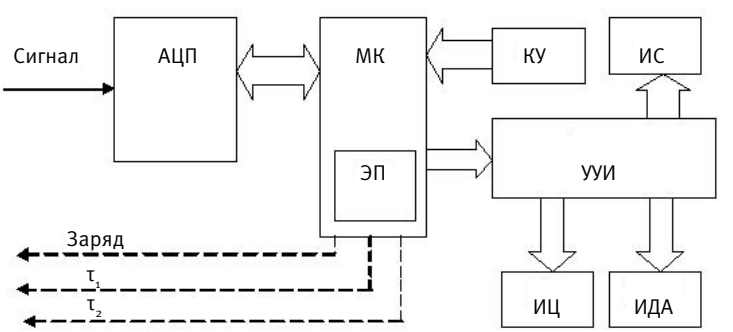
Выводы

Была подтверждена пригодность предложенного метода и прибора для использования на практике.



ИЯ — измерительная ячейка
БУ — блок усилителя
ПВ — прибор вторичный с цифровым и дискретно-аналоговым отсчётным устройством
БП — блок питания

Рис. 4 — Функциональная схема прибора для измерения постоянной времени релаксации (Ф1849)



АЦП — аналогово-цифровой преобразователь
МК — микроконтроллер
ЭП — энергонезависимая память
КУ — кнопки управления
УУИ — устройство управления индикацией
ИЦ — индикатор цифровой
ИДА — индикатор дискретно-аналоговый
ИС — индикатор световой

Рис. 5 — Функциональная схема прибора вторичного

Список использованной литературы

1. Анализ причин взрывов автоцистерн при наливе. http://prompribor.ru/stat_vzrivi.htm
2. Н.Н. Красиков, О.В. Шуваева Аномальная релаксация в жидкости при действии электрического поля, осуществляемого без контакта с потенциалозадающим электродом. Письма в ЖТФ, 2000, том 26, вып. 11.
3. Галка В.Л. Вопросы электростатической искробезопасности наливных судов. -СПб.:издат.Элмор, 2003 г.
4. Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.: издат. «Химия», 1973г

КЛАПАНЫ Dresser Masoneilan

Наша компания является канальным партнером фирмы Dresser Masoneilan и предлагает к поставке высококачественные регулирующие клапаны и приборы. Фирма Dresser Masoneilan всегда была в авангарде технического прогресса в области регулирования потоков. Методика расчета шумовых характеристик клапанов, а также, ставшая теперь уже классической, конструкция универсального регулирующего клапана КАМФЛЕКС с эксцентричным сегментным плунжером впервые в мире были созданы также специалистами Masoneilan.

УТЕПЛЯЮЩИЕ ПОЖАРОБЕЗОПАСНЫЕ ЧЕХЛЫ

Наша компания разрабатывает и изготавливает различные модели термочехлов по техническим заданиям и техническим условиям заказчика от единичных изделий до серийного производства.
Термочехлы предназначены для защиты от воздействия осадков и загрязнений, а также расширения температурного диапазона работы различных электронных комплексов:
- Приборов КИП и А (уровномеры, датчики давления, сигнализаторы уровня)
- Трубопроводная арматура (электроотсекатели, задвижки, клапаны)
- Стационарные антенные модули (спутниковая телефония)

Конструктивно чехлы выполнены из теплоизоляционного материала (верх) и подкладочной ткани из стекловолокна с двухсторонним силиконовым покрытием, между которыми в качестве утепляющего материала располагается негорючее иглопробивное полотно. Разъемные соединения выполнены с использованием лент «липучек» и шнуров с затяжками.
Изготовление осуществляется как в активном, так и в пассивном исполнении.

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ

Наша компания разрабатывает и изготавливает различные виды взрывозащищенных обогревателей.
Обогреватели предназначены для использования преимущественно в нефтяной и газовой промышленности во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок, для обогрева шкафов и блоков с контрольно-измерительной аппаратурой и оборудованием, требующих положительной температуры для нормального функционирования.

НЕОТЕХНОЛОГИЯ

390029, г. Рязань, ул. Строителей, дом. 15 «б»
Тел./факс: (4912) 911-502 (многоканальный) E-mail: info@neotechnology.ru www.neotechnology.ru

Датчики ТЖИУ. Традиции и развитие

В.С. Загузов (Москва, Россия)
mailbox144@vniia.ru

заместитель начальника научно-конструкторского отделения, начальник научно-исследовательского отдела

Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова (далее ВНИИА) входит в состав Госкорпорации «Росатом» Российской Федерации и является одним из предприятий ядерного оружейного комплекса.

Ключевые слова
приборы гражданского назначения, датчики давления, нефтегазовое оборудование, АЭС

Приборное направление во ВНИИА создано и активно развивалось с 1954 года. В 90-х гг. важной составляющей деятельности института стала разработка приборов гражданского назначения на основе военных прототипов.

В настоящее время одним из перспективных направлений деятельности ВНИИА является серийное изготовление датчиков давления жидкостей и газов (абсолютного, избыточного давления, разрежения, давления-разрежения, разности давлений), объединенных единым обозначением ТЖИУ406.

Датчики предназначены для использования в системах автоматического управления, контроля и регулирования технологических процессов различных отраслей промышленности, в том числе для применения во взрывоопасных производствах нефтяной и газовой промышленности, а также на объектах атомной энергетики.

На сегодняшний день успешно эксплуатируются около 100 тысяч датчиков давления типа ТЖИУ406 на объектах ОАО «Газпром» (ООО «Севергазпром», ООО «Газпромтрансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», ООО «Газпром трансгаз Самара»), АК «Транснефть» и на других предприятиях нефтегазового комплекса. Нашими датчиками комплектуются газоперекачивающие агрегаты и энергетические установки ОАО «Пермский моторный завод», ОАО «Сатурн» и ряд других заводов-производителей нефтегазового оборудования.

К основным преимуществам датчиков ТЖИУ406 можно отнести:

- диапазон измеряемых давлений от 0,16 кПа до 100 МПа;
- основная погрешность от ±0,1%;
- диапазон рабочих температур от –60 до +80°С;
- применение титановых сплавов в конструкции датчиков, что позволяет работать с агрессивными жидкостями и морской водой;
- климатическое исполнение – от умеренно холодного до тропического морского;
- высокое быстродействие;
- высокая надежность и долговременная стабильность: средняя наработка на отказ, рассчитанная по эксплуатационным данным, составляет более 4 миллионов часов, вероятность безотказной работы – не менее 0,98, назначенный срок службы не менее 15 лет для датчиков и сигнализаторов давления общепромышленного

назначения и не менее 20 лет для датчиков давления в исполнении для атомных станций (АС).

В последние годы в результате усовершенствования датчиков ТЖИУ406 разработаны и реализованы модификации датчиков давления ТЖИУ406-М100 общепромышленного назначения и ТЖИУ406-М100-АС для атомных станций, которые сохраняют и превосходят все подтвержденные эксплуатацией метрологические и надежностные характеристики. Датчики дополнены новыми возможностями по управлению и цифровому обмену данными по аналоговой линии связи (HART-протокол) или по протоколу MODBUS RTU с линией связи по RS485, а также самодиагностикой измерительного канала датчика.

Кроме того, реализована схема обработки выходного цифрового сигнала, содержащая программируемые гасители пульсации измеряемого давления, встроенные жидкокристаллический индикатор с возможностью подсветки и фильтр подавления помех в выходном сигнале, микропроцессорная коррекция составляющих погрешности преобразования. Обеспечена взрывозащита датчика вида «взрывонепроницаемая оболочка». Датчик обладает высокой стойкостью к электромагнитным помехам большой энергии. Модернизирована схема грозозащиты, которая имеет многоступенчатую структуру, состоящую из искровых разрядников и полупроводниковых импульсных ограничителей напряжения. Грозозащита обеспечивается отдельным блоком, что значительно упрощает ремонт датчика и позволяет варьировать комплектацию датчика для различных условий эксплуатации.

В процессе испытаний датчики ТЖИУ406-М100-АС показали наилучшую совместимость с аппаратурой низовой автоматики ТПТС разработки и производства ВНИИА.

Надежную работу, достигнутую конструкторскими решениями при разработке технологических схем, датчики показали в опытно-промышленной эксплуатации на энергоблоках №3 Калининской АЭС, Ростовской АЭС и объектах ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». В 2011 году проведен запуск 4 блока Калининской АЭС, оснащенного комплексом ТПТС и датчиками давления ТЖИУ406-М100-АС. В настоящее время идут поставки на энергоблок №1 Нововоронежской АЭС-2, энергоблок №3 Ростовской АЭС, энергоблок №4 Курской АЭС и поставка ЗИП на АЭС «Бушер», датчики включены в проект Ленинградской АЭС-2.

Кроме того, приборное направление ВНИИА является проектировщиком датчиков давления для сублиматного и разделительного производства ОАО «ТВЭЛ». В связи со спецификой условий эксплуатации датчики обладают уникальными техническими характеристиками и стойкостью к агрессивным реагентам, используемым в технологических процессах.

Следует отметить, что датчики давления ТЖИУ406-М100 и ТЖИУ406-М100-АС соответствуют требованиям для поставок на АЭС и на предприятия нефтегазового комплекса, а также занесены в Реестр ОАО «АК Транснефть».

Полученные результаты эксплуатации, имеющийся опыт, отзывы и рекомендации эксплуатирующих организаций в значительной степени определили дальнейшее развитие направления датчиков давления. Используя современные технологии, имеющуюся производственную базу, современный уровень знаний, специалисты ФГУП «ВНИИА» работают над созданием нового поколения датчиков давления, которые при сохранении метрологических и надежностных характеристик будут иметь ряд особенностей, в том числе:

- корпус, обеспечивающий отличный обзор при любом монтажном положении датчика. Графический ЖКИ позволит отображать информацию в различном виде, в т.ч. в графическом представлении;
- компенсация угла отклонения от оси при монтаже;
- интерфейсы: токовый сигнал 4-20 мА (2-х проводная схема подключения); RS-485 (Modbus RTU); CAN.

Высокое качество работы коллектива специалистов Всероссийского научно-исследовательского института автоматики им. Н.Л. Духова подтверждено международным сертификатом TÜV SÜD Системы менеджмента качества ISO 9001:2008 в области разработки, изготовления, сбыта и сервисного обслуживания оборудования ТПТС и датчиков давления ТЖИУ и дипломом Совета по присуждению премий Правительства Российской Федерации в области качества.

ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова»
127005, г. Москва, ул. Сущевская, д. 22
Тел.: 8 (499) 978-78-03
Факс: 8 (499) 978-09-03
e-mail: vniia@vniia.ru www.vniia.ru

Официальный представитель
KOBOLD, SEETRU, FUJI ELECTRIC

ПРОМЫШЛЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ИДЕАЛЬНО ТОЧНО!

РИЗУР

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Расход

Вихревой расходомер DVH-R

Электромагнитный расходомер DMH-R

Массовые кориолисовые расходомеры TM-R/TMU-R

Цельнометаллический ротаметр BGN-R

Пластиковые и стеклянные ротаметры KSM-R/KFR-R/KDF-R

Давление

Датчик дифференциального давления PAD-R

Датчик давления с выносной диафрагмой PAS-R

Малогабаритные датчики давления (тонкопленочные, пьезорезистивные, с керамической ячейкой) SEN-R

Манометры MAN-R

Переносные датчики давления с интегрированным/ внешним сенсором. HND-R

Уровень

Поплавковые датчики-реле уровня NGS-R/NKP-R/RFS-R

Буйковый датчик уровня BA-R

Вибрационные датчики уровня NWS-R/NSV-R/NVI-R

Байпасные роликовые уровнемеры NBK-R

Поплавковые уровнемеры NM-R/NMT-R

Емкостные датчики уровня LNZ-R/NCW-R/NTS-R

15 лет

УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ КОНТ

WWW.KOBOLD-RUS.RU
тел.: (495) 665-00-51

WWW.RIZUR.RU
тел.: (4912) 92-51-51

ИДЕАЛЬНО ТОЧНО!
РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Россия,390035,
г. Рязань, проезд Гоголя 3А.
Тел./факс: (4912) 24-60-61,
24-60-84, 24-60-45, 24-07-89,
24-11-66, 92-36-00, 92-36-70,
92-51-51, 92-57-57
E-mail: marketing@rizur.ru
WWW.RIZUR.RU

Температура

Переносной термометр HND-R

Электронное реле температуры TDD-R

Термометры DTM-R/TNF-R/TNS-R

Погружные термопары TTM-R/ TTL-R/TTD-R

Спиртовые термометры TGK-R/TGL-R

Термометры сопротивления LTS-R/TWD-R/TWN-R

Функциональная аппаратура

Универсальные индикаторы ADI-R

Дозаторы ADI-R/DAG-R

Самописец KLS-R

Счетчики ZEC-R/ZBS-R

Шифраторы вращения ZDA-R/ZDI-R

Промышленный обогрев

Обогреватели для КИПиА ОУр, ОУр-ПЛ, ОНП, обогреватели типа «ОША-Р»

Металлические и стеклопластиковые шкафы RizurBox

Утепляющие чехлы любых размеров по чертежам заказчика

РОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ!

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

ВСЕГДА НА УРОВНЕ

- ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ
- СИГНАЛИЗАТОРЫ
- УРОВНЕМЕРЫ
- СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

Курская АЭС, Ленинградская АЭС, Смоленская АЭС,
Балаковская АЭС, Нововоронежская АЭС,
АЭС «Бушер» (Иран), АЭС «Куданкулам» (Индия)

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

АКСОН - 100

Микропроцессорный преобразователь давления Аксон - 100 осуществляет непрерывное преобразование значения измеряемого параметра - давления абсолютного, избыточного, разрежения, давления-разрежения, гидростатического и разности давлений нейтральных и агрессивных сред в цифровой сигнал, передаваемый по радиоканалу.

САПФИР 22МР-К

Многопараметрический преобразователь Сапфир 22МР - К предназначен для непрерывного преобразование в числовое значение входных параметров: дифференциального, избыточного давления, сигнала температуры, представленного сигналом 4-20 мА на входе прибора. для последующего вычисления результатов косвеного измерения уровня измеряемой воды в барабане котла, расхода на потоке текучей среды.

САПФИР 22МР (HART)

Преобразователь предназначен для непрерывного преобразования значения измеряемого параметра - давления абсолютного, избыточного, разрежения. давления-разрежения, гидростатического и разности давлений нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал, цифровой сигнал по линии связи с поддержкой HART-протокола.

www.teplopribor.ru

г. Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ

РОС 101, 102, 200, 301

Предназначены для контроля одного или двух уровней электропроводных и неэлектропроводных жидких, твердых сред, сжиженных газов, зерна, а также раздела сред с резко отличающимися диэлектрическими проницаемостями, вода - светлые нефтепродукты.
Микропроцессорный датчик-реле уровня РОС 200 - в моноблочном исполнени.

УЗС 107, 207, 300, 400

Сигнализаторы УЗС предназначены для контроля от одного уровня до четырех уровней в одном технологическом проеме. Сигнализаторы обеспечивают два вида сигнализации на каждую точку контроля: наличие (Н) или отсутствие (О) контролируемой среды.

УЗР - 1

Прибор предназначен для контроля верхнего и нижнего уровня пресной воды с хромпиком, масел, жидкости охлаждающей низкозамерзающей, дизельного топлива.

УЗС - 500, 600

Сигнализаторы с автономным источником питания предназначены для контроля одного или двух предельных положений уровня некипящих жидких сред в различных технологических резервуарах и хранилищах в стационарных и корабельных условиях, а также на подвижных объектах типа авто- и железнодорожных цистерн.

УРОВНЕМЕРЫ

САПФИР 22Р ДУ

Преобразователи Сапфир - 22 Ду предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами, в том числе, со взрывоопасными условиями производства.

ПИУП

Преобразователь предназначен для контроля уровня жидкости или уровня раздела двух несмешивающихся жидкостей в системах автоматического контроля технологических процессов с повышенными требованиями к пожаробезопасности.

РИС 121

Датчики-индикаторы уровня РИС 121 предназначены для непрерывного контроля уровня жидких и твердых (сыпучих) сред, а также сигнализации достижения предельных уровней контролируемой среды в двух заданных точках.

г. Рязань
www.teplopribor.ru

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

- Кабели монтажные с изоляцией и оболочкой из самозатухающих полимерных материалов марок МКПсВ, МКПсЭВ, МКПсЭКВ, МКПсЭИВ, МКПсЭИКВ, в т.ч. исполнения: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-HF», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком и теплостойком исполнениях, с водоблокирующими элементами, ТУ 16.К18-072-2005 (получен патент на полезную модель, кабель удостоен диплома Программы «100 лучших товаров России»), имеется пожарный сертификат, разрешение на применение ФСЭТАН;
- Кабели контрольные в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком исполнении, экранированные, с броней из стальных оцинкованных лент;
- Кабели силовые в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком исполнении, в т.ч. с броней из стальных оцинкованных лент;
- Кабели силовые с резиновой изоляцией в резиновой оболочке;
- Осветительные и установочные провода;
- Радиочастотные кабели;
- Кабели, провода и шнуры связи;
- Нагревательные провода;
- Плетенки металлические;
- Другие виды кабельной продукции.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

УФИМКАБЕЛЬ

На предприятии действует система менеджмента качества на соответствие требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2008, ГОСТ РВ 15.002-2003.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

450057 | Республика Башкортостан | Уфа | Цюрупы | 12
Телефон/факс | 347 | 272-72-48 | 272-26-89 | E-mail | ufimcabelom@mail.ru | cabel@ufacom.ru

ufimcabel.ru

РЕГИСТРАТОР УРОВНЯ “РУБИН-1М”

Сертифицирован в системе “Газпромсерт”под №ГО00.RU.1109.Н00141 и поставляется на объекты ОАО “Газпром”

- Ультразвуковой регистратор уровня жидкости неинвазивного (бесконтактного) способа измерения с накладными датчиками вводится в эксплуатацию без прерывания технологического процесса.
- Уникальный способ измерения позволяет надежно регистрировать уровень жидкости в резервуарах высокого давления с толщиной стенки до 70 мм при наличии внутренних конструкций и отложений.
- Опция измерения уровня.
- Возможность прецизионной настройки уровня срабатывания с панели вторичного прибора.
- Наличие пены и барботаж жидкости не влияют на точность определения уровня.
- Самодиагностика и стабилизация параметров в автоматическом режиме.

Патент на изобретение № 2437066

ТЕХНОАВТОМАТ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

Россия, 413100, Саратовская обл.,
г. Энгельс, пл. Свободы, 14 а
тел. (8453) 55-80-74, 55-69-49
www.tehnoavtomat.ru info@tehnoavtomat.ru

ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ КОНТРОЛЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ

УДК 519.6:621.651

О некоторых аспектах практического совершенствования неинвазивного (бесконтактного) ультразвукового метода измерении уровня жидкости в закрытых резервуарах

О.М. Качанов (Энгельс, Россия)
info@tehnoavtomat.ru

генеральный директор
ООО «НПП-Техноавтомат»

В.Г. Токарев

главный инженер
ООО «НПП-Техноавтомат»

А.В. Романов

начальник ОКБ ООО
«НПП-Техноавтомат»

А.И. Куреньков

ведущий инженер ООО «НПП-Техноавтомат»

В статье рассмотрены способы повышения точности и надежности контроля уровня жидкости в закрытых сосудах.

Материалы и методы
Теоретический анализ, промышленные испытания и разработка новых способов контроля

Ключевые слова
ультразвуковая техника, волна Лэмба, нулевая мода, симметричная и асимметричная волна, затухание, программная обработка сигналов

Some aspects of the practical improvement of non-invasive (contactless) ultrasonic method for measuring the liquid level in closed tanks

Authors
O.M. Kachanov (Engels , Russia)

general director, LLC "NPP-Tehnoavtomat"

V.G. Tokarev

chief engineer, LLC "NPP-Tehnoavtomat"

A.V. Romanov

chief of EDO, LLC "NPP-Tehnoavtomat"

В современной технике контроля уровня жидкости ультразвуковые методы прочно заняли свое место. Эти методы используют зависимость параметров ультразвуковых колебаний от среды, в которой они распространяются. Основные, широко применяемые в настоящее время ультразвуковые методы измерения уровня жидкости, базируются на измерении амплитуды или времени распространения прямых или (и) отраженных от поверхности жидкости ультразвуковых волн, а также распространяющихся в специальных зондах, контактирующих с жидкостью. Это, так называемые, методы эхолокации.

Точность этих методов находится в зависимости от свойств и параметров среды (воздух или газ над поверхностью жидкости, сама жидкость, материал стенки резервуара, зонда) и их стабильности в процессе измерения. Для обеспечения необходимой точности измерений этими методами необходимо либо заранее оговаривать ограниченный диапазон изменения этих параметров, либо вводить дополнительный их контроль, позволяющий производить оперативную корректировку результатов измерений. Первый прием должен быть достижим, как правило, жесткой стабилизацией технологических режимов, что бывает практически весьма затруднительно. Это сужает технологическую сферу использования такого приема. Второй прием усложняет измерительную аппаратуру. Сложность эта будет определяться «сложностью» среды, ее поведением в технологическом процессе, происходящем в резервуаре.

Указанные методы, для обеспечения снижения влияния параметров среды требуют врезки измерительных первичных преобразователей непосредственно в резервуар, технологический аппарат. Это неизбежно приводит к конструктивному усложнению измерительной аппаратуры. К тому же, большинство технологических процессов в промышленной сфере не бывают «чистыми». Требование же к чистоте измерительных частей, как правило, значительно выше, чем к самим технологическим аппаратам. Это обстоятельство накладывает дополнительные требования к соблюдению регламентных работ их периодичности.

В последнее время начал находить применение другой метод ультразвукового контроля, использующий свойства, так называемых, волн Лэмба, распространяемых в тонких пластинах, каковыми являются стенки резервуара.

Известно, что степень поглощения энергии колебаний этих волн существенно зависит от контакта поверхности пластины со средой, ее свойств, в большей степени от ее плотности и вязкости. У газообразной и жидкой среды эти параметры разнятся в порядках, поэтому степень поглощения сигналов, распространяемых в стенке резервуара по линии, которая контактирует только с газообразной средой, может отличаться от той, которая по внутренней поверхности соприкасается с жидкостью, при равных расстояниях, в разы. Таким образом, измеряя степень затухания колебания ультразвуковых волн на фиксированном участке стенки резервуара, между их излучателем и приемником, расположенными на внешней поверхности стенки, можно определить положение линии раздела жидкой и газообразной фазы относительно линии распространения этих волн.

Преимущества такого метода очевидны. Этот метод не требует врезки первичных преобразователей в резервуар, поскольку возбуждение и контроль ультразвуковых волн Лэмба производится на внешней его поверхности, что значительно упрощает конструкцию этих преобразователей и их монтаж на объекте. Состав и давление газообразной среды в резервуаре не оказывает практического влияния на результаты измерения при таком методе и он малочувствителен к плотности жидкости.

Такой метод реализован в регистраторе уровня «Рубин-1М». Данный прибор серийно выпускается компанией ООО «НПП-Техноавтомат» (г. Энгельс) с 2006 года. Прибор имеет в своем составе две пары ультразвуковых преобразователей для контроля двух предельных положений уровня жидкости в резервуарах, которые устанавливаются на внешней поверхности резервуара по линии, параллельной уровню жидкости на контролируемых отметках по высоте. Он обеспечивает дискретную индикацию текущего положения уровня жидкости относительно установленных линий преобразователей (выше — ниже), а также может осуществлять измерение положения уровня жидкости относительно, установленных линий преобразователей. Ультразвуковой диапазон волн Лэмба обеспечивает работу метода в металлических стенках резервуаров до 70 мм. Переходная зона положения уровня, вызывающая смену индикации, определяется геометрическими размерами первичных преобразователей, характеристиками волны Лэмба, на которую настроен прибор, и другими настройками прибора. Ширина этой зоны может находится в пределах

от ±5 мм до ±50 мм. На рис. 1 представлен характер зависимости сигнала прибора от уровня жидкости в резервуаре. Характерные выбросы сигнала по краям переходной зоны связаны с, так называемым, краевым эффектом. Размер «расползания» переходной зоны соизмерим с длиной волны Лэмба и не превышает ее.

Как показывают испытания, основными дестабилизирующими факторами, влияющими на измерения, является температура внешнего окружающего воздуха и температура стенки резервуара, которые определяют рабочую температуру излучателя и приемника, а также состояние внутренней поверхности резервуара, прежде всего, степень ее загрязненности различными отложениями, вязкость которых превышает вязкость основной жидкости.

Температура влияет, в основном, на передаточные характеристики самих преобразовательных элементов и других вспомогательных материалов, которые используются в конструкции излучателя и приемника, а также их контактной смазки с поверхностью резервуара. Теоретически, температура во всем промышленном диапазоне (-50°С ÷ +50°С) не должна существенно влиять на параметры затухания волн Лэмба в металле, как показывает практика, такое все же наблюдается. Вероятно, объяснение этого явления связано с возникающими дополнительными напряжениями, вызываемыми температурной деформацией конструкции резервуаров и элементов конструкции самих датчиков. Вторая составляющая влияния может быть снижена путем совершенствования и отработкой технологического процесса изготовления самих датчиков, но, полностью ее не устраняет.

Введение же прямой температурной компенсации в этом методе технически затруднительно. Трудность эта состоит в том, что зависимость коэффициента передачи от температуры для системы: «излучатель» — «стенка резервуара» — «приемник», индивидуальная. Эта зависимость не описывается строгой повторяемой кривой. Она более походит на сложную гистерезисную. Однако, в большинстве случаев применения, с имеющимся технологическим разбросом характеристик преобразователей, зависимость коэффициента передачи от температуры не будет выходить за определенные границы.

Для решения проблемы повышения стабильности и точности результатов измерений в приборе «Рубин-1М» используется не прямой метод измерения амплитуд сигналов, а отношение энергетических характеристик некоторых из них. Данный способ и его реализация устройством защищен патентом [1].

В приборе в качестве излучателя и приемника используется идентичная пара пьезопреобразователей Х-среза, расположенных перпендикулярно поверхности пластин. Возбуждение осуществляется передним фронтом периодических импульсов (единичным ступенчатым воздействием), длительность которых превышает время распространения волн Лэмба на расстоянии между излучателем и приемником. Как известно [2], такой способ возбуждения приводит к одновременному возникновению в пластинах преимущественно симметричной и антисимметричной волн Лэмба нулевых порядков. Известно также, что волна Лэмба представляет собой неоднородную нелинейную конфигурацию группы нормальных волн, которые описываются следующими уравнениями:

A.I. Kurenkov

lead engineer, LLC "NPP-Tehnoavtomat"

Abstract

The article deals with how to improve the accuracy and reliability of the monitoring levels in closed vessels.

Materials and methods

The theoretical analysis, industrial test and development of new methods of control

Results

Practical implementation of a promising method for liquid level control for closed tanks.

Conclusions

The presented procedure of processing signatures of the signals, providing calculation of a ratio of power characteristics of zero modes of symmetric and asymmetric Lamb waves, and introduction of the special software filter increases accuracy and stability of measurements in real conditions.

Keywords

ultrasonic technique, Lamb wave, the zero mode, the symmetric and asymmetric wave, attenuation, signal processing software

References

1. *Tokarev V.G., Kachanov O.M., Kurenkov A.I., Romanov A.V., Romanov M.V. Patent RU №2437066 (20.12.2011) "Method of ultrasonic control of liquid level in tanks and the device for ultrasonic control of liquid level in tanks".*
2. *Victorov I.A. Physical bases of ultrasonic Rayleigh and Lamb waves application in technology. M.: Nauka, 1966.*

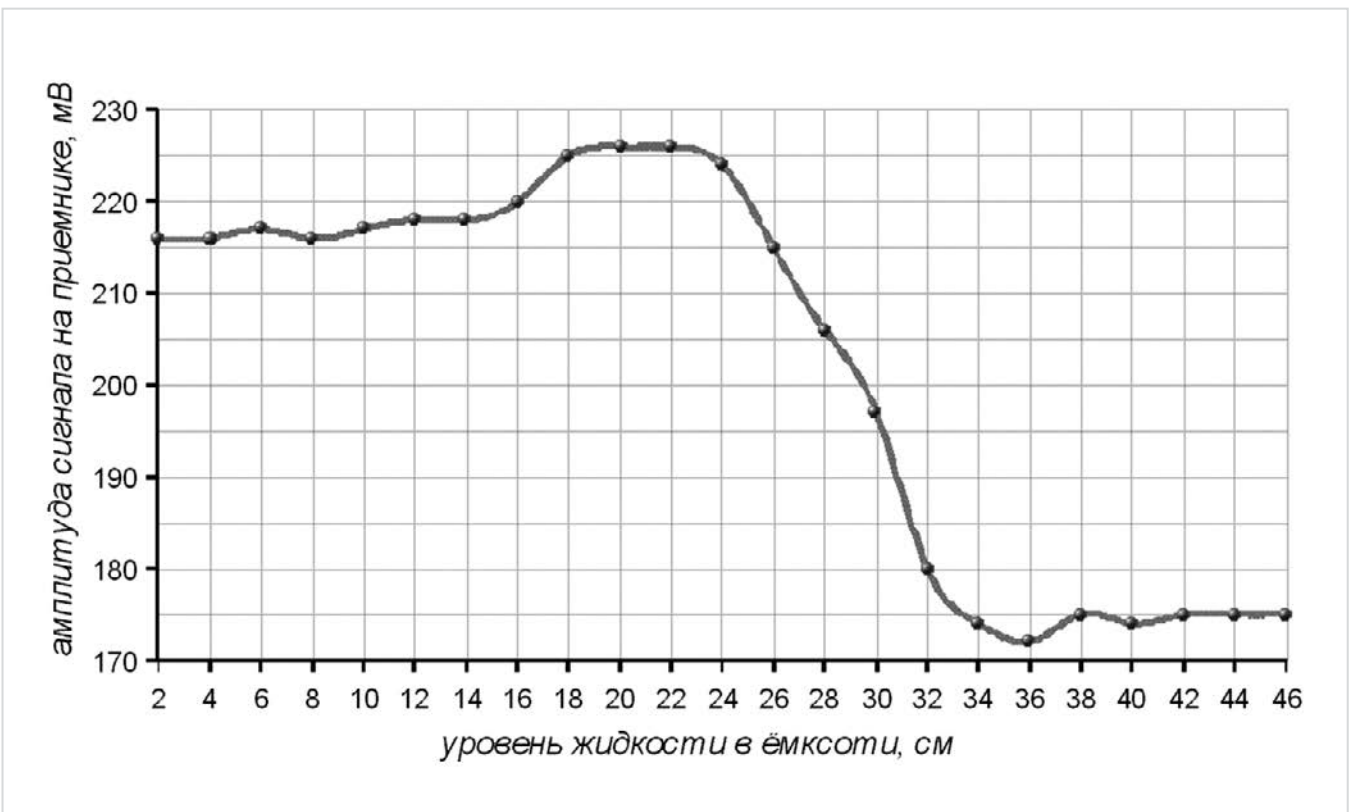


Рис.1 — Зависимость амплитуды сигнала на приемнике от уровня жидкости в резервуаре

$$U = U_s + U_a$$
$$W = W_s + W_a$$
$$U_s = A \cdot k_s \left(\frac{ch(q_s z)}{sh(q_s d)} - \frac{2q_s s_s}{k_s^2 + s_s^2} \cdot \frac{ch(s_s z)}{sh(s_s d)} \right) e^{i(k_s x - \omega t - \frac{\pi}{2})}$$
$$W_s = -A \cdot q_s \left(\frac{sh(q_s z)}{sh(q_s d)} - \frac{2k_s^2}{k_s^2 + s_s^2} \cdot \frac{sh(s_s z)}{sh(s_s d)} \right) e^{i(k_s x - \omega t)}$$
$$U_a = B \cdot k_a \left(\frac{sh(q_a z)}{ch(q_a d)} - \frac{2q_a s_a}{k_a^2 + s_a^2} \cdot \frac{sh(s_a z)}{ch(s_a d)} \right) e^{i(k_a x - \omega t - \frac{\pi}{2})}$$
$$W_a = -B \cdot q_a \left(\frac{ch(q_a z)}{ch(q_a d)} - \frac{2k_a^2}{k_a^2 + s_a^2} \cdot \frac{ch(s_a z)}{ch(s_a d)} \right) e^{i(k_a x - \omega t)}$$

где U, W — компоненты общего продольного и поперечного смещений, соответственно; U_s, U_a — компоненты продольного смещения, относящиеся к симметричной и антисимметричной волне, соответственно; W_s, W_a — компоненты поперечного смещения, относящиеся к симметричной и антисимметричной волне, соответственно; A, B — произвольные постоянные, определяемые начальными условиями возбуждения; z — поперечное положение точки относительно серединной плоскости пластины; d — толщина пластины; x — расстояние вдоль пластины; ω — круговая частота колебаний; t — время; k, q, s — волновые числа, связанные соотношениями:

$$q_{s,a} = \sqrt{k_{s,a}^2 - k_l^2}$$
$$s_{s,a} = \sqrt{k_{s,a}^2 - k_t^2}$$

где $k_{s,a}$ — волновые числа, относящиеся к симметричной и антисимметричной волнам; k_l, k_t — волновые числа, относящиеся к продольной и поперечным волнам, соответственно.

Анализ уравнений показывает, что большая часть энергии для антисимметричной волны сосредотачивается в поперечных колебаниях, тогда как для симметричных, наоборот — в продольных. Аналитическое решение задачи определения степени поглощения волн Лэмба разных видов для конкретных условий достаточно сложное. Однако характер этой зависимости уже просматривается на соотношениях коэффициентов затухания волн Рэлея, которые в наибольшей степени схожи с волнами Лэмба нулевых мод, вырождающихся в них при $d \gg \lambda_R$, где λ_R — длина волны Рэлея. Показано [2], что наибольший вклад в коэффициент затухания волн Рэлея вносят поперечные волны. Аналитическая зависимость для коэффициента затухания выражается следующей формулой:

$$\gamma = A\alpha + (1 - A)\beta$$

где α — коэффициент затухания продольной рэлеевской волны, β — коэффициент затухания поперечной рэлеевской волны, A — некая величина, зависящая только от свойств материала, выражаемая через коэффициент Пуассона ν. Для стали, например, приведенное выше выражение приобретает следующий вид: $\gamma = 0.11\alpha + 0.89\beta$. Последнее свидетельствует о том, что затухание этих волн определяется в большей степени поперечной составляющей.

Указанное обстоятельство по разному сказывается и на степени поглощения контактным слоем жидкости симметричных и антисимметричных волн Лэмба, схожих с рэлеевскими, что надежно подтверждается проведенными экспериментами. Разделение сигналов, относящихся к симметричным и антисимметричным волнам в общей сигнатуре сигнала осуществляется в приборе стробированием по времени двух участков, так как скорости распространения этих волн различны. В качестве опорного принимается сигнал, относящийся к симметричной волне Лэмба. Так как степень поглощения энергии симметричной волны Лэмба приблизительно в 8 раз меньше чем антисимметричной для нулевых порядков при контакте одной поверхности пластины с жидкостью и сохраняет устойчивость этой характеристики в широком температурном диапазоне. Кроме того, использование этого сигнала в качестве опорного повышает помехоустойчивость прибора, который легко выделяется в самом начале «чистого» участка общей сигнатуры, лишенный отраженных сигналов, поскольку скорость симметричной волны Лэмба нулевой моды является самой высокой в сравнении с остальными составляющими. Таким образом, использование соотношения двух сигналов исключает влияние температурного тренда на конечный результат измерения, оставляя в нем лишь разницу степени поглощения этих двух типов волн.

В ходе промышленной эксплуатации прибора «Рубин-1М» пришлось также столкнуться с еще одной проблемой. Это, так называемые, «шумящие» объекты. К ним, прежде всего, можно отнести емкости газовых сепараторов, газ в которые подается под большим давлением через запорно-регулирующую арматуру. В процессе работы могут возникать такие технологические режимы, когда эта арматура начинает «свистеть», вызывая акустические шумы в стенках резервуаров, передаваемые по трубопроводам, связанных с ней.

Рабочие испытания при эксплуатации регистраторов уровня «Рубин-1М» на реальных действующих объектах показали, что измерительная сигнатура приборов подвержена некоторой шумовой флюктуации и искажению под воздействием акустических помех, связанных с рабочими процессами в аппаратах. Наиболее заметно такое влияние сказывается в том, что характеристики выделенных временных зон сигналов начинают выходить за рамки настраиваемых уставок и прибор может выдавать ложное определение положения уровня жидкости. Такое наблюдалось на некоторых газовых сепараторах, источником акустических помех в которых являлась входная запорно-регулирующая арматура, работающая при больших перепадах давления с возникновением вибрации и газового «свиста». В ходе испытаний были выявлены интегральные характеристики этих шумов, передаваемые на рабочие поверхности емкости сепаратора (средние значения скорости, ускорения и амплитуды вибрации). Частотные характеристики рабочих шумов явно были нестационарны, поэтому использование полосовых фильтров в этом случае неэффективно.

Для подавления (снижения влияния) таких помех в программную обработку сигналов был введен специальный фильтр, как дополнительная настраиваемая опция.

Данная обработка сигнала учитывает следующие факторы:

- влияние шумов на разные участки сигнатуры сигнала, распределенной во времени, не одинаково, т.е. вероятность одновременного одинакового (похожего) искажения двух участков значительно меньше, чем одного выбранного, при обычной работе. Этот фактор служит дополнительным критерием отбора менее искаженных сигнатур сигналов;
- скорость тренда параметров сигнатуры сигналов, при нормальной работе, определяется скоростью слива/налива жидкости в емкости. Это обстоятельство используется как ограничение на реальное изменение величины выбранных параметров между измерительными циклами.
- общий допустимый уровень шумов определяется прибором в начальной зоне сигнатуры каждого измерительного цикла, до появления полезных сигналов, служащий своеобразным индикатором нормальности режима работы прибора и одновременно критерием блокировки ложных срабатываний.

Таким образом, для реализации данного способа обработки измерительных сигнатур, программный фильтр включает в себя следующие входные настраиваемые параметры:

- N — количество измерительных сигнатур в цикле;
- T — период между измерительными циклами;
- Zo, Do — задержка и ширина начального измерительного окна в сигнатуре, соответственно (для определения уровня помех)
- Z1, D1 — задержка и ширина первого измерительного окна в сигнатуре, соответственно (для определения уровня опорного сигнала);
- Z2, D2 — задержка и ширина второго измерительного окна в сигнатуре, соответственно (для определения уровня полезного сигнала);
- K — начальное соотношение между принятыми параметрами измерительных окон сигнатур (отношение между A1/A2 или I1/I2, в зависимости от задания A/I);
- A/I — заданный параметр измерительного окна, амплитудный или интегральный;
- A1/I1 — начальное значение выбранного параметра первого, основного, измерительного окна;
- So — пороговое значение уровня шумов;
- Sk — допустимое отклонение от текущего значения K, используемое для отбора измерительных сигнатур в текущей выборке;
- Sa/i — допустимое отклонение заданного параметра основного измерительного окна от предыдущего значения, вычисляемое как среднее значение из числа отобранных сигнатур в текущей выборке.

Входные параметры фильтра задаются оператором, исходя из реальных условий контролируемого объекта и на основе анализа предварительных тестовых необработанных сигнатур.

Процедура обработки сигнатур состоит в следующем.

В начале производится несколько циклов измерений, из которых исключаются те, у которых уровень шумов превышает пороговое значение So. В выделенном окне накапливается N измерений с максимально возможной скоростью, позволяемой первичным преобразователем, среди которых отбираются те, у которых текущее значение

$$Ki = K \pm Sk$$

Затем, определяется среднее значение выбранного параметра A/I по отобранным сигнатурам. Если его полученное значение удовлетворяет условию

$$Ai/Ii = A1/I1 \pm Sa/i,$$

то это значение принимается текущим измеренным значением и в последующем цикле рассматривается, как начальное.

Если $Ai/Ii > A1/I1 \pm Sa/i,$

то текущим значением становится

$$Ai/Ii = A1/I1 + Sa/i$$

Если $Ai/Ii < A1/I1 - Sa/i,$

то текущим значением становится

$$Ai/Ii = A1/I1 - Sa/i$$

Во всех случаях вычисляется среднее значение К по отобранным сигнатурам и это значение принимается в качестве начального значения для следующего цикла измерения.

Для окончательной настройки важно иметь текущую информацию о количестве отбираемых сигнатур. Оно, естественно, не должно быть нулевым и не приближаться к заданному значению N. Последнее возможно только при отсутствии помех. Оптимизация работы фильтра должна достигаться подбором значений Sk и Sa/i. Первый, как показала эксплуатация, при правильном выборе измерительных окон составляет десятые доли К (это соотношение мало зависит от смены положения уровня жидкости относительно датчиков) и должен быть сведен до необходимого минимума, обеспечивающего ненулевое количество выборок (желательно, до N/3), второй не следует сводить к минимуму, в случаях, если скорость слива/налива высока и требуется быстрая реакция на срабатывание прибора. N - накладывает ограничение на скорость обработки сигнатур и возможности памяти первичного преобразователя прибора. Очень важным является правильное начальное определение и задание К. Критерием правильности может, как раз, служить текущее значение количества отбираемых фильтром сигнатур, его устойчивое колебание вокруг некоторого значения. Оно не должно быть менее трех, если в фильтре применять отбрасывание крайних значений, перед определением среднего значения. Не совсем верное задание начальных значений A1 или I1 не критично. Такое задание приведет к некоторому запаздыванию в правильных показаниях прибора на начальном этапе (вхождение в режим). Важно только, чтобы за время этой задержки положение уровня жидкости не менялось. Время выхода на правильный режим будет составлять несколько периодов измерительных циклов, зависимое от величины рассогласования и Sa/i. T — ограничен, с одной стороны, длительностью рабочего цикла вторичного преобразователя, с другой - скоростью реакции прибора. Следует принимать во внимание, что этот параметр взаимосвязан с Sa/i, значение последнего должно рассчитываться исходя из T и максимальной скорости изменения измерительных параметров, определяемой скоростью слива/налива жидкости в емкости.

Итоги

Представлена практическая реализация перспективного метода контроля уровня жидкости для закрытых резервуаров.

Выводы

Представленная процедура обработки сигнатур сигналов, предусматривающая вычисление соотношения энергетических характеристик нулевых мод симметричной и антисимметричной волн Лэмба и введение специального программного фильтра повышает точность и устойчивость измерений в реальных условиях.

Список использованной литературы

1. Токарев В.Г., Качанов О.М., Куреньков А.И., Романов А.В. и Романов М.В. Патент №2437066 (от 20.12.2011) «Способ ультразвукового контроля уровня жидкости в резервуарах и устройство для ультразвукового контроля уровня жидкости в резервуарах».
2. Викторов И.А. Физические основы применения ультразвуковых волн Рэлея и Лэмба в технике. М.: Наука, 1966 г.

Сварка

12-я специализированная выставка-конференция с международным участием

Контроль и диагностика

7-я специализированная выставка

Под патронажем ТПП РФ:

При поддержке:

4–6 декабря 2012

- «День главного сварщика»
- Научно-техническая конференция «Сварка и Диагностика»
- Конкурс «МИСС СВАРКА-2012»
- ТЕСТ-ДРАЙВ сварочного оборудования
- Ярмарка ВАКАНСИЙ
- Мастер-класс победителей конкурса «Лучший сварщик Свердловской области
- Конкурс «Молодой Сварщик-2012»
- «День молодого специалиста»

Место проведения:

МВЦ «Екатеринбург-ЭКСПО»

Организатор:
УРАЛЬСКИЕ ВЫСТАВКИ
Тел. +7 (343) 310-03-30
www.uv66.ru

Китай《Аньза》

WWW.ASANZA.COM

---Ваш надёжный партнёр и друг!

Взрывозащищённые аппараты

Электромагнитный нагреватель для нефтепроводов

Муфта для ремонта нефтепроводов

Буровые инструменты

Буровой насос и запчасти к ним

Льготные условия по оплате ! ! !

Тел: (3822) 28-86-64, 44-27-94
Факс: (3822) 44-28-43, 44-29-06
E-mail: marketing@manotom-tmz.ru
www.manotom-tmz.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
МАНОТОМЬ
ТОМСКИЙ МАНОМЕТРОВЫЙ ЗАВОД

ОАО «Манотомь» предлагает приборы контроля давления в различных исполнениях

Надежность наших приборов проверена временем

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРИБОРЫ В КОРПУСАХ ИЗ НЕРЖАВЕЮЩЕЙ СТАЛИ:

МП3-УУХЛ1, ВП3-УУХЛ1, МВП3-УУХЛ1
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к климатическим воздействиям от –70°С до +50°С

МП4-УУХЛ1, ВП4-УУХЛ1, МВП4-УУХЛ1
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к климатическим воздействиям от –70°С до +50°С

КОРРОЗИОННОСТОЙКИЕ:

МП3А-Кс, ВП3А-Кс, МВП3А-Кс
Корпус, держатель, механизм — нержавеющая сталь
Стекло — силикатное
Трубчатая пружина — 36НХТЮ

МП4А-Кс, ВП4А-Кс, МВП4А-Кс
Корпус — алюминиевый сплав
Держатель, механизм — нержавеющая сталь. Стекло — силикатное
Трубчатая пружина — железоникилевый сплав

МАНОМЕТРЫ ДЛЯ ТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ:

МПТИ
Класс точности — 1; 0,6; 0,4
Приборы оснащены корректором «0»
Степень защиты — IP53

СИГНАЛИЗИРУЮЩИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ:

ДМ5010Сг0Ех, ДВ5010Сг0Ех, ДА5010Сг0Ех
Диаметр корпуса — 100мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1,0)
Степень защиты — IP54
Ток коммутации — 100 мА
Имеют маркировку взрывозащиты — «0ExiaIICT5X»
• две раздельных цепи коммутации, гальванически не связанные друг с другом
• герметичный кабельный ввод
• повышена механическая прочность
• возможность использования в качестве общетехнического и взрывозащищенного варианта

ДМ2005Сг1Ех
• Диаметр корпуса — 160 мм
• Класс точности — 1,5
• Степень защиты — IP40 (по заказу IP 53)
• Масса приборов — не более 1,6 кг

ЭЛЕКТРОННЫЕ ПРИБОРЫ:

ДМ5002М
ДМ5002Вн
Диапазон показаний — от -1 до 2500 кгс/см^2
Пределы допускаемой основной погрешности — 0,06, 0,1, 0,15, 0,25
выходной сигнал — (4-20), (0-5) мА
Степень защиты — IP54
Межповерочный интервал — 2 года
Напряжение питания — 24-27В
(по заказу 36-42В)
Имеют вид взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка» с маркировкой «1EXdIICT5»
• электроконтактный манометр, имеет двухканальное релейное коммутирующее устройство
• обладают высокой точностью измерений
• многопредельны
• имеют повышенную вибростойкость
• возможность коммутации электрических цепей по установленным пределам измерений (уставкам)
• имеют стандартный интерфейс RS-232 или RS-485

АРМ — АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО ПОВЕРИТЕЛЯ:

Класс точности поверяемых приборов: 0,4; 0,6; 1,0 и ниже
Диапазон измерений поверяемых приборов: (–0,1–160) МПа
Пределы допускаемой основной погрешности рабочего эталона: ± 0,06; 0,1%
Единицы измерения давления: кПа, МПа, кгс/см^2 и др.
Интерфейс: USB/COM
В зависимости от выполняемых задач комплект оборудования может включать в себя:
• устройство для создания давления
• набор цифровых многопредельных приборов ДМ5002А
• персональный компьютер с установленным программным обеспечением

Имеет лицензию на разработку, производство и ремонт средств измерений. Имеет аттестат аккредитации метрологической службы на право поверки средств измерений.

ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК НА ВСЕ ПРИБОРЫ — 3 ГОДА

made inTomsk

Система менеджмента качества: ISO 9001:2008

Мобильный компьютерный комплекс для поверки и калибровки манометров. АРМ поверителя

Ю.Г. Свинолупов (Томск, Россия)
sjg@manotom-tmz.ru

к.т.н., заместитель
генерального дирктора по науке
ОАО «Манотомь»

ОАО «Манотомь» является ведущим предприятием России по разработке и производству стрелочных и электронных приборов измерения давления и температуры. Манометры ОАО «Манотомь» эксплуатируются практически во всех отраслях отечественной промышленности, на объектах и предприятиях МО РФ. Главной концепцией современного развития ОАО «Манотомь» является разработка и освоение производством новых, инновационных достижений в манометрическом приборостроении.

Ключевые слова
компьютерный
комплекс, манометры,
АРМ поверитель

Сегодня ОАО «Манотомь» предлагает специальную разработку для использования в метрологических лабораториях и ЦСМ — автоматизированное рабочее место (АРМ поверителя) — мобильный компьютерный поверочный комплекс с программным обеспечением, который в реальном времени выдает протокол поверки прибора на дисплей компьютера и формирует документ для печати.

АРМ поверителя предназначен для поверки и калибровки стрелочных (показывающих) манометров, вакуумметров и мановакуумметров. Основу портативного поверочного комплекса составляют многопредельный цифровой прибор ДМ5002М (рабочий эталон), серийно выпускаемый ОАО «Манотомь», прикладное программное обеспечение «Поверитель». Использование цифрового манометра ДМ5002М в качестве эталона подтверждено его высокими метрологическими характеристиками (минимальное значение погрешности на четырёх верхних диапазонах измерения составляет 0,06%), разработанная и утвержденная во ВНИИМС методика поверки 5Ш0.283.342МП.

Поверочный комплекс позволяет одновременно поверять методом непосредственного сличения несколько средств измерений давления. При выполнении поверки пользователь имеет возможность выбора одного из двух способов поверки. При первом способе поверки в процессе создания давления указатели поверяемых приборов совмещают с оцифрованной отметкой шкалы, а отсчет показаний производят по эталонному прибору. При втором способе точное значение давления устанавливают по эталонному прибору, а отсчет показаний проводят по шкалам поверяемых приборов.

Применение в составе поверочного комплекса 4 прецизионных многопредельных приборов ДМ5002М позволяет выполнять поверку или калибровку средств измерений классов точности: 0,4; 0,6; 1,0 и грубее в диапазоне давлений от -0,1 до 160 МПа.

В состав поверочного комплекса также входят адаптер (блок питания) для приборов ДМ5002М, соединительные интерфейсные кабели, компакт-диск с программным обеспечением «Поверитель», средство создания давления, которые размещаются в специальном кейсе.

Применяемое в АРМ программное обеспечение «Поверитель» обладает следующими возможностями:

- сокращает время поверки;
- позволяет вести базу данных поверяемых приборов;
- поддерживает поверку приборов с различными единицами показаний;
- позволяет вводить информацию об условиях проведения поверки;
- выполняет автоматический расчет погрешностей и устанавливает соответствие классу точности поверяемого (или поверяемых) средства измерений;
- автоматически формирует документ в Excel с результатами поверки, что исключает необходимость накопления большого объема бумажных протоколов.

Разработанный в ОАО «Манотомь» мобильный поверочный комплекс является альтернативой предлагаемым на отечественном рынке зарубежным аналогам переносных поверочных комплексов, который обладает не только достаточным набором необходимых поверителю функциональных возможностей, но и приемлемой ценой.

ОАО «Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности»
НО «Фонд развития трубной промышленности»

ФРТП

РосНИТИ

XX ЮБИЛЕЙНАЯ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

“ТРУБЫ - 2012”

«Развитие технологий производства наукоёмкой трубной продукции»

24-27 сентября 2012 г. НО «Фонд развития трубной промышленности» и ОАО «Российский НИИ трубной промышленности» при поддержке Министерства промышленности и торговли Российской Федерации проводят в Сочи ежегодную научно-техническую конференцию разработчиков, изготовителей и потребителей трубной продукции по актуальным вопросам производства и применения труб.

Проводимый межотраслевой форум ориентирован на руководителей и специалистов, производителей труб, поставщиков металлургического сырья и оборудования, специализированных ассоциаций, научно-исследовательских и проектных организаций, потребителей трубной продукции.

Работа конференции будет проходить на пленарном заседании и специализированных тематических секциях в форме обсуждения докладов и сообщений. Часть докладов будет экспонироваться на стендах.

Планируется работа следующих тематических секций: производство трубной стали, сортовой и листовой заготовки; производство и эксплуатация труб нефтегазового сортамента; современное технологическое, исследовательское и испытательное оборудование для производства трубной продукции.

Предварительное решение об участии в работе XX Юбилейной научно-технической конференции «ТРУБЫ-2012», а также предложения в плане организации её работы направлять по адресу:

ОАО «РосНИТИ», 454139, Челябинск,
ул. Новороссийская, 30
Тел/факс. (351) 734-70-60
E-mail: rosniti@rosniti.ru

Дополнительную информацию о ходе подготовки конференции, условиях участия, формирования программы работы можно получить по адресу: http://www.rosniti.ru

УДК 553.982

Ресурсы тяжелых нефтей мира и сравнительный анализ их физико-химических свойств

И.Г. Ященко (Томск, Россия)
sric@ipc.tsc.ru

к.г.-м.н., зав. лаб., Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук

Проведен анализ пространственного распределения тяжелых нефтей в зависимости от их ресурсного потенциала и изменения их физико-химических свойств. Анализ запасов тяжелых нефтей показал, что большая часть их мировых запасов сосредоточена в Канаде, Венесуэле и России.
Результаты исследований закономерностей распределения тяжелых нефтей могут быть использованы при определении оптимальных схем и условий транспортировки тяжелых нефтей, в совершенствовании геохимических методов поиска месторождений и при решении других задач нефтяной отрасли.

Материалы и методы
База данных ИХН СО РАН по физико-химическим свойствам нефти общим объемом информации 20744 описаний образцов нефти мира, геоинформационные системы (ГИС ArcGis), методы геостатистического и пространственного анализа

Ключевые слова
трудноизвлекаемые нефти, тяжелые нефти, запасы нефтей, Канада, Венесуэла, Россия, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, физико-химические свойства нефтей

Resources of heavy oils of peace and comparative analysis of their physical and chemical properties

Authors
I.G. Yashchenko (Tomsk, Russia)

ph.D. in Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Введение

В связи с исчерпанием запасов легких нефтей в мировой добыче в последние годы увеличивается доля трудноизвлекаемых нефтей с аномальными физическими свойствами, в частности с их высокой плотностью [1]. Такие нефти составляют десятую часть мировой добычи, которая ежегодно возрастает. При сохранении темпов приращения добычи на существующем уровне прогнозируется увеличение добычи трудноизвлекаемой нефти в мире к 2030 г. в 4 раза.

Значительными запасами тяжелых нефтей (ТН) обладает Россия — около 7 млрд т [2]. В традиционных районах добычи (Западная Сибирь, Северный Кавказ, Урало-Поволжье, Тимано-Печора) наряду с увеличением доли добычи трудноизвлекаемых нефтей с высокой плотностью [1] наблюдается увеличение глубины залегания продуктивных пластов, ухудшение коллекторов и усложнение геологического строения месторождений. Интерес к добыче ТН увеличивается по мере роста цен на нефть и в связи с продолжающимся истощением многих крупных и мелких нефтяных месторождений [1–3]. В связи с этим изучение свойств и закономерностей пространственного распределения ТН представляет значительный интерес. В частности, за счет разработки запасов тяжелых нефтей, по данным [4–14], Россия могла бы ежегодно получать до 25–30 млн. т. нефти дополнительно.

Ранее анализ особенностей тяжелых нефтей был проведен в наших работах [15, 16]. Однако этот анализ был основан на 2000 образцах тяжелых нефтей, накопленных в базе данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей [17, 18], созданной в Институте химии нефти СО РАН. В настоящее время эта БД по физико-химическим свойствам нефтей [17–20] значительно пополнена новой информацией и содержит описания более 20 тысяч образцов нефти, из которых уже около 5000 описаний относится к образцам тяжелой нефти. Следовательно, объемы данных о тяжелых нефтях в БД возросли в настоящее время более чем в 2 раза. Существенно расширилась география включенных в БД нефтей и данные об их ресурсах. Поэтому появилась необходимость в проведение анализа ресурсного потенциала и географических закономерностей размещения тяжелых нефтей на основе существенно обновленной информации в БД, что и явилось целью настоящей работы.

Пространственное распределение тяжелых нефтей мира

Для проведения анализа пространственного распределения ТН использована классификация нефти по плотности (табл. 1), предложенная в наших работах [15, 16, 18]. Эта классификация будет использована далее в анализе закономерностей изменения свойств тяжелых нефтей.

Распределение количества тяжелой нефти и ее ресурсов по подклассам класса «тяжелая нефть» представлено на рис. 1, из которого видно, что подкласс тяжелой нефти «с повышенной плотностью» включает в себя более половины образцов из выборки тяжелой нефти. В подклассе «битуминозная нефть» образцов меньше всего (рис. 1-а), но запасы битуминозной нефти наибольшие и превышают 45% (рис. 1-б)

Показатель	Класс нефти		Пределы изменения классификационных интервалов, г/см³
Плотность (г/см³)	очень легкая		‹ 0,80
	легкая		0,80÷0,84
	со средней плотностью		0,84÷0,88
	тяжелая	с повышенной плотностью	0,88÷0,92
		сверхтяжелая	0,92÷0,96
		битуминозная	более 0,96

Табл. 1 — Классификация нефтей по плотности

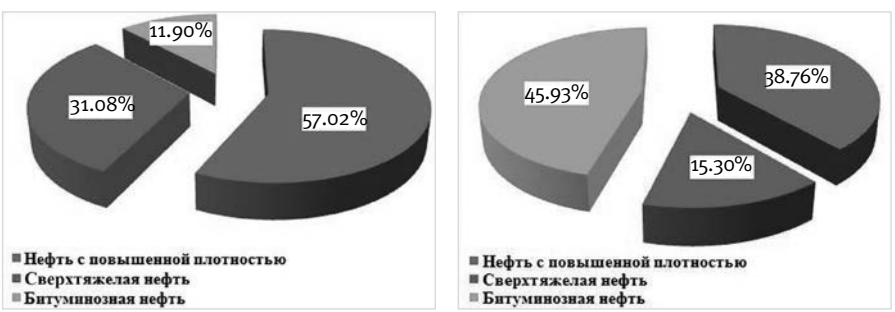


Рис. 1 — Распределение количества тяжелых нефтей мира с разной плотностью (а) и их запасов (б)

общемировых ресурсов тяжелых нефтей.

В базе данных в настоящее время представлено 4538 образцов тяжелых нефтей [16–20]. Исследования свойств ТН проводились для нефтеносных территорий мира. Из рис. 2, на котором приведены результаты геозонирования нефтегазоносной территории, видно, что нефтегазоносные бассейны (НГБ) с тяжелой нефтью распространены повсеместно на территории континентов, тяжелые нефти находятся в 110 нефтегазоносных бассейнах, что составляет более 60% общего числа бассейнов мира, представленных в БД. Больше всего бассейнов с ТН находится на территории Евразии — 64 бассейна. Информация о распределении ТН по континентам представлена в табл. 2.

Установлено, что наиболее тяжелыми по средне-бассейновому (среднее значение по всем месторождениям бассейна) значению плотности ТН являются нефти северо-восточного Китая (Бохайский бассейн), Северной и Южной Америки (бассейны — Баринас-Апуре, Биг-Хорн, Верхняя и Средняя Магдалена, Сан-Хорхе, Санта-Мария, Северо-Кубинский, Хаф-Мун-Салинас-Кайама), Южной Европы (Адриатический нефтегазоносный бассейн) и в Африке нефти Суэцкого залива.

Анализ распределения месторождений ТН по объемам запасов углеводородов позволил установить, что количество уникальных (более 300 млн. т нефти) и крупных (от 30 до 300 млн. т нефти) по своим запасам месторождений составляет примерно половину от общего количества месторождений с тяжелыми нефтями (рис. 3-а), однако абсолютное большинство ресурсов ТН сосредоточено в уникальных месторождениях (рис. 3-б).

Abstract

Analysis of the spatial distribution of heavy oils held, depending on their resource potential and change their physico-chemical properties. Analysis of reserves of heavy oils has shown that most of them the world's reserves are concentrated in Canada, Venezuela and Russia. Results of studies of the distribution of heavy oils can be used in determining the optimal schemes and conditions for transportation of heavy crude oils, to improve methods of geochemical search of deposits and to solve other problems of the oil industry.

Materials and methods

Database IPC SB RAS on physico-chemical properties of oil, information scope 20,744

Местоположение	Объем выборки из БД	Количество НГБ с ТН	Количество месторождений с ТН	Количество образцов ТН в БД	Доля запасов ТН от общемировых (%)
Австралия, Новая Зеландия и Океания	148	1	2	2	Нет данных
Африка	477	7	59	112	0,95
Евразия	18423	64	1220	3945	37,09
Северная Америка	1299	26	195	320	48,59
Южная Америка	330	12	100	159	13,37

Таб. 2 — Характеристика информации о тяжелых нефтях в базе данных

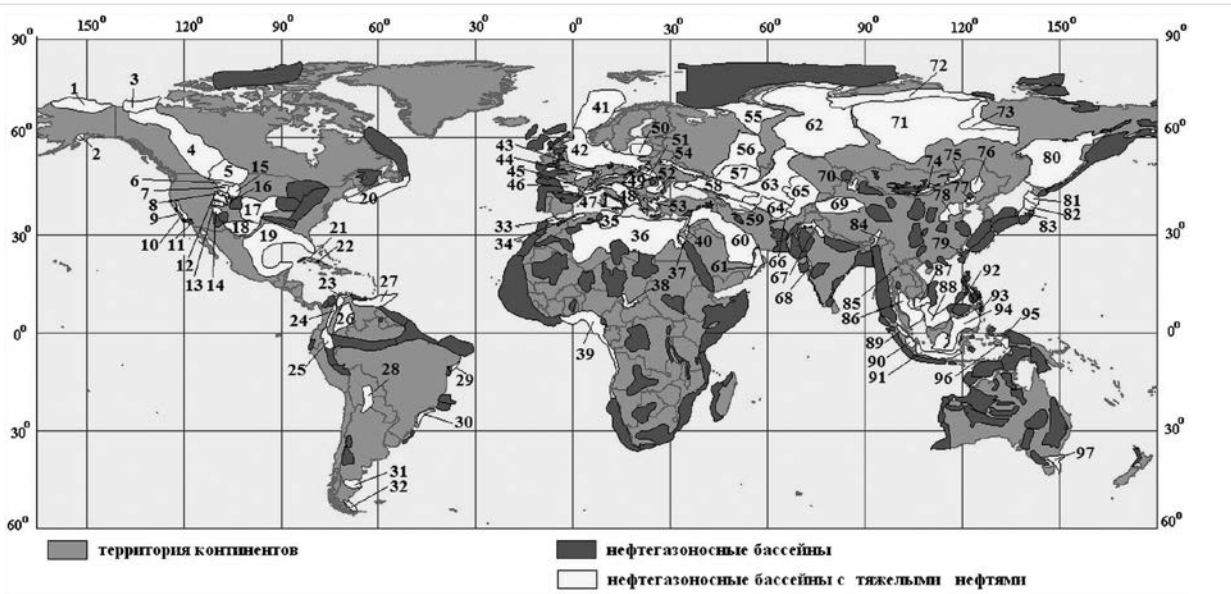


Рис. 2 — Основные нефтегазоносные бассейны с тяжелой нефтью
Обозначения: бассейны в Северной и Южной Америке; 1 — Арктического склона Аляски, 2 — Залив Кука, 3 — Бофорта, 4 — Западно-Канадский, 5 — Уиллистонский, 6 —Крейзи-Булл-Маунтинс, 7 — Биг-Хорн, 8 — Уинд-Ривер, 9 — Хаф-Мун-Салинас-Кайама, 10 — Грейт-Валли, 11 — Лос-Анджелес, 12 — Грин-Ривер, 13 — Уинта-Пайсенс, 14 — Парадокс, 15 — Паудер-Ривер, 16 — Ханна-Ларами, 17 — Западный Внутренний, 18 — Пермский, 19 — Мексиканского залива, 20 — Новошотладский, 21 — Северо-Кубинский, 22 — Центрально-Кубинский, 23 — Маракаибский, 24 — Верхняя и Средняя Магдалена, 25 — Верхне-Амазонский, 26 — Баринас-Апуре, 27 — Оринокский, 28 — Центрально-Преландийский, 29 — Сержипи-Алагоас, 30 — Сантос, 31 — Сан-Хорхе, 32 — Магелланов; в Африке; 33 — Андалузско-Предрифский, 34 — Западно-Тельский, 35 — Тунисско-Сицилийский, 36 — Сахаро-Ливийский, 37 — Суэцкого залива, 38 — Шари, 39 — Гвинейского залива, 40 — Восточно-Средиземноморский; в Евразии; 41 — Норвежскоморский, 42 — Центрально-Европейский, 43 — Рейнский, 44 — Англо-Парижский, 45 — Ронский, 46 — Аквитанский, 47 — Сицилийский, 48 — Адриатический, 49 — Паннонский, 50 — Балтийский, 51 — Карпатский, 52 — Предкарпатско-Балканский, 53 — Северо-Эгейский, 54 — Днепровско-Припятский, 55 — Тимано-Печорский, 56 — Волого-Уральский, 57 — Прикаспийский, 58 — Северо-Кавказский, 59 — Южно-Каспийский, 60 — Персидского залива, 61 — Омано-Макранский, 62 — Западно-Сибирский, 63 — Туранский, 64 — Амударьинский, 65 — Афгано-Таджикский, 66 — Каракумский, 67 — Пенджабский, 68 — Камбейский, 69 — Таримский, 70 — Джунгарский, 71 — Лено-Тунгусский, 72 — Енисейско-Анабарский, 73 — Лено-Вилюйский, 74 — Восточно-Гобийский, 75 — Тамцакско-Хайларский, 76 — Сунляо, 77 — Ляохэ, 78 — Бохайский, 79 — Северо-Тайваньский, 80 — Охотский, 81 — Исикари-Западно-Сахалинский, 82 — Акита, 83 — Ниигата, 84 — Ассамский, 85 — Фанг, 86 — Сиамский, 87 — Вунг-Тау, 88 — Саравакский, 89 — Центрально-Суматринский, 90 — Южно-Суматринский, 91 — Северо-Яванский, 92 — Бондокский, 93 — Котабато, 94 — Восточно-Калимантанский, 95 — Вогелкоп, 96 — Серамский; в Австралии; 97 — Гипсленд

samples oils of the world , geo-information system (GIS ArcGis), methods of geostatistical and spatial analysis

Results

Spatial analysis of the distribution of heavy oils of the world held. Patterns of occurrence of these oils in reservoirs of various ages and depth are revealed. Comparative analysis of the physico-chemical properties of heavy oils held.

Conclusions

In this paper we studied the spatial distribution patterns of heavy oils basins of the world. Much attention is paid to the analysis of stocks and characteristics of heavy oils of Canada, Venezuela and Russia as the world's major centers of placing heavy oils. The differences of physico-chemical properties of oil in oil deposits in these countries are shown. Analysis of heavy oil resource potential of the Russian Federation carried out. Peculiarities of Russian oil and gas resource base of regions that have large reserves of, described, especially in the Volga-Urals and West Siberian regions.

Keywords

difficult-to-recover oils, heavy oils, oil resources, Canada, Venezuela, Russia, Volga-Ural oil-gas bearing basin, West-Siberian oil-gas bearing basin, physical and chemical properties

References

1. *Korzhubaev A.G. Do not wait for favors from the subsoil // Oil of Russia. - 2011. - № 3. - P. 18-24.*
2. *Daniel E. Heavy Oil Russia / / The Chemical Journal - Journal of Chemical. - 2008. - № 12. - P. 34-37*
3. *Garush A.R. The role of high oil and bitumen as a hydrocarbon source in the future // Oil Industry. - 2009. - № 3. - P. 65-67.*
4. *Makarevich V.N., Iskritskaya N., Bogoslovskiy S.A. Theology Resource potential of heavy oils of the Russian Federation: prospects of development // Oil and gas geology. Theory and practice. - 2010. - T. 5. - № 2. - [Electronic resource]. http://www.ngtp.ru/rub/6/29_2010.pdf*
5. *Oil is the new Russia. The situation, problems and perspectives / Ed. Ed. full member of RANS, Ph.D. V.Y. Alekperov. - M.: Drevlehranilische, 2007 - 688 p.*
6. *Maksutov R., Orlov G., Osipov A. Mastering high-viscosity oil reserves in Russia // Energy Technology. - 2005. - № 6. - P. 36 - 40.*
7. *Nazev B. But not the secondary // Oil and gas vertical. - 2000. - № 3. - P. 21 - 22.*
8. *Antoniadi D.G., Valuisky A.A., Garushev A.R. The state oil production techniques to enhance oil recovery in the total world production // Oil Industry. - 1999. - № 1. - P. 16 -23.*
9. *Gavrilov V.P. The concept of extending the "oil era" of Russia // Oil and gas geology. - 2005. - № 1. - P. 53 - 59.*
10. *Zapivalov N.P. Geological and technological features of the*

На рис. 4 приведена диаграмма распределения ТН по странам мира, которая показывает, что основные мировые запасы тяжелых нефтей размещаются в Канаде (более 40%), Венесуэле (около 12%) и в России (около 11 %). Как видно из рис. 4, ресурсы ТН Канады, Венесуэлы и России в сумме составляют более 66% мировых ресурсов. Кроме Канады в Северной Америке отличаются своими запасами ТН США (7 место) и Мексика (13 место). В Евразии — это страны Ближнего Востока (Кувейт, Саудовская Аравия, Ирак, Иран), Центральной и Юго-Восточной Азии (Казахстан, Китай и Индонезия). В табл. 3 приведен перечень уникальных и крупных месторождений с тяжелыми нефтями Канады, Венесуэлы и России. Список месторождений в этой таблице составлен по мере уменьшения в них ресурсов ТН.

Географические закономерности распределения тяжелых нефтей России

Рассмотрим далее особенности распределения ресурсов ТН на территории России. Всего выявлено 745 месторождений с тяжелыми нефтями. Почти во всех бассейнах России (кроме Анадырско-Наваринского и Пенжинского) встречаются месторождения с тяжелыми нефтями (рис. 2). Из них выделяется Волго-Уральский бассейн, на территории которого средне-бассейновая (среднее значение по всем месторождениям бассейна) плотность нефтей превышает уровень 0,88 г/см^3.

Анализ распределения тяжелых нефтей по основным нефтегазоносным бассейнам России — Волго-Уральскому, Енисейско-Анабарскому, Западно-Сибирскому, Лено-Вилюйскому, Лено-Тунгусскому, Охотскому, Северо-Кавказскому и Тимано-Печорскому — показывает (табл. 4), что в Волго-Уральском бассейне (ВУНГБ) сосредоточено 61% всех российских тяжелых нефтей, в Западно-Сибирском бассейне (ЗСНГБ) находится почти 15% ТН России. Меньше всего образцов тяжелых нефтей в Енисейско-Анабарском бассейне. Из табл. 4 следует, что в среднем самыми тяжелыми в России являются нефти Тимано-Печорского бассейна (0,94 г/см^3), Северо-Кавказского (0,926 г/см^3) и Енисейско-Анабарского (0,923 г/см^3). А тяжелые нефти Лено-Тунгусского бассейна имеют наименьшую в среднем плотность (0,894 г/см^3).

Распределение разведанных запасов тяжелых нефтей по субъектам Российской Федерации представлено в виде круговой диаграммы на рис. 5. Как видно из этой диаграммы, наибольшие ресурсы ТН сосредоточены в Западно-Сибирском и Волго-Уральском бассейнах — соответственно 40 и 38% всех российских ресурсов тяжелых нефтей. В Тимано-Печорском регионе находится примерно 10% российских ресурсов ТН, как и в Восточной Сибири.

Рассмотрим особенности распределения ТН на территории Западной Сибири, где добывается 2/3 российской нефти [4, 11–13]. В пределах Западно-Сибирского бассейна сосредоточено 40% запасов тяжелых нефтей России. Большинство месторождений с тяжелой нефтью размещены в основном в центральной части бассейна, располагающейся на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). Наиболее тяжелыми являются нефти Айяунского, Ван-Еганского и Мегионского (ХМАО), Северного (Томская область), Северо-Комсомольского и Западно-Мессояхского (Ямало-Ненецкий АО) месторождений.

Рис. 3 — Распределение числа месторождений тяжелых нефтей (а) и объемов запасов тяжелых нефтей (б) по классификации запасов

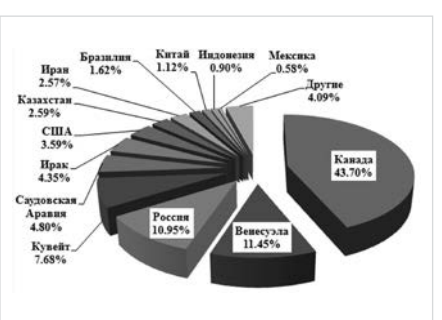


Рис. 4 — Распределение основных ресурсов тяжелых нефтей по странам мира

Рис. 5 — Распределение ресурсов тяжелых нефтей по субъектам Российской Федерации

Ниже приводятся результаты анализа распределения западно-сибирских месторождений с тяжелыми нефтями по нефтегазоносным областям (НГО). Более половины месторождений ТН (55%) расположено в Среднеобской НГО (Быстринское, Восточно-Сургутское, Локосовское и др.), 21,7% находится в Каймысовской НГО (Восточно-Моисеевское, Герасимовское и др.), 7,2% — в Надым-Пурской НГО (Ваньеганское, Надымское, Пульпуяхское, Северо-Варьеганское, Северо-Комсомольское и Тарасовское), 6% — в Фроловской НГО (Айторское, Еремінское, Прирахтовское, Тобольское и Фроловское), в Васюганской НГО расположено 4 месторождения — это Горстовое, Мыльджинское, Северное и Таежное, в Пур-Тазовской НГО — Каракатаевское, Русское, Тазовское и Травяное месторождения, в Приуральской НГО — Филипповское месторождение, а в Ямальской НГО — Новопортовское месторождение.

Перейдем к Волго-Уральскому региону, являющемуся вторым по запасам ТН в России. На его территории находится 456 месторождений, что составляет почти 61% количества российских месторождений с ТН, представленных в БД, т.е. каждое второе месторождение с тяжелыми нефтями является волго-уральским. Большинство месторождений с залежами тяжелых нефтей расположено в северной и центральной частях бассейна, а именно в Республиках Татарстан и Башкортостан, в Пермском крае и Самарской области. Наиболее тяжелыми в среднем являются нефти Республики Татарстан, например, Ромашкинского, Аверьяновского, Беркет-Ключевского, Ашальчиского, Аканского и др. месторождений, также Пермского края (месторождения Березовское и Осинское), Самарской (Сызранское месторождение) области и Республики Башкортостан (Арланское и Шкаповское месторождения).

Распределение волго-уральских месторождений с тяжелыми нефтями по нефтегазоносным областям бассейна следующее: почти 30% находится в Татарской НГО, где наиболее тяжелыми являются нефти Беркет-Ключевского, Екатериновского и Владимировского месторождений, около 16% — в Мелекесско-Абдулинской НГО, в которой наиболее тяжелыми являются нефти Степноозерского, Восточно- и Южно-Филипповского и Черноозерского месторождений, 15,2% — в Пермско-Башкирской НГО, в которой самыми тяжелыми являются нефти Пермского края — Хатымского, Верхнечусовского и Краснокамского месторождений, 8,1% месторождений в Уфимской НГО с самыми тяжелыми нефтями из Малышевского, Бирского и Карача-Елгинского месторождений, 6,5% — в Жигулевско-Пугачевской НГО, где самыми тяжелыми являются нефти месторождений Верхозимское в Пензенской области и Кинель-Черкасское в Самарской области, 6% — в Верхнекамской НГО, в которой самыми тяжелыми являются нефти Барановского, Сивинского, Ножовского и Шарканского месторождений. По 2,5% месторождений с тяжелыми нефтями от общей их выборки на территории ВУНГБ находится в Южно-Предуральской НГО (самые тяжелые нефти — Карлинского и Буруновского месторождений)

development of hard-to-reserves // Oil Industry. - 2005. - № 6. - P. 57 - 59.

11. *Khafizov F.Z. Analysis of the oil reserves. Scientific editor of Academician AE Kontorovich. - Tyumen: Publishing House "IzdatNaukaServis", 2011. - 228 p.*
12. *Iskritskaya N.I. Makarevich V.N., Bogoslovskiy S.A. Theology The development of heavy oil resource potential of the Russian Federation // Proceedings of the International Scientific Conference "Innovation and technology in the exploration, production and refining of oil and gas", dedicated to the 60th anniversary of "Tatneft", Kazan, 8-10 September 2010 - Kazan Univ "Feng" RT, 2010, 479 p. - P. 165-169*
13. *Iskritskaya N.I. Evaluation of industrial importance viscous oil deposits and natural bitumen / / Theory and Practice of industrial stocks and the significance of oil and gas resources in modern terms: Sat materalov Scientific Conference, 4-8 July 2011, St. Petersburg. - St. Petersburg.: VNIGRI, 2011. - P. 106-112*
14. *Sukhanov A.A. Petrova Y.E. The resource base of heavy oil by-products of Russia // Oil and gas geology. Theory and practice. - 2008. - T. 3. - № 2. - URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/23_2008.pdf (date accessed: 12/12/2011).*
15. *Polishchuk M.Y., Yashchenko I.G. Heavy oil: an analytical review of patterns of*

Классификация запасов	Страна	Месторождения
Уникальные (более 300 млн. т нефти)	Канада	Атабаска, Пис-Ривер, Уобаска, Колд-Лейк
	Венесуэла	Боливар, Хамака, Синкор, Церро-Негро, Лагунильяс, Бочакеро, Тиа-Хуана, Лама
	Россия	Чайкинское, Ромашкинское, Ван-Еганское, Чаяндинское, Приобское, Самотлорское, Усинское, Мамонтовское, Северо-Комсомольское, Новохазинское, Русское, Федоровское, Арланское, Ярегское, Салымское
Крупные (от 30 до 300 млн. т. нефти)	Канада	Коакоак, Копаноар, Тарсьют, Иберния, Кейбоб, Уэйборн, Фенн-Биг-Валли
	Венесуэла	Ла-Пас, Кирикире, Мене-Гранде, Офисина, Мата, Гуара,, Мара, Боскан, Чимире, Баруа, Лос-Кларос
	Россия	Новопортовское, Верхнечонское, Тевлинско-Русскинское, Наульское, Комсомольское, Мало-Балыкское, Верхнеуратьминское, Оренбургское, Тагульское, Николоберезовское, Пильтун-Астохское, Возейское, Вятское, Вынгапуровское, Западно-Мессояхское, Карамовское, Юсуповское, Малгобек-Горское, Чайво-Море, Медынское-Море, Приразломное, Новоелховское, Имени Р. Требса, Аксубаево-Мокшинское, Гремихинское, Тазовское, Даниловское, Средне-Ботуобинское, Айяунское, Чутырско-Киенгопское, Южно-Сургутское, Усть-Балыкское, Охинское, Сюрхаратинское, Западно-Тэбукское, Радаевское, Степноозерское, Якушинское, Пашнинское, Мишкинское, Аксеновское, Фестивальное, Тарасовское, Бавлинское, Одопту-Море, Торавейское, Лянторское, Барсуковское, Ербогаченское, Осинское, Новошешминское, Архангельское, Горское, Быстринское, Западно-Тамбейское, Нурлатское, Павловское, Москудьинское

Таб. 3 — Характеристика месторождений тяжелых нефтей Канады, Венесуэлы и России по запасам

Нефтегазоносный бассейн	Количество месторождений с ТН	Объем всей выборки ТН	Средне-бассейновое значение плотности ТН, г/см³
Волго-Уральский	456	1653	0,9137
Западно-Сибирский	125	392	0,9126
Тимано-Печорский	60	273	0,9401
Северо-Кавказский	46	163	0,9257
Охотский	33	142	0,9196
Лено-Тунгусский	18	47	0,8943
Лено-Вилюйский	5	21	0,9051
Енисейско-Анабарский	5	11	0,9233

Табл. 4 — Данные о тяжелых нефтях основных НГБ России

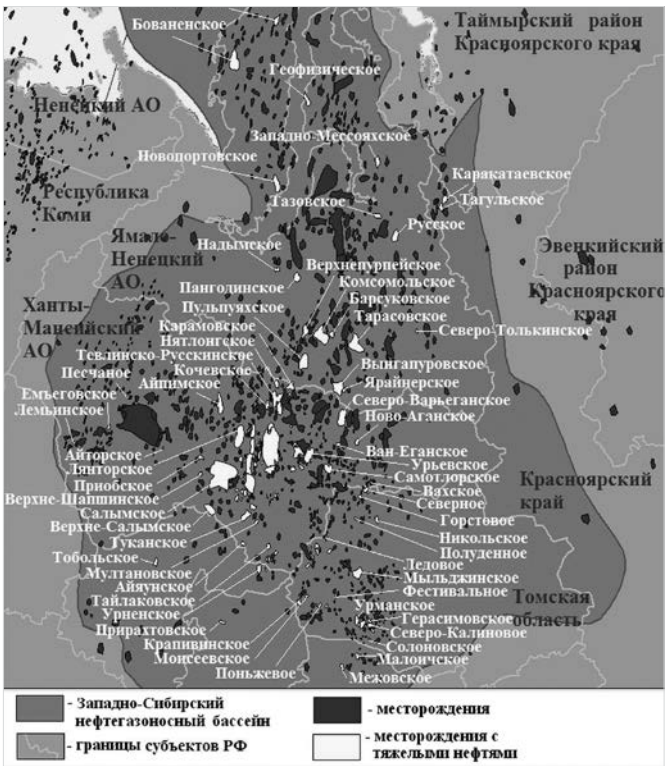


Рис. 6 — Основные месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с тяжелой нефтью

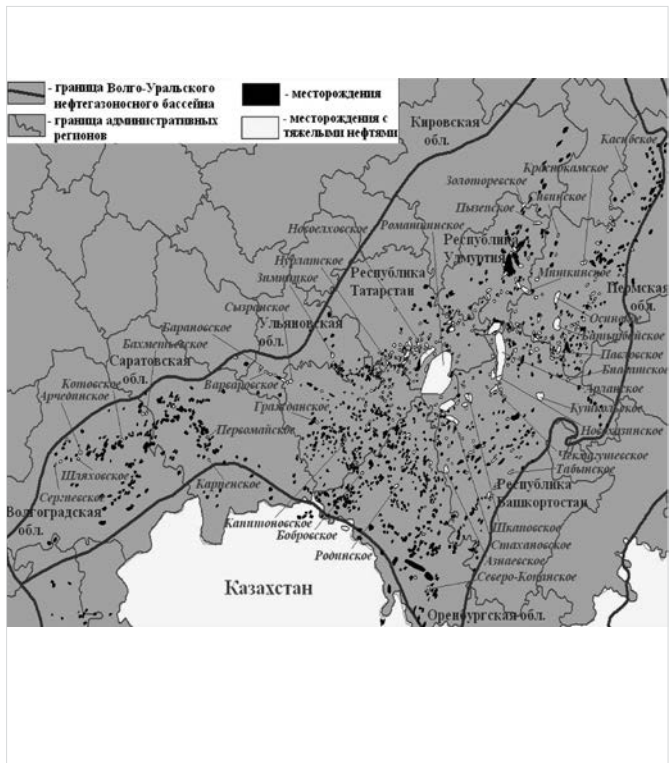


Рис. 7 — Основные месторождения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна с тяжелой нефтью

и в Нижневолжской НГО (наиболее тяжелые нефти являются нефти месторождений Бахметьевского и Макаровского в Волгоградской области), в Оренбургской НГО 6 месторождений с ТН и самыми тяжелыми являются нефти Родинского и Черниговского месторождений, в Прикамской НГО находится 4 месторождения с тяжелыми нефтями, из них самыми тяжелыми являются нефти Романшорского и Касибского месторождений, в Бузулукской НГО всего два месторождения — это Графское и Бобровское, расположенные в Оренбургской области и самыми тяжелыми являются нефти Бобровского месторождения.

Особенности физико-химических свойств тяжелых нефтей

Проведем сравнительный анализ физико-химических свойств тяжелых нефтей в зависимости от их пространственного распределения и глубины залегания на территории Канады, Венесуэлы и России как мировых центров размещения тяжелой нефти. В таб. 5 представлена информация о средних значениях физико-химических характеристик ТН, пластовых температур и давлений.

Как видно из этой таблицы, ТН в этих трех странах различаются по плотности: в России тяжелая нефть относится, согласно классификации таб. 1, к подклассу тяжелой нефти «с повышенной плотностью», в Канаде и Венесуэле — к подклассу «сверхтяжелая», причем наиболее тяжелыми из них являются канадские нефти. Рассмотрим далее особенности нефтей по вязкости. На основе классификации, представленной в [18], российская тяжелая нефть относится к высоковязкой, а нефти Канады и Венесуэлы — к сверхвязким. В Канаде располагаются самые вязкие нефти: их вязкость в 84 раза превышает вязкость российских ТН.

Рассмотрим различия ТН в зависимости от их химического состава с использованием обобщенной классификации [18]. По содержанию серы ТН Канады, Венесуэлы и России относятся к типу сернистой (от 1 до 3%), для канадских тяжелых нефтей концентрации серы, смол, асфальтенов и кокса являются наибольшими. Тяжелые нефти Венесуэлы и Канады по концентрации парафинов относятся к типу малопарафинистых (до 1,5%), российские ТН являются среднепарафинистыми (от 1,5 до 6%). Металлонасыщеность максимальна также для тяжелых нефтей России. Для ТН рассматриваемых государств характерно низкая насыщенность нефтяным газом, в российской нефти самое низкое его содержание. Как видно из таб. 5, российские тяжелые нефти находятся в пластах с более высоким давлением и средней пластовой температурой.

Физико-химические свойства ТН заметно отличаются в зависимости от особенностей условий их залегания на территориях рассматриваемых стран, что показано в таб. 5. Так, в России больше половины пластов с ТН приурочены к средней глубине от 1000 до 2000 м и сосредоточены в палеозойских пластах. Чуть меньше половины залежей ТН Венесуэлы находится на глубинах до 2000 м (45%), более ¾ залежей приурочено к палеогеновым и неогеновым отложениям кайнозоя. Залежи канадских тяжелых нефтей в большинстве случаях относятся к триасовым, юрским и меловым отложениям мезозоя и большинство залежей (43%) сосредоточено на малых глубинах до 1000 м.

Проведенный анализ также показал, что физико-химические характеристики ТН изменяются и в зависимости от геологического возраста отложений. Так, менее тяжелыми и вязкими, с меньшим содержанием в нефти серы, смол и асфальтенов оказываются ТН России, а нефти Канады и Венесуэлы залегают в более «молодых» по возрасту отложениях (мезозойских и кайнозойских соответственно). Тяжелые нефти этих стран характеризуются более высокой плотностью, вязкостью, более высоким содержанием серы, смол, асфальтенов и кокса, но с меньшим содержанием парафинов.

Рассмотрим различия свойств ТН Волго-Уральского и Западно-Сибирского НГБ как российских центров добычи тяжелых нефтей (таб. 6). Сравнительный анализ физико-химических свойств ТН обоих бассейнов показал, что их тяжелые нефти относятся к подклассам нефти «с повышенной плотностью» и «высоковязкая» (от 100 до 500 мм^2/с), по содержанию серы - к классу «сернистой», по содержанию смол — к классу «высокосмолистая» (более 13%), по содержанию парафинов — к классу «среднепарафинистая», по содержанию асфальтенов — волго-уральские ТН к классу «среднеасфальтеновая (от 3 до 10%), западно-сибирские ТН — к классу «высокоасфальтеновая» (более 10%), с низким и средним содержанием дизельных фракций.

Как видно из таб. 6, западно-сибирские тяжелые нефти находится в пластах с повышенными температурой и давлением, пласты в основном приурочены к глубине более 2000 м. Данные нефти по своим характеристикам отличается от волго-уральских — менее тяжелые и вязкие, с меньшим содержанием серы (более в 2 раза), парафинов, кокса (на 37%). Металлонасыщеность минимальна также для тяжелых нефтей ЗСНГБ — содержание ванадия и никеля меньше в 6 и 5 раз соответственно. Характерна повышенная насыщенность нефтяным газом (более чем в 2 раза). Значит, что для ТН рассматриваемых НГБ сравнительный анализ изменений их свойств подтверждает закономерность — чем ниже глубина залегания, тем меньше плотность и вязкость, концентрации

серы и кокса уменьшаются. Подтвердилась зависимость концентрации парафинов в ТН от геологического возраста — чем «моложе» залежь, тем содержание парафинов уменьшается, как это видно для западно-сибирских нефтей (таб. 6), так и в целом для тяжелых нефтей Венесуэлы и Канады по сравнению с российскими ТН (таб. 5). Обратную зависимость отметим по содержанию нефтяного газа — газонасыщенность увеличена в пластах более раннего возраста, что характерно для западно-сибирских ТН (таб. 6) и для ТН Канады и Венесуэлы (таб. 5).

Таким образом, приведенные в статье результаты сравнительного анализа пространственных изменений физико-химических свойств тяжелых нефтей расширяют представления о географических закономерностях распределения тяжелых нефтей и изменениях их физико-химических свойств.

Заключение

Возрастающая необходимость добычи и переработки в недалеком будущем тяжелых нефтей определяет актуальность изучения их ресурсного потенциала и закономерностей пространственного распределения. В работе изучены пространственные закономерности распределения тяжелых нефтей бассейнов мира. Большое внимание уделено анализу запасов и особенностей тяжелых нефтей Канады, Венесуэлы и России как основных мировых центров размещения тяжелых нефтей. Рассмотрены различия физико-химических свойств нефти в нефтяных залежах этих стран.

Проведен анализ ресурсного потенциала тяжелых нефтей Российской Федерации, охарактеризованы особенности ресурсной базы российских нефтегазоносных регионов, располагающих их значительными запасами, особенно Волго-Уральского и Западно-Сибирского регионов. В заключение отметим, что в России роль тяжелых нефтей в перспективе будет только возрастать, особенно в «старых» нефтедобывающих регионах с исчерпанными запасами, и ресурсный потенциал тяжелых нефтей может стать надежным источником поддержания необходимых стране объемов добычи и переработки нефти.

Итоги

Проведен пространственный анализ размещения тяжелых нефтей мира. Выявлены закономерности залегания этих нефтей в пластах различного возраста и глубины залегания. Проведен сравнительный анализ физико-химических свойств тяжелых нефтей.

Выводы

В работе изучены пространственные закономерности распределения тяжелых нефтей бассейнов мира. Большое внимание уделено анализу запасов и особенностей тяжелых нефтей Канады, Венесуэлы и России как основных мировых центров размещения тяжелых нефтей. Рассмотрены различия физико-химических свойств нефти в нефтяных залежах этих стран. Проведен анализ ресурсного потенциала тяжелых нефтей Российской Федерации, охарактеризованы особенности ресурсной базы российских нефтегазоносных регионов, располагающих их значительными запасами, особенно Волго-Уральского и Западно-Сибирского регионов.

spatial and temporal variations of their properties // Oil and Gas Business. - 2005. - № 3. - P. 21 - 30.

16. *Polishchuk M.Y., Yashchenko I.G. Heavy oil: patterns of spatial distribution of // Oil Industry. - 2007. - № 2. - S. 110 - 113.*
17. *An V.V., Kozin E.S., Polishchuk M.Y., Yashchenko I.G. Database on the chemistry of crude oil and prospects for its use in geochemical studies // Oil and gas geology. - 2000. - № 2. - P. 49 - 51.*
18. *Polishchuk M.Y., Yashchenko I.G. Physico-chemical properties of crude oils: a statistical analysis of spatial and temporal variations. - Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, Branch «Geo», 2004. - 109 p.*
19. *Yashchenko I.G. The properties of hard-to oil in the database of information and computing systems for the petrochemical geology // Herald CDC Rosnedra. - 2011. - № 3. - P. 27 - 31.*
20. *Kozin E.S., Polishchuk M.Y., Yashchenko I.G. Database on physico-chemical properties of oils // Oil. Gas. Innovations. - 2011. - № 3. - P. 13-16.*

Физико-химические показатели	**Канада**	**Венесуэла**	**Россия**
Плотность, г/см^3	0,9426	0,9366	0,9169
Вязкость, мм^2/с	37091,18	27182,62	440,75
Содержание парафинов, % мас.	1,37	1,30	3,46
Содержание серы, % мас.	2,56	2,38	2,18
Содержание смол, % мас.	29,05	24,61	18,22
Содержание асфальтенов, % мас.	12,26	8,45	5,01
Газосодержание в нефти, м^3/т	38,25	60,00	28,99
Содержание кокса, % мас.	12,95	6,93	6,67
Содержание ванадия, мас. %	0,0388	0,0560	0,0402
Содержание никеля, мас. %	0,0036	0,0097	0,0124
Термобарические условия залегания			
Температура пласта, °С	52,79	31,5	39,12
Пластовое давление, МПа	3,35	2,46	16,23
Глубина залегания, м			
	27% находится на глубине ниже 3000 м, 2% — от 2000 до 3000 м, 28% — от 1000 м до 2000 м, 43% — до 1000 м	22% находится на глубине ниже 3000 м, 33% — от 2000 до 3000 м, 28% — от 1000 м до 2000 м, 17% — до 1000 м	3% находится на глубине ниже 3000 м, 13% — от 2000 до 3000 м, 59% — от 1000 м до 2000 м, 25% — до 1000 м
Возраст нефтевмещающих пород			
	12% находится в каменноугольных и девонских отложениях палеозоя, 73% — в триасовых, юрских и меловых, 15% — в палеогеновых отложениях	2% находится в пермских отложениях палеозоя, 21,5% — в меловых, 76,5% — в неогеновых и палеогеновых отложениях	1% находится в протерозойских отложениях, 66% — в палеозойских, 21% — в триасовых, юрских и меловых, 12% — в неогеновых и палеогеновых отложениях

Таб. 5 — Физико-химические свойства и условия залегания тяжелых нефтей Канады, Венесуэлы и России

Физико-химические показатели	Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн	Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн
Плотность, г/см^3	0,9137	0,9126
Вязкость, мм^2/с	309,65	137,08
Содержание парафинов, % мас.	3,80	3,55
Содержание серы, % мас.	2,89	1,18
Содержание смол, % мас.	21,77	24,61
Содержание асфальтенов, % мас.	6,27	10,89
Фракция н.к. 200°С	16,28	12,75
Фракция н.к. 300°С	31,48	28,94
Фракция н.к. 350°С	33,78	39,74
Газосодержание в нефти, м^3/т	22,67	52,96
Содержание кокса, % мас.	7,23	4,53
Содержание ванадия, мас. %	0,0662	0,0112
Содержание никеля, мас. %	0,0145	0,0030
Термобарические условия залегания		
Температура пласта, °С	28,21	70,96
Пластовое давление, МПа	15,02	21,83
Глубина залегания, м		
	Более 5% находится на глубине ниже 2000 м, 73% — от 1000 м до 2000 м, 21% — до 1000 м	Более 70% находится на глубине ниже 2000 м, 18% — от 1000 м до 2000 м, 11% — до 1000 м
Возраст нефтевмещающих пород		
	Более 99% находится в девонских, каменноугольных и пермских отложениях палеозоя, менее 1% — мезозойских и кайнозойских отложениях	Более 7% находится в кембрийских, каменноугольных и пермских отложениях палеозоя, почти 93% — в юрских и меловых отложениях мезозоя

Таб. 6 — Физико-химические свойства и условия залегания тяжелых нефтей Волго-Уральского и Западно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов

Список использованной литературы

1. Коржубаев А.Г. Не ждать милостей от недр // Нефть России. – 2011. - № 3. – С. 18-24.
2. Данилова Е. Тяжелые нефти России // The Chemical Journal - Химический журнал. – 2008. - № 12. – С. 34-37
3. Гарушев А.Р. О роли высоковязких нефтей и битумов как источнике углеводородов в будущем // Нефтяное хозяйство. – 2009. - № 3. – С. 65-67.
4. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. - № 2. - [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/29_2010.pdf
5. Нефть новой России. Ситуация, проблемы, перспективы / Под общ. ред. действительного члена РАЕН, д.э.н. В.Ю. Алекперова. – М.: Древлехранилище, 2007 – 688 с.
6. Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. - № 6. – С. 36 – 40.
7. Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. – 2000. — № 3. – С. 21 – 22.
8. Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. – 1999. — № 1. – С. 16 –23.
9. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. – 2005. - № 1. – С. 53 – 59.
10. Запивалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. – 2005. - № 6. – С. 57 – 59.
11. Хафизов Ф.З. Анализ запасов нефти. Научный редактор академик РАН А.Э. Конторович. – Тюмень: Издательский дом «ИздатНаукаСервис», 2011. – 228 с.
12. Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н., Богословский С.А. Освоение ресурсного потенциала тяжелых нефтей Российской Федерации // Материалы Международной научно-практической конференции «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа», посвященной 60-летию ОАО «Татнефть», Казань, 8-10 сентября 2010 г. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2010, 479 с. – С. 165-169
13. Искрицкая Н.И. Оценка промышленной значимости месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов // Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти и газа в современных условиях: сб. матералов научно-практической конференции, 4-8 июля 2011 г., Санкт-Петербург. – СПб.: ВНИГРИ, 2011. – С. 106-112
14. Суханов А.А., Петрова Ю.Э. Ресурсная база попутных компонентов тяжелых нефтей России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/23_2008.pdf (дата обращения: 12.12.2011).
15. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Тяжелые нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 21 – 30.
16. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Тяжелые нефти: закономерности пространственного размещения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 110 – 113.
17. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю. М., Ященко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. - 2000. - № 2. – С. 49 – 51.
18. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
19. Ященко И.Г. Свойства трудноизвлекаемой нефти в базе данных информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 3.– С. 27 – 31.
20. Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. База данных по физико-химическим свойствам нефтей // Нефть. Газ. Новации. – 2011. - № 3. – С. 13-16.

УДК 55

Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири

Н.М. Михайлец (Москва, Россия)
mikhaylets@n-tlg.com

начальник отдела геологии
ООО «НОВА технолоджиз»

В статье рассмотрены особенности формирования и типы залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири. Описан механизм формирования скоплений нефти и газа в фундаменте, а также совокупность благоприятных геологических факторов необходимых для образования подобных скоплений согласно описанному механизму.

Материалы и методы
Сбор и анализ материалов научно-исследовательских работ по проблеме нефтегазоносности фундамента.

Ключевые слова
западно-Сибирская плита, нефтегазоносность фундамента, кора выветривания фундамента, формирование залежей углеводородов

Formation of hydrocarbon deposits in weathering crust of basement rocks of West Siberia

Authors
Nikolay M. Mikhaylets (Moscow, Russia)

head of Geology Department of NOVA technologies LLC

Abstract
In article describes features of formation and types of hydrocarbon deposits in weathering crust of basement rocks of West Siberia. The mechanism of formation of oil and gas accumulations in basement rocks and favorable geological factors necessary for the formation of such deposits according described mechanism.

Materials and methods
Collection and analysis of data of scientific-research papers on problem of oil and gas potential of basement rocks.

Results
Oil and gas potential of weathering crust of Paleozoic basement of West Siberia controlled

На сегодняшний день по всему миру открыто 470 месторождений углеводородов в глубоких горизонтах фундамента, в том числе и месторождения-гиганты, такие как Хьюготон-Пенхендл (США), Ла-Пас (Венесуэла), Ауджила-Нафура (Ливия), Белый Тигр (Вьетнам) и другие. В Западной Сибири, в качестве примера, можно привести Малоичское месторождение нефти, приуроченное к карбонатным породам девона. Однако в данном регионе, как и в России в целом, вопрос обнаружения значительных по запасам месторождений углеводородов в глубоких горизонтах фундамента остается дискуссионным. Среди выявленных месторождений нефти и газа в доюрских образованиях фундамента Западно-Сибирской плиты доминируют залежи, приуроченные к дезинтегрированным зонам поверхности фундамента — коре выветривания (КВ).

Промышленная нефтегазоносность коры выветривания доюрских образований связана с широким спектром литологических разновидностей: ультраосновными, основными и кислыми интрузивными и эффузивными магматическими, метаморфическими и разнообразными терригенными и карбонатными осадочными породами.

Кора выветривания, как правило, распространена в пределах эрозионно-тектонических выступов фундамента, образует сложнопостроенные ловушки для нефти и газа (рис. 1). Породы-коллекторы в ловушках данного типа приурочены к подвергшимся выветриванию трещиноватым и кавернозным породам поверхности фундамента. Основными путями фильтрации являются трещины, обеспечивающие подток нефти к стволу скважины и определяющие ее продуктивность. Основной же объем извлекаемой нефти сосредоточен в кавернах и полостях выщелачивания. Возможность аккумуляции углеводородов в таких коллекторах зависит от наличия экранирующих пластов, перекрывающих эрозионно-тектонические выступы. В большинстве случаев роль покрышек играют непроницаемые глинистые отложения трансгрессивных пачек и свит юры и верхние глинистые зоны самих кор выветривания в случае их сохранности. В случае размыва залежи коры выветривания могут образовывать единый резервуар с мезозойскими коллекторами. Наличие флюидоупора является одним из обязательных условий для образования скоплений углеводородов в коре выветривания. Например, детальные исследования покрышек ряда эрозионно-тектонических выступов на территории Томской области показывают на отсутствие единых региональных экранов. Часто нет единого экрана даже в пределах одной площади. Это является одной из основных причин нестабильной продуктивности эрозионно-тектонических выступов.

Эрозионно-тектонические выступы имеются двух генетических типов, характеризующихся различной историей формирования, разным вещественным составом и типом пустотного пространства коллектора дезинтегрированной зоны, размерами и в конечном итоге потенциальными запасами углеводородов [1].

Первый тип выступов составляют сводовые части антиклинориев палеозойских складчатых систем, в ядрах которых развиты гранитоиды или метаморфические образования, а также регенерационно-гранитизированные антиклинорные зоны более древних складчатостей. Они всегда сложены исключительно геосинклинальными образованиями, часто кремнистыми. Такие выступы представляют собой крупные по площади и амплитуде поднятия изометричной формы, с устойчивой тенденцией к поднятию, особенно на ранней стадии чехлообразования. Выклинивающиеся нижние горизонты чехла и дезинтегрированные породы, слагающие выступы, взаимосвязаны постепенными переходами. Резкие формы рельефа поверхности выступов данного типа не характерны.

Второй тип эрозионно-тектонических выступов представлен блоковыми структурами горстового типа, осложняющими чаще всего синклинорные структуры. Эрозионно-тектонические выступы этого типа, как правило, имеют меньшие размеры в сравнении с выступами первого типа и сложены часто известняками, кремнисто-карбонатными породами. Для них характерны резкие очертания ввиду ведущей роли дизъюнктивов в их формировании. Следует предполагать, что нижние горизонты чехла во многих случаях примыкают к плоскостям разломов. Простирания таких выступов контролируются простиранием разломов. Такой тип выступов не имеет устойчивой тенденции к относительно восходящим движениям в период формирования чехла. В строении рельефа данных выступов большую роль играет эрозионная составляющая. Своеобразны блоковые выступы в областях допалеозойских и раннепалеозойских складчатостей. Они характеризуются чаще всего изометричностью, но встречаются районы, где блоки имеют линейную форму относительно больших размеров (северо-восток Западно-Сибирской плиты).

Типы залежей углеводородов в породах фундамента определяются теми же факторами, что и в отложениях платформенного чехла (литологическим, тектоническим), но, несомненно, более сложно выраженными в силу сложного геологического строения фундамента.

Результаты проводимых исследований,

анализ опубликованных работ по этой проблеме, накопленный практический опыт поисков и разведки месторождений нефти и газа в образованиях фундамента позволили определить совокупность необходимых благоприятных геологических факторов для формирования и сохранения скоплений углеводородов в породах фундамента: наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидоупора, прилегающих к выступу фундамента обогащенных органикой осадочных пород (нефтегазообразующих толщ), благоприятная геохимическая и гидрогеологическая обстановка. Основным источником залежей нефти в ловушках фундамента является органическое вещество (ОВ) нефтематеринских осадочных толщ, облекающих фундамент или примыкающих к нему.

Формирование залежи нефти происходит путем миграции флюидов в трещинно- кавернозные породы из прилегающих к фундаменту осадочных терригенных пород, обогащенных ОВ. Залежи образуются путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, непосредственно примыкающей к фундаменту, под действием капиллярных сил. Дренаж реализуется капиллярными силами, вектор которых в соответствии с формулой Лапласа относительно давления поверхности фазового раздела направлен в сторону среды с меньшим давлением и с большей проницаемостью. С помощью этого механизма аккумулируются все пузырьки или капли микронефти, возникающие в процессе первичной миграции на площади радиусом, равным расстоянию от центра аккумуляции до точки геологического пространства нефтематеринского пласта, где пузырек или капля микронефти не в состоянии преодолеть начальный градиент фильтрации. Основной причиной аккумуляции нефти в залежи фундамента являются силы поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [2, 3].

Во многих случаях выклинивание слоев чехла на выступах захватывает почти весь разрез нижне-среднеюрских отложений и, таким образом, ряд юрских регионально нефтеносных горизонтов оказывается гипсометрически ниже, чем поверхность палеозойских образований в пределах выступов. Данная геологическая ситуация благоприятна для перетока флюидов из гипсометрически ниже расположенных мезозойских слоев в палеозойский коллектор.

Однако специфика гидродинамического режима нижних горизонтов мезозойско-кайнозойского чехла и трещиновато-кавернозного коллектора поверхности палеозойских образований такова, что, по-видимому, существует возможность некоторой миграции мезозойских флюидов в палеозойский комплекс даже при гипсометрически более низком расположении последнего относительно мезозойских продуктивных слоев.

Дело в том, что палеозойский комплекс, его верхняя часть, где развита трещиноватость и кавернозность, и мезозойско-кайнозойский чехол Западно-Сибирской плиты представляют собой по гидродинамическому режиму резко отличные объекты с различными пластовыми

by oil and gas perspective territory of lower (Jurassic) horizons of sedimentary cover.

Conclusions

Weathering crust of basement rocks is a regional collector for oil and gas of lower sedimentary rocks the vast territory of West Siberia plate.

Keywords

west Siberian plate, oil and gas potential of basement rocks, weathering crust of basement rocks, formation of hydrocarbon deposits

References

1. *O.G. Zhero. Tectonics of the pre-Jurassic basement of West Siberian plain in relation to oil and gas potential of the Paleozoic and Triassic-Jurassic. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1984.*
2. *A.G. Arie, V.L. Shuster. Possible mechanism for the formation of oil and gas deposits in basement traps // Geology of Oil and Gas. – 1998, №12. P. 34-38.*
3. *V.L. Shuster, V.B. Levyant, M.M. Ellansky. Oil and gas potential of basement rocks (problems of prospecting and exploration of hydrocarbons) – M: Technics, 2003.*

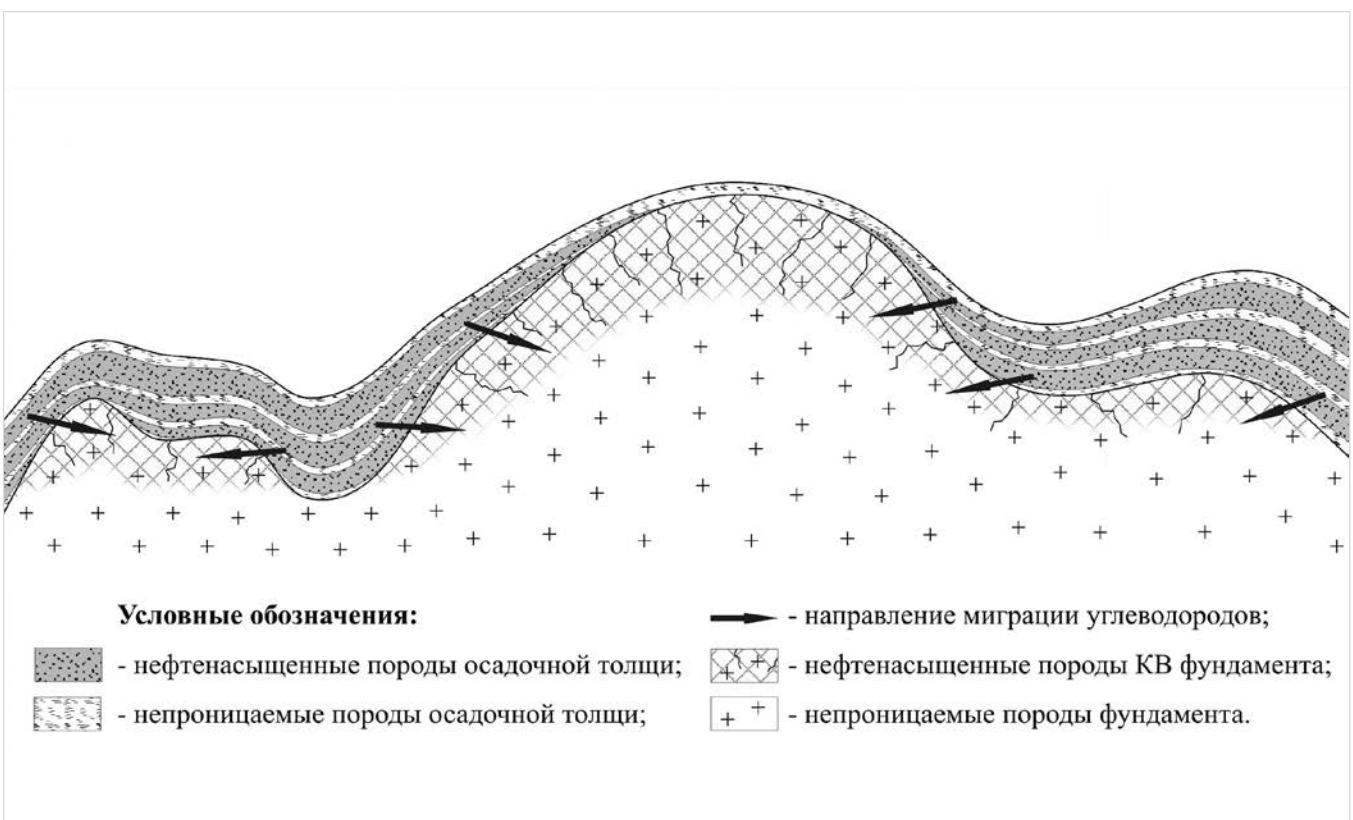


Рис. 1 — Схематический разрез продуктивных отложений коры выветривания Мортымья-Тетеревского месторождения Шаимского мегавала

давлениями, причем часто меньшими в палеозойском коллекторе. Учитывая присутствие большого количества разломов в палеозойском комплексе, по которым происходили движения и в мезозое, создавались все предпосылки для перетока флюидов из мезозойских коллекторов в палеозойские и частичное выравнивание давлений в обоих коллекторах.

Во многих случаях по данным бурения установлено, что уравновешивание пластовых давлений не происходит, и в базальных горизонтах чехла пластовое давление выше, чем в трещинно-кавернозном коллекторе палеозоя. Наиболее ярко это наблюдается в случае карбонатного разреза палеозойского комплекса.

Таким образом, специфика формирования гидродинамических режимов в зоне гипергенного трещинно-кавернозного палеозойского коллектора и нижних горизонтах чехла, позволяет допускать возможность перетока вод, нефти и газа из мезозойских коллекторов в палеозойские, причем не только в условиях примыкания или выклинивания мезозойских слоев нижней части чехла у выступов фундамента, но и в условиях нормального трансгрессивного их перекрытия при наличии сети разломов, играющих роль транспортных артерий для миграции флюидов.

В пользу описанного механизма формирования залежей нефти в отложениях коры выветривания фундамента Западной Сибири свидетельствуют и данные исследований нефти. В большинстве случаев состав и свойства нефти дезинтегрированной поверхности фундамента и примыкающих нижних горизонтов осадочного чехла имеют сходство. Встречаются и отличия, однако стоит учесть, что миграция, формирование и залегание нефти в коллекторе дезинтегрированной зоны фундамента могли внести определенные изменения в состав и свойства этой нефти.

Можно сказать, что перспективы нефтегазоносности дезинтегрированной зоны палеозойских образований контролируются территорией перспективных на нефть и газ отложений осадочного чехла, точнее, его нижних (юрских) горизонтов. В настоящее время почти все выявленные промышленные нефтяные и газовые залежи в образованиях дезинтегрированной зоны находятся в пределах развития перспективных юрских отложений, где присутствуют промышленные залежи в нижних горизонтах чехла. Таким образом, вскрытие потенциально продуктивных объектов коры выветривания требует лишь углубления скважин.

Наиболее перспективны на нефть и газ в эрозионно-тектонических выступах районы, где выступы дезинтегрированной зоны окаймляют отложения осадочного чехла, в которых формирование нижних горизонтов происходило в субаквальных (лагунных) условиях с устойчивой тенденцией к погружению. Такими районами являются борта крупных отрицательных структурно-формационных зон доюрского фундамента и особенно места их пересечения с грабен-рифтами.

Таким образом, дезинтегрированная зона поверхности доюрского фундамента является региональным коллектором для нефти и газа нижних горизонтов чехла на огромной территории плиты.

Итоги

Нефтегазоносность коры выветривания палеозойского фундамента Западной Сибири контролируется территорией перспективных на нефть и газ нижних (юрских) горизонтов отложений осадочного чехла.

Выводы

Кора выветривания фундамента Западной Сибири является региональным коллектором для нефти и газа нижних горизонтов чехла на огромной территории плиты.

Список использованной литературы

1. Жеро О.Г. Тектоника доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозоя и триас-юрских отложений. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984.
2. Арье А.Г., Шустер В.Л. Возможный механизм формирования залежей нефти и газа в ловушках фундамента // Геология нефти и газа. – 1998, №12. С. 34-38.
3. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). – М: Техника, 2003.

УДК 622.276.63 :[553.98:551.76](597)

Прогнозирования мест локализации углеводородов в градиентных полях тектонических напряжений

В.Н. Морозов (Москва, Россия)

д.т.н., заведующий лабораторией геодинамики, Федеральное государственное

А.И. Каган

aleck.kagan@gmail.com

ученой степени не имеет, научный сотрудник лаборатории геодинамики, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геофизический центр Российской академии

И.Ю. Колесников

д.ф-м.н, ведущий научный сотрудник лаборатории геодинамики, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геофизический центр Российской академии

В.Н. Татаринов

д.т.н., главный научный сотрудник лаборатории геодинамики, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геофизический центр Российской академии

Изложены результаты моделирования напряженно-деформированного состояния блочных гетерогенных массивов горных пород, нарушенных тектоническими разломами с целью прогнозирования возможных мест локализации промышленных запасов углеводородов (УВ) в современных полях тектонических напряжений. Методической основой выделения «пьезофлюидных» аномалий являются два авторских программных комплекса опробованных в рамках ретроспективного прогнозирования зон локализации УВ на ряде месторождений нефти и газа, в том числе на площади месторождений «Белый Тигр». Продемонстрирована возможность прогнозирования перспективных мест локализации УВ, как на региональном, так и на локальном уровнях, в зависимости от поставленной задачи и детальности геолого-геофизических данных.

Промышленные месторождения углеводородов, обнаруженные в породах кристаллического фундамента (Вьетнам, США, Бразилия), а так же на территории России (Ромашкинское, Астраханское, Ямал и др.) дают основания считать, что абиогенные месторождения нефти связаны с глубинными газово-жидкими флюидами, поступающими к поверхности из недр фундамента [1–4]. Многолетними исследованиями установлено, что кристаллический фундамент Татарского свода является потенциальным генератором углеводородов Ромашкинского месторождения нефти. В работе [2] приводится модель флюидо-динамических процессов миграции газово-жидких флюидов в разломах земной коры на глубинах, превышающих 7 км. в районе Астраханского газоконденсатного месторождения. Анализ закономерностей условий формирования залежей углеводородов на Ямале позволил установить, что главным критерием нефтегазоносности является стуктурно-тектонический фактор [3]. Ссылки можно было бы продолжить, вместе с тем существенным является предположение о промышленных скоплениях углеводородов в тектонически-ослабленных зонах, перекрытых непроницаемыми пластами вышележащих пород. Если исходить из предположения, что раздробленный тектоническими трещинами (разломами) кристаллический фундамент является резервуаром для газово-жидких флюидов, то можно допустить возможность существования горизонтальных и вертикальных систем каналов фильтрации газово-жидких флюидов, в соответствии с законом Дарси. Причём, изменения тектонических напряжений во времени и подкачка напряжений в зоны локальной концентрации объясняет механизм восстановления дебита скважин, расположенных в этих зонах. Существенное значение имеет пространственная дифференциация теплового потока, определяющая вязкость газово-жидких флюидов и их способность к проникающей фильтрации в пластах-коллекторах углеводородов (УВ). Ограничиваясь этими замечаниями, далее рассматривается модель напряженно-деформированного состояния (НДС) блочного массива, пересечённого тектоническими разломами, под действием тектонических напряжений. Предполагается, что блоки упругоизотропны, а в зонах разломов (ширина которых зависит от протяженности, т.е. ранга) модуль Юнга существенно ниже, чем в породных блоках. Также предполагаем, что блоки обладают внутренней открытой пористостью или трещиноватостью, заполненной газово-жидким флюидом, способным к фильтрации в градиентных полях тектонических напряжений.

В основу геодинамического моделирования НДС (напряженно-деформированное состояние) и фильтрации УВ положены два авторских программных комплекса «GEODYN 1.0» (авторское свидетельство № 2011614290) и «GEODYNFLOW 1.0» (авторское свидетельство № 2012615080).

Исходя из геологических предпосылок, можно считать общепринятой концепцию промышленной локализации углеводородов, связанной с зонами разгрузки (тектонической деструкции), как в породах фундамента, так и осадочного чехла. При этом предполагается, что разломная тектоника определяет региональную систему каналов вертикальной и горизонтальной фильтрации углеводородных флюидов в земной коре, формирующих промышленные запасы нефти и газа.

В настоящее время возможности компьютерного моделирования напряженно-деформированного состояния геологической среды и процесса фильтрации газовожидких флюидов в блочных гетерогенных структурах, нарушенных системой тектонических разломов (шовных зон и др.) открывают новые перспективы в выявлении потенциально возможной локализации углеводородов.

Разработана методика моделирования напряженно-деформированного состояния блочных гетерогенных сред в поле тектонических напряжений, которая в сочетании с моделированием фильтрационных процессов в блочной трещиноватой среде, позволяет выделить наиболее вероятные зоны концентрации углеводородов для конкретных территорий размерами от 100 до 10^4–10^5 км^2. При этом уровень детализации территории определяется степенью детальности выполненных геолого-геофизических исследований (масштаб съемок), определяющих, в конечном счете, и масштаб карт возможных «пьезофлюидных» аномалий, перспективных на нефть и газ.

Методика опробована на ряде месторождений нефти и газа (Ромашкинское месторождение, Белый Тигр (Вьетнам), Альберта (Канада), Ямал и др.), в том числе в пределах локальных площадей локализации углеводородов (месторождение Камыскуль (Казахстан, площадью 6 км^2).

Целью разработки является выделение локальных площадей (перспективных зон) возможной концентрации углеводородов, как в масштабе 1:5000 для площадей порядка 10^2 км^2, так и более крупном масштабе 1:100000 в пределах до 10^4 км^2, позволяющих значительно снизить затраты на поисково-разведочные работы и бурение скважин при реализации традиционных технологий поиска и разведки углеводородов. Методической основой является:

1. Создание геолого-геофизической базы данных исследуемой территории (включая аэрокосмические съемки);
2. разработка структурно тектонической 3-D модели исследуемой территории;
3. разработка модели тектонического процесса, на основе палеотектонической реконструкции;
4. компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния последовательных стадий тектонического процесса в блочных

гетерогенных средах;
5. компьютерное моделирование процессов возможной миграции углеводородов в блочном трещиноватом массиве;
6. выделение зон локализации «пьезофлюидных» аномалий в пределах исследуемой территории, построение карты «пьезофлюидных» аномалий (масштаб зависит от площади исследуемой территории и уровня изученности);
7. выделение потенциально перспективных зон концентрации углеводородов.

Расчет НДС в массиве производится методом конечных элементов в форме перемещений на основе четырехугольных изопараметрических конечных элементов. Выбор конечных элементов (МКЭ), как метода вычислений обусловлен как физическими соображениями (обеспечением условия минимальности полной потенциальной энергии деформации для всего массива), так и эффективностью его компьютерной реализации. Математической основой МКЭ является вариационный принцип Лагранжа (возможных перемещений) для обобщенного плоского напряженного состояния, согласно которому в состоянии равновесия тела его полная потенциальная энергия П минимальна (ее первая вариация равна нулю, а вторая вариация положительна на возможных перемещениях δu, δv):

$$\delta\Pi(u,v)=0,\quad \delta^2\Pi>0,$$
$$\Pi=U-A,$$
$$U=E/[2(1-\nu^2)]\iint_\Omega[(\partial u/\partial x)^2+$$
$$+2\nu\,\partial u/\partial x\;\partial v/\partial y+(\partial v/\partial y)^2+$$
$$+(1-\nu)/2(\partial u/\partial y+\partial v/\partial x)^2]d\Omega$$

Здесь U — потенциальная энергия для обобщенного плоского напряженного состояния; A — работа внешних сил (на перемещениях u и v); E — модуль упругости; ν — коэффициент Пуассона.

В МКЭ область тела Ω разбивается N

$$\Omega=\bigcup_{e=1}^{N}\Omega_e,\quad \int_\Omega(\ldots)d\Omega=\sum_{e=1}^{N}\int_{\Omega_e}(\ldots)_e\,d\Omega_e$$

конечными элементами на подобласти Ω_e и используется свойство аддитивности интеграла по области:

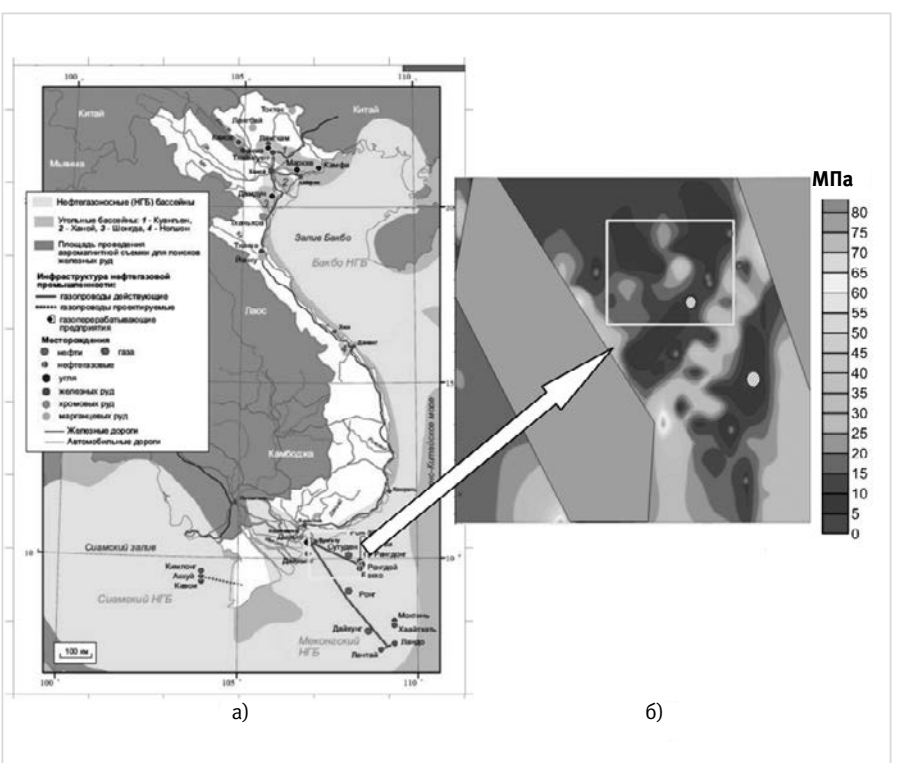
В результате этого появляется возможность наделять конечные элементы (как подобласти тела) неоднородными свойствами и тем самым реализовывать гетерогенное моделирование. В дальнейшем, вариационная процедура минимизации полной потенциальной энергии производится на каждом конечном элементе с помощью проекционного метода Ритца путем разложения по системе базисных (координатных) функций и прямого дифференцирования по узловым степеням свободы с последующим объединением вкладов конечных элементов в глобальную матрицу жесткости и глобальный вектор обобщенных нагрузок.

В соответствии с законом Дарси будем исходить из предположения, что скорость фильтрации в градиентном поле тектонических напряжений пропорциональна градиенту действующих напряжений:

$$\overrightarrow{V_f}=\begin{bmatrix}\overrightarrow{V_x}\\ \overrightarrow{V_y}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}kE\nabla^2U\\ kE\nabla^2V\end{bmatrix}$$

в предположение некоторого постоянного коэффициента фильтрации k.

Уровень напряженного состояния породного массива в его локальных зонах определен величиной интенсивности напряжений. Переход к интенсивности напряжения дает возможность строить модель фильтрации жидкости независящий



а) б)

Рис. 1 — Месторождение Белый Тигр (желтый контур рис. 1а), «пьезофлюидные» аномалии в районе месторождения рис. 1б (красные кружки – разрабатываемые месторождения нефти и газа, белые кружки – перспективные площади на нефть и газ)

Материалы и методы
Геологические карты масштаба 1:200000, конечно-элементное моделирование НДС сложных гетерогенных массивов горных пород.

Ключевые слова
прогнозирование мест локализации углеводородов, напряженно-деформированное состояние, фильтрация, «пьезофлюидные» аномалии

Forecasting the sites of hydrocarbons localization in the gradient fields of tectonic stresses

Authors
Vladislav N. Morozov (Moscow, Russia)

doctor of Technical Sciences, Chief of the laboratory of geodynamics, Geophysical Center of Russian Academy of Sciences

Alexandr I. Kagan

researcher in the laboratory of geodynamics, Geophysical Center of Russian Academy of Sciences

Ilya Y. Kolesnikov

doctor of Physical and Mathematical Sciences, leading researcher in the laboratory of geodynamics, Geophysical Center of Russian Academy of Sciences

Viktor N. Tatarinov

doctor of Technical Sciences, chief researcher in the laboratory of geodynamics, Geophysical Center of Russian Academy of Sciences

Abstract
Showing the results of modeling the stress-strain state of the blocks eterogeneous rock masses, disturbed by tectonic faults, for the prediction of localization of the commercial reserves of hydrocarbons in the contemporary tectonic stress fields. Methodological basis for the selection of the «piezofluid» anomalies are two software, which had been tested in retrospective prediction zones of hydrocarbons localization on the series of oil and gas deposits, ncluding deposits in the area of «White Tiger». The possibility of predicting sites of hydrocarbons localization has been displayed, both at regional and local levels, depending on the task and detailed of geological and geophysical data.

Materials and methods
Geological maps of 1:200,000 scale, finite-element simulation of complex heterogeneous rock massifs.

Results
A method for predicting the localization of hydrocarbon deposits in the modern tectonic stress fields has been displayed. The methodology is based on the finite element modeling of the stress-strain state

of rock masses. The method was tested on the White Tiger oil fields and etc.

Keywords

prediction of hydrocarbons localization, the stress-strain state, filtering, «piezofluid» anomaly

References

1. *Muslimov R. Kh. New view at the prospects of development of super-giant oil field Romashkinskoye. // Oil and gas geology 2007, № 1, p 12-28*
2. *Dmitriyevsky A.N., Balanyuk I.Ye., Karakin A.V, and others. New ideas about forming a giant Astrakhan gas-condensate field // Gas industry of Russia. 2002, № 3, p. 48-52.*
3. *Astafiev D.A., Skorobogatov V.A. Tectonic control of oil and gas potential of Yamal peninsula // Oil and gas geology. 2006. №2. p. 20–29.*
4. *Gavrilov V.P., Dzublo A.D., Pospelov V.V., Shnip O.A. Geology and petroleum potential of the basement on the Southern Vietnam shelf. // Oil and gas geology 1995, №4, p. 25-32.*
5. *Vovk V.S., Gulev V.L., Dzublo A.D., Sokolov V.I., Tronov Yu.A., Shnip O.A. Oil and gas potential of offshore Northern and Central Vietnam basement // Oil and gas geology 2008, № 2, p. 45-51*

от данной конкретной системы координат. Исходя из предположений, что скорость фильтрации определяется этой интегральной оценкой уровня действующих напряжений в элементе объема породного массива имеем:

$$\overline{V_f} = k\,grad(\sigma_1).$$

Это упрощает расчеты первого приближения, поскольку задача оценки напряженного состояния и фильтрации решаются раздельно. В этом случае скорость фильтрации, как функция координат и времени *V(x,y,t)* дает возможность оценок водопритоков в ослабленные зоны тектонической трещиноватости.

Цель моделирования является выявление «пьезофлюидных» аномалий в породных массивах известных (разведанных) месторождений углеводородов и разработка методологии прогнозирования локализации промышленных месторождений нефти и газа в пределах перспективных площадей. Исходными данными для моделирования является геолого-геофизическая информация, позволяющая выполнить палеотектоническую реконструкцию тектонического процесса, обосновать структурно-тектоническую схему породного массива исследуемой территории, задать граничные условия во внешнем поле тектонических напряжений, определить вероятное поле тензора проводимости для породного массива и в конечном итоге обучить рабочую программу, добиваясь максимального соответствия пространственной локализации «пьезофлюидных» аномалий разведанным месторождениям нефти и газа. Реализация методического подхода позволит существенно сократить затраты на традиционные геофизические исследования и бурение поисковых скважин.

Продемонстрируем возможности разработанной методологии на примере месторождения углеводородов Белый Тигр (Вьетнам) [4, 5].

Месторождение нефти и газа Белый Тигр локализовано в фундаменте шельфовой зоны при глубине моря порядка 70 м [5]. Результаты бурения дают основания считать, что 90% добываемой нефти извлекается из пород фундамента, которые представлены гранитами, гранодиритами, гранодиорит-порфирами, слогающими горстообразный выступ размером 6х22 км. Породы фундамента перекрыты осадочным чехлом мощностью от 3 км до 10 км в депрессиях. На основе геолого-геофизическую информацию о разломной тектонике Южного Вьетнама и прилегающей акватории построена структурно-тектоническая модель этого района и задано внешнее поле тектонических напряжений, позволяющее получить предельно адекватную пространственную локализацию «пьезофлидных» аномалий, совпадающих с зонами нефтегазовых месторождений таких как Белый Тигр, Ронг, Дайхунг, Лантай и др. (Рис. 1). Пространственное совпадение «пьезофлюдных» аномалий с зонами локализации месторождений нефти и газа в структурно-тектонической модели фундамента дает основание предположить, что они связаны с глубинными (полигонными) источниками газово-жидких флюидов. Вместе с тем совпадение «пьезофлюидных» аномалий с разрабатываемыми площадями нефтяных и газовых месторождений в данном районе, дают основание для прогнозирования положения перспективных площадей, соответствующих зонам относительной разгрузки тектонических напряжений.

Ниже представлен пример работы методики на локальном уровне. Методика использовалась для определения наиболее вероятных зон локализации углеводородов на лицензионном участке Верхнесалымского месторождения углеводородов. Площадь

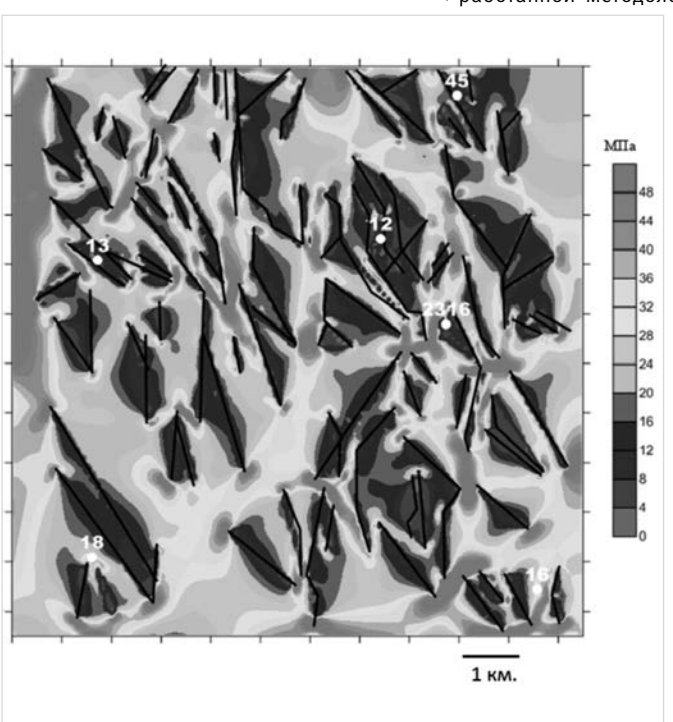


Рис. 2 — Интенсивность напряжений в районе фрагмента Верхнесалымского месторождения (белые кружки – скважины; черные линии – разломы)

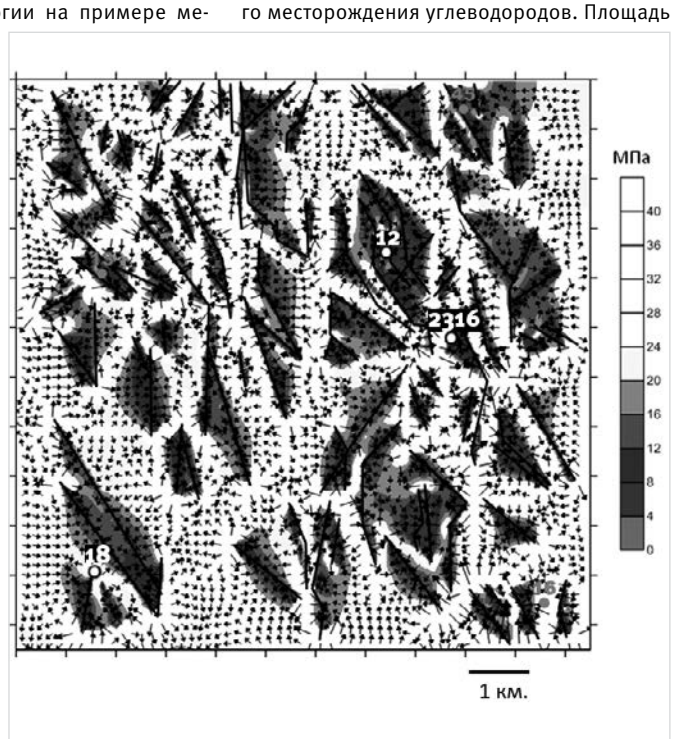


Рис. 3 — «Пьезофлюидные» аномалии и вектора наиболее вероятных направлений фильтрации потоков УВ (красные кружки – скважины; черные линии – разломы, стрелки – вектора направлений фильтрации).

участка 10×10 км. На рис. 2 показана карта интенсивности напряжений для этого участка. Черные линии - разломы, определенные по сейсмическим данным. Красные кружки скважины. Скважины 18 и 16 сухие (<1 т/сут.). Остальные скважины с притоками нефти. На рис. 3 представлена формализованная карта интенсивности напряжений, на которой обозначены только зоны с низкими значениями напряжений (зоны относительного растяжения). Видно, что скважины 18 и 16 попадают в зоны с высокими значениями напряжений, где вероятность локализации углеводородов низкая, что подтверждается данными по дебитам. Остальные скважины попадают в зоны низких значений напряжений, т.е. с высокой вероятностью локализации углеводородов (скв № 12, 13, 45, 2316).

Стрелки на рис. 3 соответствуют вероятным направлениям векторов скоростей фильтрации УВ в градиентных полях тектонических напряжений, при этом площадь возможной аккумуляции УВ в тектонических ослабленных зонах является определяющим фактором в рамках данной модели, с позиции вероятного промышленного скопления УВ. Литологическая неоднородность Баженовской свиты и связь промышленных скоплений УВ с кремнисто-глинистыми и карбонатными фосфитами может быть учтена путем построения совместных карт сейсмического импеданса и зон разгрузки тектонических напряжений (подобный опыт имеется).

Эффективность поисковых работ на нефть и газ остается проблемой. Об этом говорит значительное количество «сухих» скважин. Первое в Саудовской Аравии крупное месторождение Дамам было открыто после неудачного бурения 8 скважин, а уникальное месторождение Хасси-Месауд (Алжир) – после 20 «сухих» скважин. Крупнейшее в Америке нефтяное месторождение Прадхо-Бей размерами 70 на 16 км было обнаружено лишь после бурения на Аляске 46 скважин. Аналогична ситуация и в российской практике.

Поиск нефтегазовых месторождений, в том числе и в океанических акваториях, связан с постановкой широкого комплекса геолого-геофизических методов, завершающихся бурением скважин до глубины 6-7 км. Бурению предшествуют геофизические исследования, равномерно покрывающие предполагаемую перспективную площадь (на региональном уровне её размеры 10^4-10^5 км^2), с последующим выделением локальных зон (размерами в 10^2-10^3 км^2) и, наконец, поиском самих «ловушек», перспективных для локализации промышленных скоплений углеводородов.

Итоги

Представлена методика прогнозирования локализации месторождений углеводородов в современных полях тектонических напряжений. В основе методики лежит, конечно-элементное моделирования напряженно-деформированного состояния породных массивов. Методика опробована на месторождениях нефти Белый тигр и др.

Выводы

Таким образом, разработанный метод прогнозирования зон перспективных промышленных скопления углеводородов позволяет, при соответствующей доработке (учет превалирующего направления возможной фильтрации, теплового потока, пластового давления и др.), сократить затраты на геофизические исследования и повысить эффективность дорогостоящих буровых работ на континенте и, тем более, в шельфовых зонах.

Список использованной литературы

1. Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения. // Геология нефти и газа 2007, № 1, с 12-28
2. Дмитриевский А. Н., Баланюк И. Е., Каракин А. В., и др. Новые идеи формирования Астраханского газоконденсатного гиганта // Газовая промышленность. 2002, № 3, С. 48-52.
3. Астафьев Д. А., Скоробогатов В. А. Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал // Геология нефти и газа. 2006. №2. С. 20–29.
4. Гаврилов В.П., Дзюбло А.Д., Поспелов В.В, Шнип О.А. Геология и нефтеносность фундамента шельфа Южного Вьетнама. // Геология нефти и газа 1995, №4, с. 25-32.
5. Вовк В.С., Гулев В.Л., Дзюбло А.Д., Соколов В.И., Тронов Ю.А., Шнип О.А. Нефтегазоносность фундамента шельфа Северного и Центрального Вьетнама // Геология нефти и газа 2008, № 2, с 45-51

INJGEO ИнжГео

Закрытое акционерное общество
научно-исследовательский
проектно-изыскательский институт

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

- Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
- Создание топографических тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цмфровых моделей данных в формате ГИС;
- Аэросъемка, лазерное сканирование;
- Сейсмическое районирование, тектоника.

**350038, г. Краснодар,
ул. Головатого, 585
тел. +7 (861) 279-23-06
факс: +7 (861) 275-47-59**

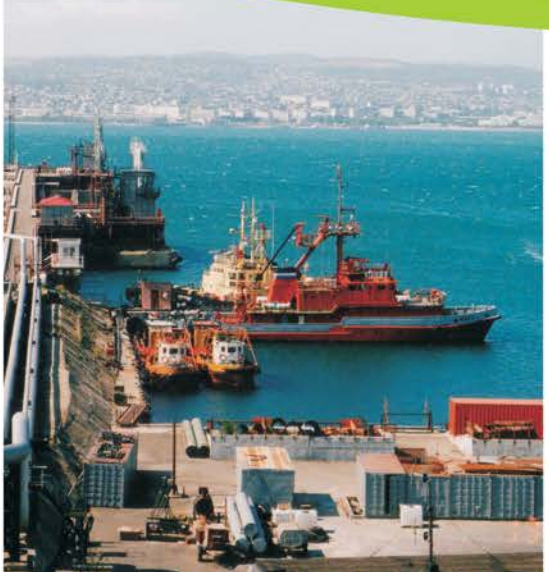
e-mail: injgeo@injgeo.ru
www.injgeo.ru

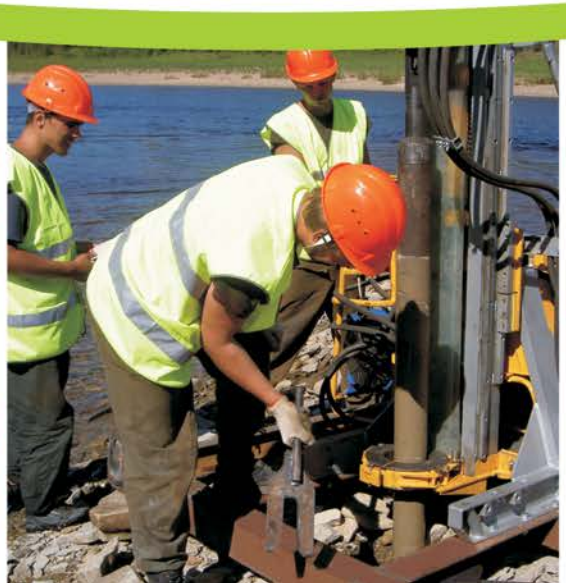
КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
- Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
- Морских терминалов,
- Перевалочных нефтебаз,
- Объектов промышленного строительства;
- Объектов гражданского строительства;
- Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;
- Объектов переработки нефти и газа;
- Магистральных трубопроводов,
- Ж/Д сливо-наливных эстакад,
- Резервуарных парков,
- Автозаправочных станций и т.д.

- Разработка декларации промышленной безопасности;
- Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

**Авторский надзор при строительстве.
Техническая экспертиза проектов.**





Система автоматической одоризации газа и контроля количества одоранта с прямой доставкой одоранта из подземной ёмкости его хранения к дозирующему устройству (САОПД)

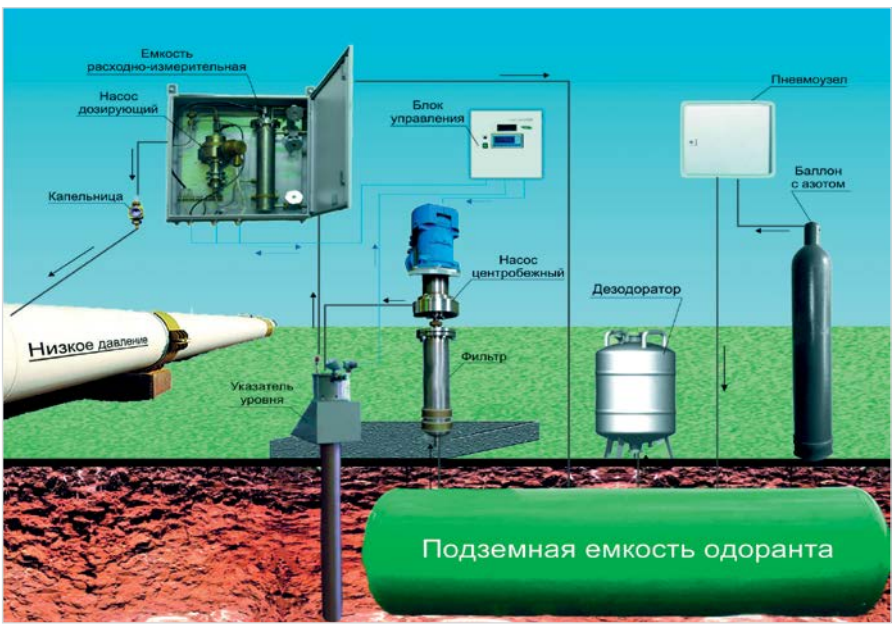
В.Н. Воробьёв
(Саров, Нижегородская область, Россия)

vniiefnn@gaztech.ru

начальник
конструкторского отдела,
ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ»

ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ» с 1992 года разрабатывает и изготавливает оборудование для предприятий топливно-энергетического комплекса

Ключевые слова
топливно-энергетический комплекс, датчики вибрации, одоризация газа



Существующие на сегодняшний день одоризационные установки отличаются по физическому принципу ввода одоранта, степенью автоматизации, точностью и производительностью одорирования, возможностью изменения качества одорирования, способами пополнения расходных (промежуточных) емкостей, возможностью контроля количества имеющегося и израсходованного одоранта и др. Все эти установки имеют в своём составе дозаторы инжекторного типа для ввода в поток природного газа порций одоранта пропорционально расходу газа по установленным нормам под избыточным давлением. Поступление одоранта в дозаторы осуществляется из расходных емкостей, которые переодически пополняются одорантом из подземных емкостей-хранилищ (либо заменяются вновь заполненными).

В зависимости от способа пополнения расходных емкостей и контроля в них уровня одоранта одоризационные установки оснащаются дополнительным оборудованием — эжекторами, фильтрами, указателями и сигнализаторами уровня, запорно-регулирующей арматурой, трубопроводами обвязки и др. По существующим правилам в ОАО «Газпром» все одоризационное оборудование должно быть смонтировано в отдельных шкафах, иногда шкафы делаются с утеплением, подогревом, контролем загазованности, приточно-вытяжной вентиляцией и освещением.

Таким образом, современное блочное одоризационное устройство для ГРС средней и выше производительности по газу имеет весьма значительные габариты, массу и стоимость, последняя на сегодняшний день, в отдельных случаях, превышает 2 млн.руб. Это обстоятельство является одной из главных причин медленной замены ручных капельниц на современные одоризационные устройства.

Современное блочное одоризационное устройство, в полной мере, не является автоматическим, поскольку без участия оператора ГРС проблему заполнения расходных емкостей из подземной емкости-хранилища на сегодняшний день решить не удалось.

Для устранения указанных недостатков, опираясь на более чем десятилетний практический опыт эксплуатации и обслуживания своих автоматизированных систем одоризации газа АСОГ в России и странах ближнего зарубежья, ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ» разработало и в настоящее время проводит заводские испытания системы автоматической одоризации газа и контроля количества одоранта с прямой доставкой одоранта из подземной емкости его хранения к дозирующему устройству САОПД.

В САОПД шкаф с оборудованием, за исключением насоса-дозатора с устройством контроля расхода одоранта, заменяется навесным перекачивающим насосом с электроприводом и штангой-дюкером, позволяющим одновременно решать проблему контроля уровня одоранта в подземной емкости его хранения независимо от габаритов и конструктивного исполнения ёмкости.

Полученный многократный выигрыш в габаритных размерах и материалоемкости по отношению к блочному одоризационному устройству, а также автоматический режим функционирования САОПД при сохранении, как минимум, других технических характеристик, позволит системе достойно конкурировать на рынке одоризационных устройств.

Опытно-промышленная эксплуатация и проведение МВИ САОПД запланированы на 2012г.

Более подробную информацию по САОПД можно будет получить после окончания проведения патентно-технических исследований и подачи заявок на выдачу патентов.

ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ

Технические консультации:
ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ»
607190, Нижегородская обл., г.Саров, ул.Железнодорожная, 4/1
Тел./факс: +7(83130)2-57-99; +7(83130)2-47-36
psf@visa.vniief.ru www.vvgnn.com

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

Размещение заказа и приобретение продукции:
ООО «Энергогазприбор», 603155, Нижний Новгород, ул.Трудовая, 14
Тел./факс: +7(831)432-73-94; +7(831)432-73-95
vniiefnn@gaztech.ru www.vvgnn.com

На правах рекламы

УДК 519.6:621.651

Применение численных методов для модернизации электромагнитного привода плунжерного насоса системы одоризации газа

В.В. Боголюбов
(Саров, Нижегородская область, Россия)
Bogolubovv@gmail.com

кандидат технических наук,
ведущий инженер
ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ»

Д.В. Росчихмаров

старший научный сотрудник
ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ»

В статье показана возможность успешного применения численных методов к решению задачи улучшения рабочих характеристик плунжерного насоса при наложении ограничений на изменение конструкции изделия и частичном отсутствии знаний о характеристиках материалов деталей конструкции. Эффективность технических предложений, разработанных на основании результатов моделирования подтверждены экспериментально.

Материалы и методы
Численные методы

Ключевые слова
численные методы, электромагнитный привод, плунжерный насос, модернизация

Numerical methods for modernization of a plunger pump's solenoid drive of gas odorization system

Authors
Valeriy V. Bogolyubov
(Sarov, Nizhny Novgorod region, Russia)

PhD, leading engineer
«SPE VNIIEF-VOLGOGAZ Ltd.»

Dmitry V. Roschikhmarov

senior researher
«SPE VNIIEF-VOLGOGAZ Ltd.»

Abstract
The article describes the possibility for successful implementation of numerical

При модернизации устройств, как правило, требуется изменить характеристики изделия для обеспечения новых требований, а глобальные конструктивные изменения, переводятся в разряд ограничений. Экспериментальный поиск путей оптимизации характеристик устройства достаточно дорог и не всегда приводит к положительным результатам. В этом случае применение численных методов практически незаменимо и может быть продемонстрировано на примере модернизации плунжерного насоса системы одоризации газа.

Системы одоризации газа предназначены для автоматического дозированного введения в поток природного или сжиженного газа сильно пахнущего вещества (одоранта). Это необходимо для обнаружения утечек газа из газового оборудования, так как природный газ сам по себе практически не имеет запаха. «Сердцем» системы является насос, обеспечивающий поступление одоранта в сеть.

Задача модернизации плунжерного насоса была поставлена следующим образом:

необходимо обеспечить выполнение технических требований по перемещению плунжера, начальному усилию, развиваемым приводом и напряжению питания (таблица 1) при минимальных изменениях конструкции электромагнитного привода (катушка, якорь, магнитопровод) плунжерного насоса.

За исходный вариант конструкции принимается действующий вариант плунжерного насоса в соответствие со сборочными чертежами. Внешний вид насоса показан на рисунке 1. Накладываются следующие ограничения:

- геометрические размеры конструкции не должны быть изменены в радиальном направлении, допускаются небольшие изменения размеров в осевом направлении;
- внешний диаметр катушки не должен быть больше существующего и по-возможности должен быть минимизирован;
- материалы составных частей конструкции могут быть заменены с учётом прочностных характеристик и коррозионной стойкости;
- рабочее напряжение катушки привода – не изменять.

В таблице 2 представлены экспериментальные данные по значениям усилий на плунжере и его перемещений действующего насоса при различных напряжениях питания катушки электромагнитного привода.

Таким образом, задача модернизации сводилась к поиску вариантов электромагнитного привода, способного увеличить пе-

Рис. 1 — Внешний вид плунжерного насоса

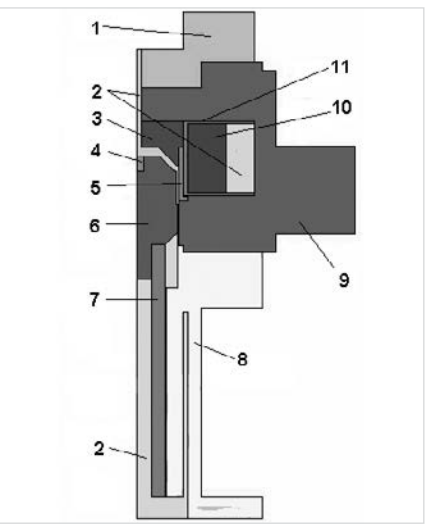


Рис. 2 — Модель плунжерного насоса. 1 – верхняя часть, 2 – воздух, 3 – ампула, 4 – вставка в якорь, 5 – вставка в ампулу, 6 – якорь, 7 – шток, 8 – цилиндр с корпусом, 9 – корпус, 10 – обмотка, 11 – корпус катушки

№	Параметр	Требование
1	Начальное усилие, развиваемое приводом, кг	50
2	Перемещения плунжера от начального положения, мм	1,2 2,4 3 4
3	Напряжение питания катушки привода, В	24

Таб. 1 — Требования к характеристикам насоса

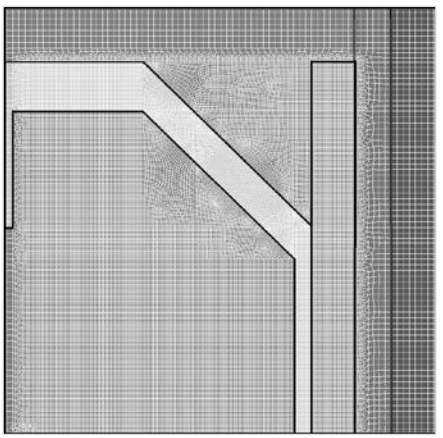


Рис. 3 — Конечно-элементная сетка в области якоря

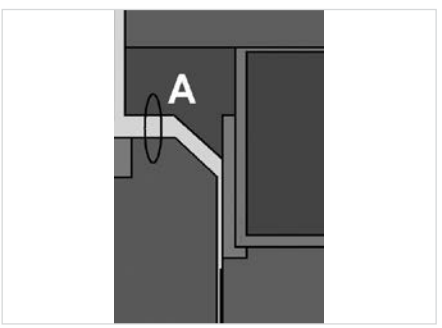


Рис. 4 — Начальное значение положение якоря

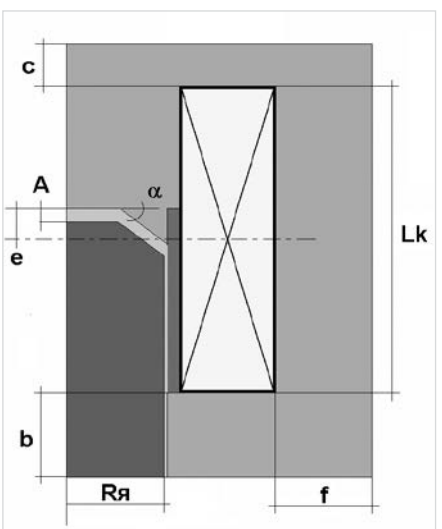


Рис. 5 — Упрощенная модель электромагнитной системы насоса. Параметры: c – толщина магнитопровода над катушкой, α – угол конической части якоря, e – отклонение величины углубления якоря в катушку от центрального уровня, b – ширина боковой поверхности контакта якоря и магнитопровода, $R_я$ – радиус якоря, f – толщина боковой части магнитопровода, L_k – высота катушки

ремещение плунжера насоса более чем на 20%, при одновременном увеличении усилия, развиваемого приводом более чем в 5 раз без значительных изменений конструкции.

Известно, что при использовании численных методов большое значение имеют знания о характеристиках материалов изделий. В рассматриваемом случае знания о магнитных свойствах материалов компонентов насоса можно было охарактеризовать следующим образом:

- отсутствие по некоторым компонентам;
- широкий диапазон изменения значений;
- противоречивость.

Исходя из того, что в наличии были некоторые экспериментальные данные о характеристиках насоса, данные о материалах конструктивных элементов [1], и почти полное отсутствие точных данных о магнитных свойствах используемых материалов, модернизация электромагнитного привода выполнялась в пять этапов:

1. Построение конечно-элементной модели плунжерного насоса.
2. Верификационные расчёты, определение характеристик модельных материалов.
3. Исследование влияния геометрических параметров электромагнитной системы на уровень силы, действующей на плунжер.
4. Определение множества допустимых вариантов электромагнитной системы.
5. Выбор рационального варианта электромагнитной системы.

В соответствие с тем, что конструкция плунжерного насоса имеет центральную ось симметрии, конечно-элементная модель разработана в плоской осесимметричной постановке. На рисунке 2 приведена геометрия модели.

В модели допущены некоторые упрощения. Это коснулось верхней и нижней части корпуса. Допущенные упрощения не вносят значимых изменений в результаты вычислений. Плунжер (якорь и шток), катушка, элементы ампулы и зазоры смоделированы в соответствии с чертежами. Конечно-элементная сетка в области якоря и ампулы показана на рисунке 3.

На втором этапе произведены верификационные расчёты, целью которых являлась проверка работоспособности разработанной модели и определение характеристик модельных материалов на основе сравнения результатов расчётов и экспериментальных данных. В качестве входных величин при расчётах задавались положение якоря относительно торца ампулы (расстояние A на рисунке 4) и напряжение на обмотке катушки, определялось значение вертикальной составляющей магнитной силы на якоре *F*.

В таблице 3 приведены расчётные и экспериментальные данные. Заметно, что погрешность вычислений увеличивается

methods for solving a problem on optimization of working properties of a plunger pump. The article also presents the construction limitations and lack of the knowledge of material properties of the aggregate parts. The efficiency of the engineering solutions has been developed based on modeling results and proved by experiments.

Materials and methods

Numerical Methods.

Results

The design of electromagnetic system of the plunzherny pump is modernized.

Conclusions

The implementation of numerical methods makes it possible to solve the problem of the plunger pump modernization without numerous experiments and expensive construction of real model.

Moreover, the numerical methods used allow us to fulfill the following tasks, namely:

1) to obtain the correct results promptly

2) to define the needed changes of magnetic cord's size

3) to define the size of contact zones of the anchor and magnetic cord

It has been shown that numerical methods can be successfully implemented for inconsistent material properties or in case when some of them are not available. The obtained results indicate good conformity of the calculations with experimental results.

Keywords

numerical methods, electromagnetic actuator, plunger pump, modernization

References

1. *B. K. Bul. The foundations for the theory and calculations of magnetic circuits. M, 1964*
2. *A. V. Gordon, A. G. Slivinskaya. DC electromagnets. M, 1960*

Ход плунжера, мм	Усилие, кг	Напряжение на катушке, В
2,07	17,5	24
2,07	25	30
3,05	9,8	24
3,05	14	30

Таб. 2 — Экспериментальные характеристики насоса

Напряжение на обмотке U, В (ток I, А)	Зазор между якорем и ампулой, мм	Усилие на якоре, кг		Отклонение, %
		Эксперимент	Расчёт	
24 (1,32)	2,07	17,5	17,8	1,7
30 (1,65)		25	26,7	6,8
24 (1,32)	3,05	9,8	9,6	-2
30 (1,65)		14	15,3	9,2

Таб. 3 — Сравнение экспериментальных и расчётных данных

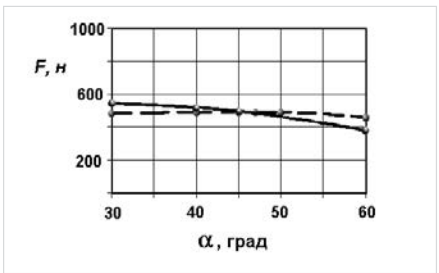


Рис. 6 — Зависимость F от параметра α

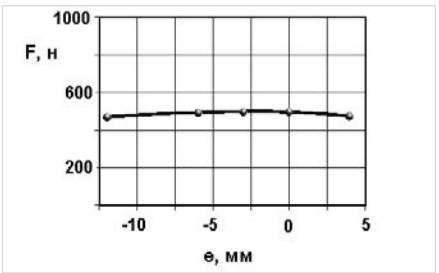


Рис. 10 — Зависимость F от параметра e

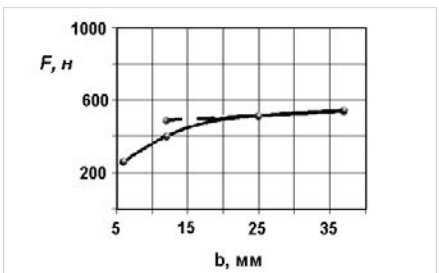


Рис. 7 — Зависимость F от параметра b

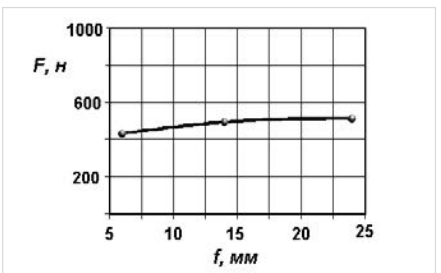


Рис. 11 — Зависимость F от параметра f

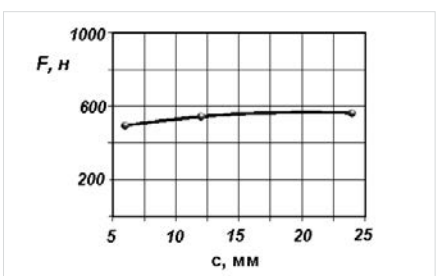


Рис. 8 — Зависимость F от параметра c

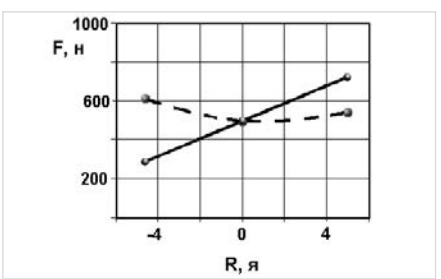


Рис. 12 — Зависимость F от параметра Rя

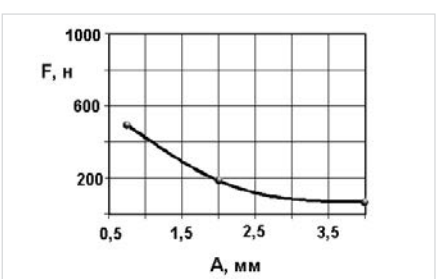


Рис. 9 — Зависимость F от параметра A

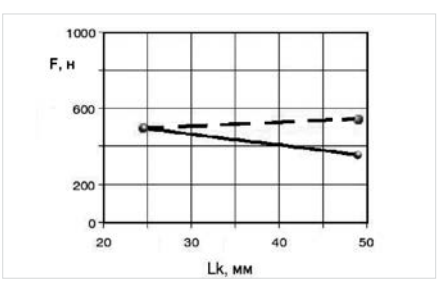


Рис. 13 — Зависимость F от параметра Lk

N	J, А/м2	F,H	dпр, мм	Nв	R, Ом	I, A	U, B
1	12.2e+6	516,4	0,5	1250	18,2	3,4	61
2	7e+6	516,3	0,5	2109	33,9	2,16	73,2
2.1	7e+6	516,3	0,6	1465	16,35	3,26	53,3
3	4,8e+6	510,9	0,5	3160	50,78	1,44	73,3
3.1	4,8e+6	510,9	0,6	2194	24,5	2,14	52,3
4	3,9e+6	512,8	0,5	3728	60	1,16	69,7
4.1	3,9e+6	512,8	0,6	2589	29	1,7	49,7

Таб. 4 — Значения параметров вариантов электромагнитной системы плунжерного насоса

N	Dmin, мм	a, мм	h, мм	F, H	J, А/м2	dпр, мм	Nв	R, Ом	I, A	U, B
1	35	24	44	531	3,97e+6	0,6	2614	29,91	1,6	48
2	40	24	44	569	4,11e+6	0,9	1161	6,41	3,74	24
3	40	24	44	451	3,66e+6	0,6	2614	32,45	1,47	48
4	45	26	44	800	4,14e+6	0,7	2080	21,05	2,28	48
5	40	27	44	749	4,23e+6	0,7	2160	20,62	2,32	48
6	35	12	44	165	4,98e+6	0,6	1307	11,91	2,01	24

Таб. 5 — Результаты уточняющих расчётов

при увеличении зазора A и тока в обмотке. Так, при изменении силы тока в обмотке на зазоре 2,07 мм изменение погрешности вычислений составило 5,1%, а при зазоре 3,05 мм изменение погрешности достигло 11,2%. Учитывая, что максимальное значение зазора (хода плунжера) должно составлять 4 мм, в дальнейшем при получении расчётных оценок рекомендовано иметь ~15% запас по развиваемому усилию.

Для исследования влияния геометрических параметров конструкции электромагнитной системы насоса на величину магнитной силы *F*, действующей на якорь была разработана упрощенная конечно-элементная модель. Вид модели и пояснения представлены на рисунке 5.

В общем виде исследовалась зависимость:

$$F = F(\alpha, b, c, A, e, f, R_я, L_k) \quad (1)$$

Расчёты проведены для двух значений зазора A: 0,75 мм и 2 мм. На рисунках 6–13 представлены расчётные зависимости магнитной силы *F* от геометрических параметров электромагнитной системы насоса. Сплошная кривая — для значения зазора A=0,75 мм, пунктирная кривая — для значения зазора A=2 мм.

Анализ полученных зависимостей позволил определить параметры конструкции, существенно влияющие на изменение силы *F*.

С учётом проведённых расчётных исследований, теоретических положений [2] и наложенных ограничений были даны рекомендации по изменениям геометрии магнитопровода плунжерного насоса, а именно:

- рекомендуемый размер боковой зоны контакта якоря и магнитопровода (параметр b на рисунке 5) — не менее 10 мм;
- рекомендуемые размеры боковой и верхней зоны магнитопровода (параметры c и f на рисунке 5) — не менее 6 мм.

Далее на основании полученных расчётных данных и сборочного чертежа плунжерного насоса были предложены к рассмотрению несколько вариантов электромагнитной системы. Согласно сборочному чертежу каркас катушки заполнен обмоткой немногим более половины проводом диаметром 0,5мм. Представлялось логичным выделение четырёх основных вариантов:

1 вариант — стандартная катушка плунжерного насоса, заполненная витками немногим более половины по радиусу (действующий вариант плунжерного насоса);
2 вариант — стандартная катушка полностью заполненная обмоткой;
3 вариант — катушка, полностью заполненная обмоткой и увеличенная в высоту в 1,5 раза;
4 вариант — катушка, полностью заполненная обмоткой и увеличенная в высоту в 2 раза.

Сечения обмоток для исследуемых вариантов приведены на рисунке 14.

Было добавлено ещё три подварианта катушек 2, 3 и 4 отличающиеся диаметром провода (0,6мм).

Задавался диаметр провода катушки — $d_{пр}$

в миллиметрах. Рассчитывались параметры:
J, А/м² — плотность тока, создаваемого обмоткой;
F,Н — вертикальная составляющая силы, развиваемой на якоре;
$N_в$ — количество витков обмотки (рассчитывалось приблизительно с учётом изоляции и фактора заполнения λ = 0,7);
R, Ом — сопротивление обмотки;
I, А — сила тока в обмотке;
U, В — напряжение на обмотке.

Оценочные значения параметров вариантов электромагнитной системы плунжерного насоса приведены в таблице 4.

Анализ полученных расчётных данных позволил сделать заключение, что для достижения начального усилия на якоре в 50кг для хода плунжера 4мм целесообразно рекомендовать изменение параметров катушки электромагнитной системы (без изменения размеров деталей плунжера) по вариантам 3; 4; 4.1.

Кроме того, исследования показали, что невозможно добиться желаемого результата по усилию отрыва на якоре, не изменяя параметров электрического тока, подаваемого на катушку индуктивности. После обсуждения результатов моделирования были проведены уточняющие расчёты параметров катушки (рисунок 15). Результаты расчётов приведены в таблице 5.

В результате рассмотрения результатов моделирования было принято решение модернизацию электромагнитной системы плунжерного насоса проводить по двум направлениям:

1 увеличить размер боковой зоны контакта якоря и магнитопровода (параметр b на рисунке 16) до 15,8 мм;
2 использовать две катушки в электромагнитной системе насоса с раздельными контурами питания.

Чертёж электромагнитной системы рабочего макета модернизированного плунжерного насоса показан на рисунке 17.

Были проведены испытания макета на величину силы, действующей на якорь плунжерного насоса и расстояние перемещения якоря. При подаче на каждую из катушек напряжения питания 24В была зафиксирована вертикальная составляющая силы на якоре F=57 кг при перемещении плунжера на 4,1 мм.

Итоги

Успешно модернизирована конструкция электромагнитной системы плунжерного насоса.

Выводы

Применение численных методов позволило решить задачу модернизации плунжерного насоса системы одоризации газа без многочисленных экспериментов и материальных затрат на изготовление оснастки. Кроме того, без численных экспериментов невозможно было бы добиться приемлемых результатов в ограниченные сроки и определить необходимые изменения некоторых геометрических размеров магнитопровода и зоны контакта якоря с магнитопроводом.Показана возможность успешного применения численных методов при частичном отсутствии или противоречивости характеристик материалов объекта. Получена хорошая согласованность расчётных и экспериментальных данных.

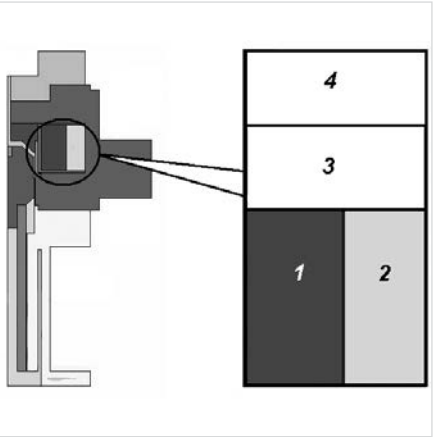


Рис. 14 — Варианты обмоток катушек электромагнитной системы насоса

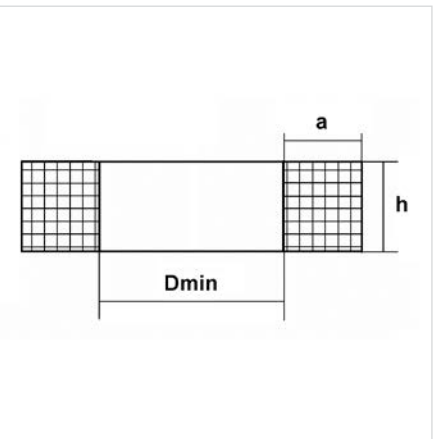


Рис. 15 — Геометрические параметры катушки

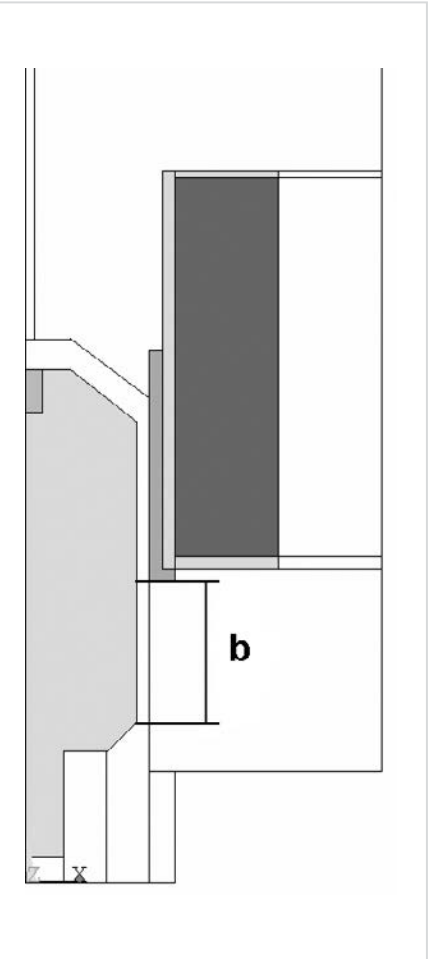


Рис. 16 — Расположение якоря относительно катушки. b – боковая зона контакта якоря и магнитопровода

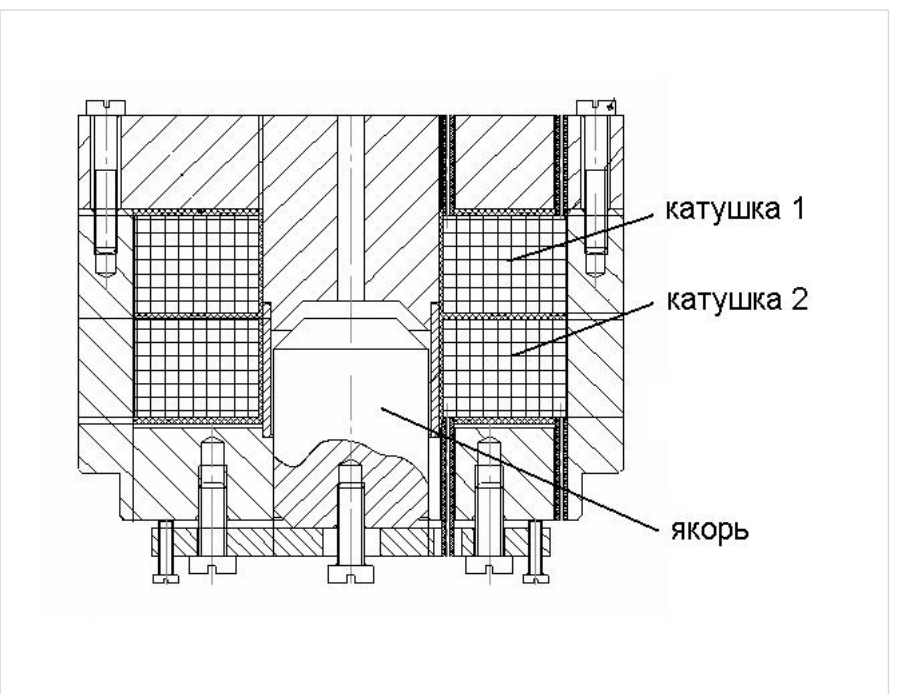


Рис. 17 — Чертёж рабочего макета

Список использованной литературы

1. Б.К. Буль. Основы теории и расчёта магнитных цепей. М., 1964.
2. А.В. Гордон, А. Г. Сливинская. Электромагниты постоянного тока. М., 1960.

ВЫСТАВКА 17-19 октября 2012 г.

г. Самара

VI международная специализированная выставка

Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия

- Геология и геофизика нефти и газа
- Бурение скважин. Разведка и добыча нефти и газа
- Транспортировка и хранение нефти и газа
- Переработка нефти и газа. Нефтехимия
- Химические технологии
- Экологическая, промышленная и пожарная безопасность
- Автоматизация и КИП

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

г. Самара, ул. Мичурина, 23А
тел.: (846) 207-11-36
oil@expo-volga.ru
www.gasoil-expo.ru

УДК 622.276.344.577

Влияние технологических осложнений завершающей стадии разработки Ямбургского месторождения на качество промысловой очистки продукции сеноманской залежи

В.В. Ефимов (Новый Уренгой, Россия)
v.v.efimov-NU@yandex.ru

инженер по эксплуатации
оборудования газовых объектов
ООО «Газпром добыча Ямбург»

Д.В. Халиулин (Уфа, Россия)
d_khaliulin@mail.ru

аспирант Уфимского Государственного
Нефтяного Технического Университета,
оператор по добыче нефти и газа
ООО «Газпром добыча Ямбург»

Анализ причин снижения эффективности функционирования системы промысловой очистки продукции скважин сеноманской залежи на заключительном этапе разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Материалы и методы
Метод наблюдения, прогнозирования и обобщения.

Ключевые слова
добыча и транспорт газа, гидрат, подготовка природного газа

The influence of the technological complications taking place at the final stage of the Yamburg Gas Field development on the quality of the field preparation of the gas coming from the senomansky gas field

Authors
Vladimir V. Efimov (Novii Urengoi, Russia)

exploitation engineer
of gas objects equipment
«Gazprom dobycha Yamburg LLC»

Damir V. Khaliulin (Ufa, Russia)

post-graduate student of Ufa State
Petroleum Technological University,
oil and gas production operator
«Gazprom dobycha Yamburg LLC»

Продукция скважин, добываемая из газоносных залежей, представляет собой сложную смесь насыщенных парами влаги углеводородных газов, капельной воды и твердых частиц примеси, поэтому процесс очистки газожидкостной смеси является обязательным и очень важным в любом технологическом процессе промысловой подготовки природного газа к дальнему транспорту. Разработка месторождений природного газа «сопровождается» снижением пластового давления с изменением во времени физических свойств добываемого газа, увеличением концентрации в продукции скважин жидкой фазы и твердых частиц, снижением температуры при транспортировании газожидкостной смеси с небольшой скоростью от устья скважин к установкам промысловой подготовки, скоплением и периодическими «залпами» из промысловой газотранспортной сети больших объемов жидкости, значительным диспергирование жидкостной фазы турбулентным потоком газовой фазы во входных коллекторах промыслового сепарационного оборудования и др. Все это в сочетании с рядом других технологических и конструктивных факторов не могут не оказывать негативного влияния на работу входных сепараторов, приводя к снижению эффективности процесса промысловой очистки газо-жидкостной смеси.

Целью настоящей статьи является анализ влияния на функционирование сепарационного оборудования как «сопутствующих» заключительному этапу разработки технологических осложнений, так и конструктивных недостатков отдельных элементов сепарационных устройств и процессов. В заключительной части статьи приведены выводы, сделанные авторами на основании многолетнего опыта эксплуатации сепарационного оборудования в условиях осложнений процесса промысловой очистки скважинной продукции сеномана Ямбургского месторождения. Авторы статьи выражают искреннюю благодарность сотрудникам ОАО «Институт ЮЖНИИГИПРОГАЗ» за плодотворное сотрудничество при написании данной статьи.

Одно из крупнейших по запасам газа месторождений Западной Сибири, Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение вступило в заключительную стадию разработки. Эксплуатация сеноманской продуктивной

Рис. 1 — Газо-абразивный износ лопаток рабочего колеса ротора центробежного нагнетателя

залежи, к которой приурочены основные запасы газа Ямбургского месторождения, на завершающем этапе разработки «сопровождается» проявлением целого ряда технологических осложнений:

- существенным снижением (по сравнению с начальными) пластовых давлений;
- уменьшением дебита эксплуатационных скважин;
- значительными масштабами обводнения продуктивной залежи и, как следствие, активным разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП);
- образованием на забое эксплуатационных скважин песчаных пробок, увеличивая при этом сопротивление и снижая производительность скважин, что отрицательно влияет на отбор газа из продуктивного разреза;
- высоким содержанием в добываемой продукции пластовой жидкости, конденсационной воды и твердых частиц примеси;
- скоплением на забое обводняющихся скважин и в пониженных местах трассы низкопроизводительных газопроводов-шлейфов больших объемов жидкости и др.

Проявление негативных факторов в сочетании с суровыми климатическими условиями Крайнего Севера способствуют снижению эффективности добычи газа через эксплуатационные скважины и пропускной способности промысловой газотранспортной сети, оказывая при этом существенное влияние на эффективность функционирования газопромыслового оборудования и, в первую очередь, входных сепараторов.

Система сбора газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения выполнена по децентрализованной схеме и включает в себя семь газовых промыслов. Добыча продукции газоносной залежи на газовом промысле производится через сгруппированные в кусты эксплуатационные скважины. Для сбора газа от эксплуатационных скважин принята лучевая схема, когда скважины одного куста работают в единый газопровод-шлейф большого диаметра. Перед подачей товарной продукции (природного газа) в магистральный газопровод добываемая газожидкостная смесь от кустов эксплуатационных скважин по промысловой газотранспортной сети транспортируется на специальные (в составе газовых промыслов) установки комплексной подготовки газа (УКПГ), для промысловой подготовки газа к дальнему транспорту. УКПГ представляет собой сложный комплекс технологически связанных между собой систем:

- одноступенчатой установки промысловой очистки транспортируемой на УКПГ продукции газоносной залежи от капельной влаги и твердой примеси перед подачей «сырого» газа к центробежным нагнетателям газоперекачивающих агрегатов (ГПА) промысловой дожимной компрессорной станции (ДКС);
- промысловой ДКС — для компримирования «сырого» газа и предварительного его охлаждения, обеспечивая при этом эффективность процесса гликолевой осушки;
- системы абсорбционной осушки — для удаления из газа паров воды с целью снижения температуры образования газовых гидратов в процессе дальнего транспорта;
- системы окончательного охлаждения товарного газа до параметров, предотвращающих процесс растепления многолетнемерзлых грунтов в процессе транспортирования «сухого» газа от УКПГ к головной компрессорной станции магистрального газопровода по подземному межпромысловому коллектору;
- вспомогательных систем регенерации абсорбента и ингибитора гидратообразования (метанола).

Большой практический интерес, особенно на завершающем этапе разработки месторождения, представляют собой вопросы обеспечения эффективной очистки скважинной продукции. Истощение газоносной залежи сопровождается интенсивным обводнением продуктивных пластов, разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП) и заметным выносом из эксплуатационных скважин высокоминерализованной пластовой воды и твердых частиц примеси — породы, оксидов железа, остатков бурового раствора и пр. Процесс отделения из добываемой продукции капельной жидкости и твердых частиц называется сепарацией и является обязательным и очень важным элементом технологического процесса промысловой подготовки газа, так как от эффективной работы сепарационного оборудования зависит надежная, безаварийная работа газопромыслового комплекса и качество товарной продукции.

Учитывая особенность коллекторной схемы подвода газожидкостной смеси к входным сепараторам, что связано с их неравномерной нагрузкой как по газу, так и по жидкости, основным критерием эффективного функционирования сепарационного оборудования, принятым в ООО «Газпром добыча Ямбург», является количество уносимой из сепараторов капельной жидкости на единицу объема отсепарированного газа. Чем ниже значение данного параметра, тем функционирование оборудования

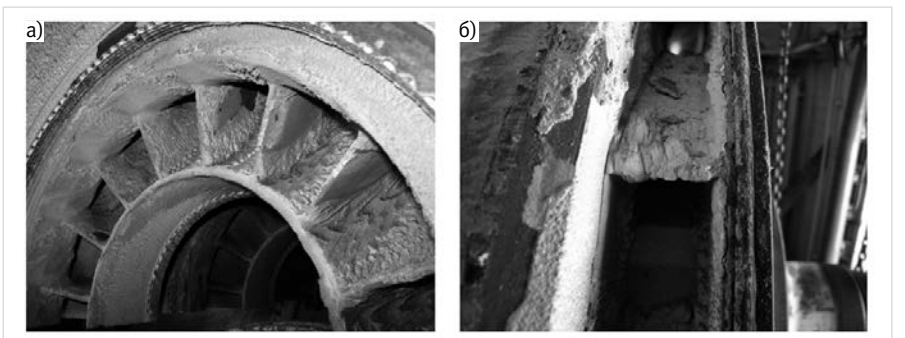


Рис. 2 — «Зарастание» элементов проточной части центробежных нагнетателей твердыми отложениями (а, б)

Abstract

The analysis of the reasons of the decrease of the efficiency of the system of field purification of the gas coming from the senomansky gas field of the Yamburg oil and gas condensate field

Materials and methods

Gas production and transportation, hydrate, natural gas preparation.

Results

The analysis has revealed the factors causing the negative influence on the process of field preparation of the gas coming from the senomansky gas field of Yamburg oil and gas condensate field, occurring in the in-let separators of a one-step system of gas purification.

Conclusions

There is only a limited amount of technical decisions to overcome the negative influence on the quality purification of the gas coming from the senomansky gas field of Yamburg oil and gas condensate field.

Keywords

gas production and transportation, hydrate, natural gas preparation

References

1. *"New equipment of gas purification before its' being fed to a boosting compressor station at the Yamsoveysk gas field", A.A. Pigarev, V.A. Tolstov, M.V. Nemtsov, V. A. Sokolov (SJSC Central Construction Burau of Oil and Gas Equipment), Yu.A. Kudoyar (JSC "Gasprom"), M.A. Malyshkin ("Nadymgasprom "), " Gas Production Industry", 2008, N1, p.p.78-81.*
2. *Zilbert G.K., Sedykh A.D., Mikhailov N.V., Dyomin V.M. "Preparation of Hydrocarbon Gases and Gas Condensate. Technology and Equipment." A reference book. M., JSC "Nedra-Business Center", 2001, p.p. 316,il.*
3. *"Improvement of the equipment with direct current supply elements" A.G. Zibert, I.M. Valiullin, ("UK "RusGasEngineering LLC") "Gas Production Industry", 2008, N 9, p.p.72-74*
4. *Synaisky E.G., Lapyga E.Ya., Zaitzev Yu.V. "Separation of monocomponent systems" M., JSC "Nedra-Business Center", 2002, 621p.p.,il.*
5. *"Concise reference book on physical and chemical values", the 8-th improved edition, edited by A.A. Ravdelya and A.M. Ponomaryova, Leningrad, "Khimiya", 1983, p.p.232,il*
6. *"The principals of mass transmission", a manual for university students, M., "Vysshaya Shkola', 1972, p.p. 496,il.*

7. *Chebotaryov V.V. "Calculations of the main technological processes taking place at well production, gathering and purification", a manual for university students, Ufa, USPTU,1995 p.p.144*
8. *"Applied hydrodynamics of gas and liquid mixtures", Russian Research Institute of Gas and Gas technologies, The University of Energy in Ivanovo, 1998, 400p.p. Authors: G.E. Odisharia, A.A. Tochigin*
9. *Gritsenko A.I., Klapchuk O.V., Kravchenko Yu.A. "Gas and liquid mixtures hydrodynamics in wells and pipelines", M.," Nedra",1994,p.p.238,il.*
10. *"Movement of gas and liquid mixtures in pipelines", M.," Nedra",1978, 270p.p. Authors: V. A. Mamayev, G.E. Odisharia, O.V. Klapchuk*
11. *Bekirov T.M., Shatalov A.T. "Natural gas gathering and pre-transportation preparation", M.," Nedra",1986,p.p. 261*
12. *Milstein L.M., Boiko S.I., Zaporozhets E.P. "Separation Equipment at oil and gas production", a reference book edited by L.M. Milstein, M.," Nedra",1992, p.p.236,il.*
13. *Maslov V.M. "The concepts of analysis and improvement of the techniques and technologies used at gas field preparation and transportation", Tashkent, "Fan",1997*
14. *"Hydrocarborn gases gathering, transportation and storage", a reference book, M.,"Nedra", 1978, p.p.405. Authors: A.I. Guzhov, V.G. Titov, V.F. Medvedev, V.A. Vasilyev*

признается более эффективным.

Поступающая к входным сепараторам от эксплуатационных скважин добываемая газо-жидкостная смесь характеризуется, в настоящее время, высоким содержанием капельной жидкости (3…5 г/нм^3) и твердых частиц примеси (~ 5…8 мг/нм^3, в том числе по фракционному составу: до 20 мкм ~ 15% вес., 20…40 мкм ~ 20% вес., более 40 мкм ~ 65% вес.).

В результате неудовлетворительной работы промыслового сепарационного оборудования наблюдается значительное повышение в прошедшем очистку во входных сепараторах «сыром» газе концентрации твердых частиц и капельной жидкости с растворенными в ней солями и применяемыми для интенсификации процесса добычи газа из эксплуатационных скважин химическими реагентами, поступление которых в технологические системы промысловой подготовки газа оказывают негативное воздействие на их работу.

Так, поступление в нагнетатели ГПА с «сырым» газом твердых частиц и высокоминерализованной капельной жидкости становится причиной газо-абразивного износа рабочих лопаток роторов компрессоров («подрезы» на лопатках ротора — рисунок 1), вызывая образование на лопатках спрямляющих аппаратов и рабочих колес твердых отложений (рисунок 2 а, б). «Зарастанию» отложениями минеральных солей подвержены, главным образом, те ступени проточной части, в которых с повышением температуры в процессе сжатия происходит испарение содержащейся в «сыром» газе высокоминерализованной капельной влаги. Уменьшение площади рабочих сечений и искажение обтекаемых газом рабочих поверхностей образующимися на элементах проточных частей компрессоров твердыми отложениями приводит к снижению эффективности процесса компримирования. Результатом неравномерного распределения твердых отложений солей на поверхности рабочих колес роторов, является разбалансировка ротора компрессора и необходимость проведения внеплановых дорогостоящих ремонтно-профилактических работ ГПА.

Поступление в систему абсорбционной осушки с потоком «сырого» газа больших объемов воды как в паровой фазе, так и в капельном состоянии, вызывая разбавление растворов гликоля, сопровождается значительным ростом энергетических затрат на регенерацию абсорбента и снижением депрессии по точке росы, что негативно отражается на технико-экономических показателях процесса промысловой подготовки газа. Кроме этого, поступающие в систему абсорбционной осушки растворенные в капельной жидкости минеральные соли и химические реагенты способствуют:

- интенсивному насыщению раствора гликоля минеральными солями, снижению осушающей способности абсорбента и осаждению солей на поверхности оборудования и трубопроводов, ухудшая при этом термодинамические показатели функционирования установки осушки, и в первую очередь блока регенерации;

Очистка продукции газоносной залежи производится в газожидкостных сепараторах, осаждение капель жидкости и твердых частиц в которых происходит за счет воздействия на сепарируемую среду гравитационных, центробежных и инерционных сил.

Приведем краткую характеристику процесса промысловой очистки продукции сеноманской залежи Ямбургского месторождения.

Очистка добываемой продукции от капельной жидкости и твердых частиц до параметров, удовлетворяющих требованиям к качеству газа на входе в центробежные нагнетатели ГПА, осуществляется на установке очистки газа, укомплектованной параллельно работающими входными сепараторами с проектными внутренними устройствами ГП 1181.04.01 «ЦКБН» и производительностью 10 млн. нм^3/сут (и 20 млн. нм^3/сут). На УКПГ принята коллекторная схема с подачей газожидкостной смеси к расположенным один за другим входным сепараторам, причем подача осуществляется из двух ветвей входного коллектора установки очистки газа и по входным коллекторам сепараторов. На тупиковом

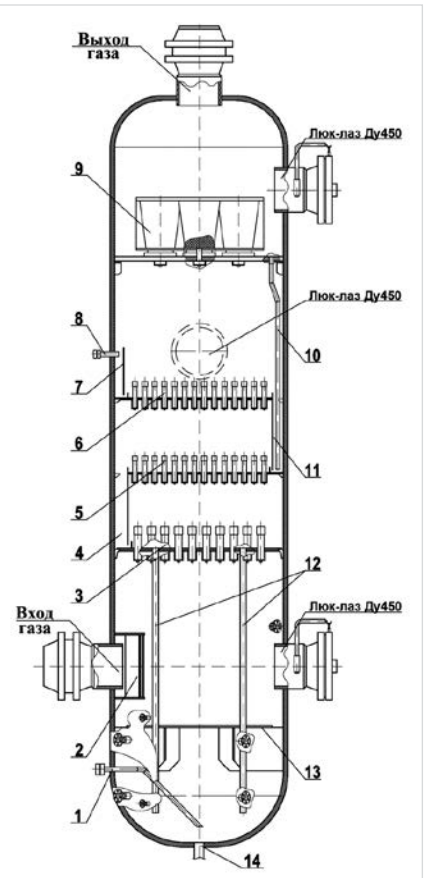


Рис. 3 — Схема сепаратора С-1 с проектными внутренними устройствами ГП 1181.04.01
1 — штуцер слива жидкости из кубовой части; 2 — тангенциальное входное устройство с сетчатым коагулятором; 3 — тарелка с прямоточными сепарационными центробежными элементами типа ГПР 353; 4, 11 — «переливной карман» 5, 6 — тарелка с центробежными массообменными элементами типа ГПР 340; 7 — отбойная пластина; 8 — штуцер для подачи в аппарат жидкости для «промывки» газа от солей; 9 — секция концевой очистки с сетчатыми сепарационными элементами типа ГПР 667; 10, 12 — сливные трубы; 13 — защитный лист; 14 — штуцер дренажа

участке каждой из двух ветвей входного коллектора установки очистки газа установлены горизонтальные емкости, для улавливания поступающих на УКПГ из промысловой газотранспортной сети «жидкостных» пробок и сбора твердых частиц примеси. Каждая емкость-пробкоуловитель представляет собой горизонтальный аппарат с патрубком для подачи газожидкостной смеси. Внутренний объем каждого аппарата разделен перегородкой на два отсека: один для улавливания жидкости, а другой, оборудованный контейнером, предназначен для сбора мехпримеси. Разряжение во внутренних полостях при работе каждого аппарата обеспечивается соединяющими их с выходным коллектором установки очистки газа «уравнительными» линиями.

Конструктивные особенности сепаратора ГП 1181.04.01 производительностью 10 млн. нм^3/сут приведены в [1]. Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический корпус диаметром 1800 мм с двумя патрубками диаметром 426 мм для ввода в аппарат газожидкостной смеси и выхода отсепарированного «сырого» газа; тремя люк-лазами диаметром 450 мм, приваренными к обечайке корпуса на разных уровнях, для обеспечения внутреннего осмотра и обслуживания внутренних устройств аппарата в процессе его эксплуатации; комплектом штуцеров различного назначения: для подачи в сепаратор жидкости «промывки» газа от солей, слива жидкости из «кубовой» части аппарата и др. Схема проектных внутренних устройств сепаратора приведена на рисунке 3.

Очистка подаваемого через входной патрубок на отбойную пластину тангенциального входного устройства (2) газожидкостного потока от наиболее крупной фракции капельной жидкости и твердых частиц производится под воздействием центробежных сил. При этом сепарируемые на стенках аппарата жидкость и твердые частицы в виде жидкостно-песчаной пульпы отводятся в кубовую часть под собственным весом через кольцевой зазор между защищающим сборник жидкости от возмущения потоком газа листом (13) и стенкой аппарата. Отделенная из газожидкостной смеси в сепарационных элементах под воздействием центробежных и инерционных сил капельная жидкость с твердыми частицами отводится на полотна и далее: с тарелок (5) и (6) самотеком по «переливным карманам» (11) и (4) отводится на тарелку (3), а с полотна секции концевой очистки (9) также самотеком отводится на тарелку (3) по сливной трубе (10). Для обеспечения «гидравлического затвора» нижние срезы отбойных пластин «переливных карманов» (11) и (4) и башмак трубы (10) должны быть погружены под образованный на тарелках (3), (5), и (6) слой жидкости. При этом отвод жидкостно-песчаной смеси с полотна тарелки (3) производится самотеком по двум сливным трубам (12) под уровень жидкости в кубовой части, защищенной от возмущения потока газа листом (13), что обеспечивает надежный «гидравлический затвор» сливных труб. Автоматическое регулирование уровня жидкости в кубовой части осуществляется по сигналам от приборов регулирования и сигнализации верхнего и нижнего предельных уровней. Отвод жидкости из «куба» осуществляется без образования воронки через штуцер (1) в дренажную систему УКПГ, для разгазирования и последующей ее утилизации. В аварийных ситуациях слив жидкости из аппарата осуществляется вручную.

Для защиты компрессоров газоперекачивающих агрегатов ДКС и оборудования систем гликолевой осушки и регенерации абсорбента от поступления в них с уносимой с «сырым» газом капельной жидкостью растворов солей и нежелательных реагентов, в сепараторах организован процесс «промывки» газа от солей. Через штуцер (8) по каналу, образованному приваренной к обечайке корпуса аппарата пластиной (7), на полотно тарелки (6) сверху подается жидкость «орошения». Система переливных карманов и перегородок обеспечивает образование на полотнах «промывочных» тарелок (5) и (6) слоя жидкости высотой 50 мм, создавая условия для подвода жидкости в контактные устройства центробежных массообменных элементов типа ГПР 340 и обеспечивая «гидравлический затвор». Циркулирующий при перетекании самотеком с тарелки на тарелку в аппарате поток жидкости обеспечивает непрерывный отвод с полотен «промывочных» тарелок (5) и (6) на тарелку (3) и далее в кубовую часть аппарата отводимой на полотна из элементов типа ГПР 340 и ГПР 353 отделенной из потока минерализованной жидкости. При этом отводимая из прямоточных сепарационных элементов типа ГПР 353 твердая примесь смывается с полотна тарелки (3) в «куб» аппарата, а отводимые из центробежных массообменных элементов типа ГПР 340 твердые частицы за счет имеющихся «барьеров» в виде «переливных порожков», оседая, образуют на полотнах «промывочных» тарелок (5) и (6) слой твердых отложений (рисунок 5«б»).

Принцип «промывки» газа от солей заключается в снижении в уносимой из сепаратора жидкости концентрации растворенных в ней солей и химических реагентов при разбавлении содержащейся в газожидкостном потоке капельной жидкости подаваемой в контактно-сепарационные массообменные элементы типа ГПР 340 (рисунок 4) пресной водой.

Закрученный на щелевых [2] прорезях в стенке корпуса тангенциального завихрителя (5 — рисунок 4) поток газожидкостной смеси поступает внутрь корпуса (2) контактно-сепарационного элемента. Присутствующий на опорном полотне (7) жидкостный слой (а) обеспечивает подачу за счет создаваемого при закрутке разряжения по каналу и через прорезь в поперечной балке (4) в приосевую зону корпуса (2) «промывочной» жидкости с последующим диспергированием и интенсивным турбулентным перемешиванием тонкодисперсной жидкостной фазы с сепарируемой средой, что способствует уменьшению концентрации растворенных в содержащейся в газожидкостной потоке капельной влаге минеральных солей и химических реагентов. При контакте капель жидкости с обращенной к потоку выпуклой поверхностью закрепленного на поперечной балке (4) параболического рассекателя (3) происходит смачивание поверхности оболочки с последующим движением жидкостной пленки от оси к периферии рассекателя под воздействием закрученного потока в виде расширяющейся спирали. При этом движение неизменной в объеме жидкостной пленки, вследствие увеличения площади поверхности параболической оболочки от оси к периферии, сопровождается утонением слоя жидкости, что приводит к уменьшению диаметра срываемых с торца рассекателя турбулентным потоком капель, обеспечивая большую площадь для контактирования газовой фазы с тонкодисперсной жидкостью в газожидкостном потоке. Дальнейшее восходящее движение газожидкостного потока в поле центробежных сил сопровождается сепарированием жидкостной фазы и твердых частиц примеси на стенке корпуса (2) элемента с образованием винтового течения жидкости с отводом жидкостно-песчаной смеси за пределы элемента через кольцевую щель между корпусом (2) и каплесъемным «козырьком» (1) вместе с небольшой частью газа. Отводимая из центробежных массообменных элементов минерализованная жидкость, смешиваясь с подаваемой на опорное полотно (7) «промывочной» жидкостью, увеличивает в ней концентрацию растворенных солей и нежелательных реагентов, снижая при этом эффективность процесса «промывки» газа. Основной же поток отсепарированного газа выводится из элемента через центральный канал в «козырьке» пленкосъемника (1).

Завершающий период разработки Ямбургского месторождения характеризуется значительным снижением эффективности функционирования сепарационного оборудование, что связано с проявлением целого ряда технологических осложнений.

Одним из главных факторов негативного воздействия на процесс промысловой очистки газа является высокое содержание в сепарируемой среде механической примеси, вызывая накопление твердых отложений:

- на поверхности «промывочных» тарелок (рисунок 5«б»), ухудшая, а в иных случаях и полностью прекращая процессы «промывки» газа от минеральных солей и сепарирования газожидкостной смеси в центробежных массообменных элементах типа ГПР 340. На рисунке 6 показано «чистое» состояние полотна «промывочной» тарелки сепаратора после ревизии, а на рисунке 7 — состояние той же тарелки с «внушительным» слоем твердых отложений на полотне после 180 суток работы сепаратора;
- в зоне перегиба «козырьков» каплесъемников центробежных сепарационных и массообменных элементов, что способствует резкому снижению эффективности, а в иных случаях прекращает процесс сепарирования жидкости в центробежных сепарационных и массообменных элементах;
- на стенках сепарационных элементов, вследствие прилипания к ним твердых частиц, искажая при этом поверхность и ухудшая обтекание стенок, что способствует «дополнительному» диспергированию капель жидкости с последующим их уносом из элементов;
- в кубовой части сепараторов, выше уровня патрубков сливных труб, прекращая как отвод жидкости с полотен тарелок внутренних устройств, так и удаление жидкости из кубовой части аппарата;

- в сетчатых сепарационных элементах типа ГПР 667, вызывая повышение гидравлического сопротивления на сепарационной секции.

Существует ряд других факторов негативного воздействия на процесс промысловой очистки газожидкостной смеси.

Согласно приведенным в [3] результатам анализа функционирования устаревших конструкций прямоточных сепарационных и массообменных центробежных элементов, по мнению авторов настоящей статьи, повышенный унос жидкости из сепараторов ГП 1181.04.01 обусловлен следующими конструктивными недостатками центробежных элементов типа ГПР 340 и ГПР 353 проектных внутренних устройств:

1. Мелкодисперсное дробление капель жидкости за рассекателем (3 — рисунок 4) вследствие чрезмерного утонения слоя жидкости при движении жидкостной пленки по выпуклой поверхности в условиях неизменности объема жидкости и увеличении площади поверхности параболической оболочки от оси к периферии. Это обстоятельство вызывает уменьшение диаметра капель жидкости, срываемых с торца рассекателя турбулентным потоком, и последующий их унос из элемента. Уносимые вместе с капельной жидкостью из сепарационных и массообменных элементов частицы твердой примеси, оседая в виде твердых отложений в межслойном пространстве выполненных способом намотки полос плоской рукавной сетки на каркас сетчатых элементов типа ГПР 667, вызывают повышение гидравлического сопротивления аппарата;
2. вторичный унос жидкости вследствие дробления капель турбулентным потоком газа, отводимым из элемента по кольцевому каналу между корпусом и каплесъемником вместе с жидкостью на выходе из пленкосъемника (1);
3. дробление капель жидкости при обтекании турбулентным газожидкостным потоком поперечных балок для подачи в сепарационные и массообменные элементы по каналам в балках рециркулирующего газа и «промывочной» жидкости, соответственно.

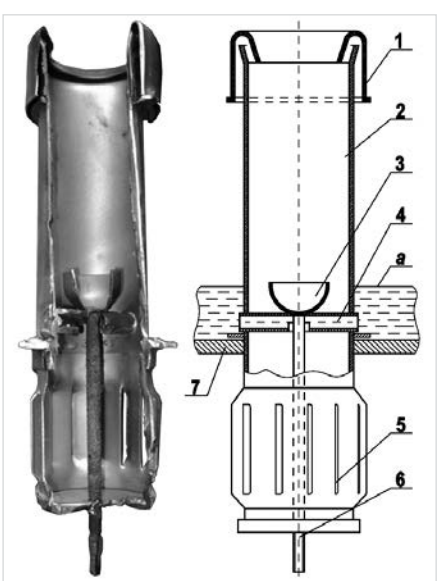


Рис. 4 — Схема центробежного массообменного элемента типа ГПР 340

Малоэффективен, по мнению авторов настоящей статьи, и организованный в сепараторе процесс «промывки» газа от солей. Данный недостаток связан с многократным смешиванием в образуемом на поверхности полотна (7 — рисунок 4) тарелки жидкостном слое (а) подаваемой в аппарат «промывочного» раствора с отводимой из центробежных массообменных элементов ГПР 340 на полотно отсепарированной высокоминерализованной жидкостью, что влечет за собой повышение концентрации в «промывочной» жидкости солей и снижение эффективности процесса «промывки».

Необходимо отметить, что эффективное функционирование сепарационного оборудования и связанное с ним качество промысловой очистки газожидкостной смеси во многом зависит от формирующейся в подводящих коллекторах сепараторов структуры двухфазного газожидкостного потока [4]. В связи с этим следующим важным фактором технологического осложнения процесса промысловой очистки газожидкостной смеси, безусловно, следует признать тонкодисперсное распыление содержащейся в скважинной продукции капельной жидкости вследствие высокого уровня скоростей турбулентного потока в подводящих коллекторах входных сепараторов, а также периодическое «залповое» поступление в сепараторы из промысловой газосборной сети больших объемов жидкости.

Структура течения жидкостной фазы в двухфазном газожидкостном потоке во многом определяется скоростью течения среды в газопроводе, а также количественным соотношением газовой и жидкостной фаз. Для определения величины средней скорости потока в трубопроводе диаметром d (см) воспользуемся следующей эмпирической формулой:

$$w_{CP} = 0{,}01247 \cdot \frac{Q \cdot z_{CP} \cdot T_{CP}}{d^2 \cdot p_{CP}}, \qquad (1)$$

где Q — величина среднечасового расхода газа в газопроводе (нм³/ч); T_{CP} — средняя температура транспортируемой среды (К); p_{CP} — среднее давление в газопроводе (кг/см²); z_{CP} — средний коэффициент сжимаемости в газопроводе, определяется по формуле:

$$z_{CP} = 1 - \frac{0{,}0241 \cdot P_{ПР}}{1\text{-}1{,}68 \cdot T_{ПР} + 0{,}78 \cdot T_{ПР}^2 + 0{,}107 \cdot T_{ПР}^3} \qquad (2)$$

Для рабочих условий газопровода диаметром 1020 мм — входного коллектора установки очистки газа, Q = 1150000 нм³/ч, z_{CP} = 0,992, T_{CP} = 273 К, p_{CP} =7 кг/см², значение средней скорости потока составляет w_{CP} ~ 56 м/с.

Для рабочих условий в коллекторе диаметром 426 мм, по которому газожидкостная смесь подается к входному патрубку сепаратора, Q = 115000 нм³/ч, z_{CP} = 0,992, T_{CP} = 273 К, p_{CP} = 7 кг/см², значение средней скорости потока составляет w_{CP} ~ 37 м/с.

Принимая под понятием «газожидкостная смесь» двухфазную среду с высоким газовым фактором, в которой сплошной фазой является газ, а жидкостная фаза, условно — водометанольный раствор с 10% концентрацией метанола, движется в газовом потоке в виде тонкодисперсных капель, средневзвешенное значение радиуса капель жидкости, формирующихся в турбулентном потоке, можно определить, используя формулу [4]:

$$R_{av} = 0{,}12 \cdot d \cdot \left(\frac{\rho_G}{\rho_L}\right)^{4/7} We^{-3/7} \qquad (3)$$

где ρ_L — значение плотности водометанольного раствора (~ 981,5 кг/м³);

We=$\rho_G \cdot w_{CP} \cdot d/\sigma$ — число Вебера,

σ — коэффициент поверхностного натяжения на границе раздела «газ — вода». Для рабочих условий транспортируемой среды коэффициент поверхностного натяжения [5] для воды (H_2O) σ_1 ~ 74,5 мН/м, для метанола (CH_3OH) σ_2 ~ 24,5 мН/м.

Величина коэффициента поверхностного натяжения на границе раздела «газ—водометанольный раствор» определяется по эмпирическому соотношению [6]:

$$\sigma_{CM} = \frac{\sigma_1 \cdot \sigma_2}{\sigma_1 \cdot x_2 + \sigma_2 \cdot x_1} \qquad (4)$$

ρ_G — плотность газа в рабочих условиях (кг/м³), определяется по формуле [7]:

$$\rho_G = \frac{\rho_H \cdot z_H \cdot T_H \cdot p_P}{p_H \cdot z_P \cdot T_P} \qquad (5)$$

где ρ_H — плотность газа в нормальных условиях (ρ_H = 0,678 кг/м³); ρ_H, ρ_P — нормальное и рабочее давление, соответственно (ρ_H = 0,102 МПа);

T_H, T_P — нормальная и рабочая температура, соответственно (T_H = 293К); Z_H, Z_P — коэффициент сжимаемости в газопроводе при нормальных и рабочих условиях, соответственно (Z_H = 1)

Для рабочих условий газопровода диаметром 1020 мм — входного коллектора установки очистки газа ρ_G ~ 5,13 кг/м³, w_{CP} ~ 56 м/с, σ_{CM} ~ 61,87 · 10^{-3} Н/м, We =2,6 · 10^5 средневзвешенное значение радиуса капель жидкости, сформированных в турбулентном потоке составляет R_{av} ~ 2,5 · 10^{-5} м, или средневзвешенное значение диаметра капель ~ 50 мкм.

Для рабочих условий в коллекторе диаметром 426 мм, по которому газожидкостная смесь подается к входному патрубку сепаратора ρ_G ~ 5,13 кг/м³, w_{CP} ~ 37 м/с, σ_{CM} ~ 61,87 · 10^{-3} Н/м,

We =4,54 · 10^4 средневзвешенное значение радиуса капель жидкости, сформированных в турбулентном потоке составляет Rav ~ 2,2 · 10^{-5} м, или средневзвешенное значение диаметра капель ~ 44 мкм.

Согласно современным представлениям академической науки [8], [9], [10] о течении в трубопроводах двухфазных газожидкостных смесей с небольшим содержанием в потоке жидкостной фазы, но при больших скоростях газовой среды, течение газожидкостного потока в коллекторах установки очистки газа имеет явно выраженную дисперсную структуру, представляя собой движение тонкодисперсных капель жидкости в ядре потока газовой фазы, что наглядно подтверждается приведенными выше расчетами средневзвешенного значения диаметра капель.

Таким образом, присутствие в потоке сепарируемой среды тонкодисперсной капельной жидкости в сочетании с многократной перегрузкой относительно расчетной производительности сепараторов по газу значительно снижает эффективность процесса

промысловой очистки газа в сепарационном оборудовании, в составе которого не предусмотрены коалесцирующие секции.

Необходимо также отметить, что дисперсная структура течения потока во входном коллекторе установки очистки газа существенно осложняет работу установленных на тупиковых участках ветвей коллектора емкостей-пробкоуловителей, делая их функционирование неэффективным. Более того, открытые на проток «уравнительные» линии открывают для газожидкостной смеси с высоким содержанием капельной влаги и твердых частиц беспрепятственное поступление на вход компрессоров ДКС, минуя газожидкостные сепараторы. Однако, повышение уровня жидкости в емкостях-пробкоуловителях иногда все же наблюдается, и происходит это в моменты поступления на УКПГ из промысловой газосборной сети больших объемов жидкости, что сопровождается колебаниями давления во входном коллекторе установки очистки газа с весьма высокой амплитудой. Поступление из промысловой газотранспортной сети во входной коллектор большого объема жидкости сопровождается резким снижением в газожидкостном потоке газосодержания [8], [10], вследствие чего образующиеся на поверхности раздела газовой и жидкостной фаз волны, достигая верхней образующей трубы, создают в трубопроводе сплошные жидкостные пробки, часть которых и «скатывается» в емкости-пробкоуловители. Процесс проталкивания через коллектор жидкостных пробок сопровождается сначала «проседанием», а затем резким «броском» давления на входе в сепараторы, что негативно отражается на газодинамической устойчивости компрессоров ДКС и становится причиной уноса жидкости из сепараторов, вследствие возникновения в жидкости эффекта «отрицательного» давления [9].

Как уже отмечалось, завершающая стадия разработки Ямбургского месторождения «сопровождается» снижением давлений на устье, уменьшением производительности и сокращением количества эксплуатационных скважин, работающих в один газопровод-шлейф, способствуя, тем самым, снижению производительности шлейфов и скорости течения транспортируемой газожидкостной смеси, что существенно влияет на формирование структуры двухфазного потока в сопряженных участках (горизонтальном, восходящем и т.п.) профильной трассы газопроводов. Кроме фактора скорости, немаловажную роль в формировании структуры газожидкостного потока играют также количественные соотношения и физические свойства газовой и жидкостной фаз, зависящие, в свою очередь, от давления и температуры на устье скважин, влагосодержания газа в пластовых условиях, степени обводнения продуктивной залежи, количества выносимой из эксплуатационных скважин пластовой жидкости, геометрических размеров газопроводов-шлейфов и др. Особенностью транспортирования газожидкостной смеси по газопроводам-шлейфам в суровых климатических условиях Крайнего Севера является влияние на структуру потока протяженности газопроводов-шлейфов, наличия и состояния теплоизоляции, что во многом определяет изменения термобарических условий в шлейфах под воздействием низких температур окружающей среды.

Не углубляясь, в рамках настоящей статьи, в перипетии формирования структуры транспортируемого потока на различных участках профильных газопроводов, отметим, что течение газожидкостной смеси в восходящих участках со скоростями ниже скорости реверса жидкостной пленки «инициирует» процесс накопления в пониженных местах трассы (перед подъемом) больших объемов жидкости, и способствует при этом значительному возрастанию гидравлических потерь и снижению пропускной способности шлейфа.

Любые изменения установившегося режима, которые могут быть вызваны целым рядом факторов, таких как: повышение производительности промысловой ДКС при пуске ГПА; закачка в шлейфы ингибитора гидратообразования; пуск в работу эксплуатационных скважин и др., становятся причиной резкого роста местных скоростей потока, интенсифицируя процесс «смены» структуры течения в восходящих участках с «эмульсионной» на «пробковую» или «кольцевую», в зависимости от скорости потока. При этом накопленные в «ловушках» «запасы» жидкости, поступая за короткий период времени на УКПГ, во входные сепараторы, вызывают так называемое «захлебывание» сепарационного оборудования. В момент прохождения жидкостных пробок, объем которых может достигать иногда 50 м^3 и более, промысловое сепарационное оборудование испытывает значительные перегрузки по жидкости. Ни суммарный объем кубовой части всех сепараторов и емкостей-пробкоуловителей, ни производительность (пропускная способность) системы автоматического поддержания в них уровня жидкости не в состоянии за короткий промежуток времени отделить из газожидкостного потока и вывести из сепараторов объемы жидкости, часто в несколько раз превышающие суммарный объем оборудования. Результатом периодических «жидкостных интервенций» из промысловой газотранспортной сети являются уносы из сепараторов значительных объемов жидкости, поступление которых в последующее технологическое оборудование в течение длительного времени нарушает режим его работы.

Для решения проблемы «залповых» поступлений на УКПГ из промысловой газотранспортной сети больших объемов жидкости проектом ОАО «Институт ЮНГГ» предусмотрена предварительная очистка газожидкостной смеси в проточной емкости-пробкоуловителе большого объема (диаметра). Однако, по мнению авторов настоящей статьи, использование пустотелого аппарата для равитационного осаждения жидкостной фазы не эффективно. В соответствии с опытом академической науки в области сепарационного оборудования [4], [12], [14] осаждение содержащихся в газожидкостной смеси при ярко выраженной дисперсной структуре потока мелкодисперсных частиц (расчетное значение средневзвешенного диаметра капель ~80 мкм) при высокой скорости в аппарате (1,2…1,3 м/с) без применения коалесцирующих внутренних устройств неэффективно. Работа пустотелого аппарата малоэффективна и в процессе залпового выброса из промысловой газосборной сети движущихся с большой скоростью (порядка 25…30 м/с) жидкостных пробок [12]. Вследствие интенсивного вихре- и волнообразования на поверхности раздела фаз «газ — жидкость» большая часть жидкой фазы будет уноситься из аппарата в газоотводящий патрубок, в отличие от функционирования емкостей-пробкоуловителей, «скатывание» жидкостных «пачек» в которые происходит за счет образования пробок во входном коллекторе установки очистки газа, имеющем меньшую по сравнению с резервуаром пробкоуловителя площадь поперечного сечения.

В качестве альтернативного авторами статьи был предложен вариант применения для первичной сепарации многопатрубкового устройства по типу трубного конденсатоотделителя, представляющего собой «трубную гребенку», в которой подача газожидкостной смеси к наклонным патрубкам осуществляется через верхний горизонтальный манифольд. Данное устройство позволило бы обеспечить безопасное улавливание из газосборной сети жидкостных пробок больших объемов, так как хорошо зарекомендовало себя в нефтяной [12] и в газовой промышленности [13]. Предложенный авторами настоящей статьи вариант тангенциального ввода газожидкостной смеси с закруткой потока в наклонных патрубках конденсатоотделителя вокруг центральной трубы, аналогично конструкции противоточного циклонного газосепаратора, позволит значительно повысить эффективность отделения из сепарируемой среды жидкости и твердых частиц за счет использования воздействия на частицы жидкости и твердой примеси центробежных сил.

Итоги

В результате проведенного анализа определен круг факторов негативного воздействия на процесс функционирования промыслового сепарационного оборудования:

1. большая концентрация в продукции скважин твердых частиц, что вызывает образование на внутренних устройствах входных сепараторов слоя твердых отложений;
2. высокое начальное содержание в сепарируемой среде капельной жидкости со значительной степенью ее диспергирования турбулентным потоком;
3. многократные перегрузки входных сепараторов с проектными внутренними устройствами, относительно расчетных нагрузок, как по газу, так и по жидкости;
4. несовершенство конструкции примененных в составе проектных устройств сепарационных ГПР 353 и массообменных ГПР 340 элементов, а также конструктивные недостатки организованного в сепараторах процесса «промывки» газа от солей;
5. «захлебывание» сепараторов, сопровождающееся интенсивным уносом из аппаратов с отсепарированным газом капельной жидкости, при прохождении из промысловой газосборной сети «жидкостных» пробок больших объемов;

6. процесс гидрато- и льдообразования на внутренних устройствах входных сепараторов, сопровождающийся повреждением элементов конструкции внутренних устройств.

Негативное воздействие вышеперечисленных факторов значительно снижает качество очистки скважинной продукции во входных сепараторах, результаты неэффективной работы которых известны:

- «зарастание» газо-проточных частей нагнетателей ГПА и связанное с этим сокращение межремонтных периодов работы газокомпрессорного оборудования,
- газо-абразивное изнашивание элементов нагнетателей ГПА и запорно-регулирующей арматуры, влекущее за собой увеличение финансовых затрат на проведение дорогостоящих ремонтов,
- снижение эффективности процесса абсорбционной осушки газа с потерей дорогостоящего гликоля, что сопровождается ростом энергетических затрат на регенерацию абсорбента и ухудшением качества товарной продукции и др.

Заключение

В заключение необходимо отметить, что для преодоления воздействия негативных факторов при промысловой очистке продукции скважин Ямбургского сеномана существует весьма небольшой набор технических решений. Это, прежде всего, увеличение производительности входных сепараторов с одновременным повышением эффективности промысловой очистки добываемой продукции, за счет проведения модернизации внутренних сепарационных устройств в существующем корпусе сепараторов, заключающегося в применении отбойных насадок, конструкция которых позволила бы обеспечить:

- равномерное распределение (во входном устройстве) по сечению аппарата без образования застойных зон и зон повышенных скоростей на входе в сепарационные секции потока с максимальным отделением из сепарируемой среды крупной фракции капельной жидкости и механической примеси;
- наиболее полную очистку сепарируемой среды от частиц твердой примеси;
- эффективный процесс «промывки» со снижением в уносимой из сепаратора с подготовленным газом капельной жидкости концентрации растворенных солей и химических реагентов;
- коалесценцию тонкодисперсной жидкостной фазы с последующей очисткой потока «сырого» газа от капельной жидкости в (концевой секции очистки) с регламен-тированным качеством;
- минимизацию гидравлического сопротивления аппарата и др.

Выводы

Для преодоления негативного воздействия на качество промысловой очистки продукции скважин Ямбургского месторождения существует весьма небольшой набор технических решений.

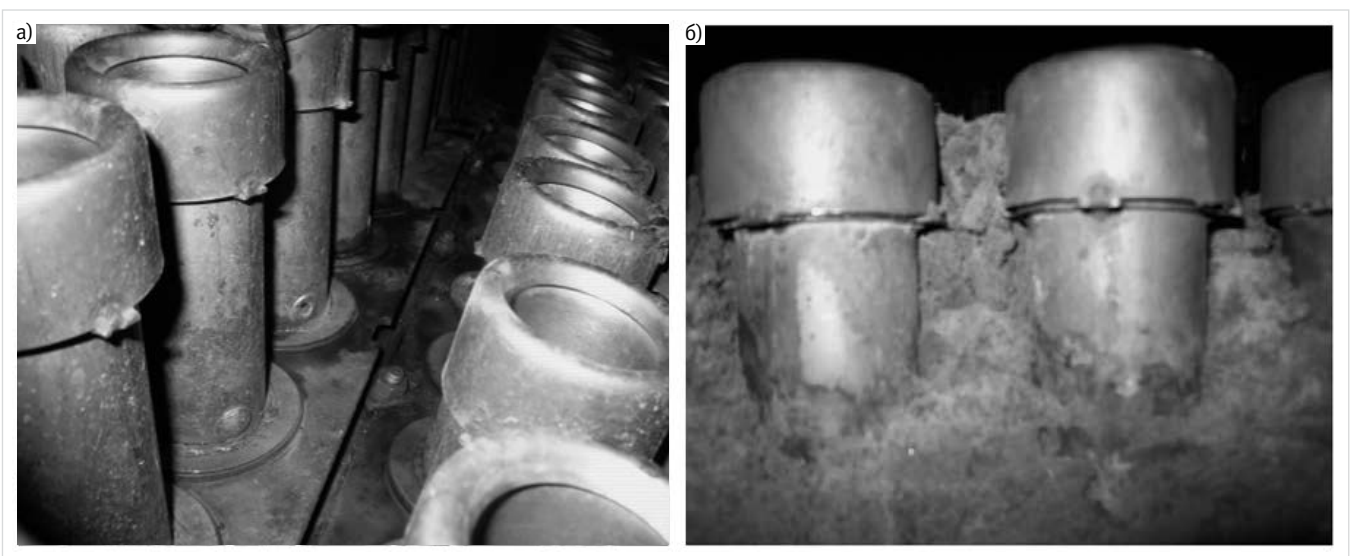


Рис. 5 — «Чистое» состояние промывочной тарелки после ревизии (а) сепаратора и накопление твердых отложений (б) на той же тарелки после 180 дней работы сепаратора ГП 1181.04.01.

Список использованной литературы

1. «Новое оборудование для очистки природного газа перед промысловой ДКС на Ямсовейской месторождении». А.А. Пигарев, В.А. Толстов, М.В. Немцов, В.А. Соколов (ДОАО ЦКБН), Ю.А. Кудояр (ОАО «Газпром»), М.А. Малышкин (Надымгазпром). «Газовая промышленность». — 2008. — № 1. — С. 79-81.
2. Зиберт Г.К., Седых А.Д., Михайлов Н.В., Демин В.М. «Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование»: Справочное пособ. — М.: ОАО «Недра — Бизнесцентр», 2001. — 316с.: ил.
3. «Совершенствование оборудования с прямоточными центробежными элементами». А.Г. Зиберт, Г.К. Зиберт, И.М. Валиуллин (ООО «УК «РусГазИнжиниринг») «Газовая промышленность». — 2008. — № 9. — С. 72-74.
4. Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. «Сепарация многофазных многокомпонентных систем». М.: ООО «Недра — Бизнес центр», 2002. — 621с.; ил.
5. «Краткий справочник физико-химических величин». Изд. 8-е, перераб./Под ред. А.А. Равделя и А.М. Пономаревой. Л. : «Химия», 1983. — 232с., ил
6. «Основы массопередачи». Изд. 2-е, переработан. и дополнен. Учебное пособие для вузов. М., «Высшая школа», 1972. 496 с. с ил.
7. Чеботарев В.В. Расчеты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: Учебное пособие. — Уфа: Изд-во УГНТУ. 1995. — 144 с.
8. «Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. М. Всероссийский научно-исследовательский природных газов и газовых технологий. Ивановский государственный энергетический университет. 1998г. 400с. Авт.: Г.Э. Одишария, А.А. Точигин.
9. Гриценко А.И., Клапчук О.В., Харченко Ю.А. «Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах». М.: «Недра», 1994. — 238с.: ил.
10. «Движение газожидкостных смесей в трубах. М., «Недра», 1978, 270с. Авт.: В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук и др.
11. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. «Сбор и подготовка к транспорту природных газов». — М.: «Недра», 1986. — 261с.
12. Мильштейн Л.М., Бойко С.И., Запорожец Е.П. «Нефтегазопромысловая сепарационная техника: Справочное пособие/ Под ред. Л.М. Мильштейна. — М. «Недра», 1992. — 236 с.: ил.
13. Маслов В.М. Концепции анализа и совершенствования техники и технологии промысловых подготовки и транспорта газа. Ташкент: «Фан», 1997.
14. «Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Учебное пособие. М. «Недра», 1978, 405 с. Авт.: А.И. Гужов, В.Г. Титов, В.Ф. Медведев, В.А. Васильев.

УДК 622.276.344.577

Влияние эффекта «гидростатического растяжения» в жидкости на качество промысловой очистки газа

В.В. Ефимов (Новый Уренгой, Россия)
v.v.efimov-NU@yandex.ru

инженер по эксплуатации
оборудования газовых объектов
ООО «Газпром добыча Ямбург»

Д.В. Халиулин (Уфа, Россия)
d_khaliulin@mail.ru

аспирант Уфимского
Государственного Нефтяного
Технического Университета,
оператор по добыче нефти и газа
ООО «Газпром добыча Ямбург»

Анализ влияния возникающих в определенных условиях в присутствующей в добываемой продукции капельной жидкости эффекта «гидростатического растяжения» и явления кавитация на эффективность промысловой подготовки газа, и в первую очередь воздействия этих явлений на процесс очистки газожидкостной смеси от капельной жидкости.

Материалы и методы
Метод наблюдения,
прогнозирования и обобщения.

Ключевые слова
добыча и транспорт газа,
гидрат, подготовка природного газа

Influence of «hydrostatic stretching» of liquids on the quality of commercial gas purification

Authors
Vladimir V. Efimov (Novii Urengoi, Russia)

*exploitation engineer
of gas objects equipment
«Gazprom dobycha Yamburg LLC»*

Damir V. Khaliulin (Ufa, Russia)

*post-graduate student
of Ufa State Petroleum
Technological University, oil and gas
production operator «Gazprom
dobycha Yamburg LLC»*

Разработка месторождений природного газа в условиях водонапорного режима характеризуется интенсивным повышением в продукции скважин концентрации капельной влаги. К основным причинам такого повышения, безусловно, можно отнести поступление в эксплуатационные скважины высокоминерализованной пластовой жидкости вследствие внедрения в продуктивную залежь подошвенной и законтурной воды, и постоянно растущий объем конденсирующейся в результате снижения температуры газожидкостной смеси насыщающей газ влаги. Существенное влияние на снижение температуры в процессе добычи через скважины пластовой продукции и ее транспортировки от устья скважин до установок комплексной подготовки газа (УКПГ) оказывают как теплообмен с имеющими более низкую температуру вышележащими пластами и многолетнемерзлыми породами (для северных месторождений) при движении потока от забоя до устья в колоннах насосно-компрессорных труб скважин и окружающей средой — в промысловых газопроводах, так и снижение пластового давления до входного давления УКПГ за счет эффекта Джоуля-Томсона. Необходимо отметить, что повышение объема конденсационной воды в продукции скважин обусловлено непрерывно растущим влагосодержанием газа вследствие снижения по мере истощения продуктивной залежи пластового давления. В настоящей статье проведен анализ влияния возникающих в определенных условиях в присутствующей в добываемой продукции капельной жидкости эффекта «гидростатического растяжения» и явления кавитация на эффективность промысловой подготовки газа, и в первую очередь воздействия этих явлений на процесс очистки газожидкостной смеси от капельной жидкости. В ходе проведения промысловых исследований были определены источники негативного воздействия на процесс сепарации газожидкостной смеси и разработаны технические решения, которые позволят, по мнению авторов, «преодолеть» это негативное воздействие.

Предметом исследования является капельная жидкость (вода, спирты, водно-спиртовые растворы, растворы солей), представляющая собой трудносжимаемую сплошную среду без пустот и промежутков и состоящая из отдельных находящихся на весьма малом расстоянии друг от друга молекул и обладающая способностью сколь угодно значительно изменять свою форму под действием даже весьма малых сил. Вследствие текучести, характеризуемой подвижностью молекул, жидкость не воспринимает сосредоточенные силы, поэтому в ней действуют только распределенные силы, как по объему, так и по поверхности. К объемным силам можно отнести силы, пропорциональные массе (силы тяжести или инерции), подчиняющиеся второму закону Ньютона. К поверхностным же силам относятся силы воздействия на жидкость через поверхности соседних объемов жидкости или тел, вызывая в жидкости возникновение нормальных напряжений сжатия, называемых в технике гидродинамическим или гидростатическим «положительным» давлением.

В середине девятнадцатого века ученым Ю. Донни было впервые экспериментально обнаружено, что жидкость помимо сжатого может находиться еще в одном метастабильном состоянии — в состоянии так называемого «гидростатического растяжения», или «отрицательного давления». Используемая в опытах Ю. Донни установка для получения отрицательного давления в жидкости, приведенная в [1], включает в себя U-образную трубку, длинное плечо которой запаяно в верхней части (в точке «В» — на рисунке 1), а короткое — соединяется с вакуумным насосом (в точке «А»). До начала эксперимента трубка полностью заполняется обычной жидкостью при наклонении длинного плеча в горизонтальное положение. После возвращения трубки в вертикальное положение жидкость удерживается в длинном плече трубки, над свободной поверхностью «А», под действием атмосферного давления. Плавное снижение абсолютного давления в точке «А» вакуумным насосом до значения, близкого к нулю, сопровождается

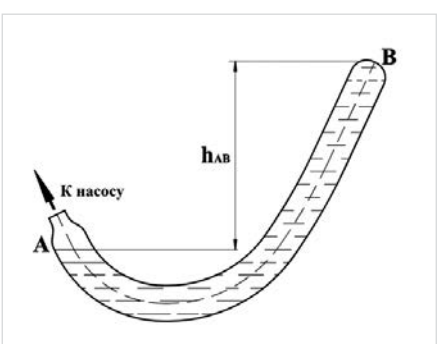


Рис. 1 — Схема установки для получения отрицательного давления в жидкости

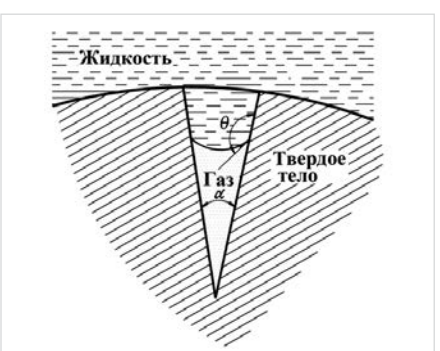


Рис. 2 — Модель «стабилизированного ядра кавитации» по Гарвею

снижением уровня жидкости в длинном плече трубки до выравнивания по высоте со свободной поверхностью «А». Если же до начала опыта жидкость и стенки трубки подвергнуть «очистке» с очень высокой степенью, удалив микроскопические частицы газа и твердой примеси, то даже при достижении вакуума над свободной поверхностью (в точке «В»), уровень жидкости в длинном плече трубки не изменится, а давление в жидкости становится «отрицательным». Таким образом, Ю. Донни было экспериментально доказано существование в жидкости отрицательного давления, причем значение отрицательного давления в точке «В» в опыте определяется высотой столба жидкости h_{AB}.

Проявление интереса к экспериментальному открытию Ю. Донни существования в жидкостях явления «отрицательного давления» не случайно, так как возникающий в определенных условиях в жидкости эффект гидростатического растяжения тесно связан с другим явлением, возникающим в жидкостях — явлением кавитации.

Кавитацией (cavity в переводе с английского «полость») называется процесс образования и исчезновения в капельных жидкостях газовых пузырьков вследствие местного изменения давления. Если по каким-либо причинам в потоке жидкости (газожидкостном потоке с низким газовым фактором) происходит снижение давления ниже некоторого критического значения, обычно давления насыщенных паров жидкости, то в потоке образуются свободные газовые пузырьки — так называемые «каверны» [2], которые, образовавшись в областях низкого давления, могут дрейфовать вместе с потоком. Существует целый ряд факторов, способствующих местному понижению давления, и самым распространенным из них является изменение геометрии течения потока в трубопроводе вследствие сужения или искривления трубок тока. Кроме этого, условия для начала кавитации могут возникать в сдвиговых течениях, например, на поверхности раздела потоков двух жидкостей, движущихся с разной скоростью, в турбулентных пограничных слоях с «завихренностью» большой интенсивности, вызывающей снижение давления в центре вихря ниже критического значения и др.

Началу процесса кавитации всегда предшествуют местные разрывы сплошности жидкости под воздействием растягивающих напряжений, причем разрыв, как правило, наступает в местах спонтанно образуемых пустот. Согласно экспериментальным данным, полученным Гарвеем [2] и другими исследователями явления кавитации, прочность жидкости на растяжение во многом зависит от содержания в ней свободных пузырьков неконденсируемого газа и твердых гидрофобных частиц. Обычные жидкости всегда содержат в своем составе большое количество микроскопических твердых частиц примеси, которые сами по себе могут представлять собой «ядра кавитации», и повышение их количества в единичном объеме способствует снижению прочности жидкости на растяжение. Заметному снижению «прочностных» характеристик жидкости на растяжение способствует также повышение концентрации в единичном объеме свободного газа. Однако замечено, что при воздействии на жидкость (в частности на воду) высоким давлением со стороны газа прочность жидкости на растяжение многократно возрастает, и связано это с эффектом «растворения» свободного неконденсирующегося газа в жидкости под воздействием статического давления. Одна из гипотез механизма такого «растворения» опирается на наиболее стройную модель автоадсорбции воды [3], выдвинутую Полингом для структуры воды. Согласно этой модели контактирование поверхностного слоя воды с неконденсирующимся газом в определенных термобарических условиях сопровождается поглощением части молекул воды из пограничного слоя нижележащими слоями объемной воды, причем сорбции подвержены молекулы, имеющие наиболее слабые водородные связи с другими молекулами в пограничном слое воды. Процесс сорбции сопровождается «замещением» сорбируемых молекул «встраиваемыми» в решетку воды молекул неконденсирующегося газа. С понижением температуры или повышением давления контактирующего с водой неконденсирующегося газа интенсивность процесса сорбции молекул пограничного слоя воды повышается, способствуя все большему «встраиванию» молекул газа в структуру воды. Необходимо отметить, что процесс «встраивания» молекул газа в структуру воды протекает более интенсивно в присутствии растворенных в воде неполярных спиртов, в частности метанола.

Теперь рассмотрим условия «присутствия» в жидкости свободного газа, что является ключевым моментом проводимого исследования. Итак, Гарвеем и другими учеными было экспериментально установлено [2], что присутствующий в газожидкостном потоке неконденсирующийся газ обладает свойством втягиваться в мелкие трещины на поверхностях присутствующих в жидкости микроскопических гидрофобных частиц и ограничивающих жидкость стенках. При этом образующиеся в поверхностных трещинах «ядра кавитации» могут находиться в устойчивом равновесии.

В приведенной на рисунке 2 модели «стабилизированного ядра кавитации» [2] представлено находящееся в потоке газожидкостной смеси гидрофобное твердое тело, имеющее на своей поверхности трещину с в углом раскрытия α. В трещину из газожидкостного потока втянуто небольшое количество свободного газа. При выполнении для угла смачивания следующего условия $\theta > (\pi/2 + \alpha/2)$, поверхность раздела между жидкостью и газом имеет отрицательную

Рис. 3 — Кавитационная эрозия исполнительного органа клапана-регулятора

Abstract

The analysis of the so-called "hydraulic stretching" of a liquid, occurring in certain conditions in a drip liquid present the extracted gas as well as the research of the influence of cavitation on the efficiency of field gas preparation. The greatest attention is paid to the influence of the mentioned above processes on separation of a gas and liquid mixture from drip liquids

Materials and methods

Observation, forecasting, generalization.

Results

Appearance of such "interconnected" phenomena as "hydrostatic stretching" and cavitation in liquids adversely influences the process of field gas preparation, causing the damage of the technological equipment due to cavitational erosion, some technological problems a certain decrease of the pumps' head occurring at pumping gas saturated liquids and removal of liquids from gas-liquids separators.

Conclusions

Considering the intensity of the "stretching effect" in liquids and the cavitation intensity values we consider it necessary not to use transitional flow vessels with an open top part as the so-called self-flow units for the in-let tank of a separator, which will minimize the amount the amount of the liquid removed with the gas separated from the gas and liquid mixture. For the same purpose the flow pipes of the separator should be equppped with special valves.

Keywords

gas production and transportation, hydrate, natural gas preparation

References

1. *Miradzhanzade A.Kh., Kuznetsov A.L., Basniyev K.S., Aliyev Z.S. "The principals of gas extraction", M., "Nedra", 2003-880p.p.,il.*
2. *A. Evas, A. Raff, S. Viderkhorn, W. Edler, J. Branton, M. Rotchester, K. Piers, K. Mertch, B. Wise, D. Sammers "Erosion" (A translated variant) M., "Mir", 1982, 464 p.p.,il.*
3. *Istomin V.A., Yakushev V.S. "Gas Hydrates in Natural Conditions", M., "Nedra", 1992, 235p.p., il.*
4. *"Applied hydrodynamics of gas and liquid mixtures", Russian Research Institute of Gas and Gas technologies, The University of Energy in Ivanovo, 1998, 400p.p.*

Authors: G.E. Odisharia, A. A. Tochigin

5. *"Movement of gas and liquid mixtures in pipelines", M.,"Nedra", 1978, 270p.p. Authors: V.A. Mamayev, G.E. Odisharia, O.V. Klapchuk*
6. *"New equipment of gas purification before its' being fed to a boosting compressor station at the Yamsoveysk gas field", A.A. Pigarev, V.A. Tolstov, M.V. Nemtsov, V.A. Sokolov (SJSC Central Construction Burau of Oil and Gas Equipment), Yu.A. Kudoyar (JSC "Gasprom"), M.A. Malyshkin ("Nadymgasprom LLC"), " Gas Production Industry", 2008, N1, p.p.78-81.*
7. *"Liquid Removal Gauge. Technical Passport GPR 420.0000PS" Approved by the head of "Central Construction Burau of Oil and Gas Equipment" I.K. Glushko. 1986, 20p.p.*
8. *"Improvement of the equipment with direct current supply elements" A.G. Zibert, I.M. Valiullin ("UK "RusGasEngineering LLC") "Gas Production Industry", 2008, N 9, p.p.72-74*
9. *"Prevention of gas hydrates appearance at the internal parts of in-let separators in the process of the preparation of the gas coming from the Senomansk gas field of Yamburg oil and gas condensate field" D. V. Khaliullin ("Gazprom dobycha Yamburg LLC") "Oil and Gas Exposition"N1 (12), February, 2012, p.p. 17-20*
10. *Ramazanova E E., Veliyev F.G. "Applied Thermodynamics of Oil and Gas Condensate Fields", M.,"Nedra", 1986, p.p.223*

кривизну со стороны газовой полости, а давление газа будет «контролироваться» силами поверхностного натяжения на поверхности раздела фаз. Равновесие, в котором находятся ядра кавитации в так называемых «газовых карманах», крайне неустойчиво и зависит от насыщения жидкости при данном давлении. С повышением «положительного» гидростатического давления степень насыщения жидкости снижается, «запуская» механизм диффундирования газа в жидкость (модель Полинга). Поверхность раздела фаз, увеличивая свою кривизну, продвигается внутрь трещины. Объем газа в «газовом кармане» при этом уменьшается. Процесс растворения газа в жидкости продолжается до наступления равновесия. И, наоборот, со снижением давления жидкость становится пересыщенной, и газовая полость начнет расширяться до наступления равновесия. При интенсивном снижении давления поверхность раздела между жидкостью и газом может достигнуть края трещины, вызвав образование кавитационной каверны.

Таким образом, согласно теории Гарвея, присутствие в потоке свободного неконденсирующегося газа, обладающего «способностью» втягиваться в поверхностные трещины «затопленных» жидкостью стенок трубопроводов и аппаратов, и дрейфующих в газожидкостном потоке или находящихся в псевдоожиженном слое твердых гидрофобных частиц, способствует образованию и «консервации» в поверхностных трещинах («газовых карманах») так называемых «стабилизированных ядер кавитации».

Как известно, воздействию кавитации подвержены быстропротекающие гидродинамические процессы, происходящие в эжекторах, гидравлических турбинах, гидравлических насосах, регулирующих клапанах, трубопроводах и т.п. На рисунке 3 приведен пример кавитационной эрозии исполнительного органа клапана-регулятора.

Рассмотрим классический пример необходимости в применении «антикавитационных мер» в магистральных системах перекачки газонасыщенных жидкостей, таких как нестабильный конденсат [4]. Наиболее уязвимым звеном системы транспортировки насыщенного большим количеством газа нестабильного конденсата являются насосные станции, поэтому главным требованием стабильного функционирования транспортной системы является бескавитационная работа насосного оборудования. Началом кавитации считается момент перехода однофазной структуры подаваемого к насосному оборудованию потока под воздействием термобарических условий в эмульсионную структуру, с образованием в сплошном потоке жидкости мелкодисперсных пузырьков газа. С понижением давления во всасывающих линиях гидравлических насосов до величины, ниже давления насыщения перекачиваемой жидкости при ее рабочей температуре, происходит десорбция (по Полингу) «встроенных» в структуру жидкости молекул газа и образование газовых пузырьков. Повышение давления в процессе сжатия жидкости в насосе сопровождается «схлопыванием» пузырьков газа, уменьшением объема и образованием в рабочем пространстве насоса вакуума, вызывая падение напора за насосным оборудованием и нарушение функционирования всей транспортной системы. Процесс заполнения освобождающихся полостей («пустот») жидкостью вызывает гидравлические удары и интенсивный износ элементов насоса. Поддерживание во всасывающих коллекторах насосных агрегатах необходимого избыточного (над давлением насыщения конденсата) напора позволяет предотвращать «разгазирования» нестабильного конденсата.

Рассмотрим примеры проявления эффекта «гидростатического растяжения» и явления кавитации жидкости в процессах промысловой подготовки продукции скважин сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особый интерес представляют вопросы воздействия метастабильного состояния жидкости на функционирование входных газожидкостных сепараторов системы промысловой очистки газожидкостной смеси.

Очистка добываемой через эксплуатационные скважины продукции от содержащихся в потоке капельной жидкости и твердых

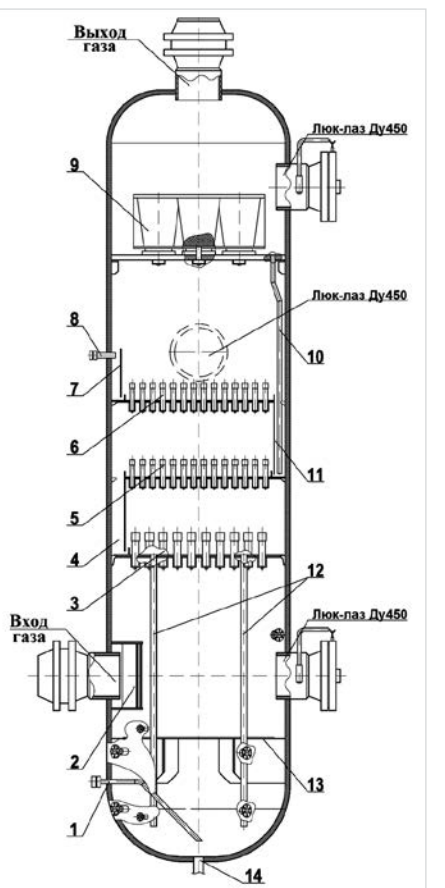


Рис. 4 — Схема внутренних устройств газожидкостного сепаратора, проект ГП 11181.04.01
1 — штуцер слива жидкости из кубовой части; 2 — отбойная пластина тангенциального входного устройства; 3 — тарелка прямоточных сепарационных элементов; 4, 11 — «переливные карманы»; 5, 6 — тарелка центробежных массообменных элементов; 7 — пластина; 8 — штуцер для подачи в аппарат жидкости для «промывки» газа от солей; 9 — тарелка сетчатых сепарационных элементов; 10, 12 — сливные трубы; 13 — защитный лист; 14 — штуцер дренажа

частиц примеси производится на внутренних устройствах газожидкостных сепараторов, в результате воздействия на сепарируемые частицы гравитационных, инерциальных и центробежных сил. На рисунке 4 представлена схема вертикального газожидкостного сепаратора с внутренними устройствами, проект «ЦКБН» ГП 1181.04.01. Конструкция и принцип работы сепаратора приведены в [6]. В качестве основного показателя эффективного функционирования промыслового сепарационного оборудования в ООО «Газпром добыча Ямбург» принят параметр относительного количества уносимой из сепараторов с подготовленным «сырым» газом капельной жидкости на единицу объема отсепарированного газа, что обусловлено неравномерным распределением между входными сепараторами жидкостной нагрузки при коллекторной схеме подвода к аппаратам газожидкостной смеси. Чем ниже значение концентрации капельной жидкости в единице объема отсепарированного газа, тем процесс промысловой очистки сепарируемой среды считается более эффективным.

Наиболее распространенным случаем проявления эффекта «гидростатического растяжения» жидкости, наблюдаемым авторами настоящей статьи в промысловых условиях Ямбургского месторождения, является кратковременный «скачкообразный» рост количества уносимой с отсепарированным газом из сепараторов капельной жидкости при «загрузке» газоперекачивающих агрегатов (ГПА) дожимной компрессорной станции (ДКС). Отметим, что выходной коллектор промысловой установки очистки газа, через который суммарный поток отсепарированного в работающих параллельно сепараторах «сырого» газа транспортируется на ДКС, сопряжен с входным коллектором ДКС, из которого газ направляется в компрессоры центробежных нагнетателях ГПА, для компримирования. Интенсивный унос капельной жидкости из сепараторов, причиной которого является именно процесс «загрузки» газоперекачивающих агрегатов ДКС, был впервые зарегистрирован при обследовании сепарационного оборудования объемным методом по «всплеску» количества уносимой с отсепарированным газом капельной жидкости в измерителе уноса жидкости типа ГПР 420.00.000, что вызвало к себе пристальное внимание.

При анализе явления уноса капельной жидкости из входных сепараторов, с учетом опыта отечественной и мировой академической науки в этой области, было обнаружено, что аналогичная ситуация с уносом жидкости из трубы была искусственно смоделирована при проведении экспериментальных исследований явления импульсного разряжения в жидкости и приведена в [1]. Экспериментальная установка представлена на рисунке 5. В ходе эксперимента через заполняющий стеклянную трубу (1) столб жидкости (3) пропускался газ в режиме барботирования через слой жидкости в виде пузырьком, чем достигалось определенное насыщение жидкости газом. Добившись определенного расхода газа через трубу (1) по расходомеру (5), чтобы высота столба жидкости существенно не изменялась, дисковый клапан (2) закрывался, и в трубе «набиралось» гидростатическое давление. При достижении давлением определенного значения, контролируемого по манометру (6), клапан (2) резко открывался, и часть жидкости в трубе устремлялась вверх (8 — рисунок 6). Замер высоты, на которую производился «прыжок» жидкости в трубе (1), производился по шкале (7). При этом структура поднимающегося в трубе потока представляла собой «пачки» жидкости и газа.

«Виновником» импульсного «прыжка» газожидкостных «пачек» в приведенном эксперименте было признано создающееся в момент открытия клапана (2) импульсное разряжение, причем высота, на которую поднималась газожидкостная масса, росла по мере сокращения интервала времени, за которое производилось открытие клапана (2).

Теперь рассмотрим более подробно процесс «загрузки» ГПА «в работу» по перекачке газа, условно разделив его на два этапа. Первый этап характеризуется увеличением степени сжатия в центробежном нагнетателе за счет одновременных действий с повышением оборотов ротора, сопровождающимся ростом мощности на валу компрессора от приводной газотурбинной установки, и снижением расхода перепускаемого через нагнетатель газа по линии рециркуляции при закрытии перепускного клапана. При достижении создаваемой в центробежном нагнетателе заданной степени сжатия давление на втором этапе становится выше давления в коллекторе нагнетания ДКС, приводя к практически мгновенному открытию обратного клапана в коллекторе нагнетания компрессора и сопровождаясь импульсным «броском» производительности ДКС. Во всасывающем коллекторе ДКС создается импульсное разряжение вследствие резкого снижения давления, передающееся по всей цепи, включающей входные газожидкостные сепараторы, промысловую газотранспортную сеть и находящиеся «в работе» эксплуатационные скважины в виде волны. Согласно экспериментальным данным, приведенным в [1], [10], распространение волны разряжения, особенно в газожидкостной смеси с малым газосодержанием, сопровождается возникновением значительных перепадов давления на ее фронте, порой многократно превосходящих по величине абсолютное гидростатическое давление, что способствует созданию кратковременного эффекта «отрицательного давления» в жидкости внутри сепараторов, газопроводов-шлейфов и насосно-компрессорных труб скважин.

Вызванное распространяющимися в промысловой трубопроводной сети волнами импульсного разряжения «отрицательное давление» сопровождается образованием в находящейся в сепараторах жидкости свободных газовых пузырьков, интенсивным «броском» газожидкостных «пачек» в сторону выходного патрубка (аналогично опыту на рисунке 5) и уносом жидкости:

- из «кубовой» части через две сливные трубы (12 — рисунок 4), вызывая значительное повышение начального содержания жидкостной фазы в подаваемой в центробежные массообменные элементы «промывочных» тарелок (5) и (6) сепарируемой среде. Повышение жидкостной нагрузки сопровождается уносом из массообменных элементов тонкодисперсной капельной жидкости вследствие дробления капель жидкости за оболочкой их вытеснителей [8], на вход в сетчатые сепарационные элементы секции концевой очистки (9);
- из канала подачи в аппарат «промывочной» жидкости с отбойной пластиной (7) и с полотен «промывочных» тарелок через «переливные карманы», увеличивая и без того высокую нагрузку сетчатых сепарационных элементов секции концевой очистки (9) по жидкости;
- из слоя «гидравлического затвора» в «переливном кармане» (11) через сливную трубу (10) с беспрепятственным уносом жидкости из аппарата через выходной патрубок.

Следует отметить «кратковременность» возникающего в жидкости при загрузке ГПА эффекта «отрицательного давления» с восстановлением после наступления «стабилизации» режима, что выражается в снижении давления на входе УКПГ, т.е. во входных коллекторах сепараторов, и уменьшении производительности ДКС вследствие компенсирования «потерь» давления за счет избыточной мощности ГПА. Однако, создающиеся при этом условия для беспрепятственного «трафика» между секциями внутренних устройств капельной жидкости имеют негативных последствия для функционирования сепарационного оборудования.

Так, повышение жидкостной нагрузки на сетчатые элементы (для сепараторов проекта ГП 1181.04.01) с насадкой, выполненной методом намотки полос плоской рукавной вязаной сетки на цилиндрический проволочный каркас, и имеющих схему подачи потока изнутри наружу, сопровождается ростом перепада давления на секции концевой очистки (9) вследствие заполнения жидкостью межслойного пространства сетчатой насадки, что является причиной

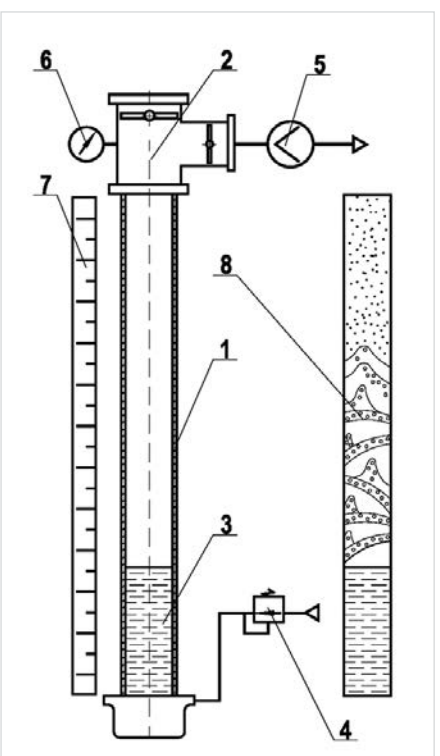


Рис. 5 — Схема экспериментальной установки для исследования импульсного разряжения

уменьшения площади сечения для движения газового потока, увеличения местных скоростей и уноса из сетчатых элементов с газовым потоком к выходному патрубку сепаратора диспергированной капельной жидкости. Результатом «транзита» через секции сепарационных элементов больших объемов неочищенной жидкости является накопление в межслойном пространстве сетчатых отбойников твердых отложений, достигая, порой, 80…90 процентов от общего объема насадки, что в конечном итоге приводит к значительному росту гидравлического сопротивления аппарата и снижению эффективности процесса промысловой очистки.

Вызванный «броском» газожидкостной «пачки» унос жидкости из слоя «гидравлического затвора» через сливную трубу (10) способствует образованию у среза оголившегося при этом башмака зоны пониженного давления при втекании в трубу (10) газа, что сопровождается подъемом жидкости по оси трубы вследствие понижения статического давления на поверхности жидкости в слое под трубой с последующим захватом жидкости газовым потоком и ее интенсивным эмульгированием при ускорении в зоне расширения газовой струи. Рост перепада давлений на тарелке (9), вызывая повышение расхода через сливную трубу (10) газожидкостной смеси, сопровождается увеличением количества уносимой из сепаратора капельной жидкости.

Другим примером негативного проявления эффекта «гидростатического растяжения» и явления кавитации жидкости является интенсивный унос из сепаратора капельной жидкости при образовании на внутренних устройствах отложений газовых гидратов и льда.

В [9] приведено внедренное на Ямбургском месторождении техническое решение, являющееся практически единственным способом обеспечения эффективного процесса промысловой очистки переохлажденного потока добываемой газожидкостной смеси от капельной жидкости и твердой примеси с «промывкой» газа от солей в условиях гидрато- и льдообразования на внутренних устройствах входных сепараторов. Суть технического решения заключается в поддерживании внутри сепараторов (1 — на рисунке 6) температуры на уровне, выше равновесной температуры гидратообразования, за счет ввода в подаваемый в сепараторы газожидкостный поток (в коллектор К) нагретого в процессе сжатия в компрессорах (6) ГПА горячего газа (поток VII), отбираемого из коллектора нагнетания (поток IV) промысловой ДКС, до установки охлаждения газа (5). В качестве жидкости для «промывки» газа от солей в сепараторы (1) подается водометанольный раствор с концентрацией, соответствующей создаваемым условиям температуры и давления в аппаратах. Главным условием эффективного функционирования системы «противогидратной» защиты является поддержание заданного расхода горячего газа, зависящего от перепада давлений на трубопроводе (поток VII) и рассчитываемого как разность перепадов давлений на трубных пучках параллельно работающих аппаратов воздушного охлаждения газа (5) и внутренних устройствах параллельно работающих в линии высокого давления сепараторов (1).

При проведении опытно-промышленных испытаний сепаратора (1) в линии высокого давления с целью проверки эффективности очистки газожидкостной смеси в модернизированных внутренних устройствах, включающих в свой состав ряд насадок, в том числе «орошаемую» подаваемой в аппарат «промывочной» жидкостью сетчатую насадку, выполненную в виде скрученной в рулон рукавной вязаной сетки и перекрывающую все поперечное сечение аппарата, повышение производительности по газу производилось путем остановки параллельно работающих сепараторов (1). Слив жидкости с тарелки секции концевой очистки сепаратора производится в кубовую часть аппарата по сливной трубе, башмак которой погружен под уровень жидкости в кубе, создавая «гидравлический затвор». Значительное превышение нагрузки над расчетным значением производительности в определенный момент стало причиной резкого «всплеска» суммарного гидравлического сопротивления внутренних устройств работающих в линии высокого давления сепараторов (1), превысив суммарное гидравлическое сопротивление на трубных пучках аппаратов воздушного охлаждения газа (5). Прекращение подачи во входной коллектор (К) подогревающего газа от ДКС сопровождалось интенсивным развитием процесса «зародышеобразования» газовых гидратов в переохлажденной газожидкостной смеси вследствие резкого снижения температуры

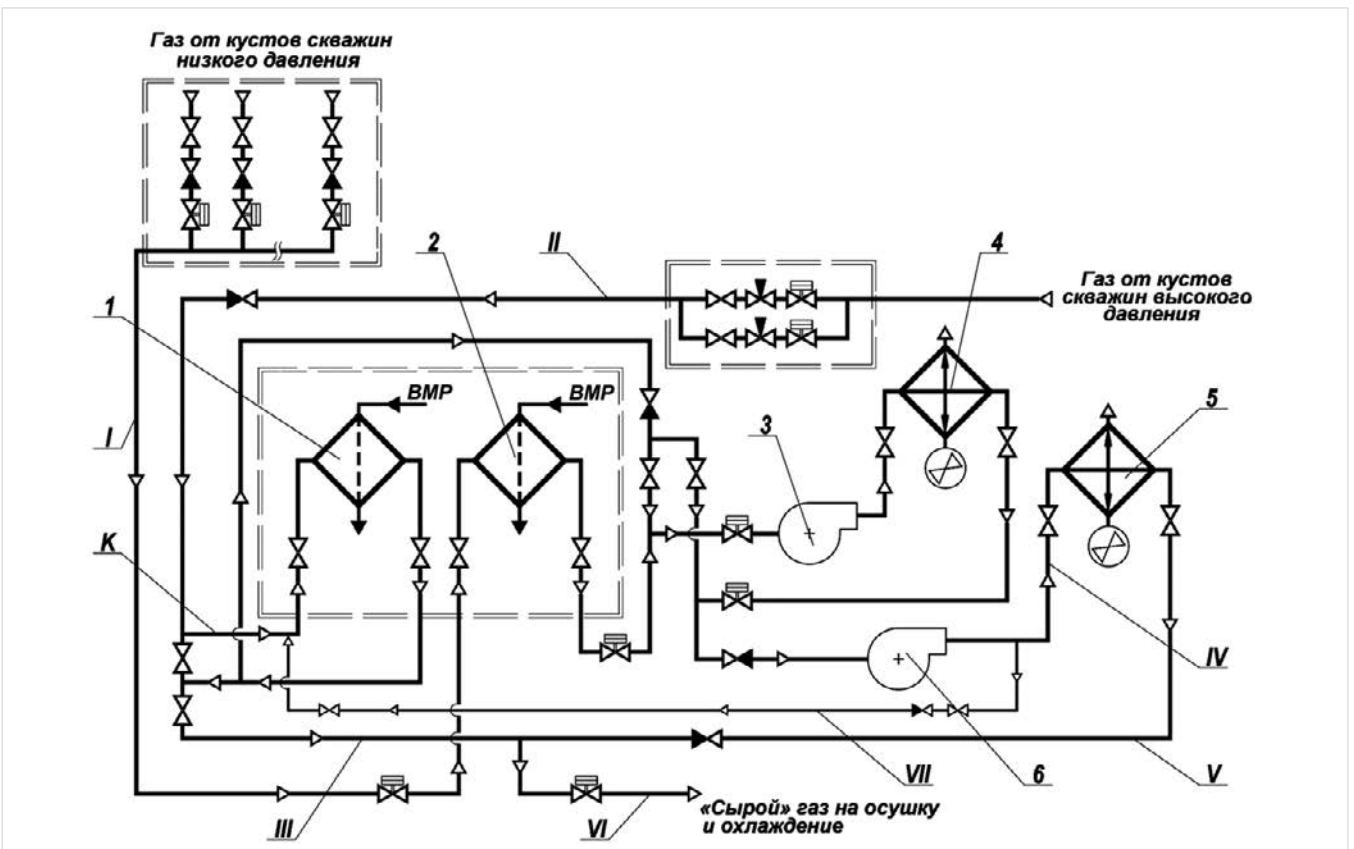


Рис. 6 — Схема промысловой очистки потоков газожидкостной смеси высокого и низкого давления и компримирования «сырого» газа:
1, 2 — входной газожидкостный сепаратор С-1; 3 - ГПА I-й ступени ДКС; 4 — АВО газа I-й ступени ДКС; 5 — АВО газа II-й ступени ДКС; 6 — ГПА II-й ступе-ни ДКС; К — входной коллектор газожидкостных сепараторов (1); I…VII — потоки газа; ВМР — поток жидкости для «промывки» газа от солей

в аппарате и недостаточной в сложившихся условиях концентрации в смеси ингибитора гидратообразования. Вызванное мгновенно возросшим гидравлическим сопротивлением при «закупоривании» газогидратной массой внутренних устройств и, прежде всего, сетчатой насадки импульсное разряжение и связанное с ним возникновение эффекта «отрицательного давления» в жидкости является причиной разгазирования жидкости с «выбросом» через сливную трубу в выходной патрубок газожидкостных «пачек» (аналогично процессу на рисунке 5). Как известно, основным условием для уноса жидкости из кубовой части к выходному патрубку сепаратора через сливную трубу высотой h является наличие перепада давлений ($\Delta p=\rho_{см}\cdot g\cdot h$), необходимого для преодоления веса столба газожидкостной смеси. С повышением на внутренних устройствах аппарата гидравлического сопротивления возрастает перепад давлений, вызывая в сливной трубе расход, что сопровождается местным снижением давления у «затопленного» жидкостью башмака сливной трубы, инициируя разгазирование пересыщенной жидкости. Выделение из жидкости газа способствует созданию высокодисперсной пузырьковой структуры, так как газ выделяется в виде мельчайших пузырьков, равномерно распределенных в объеме жидкости. Увеличение расходного газосодержания β в потоке приводит к снижению плотности газожидкостной смеси ($\Delta\rho_{см}=\rho_{ж}\cdot(1-\beta)+\rho_{г}\cdot\beta$), создавая при определенном расходе условия для подъема жидкости.

Процесс гидратообразования на внутренних устройствах, сопровождающийся интенсивным уносом жидкости из кубовой части сепаратора регистрировался по показаниям штатных приборов в виде снижения температуры газа в аппарате, резкого «броска» перепада давлений на сепараторе с одновременным интенсивным снижением уровня жидкости в кубовой части по мерному стеклу и указателя уровня жидкости.

На рисунке 7 представлен один из вариантов запорного устройства, включающего в себя корпус (6), мембрану (5) со штоком, клапан (2) и снабженный фильтром (8) жиклер (7). Запорное устройство размещается в зоне (В) над полотном тарелки (4). В процессе очистки газожидкостной смеси давление во внутренней полости (А) корпуса (6) и в зоне (В), сообщающихся между собой через жиклер (7), одинаковы, а клапан (2), закрепленный к штоку с мембраной (5), свободно подвешен над седлом (3), не препятствуя сливу отводимой из сепарационных элементов на полотно тарелки (4) жидкости по трубе (1) в сборник жидкости аппарата. Возникающее в аппарате импульсное разряжение, например, при загрузке ГПА ДКС, сопровождается резким снижением давления над полотном тарелки (4), т. е. в зоне (В). Используя эффект, когда давление в полости (А), соединенной с зоной (В) через жиклер (7), снижается с задержкой, продолжительность которой задается пропускной способностью жиклера, клапан (2) под действием перепада давлений на мембране (5) опускается вниз, «садясь» на седло (3), и прикрывает сечение сливной трубы (1), что препятствует уносу жидкости из слоя «гидрозатвора» под воздействием эффекта «отрицательного давления». При «стабилизации» режима давления в полости «А» и в зоне «В» выравниваются, восстанавливая процесс слива жидкости с полотна тарелки (4) по трубе (1).

Итоги

Проявление таких «тесно связанных» между собой явлений в жидкостях, как «гидростатическое растяжение» и кавитация, оказывает негативное воздействие на процессы промысловой подготовки газа, вызывая как повреждение технологического оборудовании вследствие кавитационной эрозии, так и технологические осложнения, проявляющиеся в снижении создаваемого насосами напора при перекачке газонасыщенных жидкостей, в уносах жидкости из газожидкостных сепараторов и др.

Возникающий в присутствующий в сепараторах жидкости эффект «гидростатического растяжения», сопровождаемый явлением кавитации, проявляется в уносе жидкости из аппаратов через применяемые для отвода отсепарированной в сепарационных устройствах жидкости «переливные карманы», сливные трубы и коллекторы, слив через которые осуществляется самотеком под уровень жидкости, обеспечивая так называемый «гидравлический затвор» труб. Однако, как показывает практический опыт, создание «гидрозатвора» сливных «самотечных» устройств не является надежным средством для предотвращения уноса через них жидкости из аппарата, так как возникающие в определенных условиях в жидкости вышеперечисленные явления, «инициируя» процесс эмульгирования жидкости вследствие интенсивного образования пузырьков свободного газа, способствуют «отсосу» жидкости «гидрозатвора» и «открывают» беспрепятственный путь для уноса жидкости из сепараторов.

Выводы

Учитывая интенсивность протекания возникающих в жидкости эффекта «гидростатического растяжения» и явления кавитации, для минимизации уноса с очищенным газом отводимой отсепарированной в сепарационных устройствах жидкости в кубовую часть сепараторов необходимо исключить применение в качестве сливных самотечных устройств «переливных карманов» с открытой верхней торцевой частью, а сливные трубы предлагается оснастить специальным запорным устройством. Суть идеи заключается в кратковременном, на период «действия» эффекта «отрицательного давления» в жидкости, прекращении «трафика» газожидкостной смеси через сливные трубы путем перекрытия их проходного сечения клапаном, что позволит предотвратить унос жидкости из слоя «гидравлического затвора», и восстановлении процесса слива автоматическим открытием клапана.

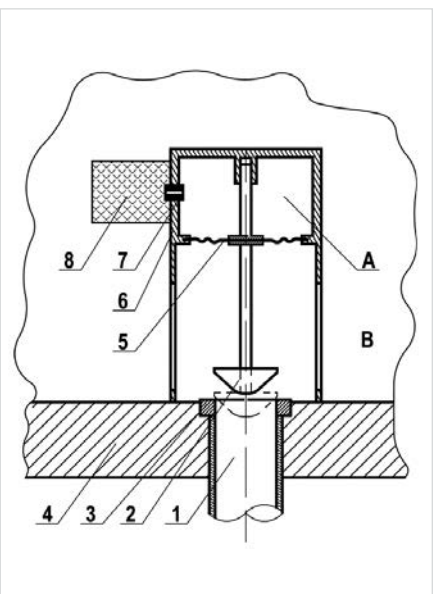


Рис. 7 — Схема отсекающего устройства

Список использованной литературы

1. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов А.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. «Основы технологии добычи газа». — М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. — 880с.: ил.
2. А. Эвас, А. Рафф, С. Видерхорн, У. Эдлер, Дж. Брантон, М. Рочестер, К. Прис, К. Мёрч, Б. Вайс, Д. Саммерс. «Эрозия»: Перевод с англ./ Под. ред. К. Прис. — М.: «Мир», 1982. — 464 с., ил.
3. Истомин В.А., Якушев В.С. «Газовые гидраты в природных условиях» - М.: «Недра», 1992. — 235С.: ил.
4. «Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. М. Всероссийский научно-исследовательский природных газов и газовых технологий. Ивановский государственный энергетический университет. 1998г. 400с. Авт.: Г.Э. Одишария, А.А. Точигин.
5. «Движение газожидкостных смесей в трубах. М., «Недра», 1978, 270с. Авт.: В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук и др.
6. «Новое оборудование для очистки природного газа перед промысловой ДКС на Ямсовейской месторождении». А.А. Пигарев, В.А. Толстов, М.В. Немцов, В.А. Соколов (ДОАО ЦКБН»), Ю.А. Кудояр (ОАО «Газпром»), М.А. Малышкин (ООО «Надымгазпром»). «Газовая промышленность». — 2008. — № 1. — стр. 79-81.
7. «Измеритель уноса жидкости. Паспорт ГПР 420.00.000ПС». Утверждено начальником «ЦКБН» И.К. Глушко. 1986. 20с.
8. «Совершенствование оборудования с прямоточными центробежными элементами». А.Г. Зиберт, Г.К. Зиберт, И.М. Валиуллин (ООО «УК «РусГазИнжиниринг»). «Газовая промышленность». — 2008. — № 9. — С. 72-74.
9. «Предупреждение образования газовых гидратов на элементах внутренних устройств входных сепараторов при промысловой подготовке газа сеноманской залежи Ямбургского НГКМ». В.В. Ефимов, Д.В. Халиулин (ООО «Газпром добыча Ямбург»). «Экспозиция Нефть Газ», № 1 (19) Февраль 2012. — стр. 17-20.
10. Рамазанова Э. Э., Велиев Ф. Г. «Прикладная термодинамика нефтегазоконденсатных месторождений». — М.: «Недра», 1986. - 223 с.

ESSO™
TECHNOLOGY

ООО «ЕССО-ТЕХНОЛОДЖИ»

КОМПЛЕКСНЫЕ ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ НКУ ПО ЧЕРТЕЖАМ ЗАКАЗЧИКА

Изготовим и поставим в короткие сроки согласно вашим проектам

Устройства релейной защиты: РКТУ-01, РТ-40, РВ-100, БИ-4, РП, РГТ-80, РСТ-25, БЭ-1106М, ЭП3-1651-91, ШДЭ-2802, ЭПА, ЭПО, ЭПУ, ПВУ, Ш8300-Ш8343, ШСН, ШСЭ, контакторы МК1-20, МК2-20Б, КПВ-604, КТПВ-623, пускатели и запасные части к ним

Трансформаторы, ЗИП, ПТРЛ, кольца уплотнительные, шпильки ввода, вводы ВСТА и ВСТ, маслоуказатели, зажимы контактные

Исполнительные механизмы:
МЭО, МЭОФ, РЗД, БРУ, БНП, БП-24, ПБР, ДУП-М, БСТ

Высоковольтная аппаратура:
КСО, КРУ, КМВ, К-59, КМ-1Ф, К12, К13, К26, К37, КВ-02, КТП

Устройства плавного пуска электродвигателей для нефтекачалок, высоковольтных и низковольтных электродвигателей

Шкафы управления электродами для сталеплавильной печи АРДМТ (аналог ШРД)

Запасные части к высоковольтным выключателям (ВМГ, ВМПЭ, ВКЭ, ВМП, МГГ, МГУ, ВМТ, МКП, С-35, У-110, У-220, ММО-110) и приводы, резисторы бетлового типа РШ-2

Панели управления ПДУ, блоки управления серий:
ЯУ8000, ШУ8000, Я5000, ЯОУ, ЯВ3, ШР, ПР, ЯРВ;
шкафы собственных нужд ПСН;
панели распределительные ЩО70 сборки РТЗО, ВРУ;
комплектные устройства типа КТПСН (РУСН 0,4) ПДЭ, ДФ3

Микропроцессорные изделия: ТЭМП2501, ТОР100, ТОР200, МС1, ФВИП.423133.004-01, ПВ3УЕ-ВЧ, ПВ3-90М1, ПВ3Ц

Электроизмерительные приборы: амперметры, вольтметры, шунты

ООО «ЕССО-Технолоджи»
428000, Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. К. Маркса, 52-8, а/я 299
Тел.: +7 (8352) 62-67-57, 62-38-81; тел./факс: +7 (8352) 62-58-48
E-mail: esso@cbx.ru, www.esso.inc.ru

Стратегии, технологии, инновации ЗАО «Антипинский НПЗ»

Д.И. Соколов
(Москва, Россия)
nts@runeft.ru

корреспондент

На юго-востоке России в Тюменской области сосредоточена основная часть российских запасов нефти (72%) и природного газа (91%). Однако, несмотря на то, что Тюменская область относится к числу крупнейших нефтедобывающих регионов, она вынуждена завозить светлые нефтепродукты из других регионов в объеме около 1,2 млн.тонн, в частности, с Омского НПЗ (550 км от Тюмени), Уфимского НПЗ (800 км) и Пермьнефтеоргсинтез (600 км). В свете борьбы с мини-НПЗ, выпускающими некондиционное топливо, особенно актуально строительство современного НПЗ с новыми технологиями, позволяющими поставлять на рынок качественные нефтепродукты в необходимом количестве. И поэтому строительство на территории области собственного НПЗ абсолютно логично.

Ключевые слова
переработка, нефть, нефтепродукты, бензин, мазут, дизельное топливо

Strategy, technology, and innovation of CJSC «Antipinsky oil Refinery»

Authors
Dominik I. Sokolov
(Moscow, Russia)

correspondent

Keywords
Processing, oil, petroleum products, gasoline, fuel oil, diesel fuel

История Завода

ЗАО «Антипинский НПЗ» основан в июле 2004 г. на территории одного из крупнейших нефтегазовых субъектов Российской Федерации — Тюменской области. Завод расположен в промышленной зоне г. Тюмени на юго-востоке вблизи поселка Антипино.

В связи с тем, что строительство нефтеперерабатывающего завода с максимально возможной глубиной переработки нефти при выпуске полного ассортимента моторных топлив высокого качества требует значительных капитальных вложений, нефтеперерабатывающие заводы строятся технологическими очередями. То есть каждая технологическая очередь подразумевает организацию некого законченного производственного цикла, перерабатывать нефть и отгружать потребителям определенный набор нефтепродуктов заданного уровня качества. По такому пути развивается и ЗАО «Антипинский НПЗ».

I технологическая очередь проектной мощностью 400 тыс. тонн в год была введена в эксплуатацию уже в конце 2006 года (ноябрь). В результате технического перевооружения по состоянию на 2008 г. ее фактическая мощность составила 740 тыс. тонн в год.

В мае 2010 г. была запущена II технологическая очередь завода мощностью 2,75 млн. тонн в год. Таким образом, с пуском II очереди общая мощность НПЗ составила 3,5 млн. тонн в год. Однако ожидается, что в процессе модернизации II очереди ее мощность будет доведена до 3,3 млн. тонн в год еще до конца 2012 года, что позволит достичь общей мощности переработки на НПЗ 4,1 млн. тонн.

При строительстве Антипинского НПЗ особое внимание уделено применению высоких экологических стандартов. В последнее время на фоне растущих объемов добычи и переработки нефти вопросы охраны окружающей среды и промышленной безопасности являются одними из наиболее приоритетных как для государственных структур, так и для нефтеперерабатывающих компаний. Прослеживается острая необходимость внедрения на современных НПЗ именно комплексных мероприятий, которые направлены на минимизацию вредного воздействия промышленной эксплуатации нефтеперерабатывающих объектов на экологию.

Экологический отдел заводской аккредитованной химико-аналитической лаборатории ведет постоянный контроль состояния окружающей среды, наземных и сточных вод. Для снижения нагрузки на окружающую среду при проектировании завода заложен ряд технологических решений, позволяющих до минимума сократить водопотребление, а значит и сброс стоков, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и исключить попадание нефти и нефтепродуктов в почву и подземные воды.

К таким решениям относятся:

- использование в технологических печах горелочных устройств, отвечающих самым строгим экологическим требованиям;
- применение герметизированной системы по всей технологической цепочке;
- контроль, автоматизация и телеметрия технологических процессов для предупреждения аварийных ситуаций и минимизация выбросов вредных веществ в атмосферу за счет точного соблюдения заданных технологических параметров;
- обеспечение герметичного налива светлых нефтепродуктов с отводом паров в резервуары через газоуравнительные линии;

- применение воздушного охлаждения потоков в технологических процессах;
- внедрение водоотведения, исключающего сброс сточных вод в открытые водоемы;
- устройство бетонных площадок для технологического оборудования и наливных эстакад с бордюрными ограждениями и трапами.

Реализация этих решений сводит к минимуму возможный ущерб окружающей среде. Кроме того, ведется строительство очистных сооружений, которые обеспечат очистку производственно-ливневых и хозяйственно-бытовых сточных вод до требуемого уровня, позволяющего использовать очищенные сточные воды повторно или сбрасывать их в водоем рыбохозяйственного назначения.

Очистка сточных вод состоит из трех основных блоков:

1. Блок физико-химической очистки стоков (импеллерная флотация компании Separation Specialists).
2. Блок биологической очистки стоков (мембранный биореактор компании GE Water and Process Technologies).
3. Блок доочистки стоков (процесс двухступенчатой фильтрации на сорбционных угольных фильтрах ФСУ, далее ультрафиолетовое обеззараживание стоков до норм СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»).

В общей сложности очистные сооружения занимают площадь 10,73 гектара. Общая площадь заводских территорий более 150 га.

ЗАО «Антипинский НПЗ» приобрело и отремонтировало ж/д станцию Антипино, вблизи которой был построен участок готовой продукции (УГП), предназначенный для отгрузки светлых нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо) ж/д транспортом.

УГП представляет собой отдельно стоящий объект, связанный с основной площадкой завода технологическими трубопроводами, общей протяженностью около 2,9 км. Площадь участка составляет 15 Га. Размещены две двусторонние наливные эстакады, позволяющие одновременно производить налив 71 железнодорожной цистерны (что составляет ставку РЖД), с промежуточным резервуарным парком объемом в 20 тыс. м^3.

Ввод в эксплуатацию УГП увеличил суммарную возможную мощность завода по наливу нефтепродуктов до 8 млн. тонн в год (3 млн. тонн базовая + 5 млн. тонн УГП), а также разгрузил действующие эстакады налива и слива на основной площадке завода. Освободившиеся резервуары основной площадки завода буду использованы в качестве промежуточных, как сейчас, так и в перспективе, что позволит увеличить надежность работы технологических объектов, а также повысить производительность предприятия по переработке нефти, в частности, поставляемой железнодорожным транспортом. Общий объем резервуарных парков завода составляет более 315 тысяч тонн.

Запасы и добыча нефти

За 2011 год ЗАО «Антипинский НПЗ» было произведено более 2,6 млн. тонн продукции, это дизельное топливо трех сортов (зимнее, зимнее с присадкой и зимнее «гостовское»), прямогонный бензин, топочный мазут. Кроме того порядка 340 тыс. тонн были добыты и переработаны с собственного месторождения Тарховское. ООО «Тарховское» компания-партнер владеет лицензиями на поиск, разведку и добычу нефти на шесть лицензионных участков, в пределах которых расположены шесть разрабатываемых месторождений (Ершовое, Сороминское, Северо-Сороминское, Северо-Тарховское, Никольское, Туль-Ёганское) и одно месторождение находится в стадии в разведки (Западно-Тарховское). Таким образом, товарооборот за 2011 год составил 2,94 млн.тонн, что в денежном выражении составил более 2 млрд. долл. Общие текущие запасы категорий АБС1+С2 — геологические 75,1 млн.т/ извлекаемые 8,45 млн.т.

По месторождениям по состоянию на 1.01.2012г:

- Ершовое по кат. АБС1 (С2 нет) — геологические 56,8 млн.т/извлекаемые 4,6 млн.т, годовая добыча 269,5 тыс.т;
- Сороминское по кат. АБС1 (С2 нет) — геологические 3,9 млн.т/извлекаемые 0,9 млн.т, годовая добыча 10,7 тыс.т;
- Северо-Сороминское по кат. АБС1+С2 — геологические 3,4 млн.т/ извлекаемые 0,8 млн.т, годовая добыча 3 тыс.т;
- Северо-Тарховское по кат.АБС1+С2 — геологические 2,5 млн.т/ извлекаемые 0,6 млн.т, годовая добыча 5,4 тыс.т;
- Никольское по кат.АБС1 (С2 нет) — геологические 2,9млн.т/ извлекаемые 0,16 млн.т, годовая добыча 27,1 тыс.т;
- Туль-Ёганское по кат.АБС1+С2 — геологические 5,4 млн.т/ извлекаемые 1,37млн.т, годовая добыча 19,7 тыс.т.;
- Западно-Тарховское по кат.С1 — геологические 0,2 млн.т/ извлекаемые 0,02 млн.т.

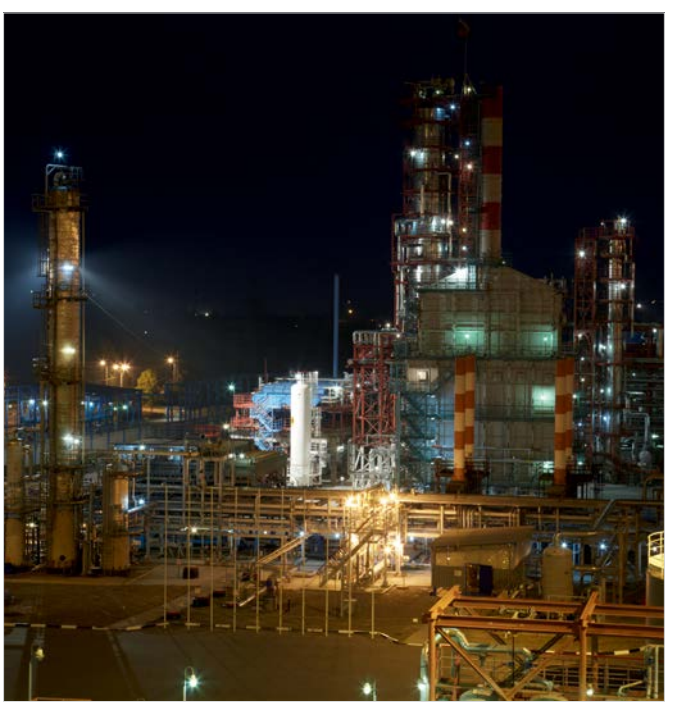
Перспективы добычи существующего нефтяного блока — 2012г — 358 тыс.т, 2013г – 373,5тыс.т, 2014г — 394,4тыс.т, 2015г — 383,8тыс.т.

Планируемые мероприятия для обеспечения намеченных уровней добычи:

- в 2012г бурение2-х (3-х) горизонтальных скважин на Северо-Сороминском месторождении,
- в 2013-2014гг — бурение 11 наклонно-направленных скважин на Туль-Ёганском месторождении,
- в 2013-2015гг — зарезка около 20 боковых стволов на разрабатываемых месторождениях (Ершовое, Сороминское, Северо-Тарховское). Общая площадь месторождений составляет 544 кв. км.

Ход реализации проектов по увеличению мощностей, глубины переработки и выпуску топлива стандарта «Евро-5».

В настоящее время компания перерабатывает сырую нефть в мазут технологический, бункерное топливо, прямогонный бензин и дизельное топливо, как по ГОСТу, так и по стандарту ЕВРО-2.



Глубина переработки составляет 60%, но будучи успешно и стабильно развивающимся предприятием, Антипинский НПЗ строит планы по увеличению объемов и глубины переработки нефти. Так, в 2013 году предполагается увеличение мощности переработки до 7,5 млн. тонн в год, из которых мощность самой 3-ей очереди составит 3.7 млн. тонн в год и практически полностью закроет потребности Тюменской области в продуктах нефтепереработки.

Пуск гидроочистки намечен на декабрь 2014 года, что позволит производить дизель стандарта «евро-5». На декабрь 2015 года запланирован пуск УЗК, благодаря которой глубина переработки достигнет 94%. Это выведет предприятие на передовые позиции в отрасли. Лицензиаром установок является компания «Foster Wheeler». Вакуумный газойль, получаемый на комплексной установке глубокой переработки мазута, планируется перерабатывать на установке гидрокрекинга с получением высококачественных топлив, стандарта «Евро-5».

В 2016 году будут введены в эксплуатацию установки риформинга и изомеризации, позволяющие производить высокооктановые бензины стандарта «евро-5» (бензины 5-го класса качества).

В 2017-2018 годах предполагается пуск установки гидрокрекинга газойля.

Самым перспективным направлением деятельности «Антипинского НПЗ» является выпуск топлива стандарта «Евро-5». Это топливо востребовано как за рубежом, так и в регионах России с низкими температурами, например, в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Для обеспечения этих регионов качественным топливом на территории завода будут построены цех производства водорода, серы, цеха очистки сероводородных газов и гидрооблагораживания дизельного топлива. Кроме высококачественных автомобильных бензинов на заводе планируется производство кокса, который чрезвычайно востребован в металлургии, а также предусмотрена установка производства элементарной серы (гранулят).

Объем инвестиций в проект с 2010г. до 2015г. запланирован на уровне 2 млрд долл. Одним из шагов на пути реализации запланированной стратегии развития предприятия является подписание 26 апреля 2012 г. мультивалютного кредитного соглашения о предоставлении ЗАО «Антипинский НПЗ» срочной и возобновляемой кредитных линий на общую сумму до 750 млн долл. Данное мультивалютное соглашение было подписано ОАО «Газпромбанк», Raiffeisen Bank International AG и ЗАО «Райффайзенбанк» совместно с Glencore International AG, Vitol S.A., ЗАО «Глобэксбанк» и WestLB AG (Лондон).

Кредит со сроком погашения в марте 2017 года состоит из 3-х траншей в долларах США и в российских рублях с обеспечением в виде элементов предэкспортного и проектного финансирования.

ЗАО «Антипинский НПЗ» занимает достойное место на российском рынке нефтепродуктов. Большое внимание здесь уделяется кадровой политике, которая направлена на качественное формирование персонала с высшим и средним специальным образованием и социальным программам, такие как создание здоровых и безопасных условий труда.

Руководство предприятия убеждено, что эффективное развитие бизнеса возможно лишь путем эффективного развития людей, создания благоприятных условий для работы и творчества, когда труд приносит сотруднику радость в моральном и в материальном плане. Поэтому здесь созданы все условия для возможности каждому сотруднику рассчитывать на вознаграждение и карьерный рост в зависимости от профессионального и личного вклада в деятельность компании.

Что касается социальных программ, то руководство предприятия заботится не только о предоставлении качественного медицинского обслуживания, поддержке работников через систему оказания различных видов материальной помощи и компенсаций, но и, что особенно важно, стремится улучшить их жилищные условия. Так, решением Председателя Совета директоров Мазурова Д.П. для специалистов и передовиков производства строится дом на 152 квартиры, сдача которого запланирована к 2013 году.

Одним из важных направлений социальной политики ЗАО «Антипинского НПЗ» является благотворительность. За время своего существования предприятие выработало ключевые направления оказания благотворительной помощи: поддержка оказывается не через благотворительные организации и фонды, а непосредственно детским домам, интернатам, клубам, учреждениям культуры, тюменской областной организации всероссийского общества инвалидов. Подтверждением служат сложившиеся дружеские отношения с МОУ «Детский дом №66» для детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей.

Не обходит предприятие своим вниманием и спортивное направление, дотируя один из тюменских юношеских клубов дзюдо. Кроме того, совсем недавно была оказана благотворительная помощь в целях подготовки и проведения в Тюменской области XII туристического слета среди лиц с ограниченными физическими возможностями здоровья «Робинзонада 2012».

Стратегическими партнерами ЗАО «Антипинский НПЗ» являются ведущие иностранные компании, среди которых «VITOL», «GLENCORE», «MERCURIA», «LITASCO».

АНТИПИНСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД

625047, г. Тюмень,
6 км Старого Тобольского тракта, 20
тел.: (3452) 28-43-01
факс: (3452) 28-41-80
e-mail: info@annpz.ru
www.annpz.ru

ВЫБИРАЙТЕ СВОЙ ЦВЕТ

ЦВЕТ технологий
ЦВЕТ стабильности
ЦВЕТ успеха
ЦВЕТ инноваций

ЦВЕТ
оборудование
для современных производств

156961, г. Кострома,
ул. Локомотивная, 1
тел./факс: (4942) 32-55-21
info@cwet.ru
www.cwet.ru

Емкостное технологическое оборудование

Индивидуальное проектирование,
производство, доставка,
монтаж, модернизация

К вопросу о румынской нефтеперерабатывающей промышленности: традиции, современное состояние, перспективы развития

А.В. Вотинов (Туапсе, Россия)

к.т.н.

В статье представлены некоторые аспекты развития румынской нефтеперерабатывающей промышленности, рассмотренные в контексте современного состояния и развития рынка нефтепродуктов в черноморском регионе.

Ключевые слова
нефтеперерабатывающая промышленность Румынии, экспорт нефтепродуктов, SWOT-анализ, «КазМунайГаз», НПЗ-Петромидия

To a question of the Romanian oil-processing industry: traditions, current state, and development prospects

Authors
A.V. Votinov (Tuapse, Russia)

PhD

Abstract
In the article there are presented some aspects of development of the Romanian oil-processing industry, considered in a context of a current state and development of the market of oil products in the Black Sea region.

Keywords
oil-processing industry of Romania, export of oil products, SWOT analysis, "KazMunaiGas", oil refinery-Petromidiya

Румынская нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность имеет давние и серьезные традиции. В межвоенный период, в 1920–1940-е гг. в стране функционировали нефтедобывающие и крупные по тем временам нефтеперерабатывающие предприятия, а в годы войны НПЗ в г. Плоешти представляли собой основную цель для бомбардировок союзнической авиацией.

В послевоенный период, особенно, в 1970–1980-е гг., в эпоху интенсивного развития национальной экономики Румынии, нефтеперерабатывающая промышленность получила дальнейшее развитие. Были построены новые мощности по переработке нефти, нефтехимические комбинаты, установки по производству удобрений и др. В послевоенные годы СССР оказывал большую помощь Румынии в восстановлении разрушенных в ходе войны предприятий. В тот период практически все НПЗ были сконцентрированы в г. Плоешти — Рафинария Норд (Северный НПЗ), Рафинария Вега (НПЗ Вега), Рафинария Астра Ромына (НПЗ Румынская Астра), Рафинария Бразь (НПЗ Сосны). Кроме того, достаточно крупные мощности были сконцентрированы в районе гг. Дерманешть и Брашов.

С помощью СССР были построены крупнейший нефтеперерабатывающий комплекс в г. Онешть (позже — г. Георге-Георгиу Деж), НПЗ-Теляжен в г. Плоешть. В 1970-е гг. в г. Питешть был построен НПЗ-НХК — Плоешть. Основными поставщиками оборудования стали компании из ФРГ, Франции. Тогда же был модернизирован завод Бразь в Плоешти, в основном с помощью американских компаний. Позже, в конце 1970-е гг. заработал НПХ-Мидия-Нэводарь в Констанце. Таким образом, в конце 1980-х гг. общая мощность румынских НПЗ составляла примерно 22 млн.т нефти в год. Нефтеперерабатывающие предприятия снабжались сырьём, преимущественно, за счёт собственных месторождений — Румыния в тот период добывала 14 млн.т. и примерно 6 млн.т импортировала. В дальнейшем добыча нефти в стране падала из-за истощения месторождений, и в настоящее время она балансирует в пределах 5 млн.т в год.

В настоящее время нефтеперерабатывающая промышленность по-прежнему играет в экономике Румынии важную роль. Эта отрасль не была подвергнута «суровой приватизации», например, так, как это произошло с машиностроительными предприятиями, с обрабатывающим сектором в целом. Надо сказать, что, несмотря на достаточно скромные инвестиционные возможности национальной экономики, нефтеперерабатывающая промышленность получала государственное финансирование, что, в целом, помогло ей выжить.

Основным игроком в нефтяном секторе страны выступает Национальное Общество Нефти «Петром» — СА Бухарест. Пройдя в недавнем прошлом через процедуру «слияние-поглощение-приватизация», оно в настоящее время оно принадлежит «Csterreichische Mineralclverwaltung AG» — крупнейшей в Центральной Европе австрийской нефтяной компании (OMV). Сфера деятельности нового объединения охватывает геологоразведку и добычу углеводородного сырья на суше и на континентальном шельфе Черного моря, переработку нефти, транспортировку нефтепродуктов, коммерциализацию нефтепродуктов через собственную распределительную сеть, экспорт и импорт нефтепродуктов. Корпорация включает в себя Коммерческие общества «Петротел ЛУКойл СА Плоешть», «Ромпетрол СА Петромидия» (г. Констанца) и «РАФО СА Онешть», в которых преобладает частный капитал.

Национальное Общество Нефти «Петром» — СА Бухарест объединяет два НПЗ («Петробразь» и «Арпеким»), химический комбинат («Должким»), многочисленные предприятия по распределению нефтепродуктов, предприятие по транспортировке нефтепродуктов («Транспеко»), а также научно-проектные и информационные организации. Национальное Общество Нефти «Петром» — СА Бухарест обеспечивает примерно 50% внутренних потребностей в нефтепродуктах и 40% в природном газе.

Кроме того, нефтеперерабатывающая отрасль Румынии насчитывает пять крупных нефтеперерабатывающих заводов, полностью или частично принадлежащих частному капиталу — Коммерческое общество (КО) АСТРА Плоешть, КО Ромпетрол ВЕГА Плоешть, КО Стяуа Ромына Кымпина, КО НПЗ Дэрмэнешть СА, КО ПЕТРОЛСУБ Суплаку де Баркэу, а также компании по транспортировке и хранению нефти и нефтепродуктов КО Ойл Терминал-СА Констанца, КО Конпет — СА Плоешть и КО Петротранс СА Плоешть.

Нефтеперерабатывающая отрасль страны (нефтепереработка и нефтехимия) является основным потребителем нефти и поставщиком нефтепродуктов и нефтехимической продукции для других отраслей экономики. В настоящее время общая мощность румынских НПЗ составляет 22,3 млн.т в год (пять крупных и пять небольших НПЗ).

Проведенный анализ SWOT для нефтеперерабатывающей отрасли показал следующие результаты:

Сильные стороны:

- ежегодно поставки собственной нефти на НПЗ страны составляют примерно 6 млн.т;
- мощности пяти крупнейших НПЗ Румынии соответствуют средним мощностям заводов стран ЕС;
- отрасль имеет большие традиции

и располагает опытными специалистами;
- существует необходимая инфраструктура для транспортировки нефтепродуктов;
- нефтеперерабатывающая отрасль страны оснащена вполне современным технологическим оборудованием;
- румынские НПЗ имеют высокую технологическую гибкость (самые современные НПЗ, доля которых составляет 80% по мощностям, построены на модульной основе);
- малые НПЗ после модернизации смогут функционировать в независимом режиме, что позволит им найти свою нишу на рынке;
- все НПЗ выпускают топливо, удовлетворяющее требования ЕС.

Слабые позиции:
- отрасль зависит от импорта нефти для загрузки предприятий;
- низкий уровень использования мощностей по переработке (операционная мощность – 22,3 млн.т в год, в год реально перерабатывается примерно 12 млн.т);
- высокие эксплуатационные затраты;
- серьезные колебания мировых цен на нефть.

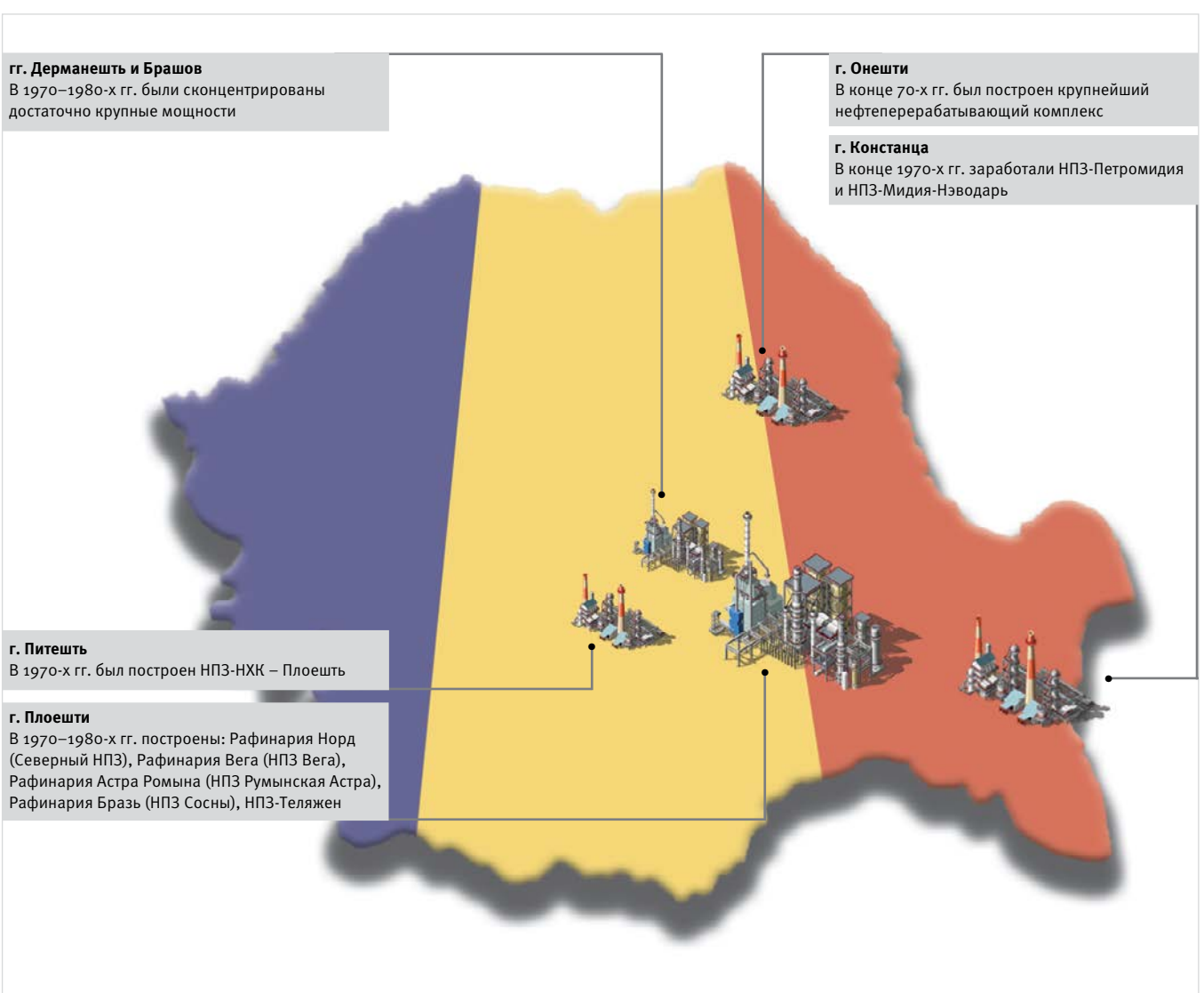
К факторам препятствующим развитию отрасли следует отнести следующие: потребность в значительных финансовых вложениях с целью подведения цен на землю к сопоставимым с европейскими показателям и закрепления их на среднесрочный и долгосрочный период. Кроме этого, в контексте развития необходимо будет принять меры по охране окружающей среды, что также потребует значительных капвложений и скажется на конечной цене продукта.

Современное состояние и перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности Румынии в целом проиллюстрируем данными по отдельным предприятиям отрасли. В районе г. Констанца (ранее поселок Мидия-Нэводарь) располагается один из крупнейших НПЗ страны — Петромидия. Завод был построен в 1970-е гг. и специализировался на переработке арабских нефтей, которые завозились на констанцкий морской нефтетерминал. Напомним, что порт Констанца является одним из крупнейших на Черном море и осуществляет перевалку практически всех видов грузов — наливных, навалочных, генеральных, контейнерных.

НПЗ-Петромидия румынское правительство после 1989 г. рассматривало как стратегическое предприятие и стремилось сохранить над ним государственный контроль. Вопрос о привлечении иностранного капитала рассматривался с позиций обеспечения предприятию возможности вхождения в число наиболее передовых в Европе, в том числе, по качеству выпускаемой продукции. Предлагались различные схемы приватизации, производился глубокий анализ перспектив партнерства, однако ни один из них не позволял достичь желаемого результата. Российские компании на определенном этапе предпринимали попытки приобрести акции данного НПЗ, однако сделки не состоялись (к слову, в некоторых отраслях румынской промышленности, например, в черной металлургии, алюминиевой промышленности, российские компании сумели приобрести значительные активы).

В конце 2007 г. казахстанская компания «КазМунайГаз» приобрела 75% акций «Rompetrol» у румынского бизнесмена Дину Патричиу, консолидировав 100%-ный пакет акций в середине 2009 г. Официальным владельцем этих активов в настоящее время является дочерняя фирма «КазМунайГаз» — «КазМунайГаз»-переработка и маркетинг». Приобретенные активы обошлись в 1,75 млрд.долл. и еще 1,1 млрд. долл. было направлено на рефинансирование ранее накопленной задолженности «Rompetrol».

К тому времени НПЗ-Петромидия уже требовал модернизации, имел крупные долги. По сообщениям румынских источников, в 2011 г. «КазМунайГаз» не завершил выплату за акции завода и имел задолженность перед румынским государством в 517 млн. евро. На третий год владения заводом «Казмунайгаз», как и в предыдущие два года, заявил, что убытки в 2011 г. составили 87,2 млн.долл.



Мы не будем затрагивать вопросы, связанные с приватизацией компании и т.д. Многие аспекты данной проблемы носят внутренний характер, отражают внутриполитические трения. Сосредоточимся на вопросах, имеющих отношение к конкуренции НПЗ в черноморском регионе.

В первом квартале 2012 г. планировалось завершить первую инвестиционную программу «КазМунайГаза» по модернизации НПЗ-Петромидия. В производственный процесс планировалось запустить три новые установки: установку мягкого гидрокрекинга, установки по производству водорода и серы.

Мощность установки мягкого гидрокрекинга составляет 1,7 млн. т в год, что позволит увеличить производство топлива по стандарту Евро-5, а также подготовку сырья с пониженным содержанием серы для установки каталитического крекинга. Новая установка по производству водорода позволит получать 40 тыс.куб.м водорода в час чистотой 99,98% (давление 86 бар.). Это дает возможность, наряду с другими усовершенствованиями, увеличить мощность по первичной переработке нефти с 4 до 5 млн.т в год. Объем капиталовложений в модернизацию завода оценивается в 377 млн. долл.

Разработанная программа по модернизации производства, как указывают казахстанские источники, является частью стратегии «Rompetrol» и ее единственного акционера – «КазМунайГаз». Руководство намерено консолидировать и наращивать присутствие компании в Центральной и Восточной Европе, стремится войти в число 25-ти крупнейших НПЗ в Европе по рентабельности и операционным результатам.

С увеличением переработки до 5 млн. нефти в год, вырастет выход дизельного топлива. При этом 100% продукции будет соответствовать стандарту Евро-5 согласно требованиям Европейского Союза . Кроме того, сократятся технологические потери, снизится уровень отрицательного воздействия на окружающую среду (выбросы в атмосферу и хранение опасных отходов), а себестоимость сырья будет снижена за счет возможности полностью перейти на нефть марки Urals.

После 2008 г. на заводе была запущена в эксплуатацию установка по переработке тяжелых остатков (технология Willacy), которые скопились с момента ввода в эксплуатацию НПЗ. Был проведен ремонт и модернизация резервуаров для хранения бензина, поскольку повсеместно стали внедряться положения Европейской директивы по летучим органическим соединениям. В порту Мидия был модернизирован причал для приема танкеров, что позволило увеличить мощность перевалки в 3,5 раза, открыт новый морской терминал для перевалки нефти (Buoy), что положительно повлияло на логистические затраты. Кроме того, в порту Мидия был построен терминал для перевалки сжиженного нефтяного газа.

В 2011–2012 гг. также планируется провести модернизацию установки по очистке газа, переоборудование установки вакуумной очистки и дистилляции в установку очистки дизельного топлива, а также строительство новой установки по производству азота и новой факельной системы.

По данным «КазМунайГаза», по состоянию на 2012 г., глубина переработки нефти на НПЗ-Петромидия составляет 98%, мазута в остатке практически нет. Примерный уровень затрат на переработку 1 т нефти оценивается в 50 долл. Хотя, как хорошо знают специалисты, данный показатель отнюдь не дает исчерпывающей информации относительно экономических показателей предприятия. Показатель Нельсона у НПЗ-Петромидия составляет 11,2. Для сравнения, в среднем этот показатель в Европе не превышает 8,6, а в Западной Европе — 9,2. Сами румыны считают, что их завод по показателям эффективности и затрат на нефтепереработку входит в число первых 40-ка НПЗ Европы.

Как уже говорилось выше, завод имеет развитую инфраструктуру, включая принадлежащий ему морской нефтяной терминал. Это дает основание румынской стороне вести речь о выгодном стратегическом положении НПЗ на Черном море, что положительно сказывается на его конкурентоспособности. Власти считают, что в долгосрочном плане они смогут извлечь большую пользу из выгодного географического расположения предприятия, и обеспечить себе ведущее место среди НПЗ черноморского региона, в т.ч. и за счет собственной транспортно-логистической инфраструктуры.

«КазМунайГаз» намерен увеличивать свою долю присутствия на ключевых европейских рынках с концентрацией внимания на черноморском регионе. В настоящее время румынский сектор компании осуществляет операции в двенадцати странах мира (Румыния, Молдова, Грузия, Болгария, Испания, Франция, Казахстан, Украина, Россия, Ливия, Нидерланды, Швейцария). Ее европейская розничная сеть насчитывает более 1100 автозаправок.

Известны и планы компании относительно создания франчайзинговой сети из 100–120 АЗС «Rompetrol» на юге Украины. Компания увеличила в 2011 г. объемы поставок бензина на Украину в 1,7 раза. Украина импортировала 172,67 тыс. т. бензина и 34,22 тыс. т. дизтоплива. По мнению казахстанской стороны, рынок Украины может оказаться чрезвычайно перспективным для «Rompetrol», во многом благодаря тому, что перспективы производства высококачественных моторных топлив на украинских НПЗ пока не просматриваются.

Подводя некоторые итоги, выделим следующее.

Черноморский регион в части касающейся нефтепереработки и развития рынков сбыта нефтепродуктов, представляет собой достаточно активный сегмент экономической деятельности в Европе. В последнее время активизировалась Россия, о чем свидетельствует строительство нового НПЗ в Туапсе. Отмечаются попытки наращивания своего влияния в регионе со стороны Болгарии, Турции. Что касается Румынии, то она располагает достаточно крупными возможностями для присутствия на черноморском рынке нефтепродуктов. Существуют реальные возможности для развития, учитывая рост экономики страны в целом, что, в свою очередь, будет подталкивать потребление нефтепродуктов и продукции нефтехимии. Усиление позиций, которого старана стремится достичь в черноморском регионе, во многом связано в настоящее время с деятельностью казахстанских партнеров, с тем, что нефтеперерабатывающие предприятия, в том числе, НПЗ-Петромидия, получают средства, которые вкладываются в реальное производство.

Свои интересы, несомненно, преследует и «КазМунайГаз» Безусловно, казахстанская компания считает румынские активы одними из самых привлекательных на восточноевропейском рынке. К успеху компании следует отнести приобретение вполне современного НПЗ, который, на наш взгляд, по ряду показателей лучше, чем НПЗ-Тельжен, приобретенный компанией «ЛУКОЙЛ» в г. Плоешти в 1990-х гг. Приобретение НПЗ-Петромидия практически обеспечила «КазМунайГазу» выход к стабильному европейскому рынку. У Казахстана появились дополнительные возможности по доставке своих энергоресурсов на европейский рынок, охватывающий, ориентировочно, более 300 млн. человек.

Конечно, в долгосрочной перспективе следует ожидать увеличения экспорта нефти из Казахстана. Не будем забывать, что из Казахстана на Черное море идет трубопровод КТК, что практически гарантирует доставку нефти и в Констанцу. Казахстан ушел от угрозы своим поставкам со стороны Турции в части проливов. Законтрактованную нефть из Южной Озереевки вывезут акционеры КТК (крупные зарубежные компании), дополнительные объемы будут вывезены в Румынию. Компания по существу завершила создание вполне интегрированной цепочки – добыча нефти в Казахстане, ее прокачка по КТК, затем вывоз на Констанцу и немедленно закачка в технологические трубопроводы. Выход на еврорынки обеспечен.

Полагаем, что если бы «КазМунайГаз» занялся строительством завода и организацией каких-то собственных проектов, то это заняло бы гораздо больше времени и потребовалось бы гораздо больше средств.

Вместе с тем не будем и забывать, что определенная нестабильность в мировой экономике, столкновение самых различных политических интересов на Балканах, может оказывать и не самое позитивное воздействие на бизнес, доказательством чему могут служить многочисленные факты истории региона.

---

[1] Представители «Казмунайгаза» заявили, что затраты на модернизацию установок одного из казахстанских НПЗ для выпуска моторного топлива по стандартам Евро-4 и Евро-5 оценивались в 1 млрд.долл. Все три НПЗ смогут производить такое топливо не ранее 2015 г., когда в действие должны войти стандарты Евро-6.

Современные решения ANSYS и ESI для повышения конкурентоспособности продукции

В.В. Котов (Екатеринбург, Россия)
kvv@delcam-ural.ru

к.т.н., руководитель технологического направления группы компаний «Делкам-Урал» — «ПЛМ Урал»

В представленной статье рассмотрены современные подходы к повышению конкурентоспособности продукции на основе математического моделирования. Показано что программные решения ANSYS и ESI, могут быть эффективно использованы для сокращение временных и финансовых затрат, как на стадии проектирования изделий, так на стадии эксплуатации. Приведен опыт нашей компании в решении задач для предприятий нефтегазовой промышленности.

Ключевые слова
конкурентные преимущества, проектирование, нефтепроводы, арматура, моделирование, жизненный цикл изделия

Contemporary simulation solutions ANSYS and ESI to increase production competitiveness

Authors
Viacheslav V. Kotov (Yekaterinburg, Russia)

phD, Head of technological department Business group "Delcam-Ural" — "PLM Ural"

Abstract
This article is devoted to the current approaches to improving competitiveness by means of mathematical modeling. It is shown that ANSYS and ESI simulation solutions can be used effectively to reduce time and costs, both at the stage of product design, so at the production stage. It is also described the experience of our company in meeting the challenges of the oil and gas industry.

Keywords
competitive advantages, design, pipelines, fittings, simulation, life time prediction

В данной ситуации на первый план выходят инновации и применение современных технологий. Во всем мире интенсивно развиваются методы быстрой разработки и модернизации технологических процессов, создания новых конструкций и изделий на основе компьютерного моделирования. Оно позволяет спроектировать необходимое изделие, создать и оптимизировать технологию его производства и даже провести испытания в виртуальной среде на экране компьютера. Это значительно сокращает время разработки и совершенствования технологий, позволяет снизить затраты на промышленные испытания и повысить качество продукции.

Современные программные решения для отечественных предприятий предлагает группа компания Делкам-Урал» — «ПЛМ Урал» — один из крупнейших поставщиков продуктов для моделирования технологических процессов и решения конструкторских задач.

Сюда входят решения для моделирования процессов проектирования и производства: литья, обработки давлением, сварки, термообработки; решения для композиционных материалов, а также решения для прочностных расчетов, гидрогазодинамики, электромагнетизмаимногоедругое.Этопрограммные решения фирм ANSYS (США), ESI (Франция).

Наша компания имеет большой опыт взаимодействия с промышленными предприятиями и институтами, целый ряд задач был решен для предприятий нефтяной промышленности, а также для производителей комплектующих. В частности, одним из таких предприятий является ОАО «Сибнефтепровод», для которого были осуществлены несколько проектов.

При помощи программного обеспечения ANSYS был проведен ряд сопряженных расчетов рабочих колес центробежных насосов. Для определения полей давления на поверхности от перекачиваемой жидкости в программном пакете CFX был произведен гидравлический расчет проточной части (рис. 1). Далее поля давления были переданы в Mechanical для расчета напряженно-деформированного состояния колеса (рис. 2). Помимо этого, для проверки отсутствия резонансных частот в рабочем диапазоне частот колеса, был произведен модальный анализ.

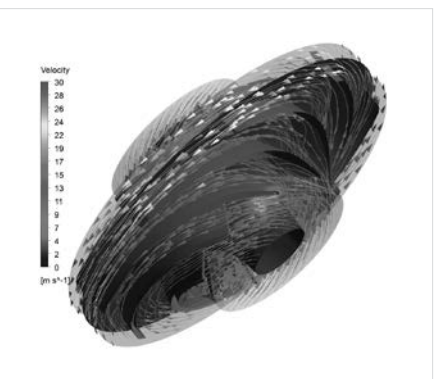


Рис. 1 — Линии скорости потока перекачиваемой жидкости в рабочем колесе насоса, полученные в CFX

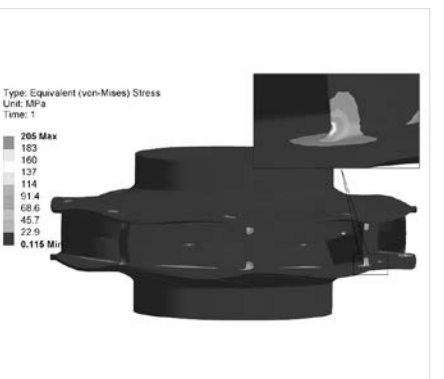


Рис. 2 — Распределение эквивалентных напряжений в рабочем колесе от действия давления перекачиваемой жидкости и угловой скорости вращения

Рис. 3 — Конструкция колодца КТ в разборе

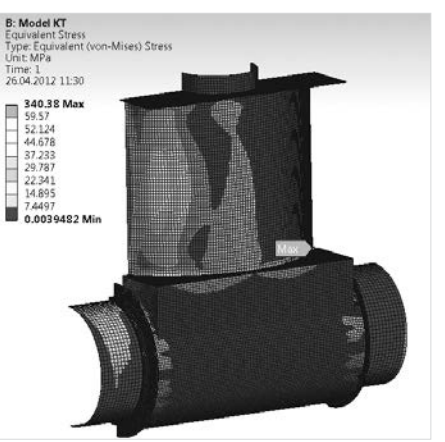


Рис. 4 — Распределение эквивалентных напряжений в корпусе колодца

Это позволило определить жизненный цикл конструкций и спрогнозировать минимальные сроки их безаварийной эксплуатации.

Вторым интересным проектом стал расчет колодца техобслуживания трубопроводов, который используется для размещения контрольно-измерительного оборудования на трубопроводе, проходящем под землей (рис. 3). В оригинальной конструкции колодца использовалась схема центровки и герметизации относительно трубопровода при помощи деревянных клиньев из лиственницы и уплотнительной набивки. Данный метод монтажа был очень продолжителен по времени и требовал больших трудозатрат. В связи с этим было принято решение об изменении схемы центровки и герметизации, которая предполагала осуществлять центровку колодца относительно трубопровода при помощи опорных башмаков, вылет которых регулируется винтами. Целью расчета было изучение поведения обеих конструкций при одинаковых схемах нагружений, среди которых была нагрузка собственным весом, давлением грунта и кинематической нагрузкой, имитирующей движение трубопровода относительно грунта при замерзании и оттаивании.

Проведенные в программном комплексе ANSYS Mechanical расчеты показали работоспособность предложенного варианта исполнения колодца, что позже было подтверждено в процессе испытаний изготовленного колодца на стенде имитирующем подвижки трубопровода (рис. 4). Изменение конструкции колодца позволило значительно сократить его стоимость за счет унификации узлов и исключения из состава изделия дополнительных монтажных приспособлений и деревянных клиньев. Кроме того значительно упростился процесс монтажа колодца на трубопровод, что в совокупности с годовым планом производства дало существенную экономию предприятию.

Помимо проектирования и расчетов эксплуатации конструкции, ряд проектов был осуществлен и по задачам разработки и оптимизации технологий производства изделий. Одним из таких стал расчет крупногабаритного литья для ООО «Машсталь», одного из поставщиков клапанов и регуляторов давления для трубопроводов и станций в программном комплексе ProCAST компании ESI.

Первоначальная технология изготовления отливки «Крестовина», массой 14,5 тонн, предусматривала применение экзотермических оболочек, стальных внешних холодильников и хромитового стержня (рис. 5). Задачам расчета состояла в моделировании заполнения формы сплавом 20ГЛ с учетом теплового воздействия холодильников и экзотермической смеси, оценка кристаллизации, образования внутренних тепловых узлов и получаемых усадочных дефектов.

Расчет показал плавное заполнение металла в форме за счет сифонного подвода, исключена возможность размыва формы или стержней, не возникает потоков с сильным вихревым течением. Температура металла в процессе заливки падает на 100-120°С, образование недолива или холодных спаев исключено. Фронт кристаллизации металла неравномерен: не смотря на медленное остывание сплава в прибылях за счет экзотермической смеси, в процессе затвердевания отливки образуются 4 крупных тепловых узла в нижней части. В этих местах образуется усадочные раковины (рис. 6)

По результатам расчета было предложено усовершенствовать технологию, добавив стальные холодильники по внутреннему радиусу крестовины. Захолаживание металла холодильниками в этой области позволило выронить направленность кристаллизации к прибылям и исключить образование усадки в отливке.

Еще одним интересным классом задач являются сквозные расчеты производственных процессов и последующего определения запасов прочности и эксплуатационных характеристик конструкции, с учетом всех напряжений и дефектов, полученных при их изготовлении.

В качестве примера было проведено моделирование цистерны для хранения ГСМ. Задача состояла в расчете процесса сварки конструкции и последующей оценки ее напряженного состояния в условия эксплуатации. Данная емкость изготавливается из конструкционной стали. Используется полуавтоматическая сварка в среде защитного газа. Сначала привариваются полусферы, затем горловина и, после, присоединяются опоры. Расчет сварки проводился в программном комплексе SYSWELD компании ESI. С целью минимизации короблений были проанализированы несколько вариантов закрепления.

Путем оптимизации удалось снизить коробление цистерны до 6 мм (рис. 7). Приложение к сваренной конструкции рабочих нагрузок позволило оценить уровень напряжений цистерны, который не превысил 370 МПа. Помимо этого была проведена оценка усталостной прочности.

Таким образом сквозное моделирование изделия помогает очень точно рассчитать напряженно-деформированное состояние конструкции, что позволяет очень точно прогнозировать ее жизненный цикл.

Описанные в статье решения ANSYS и ESI широко используются за рубежом на ведущих отечественных предприятиях и институтах. Достигнуты значительные успехи в области оптимизации конструкций, способов их проектирования и производства и, что самое важное, сокращении сроков от возникновения идеи до ее реализации в готовом изделии. Таким образом, современные программные продукты и использование нашего опыта могут стать эффективным способом для повышения конкурентоспособности продукции, за счет сокращения временных и финансовых затрат.

620131, Екатеринбург,
ул. Металлургов 16-Б
тел./факс: (343) 214 46 70,
(343) 214 46 76
E-mail: info@delcam-ural.ru

Рис. 5 — Геометрия и расчетная сетка отливки

Рис. 6 — Усадочные дефекты по сечению отливки

Рис. 7 — Суммарные сварочные коробления конструкции

Рис. 8 — Поля эквивалентных напряжений в конструкции при приложении рабочих нагрузок

УДК 691.16:541.6

Применение катионных полимерно-битумных эмульсий на основе нефтяных модифицированных битумов в дорожном строительстве

В.Б. Балабанов (Иркутск, Россия)
dm.milicin@mail.ru

кандидат технических наук,
доцент, заведующий кафедрой
«Автомобильные дороги»,
факультет «Строительства
и городского хозяйства»
Иркутский государственный
технический университет

Д.А. Милицын

инженер строитель, аспирант кафедры
«Автомобильные дороги», факультет
«Строительства и городского хозяйства»
Иркутский государственный
технический университет

Ю.Б. Жаринов

доктор технических наук,
Заслуженный машиностроитель России

В приведенной ниже статье рассматриваются проблемы дорожных покрытий связанные с применением битумных вяжущих, физико-механические свойства которых не отвечают требованиям климатических факторов.

В развитых странах основным видом дорожных покрытий является асфальтобетон, так как именно он применяется при устройстве верхних слоев дорожных одежд на 90–95% автомобильных дорог. Но, несмотря на многообразие технологических и эксплуатационных преимуществ таких покрытий они имеют ряд существенных недостатков (трещины, микротрещины, шелушение, выкрашивание и др.) При ремонте асфальтобетонов применяются следующие технологии, устраивается дополнительный слой асфальтобетонного покрытия (усиление) или устройство поверхностного защитного слоя. Наиболее эффективным методом улучшения транспортно-эксплуатационных показателей является метод устройства защитных слоев и слоев износа, так как при этом не требуется больших затрат энергоресурсов, применение дорогостоящей техники и большого количества дорожно-строительных материалов.

Также необходимо отметить, что при устройстве тонких слоев из горячих асфальтобетонных смесей, происходит их быстрое остывание, в связи с этим ухудшается процесс уплотнения и как следствие, понеженное сцепления с основанием. Для выполнения таких видов ремонта в мировой практике применяются тонкослойные поверхностные обработки с применением эмульсионно-минеральных смесей на основе катионных битумных эмульсий.

Битумные эмульсии в дорожном строительстве применяются давно, но все еще недостаточно. Причины низкого использования нового материала на рынке дорожно-строительного комплекса связанны со свойствами эмульсий. Это их неустойчивость (стремление к распаду), трудность идентификации, сложности при подборе состава и испытаниях [1].

Известно, что дорожные материалы, приготовленные с применением битумных эмульсий, более неприхотливы к погодным условиям и обладают хорошей удобоукладываемостью. В других областях промышленности (пищевая, производство лаков, красок, косметическая и т.д.) имеются наиболее четкие представления об образовании эмульсий и их свойствах [2]. Поэтому за рубежом, в том числе и во Франции для получения качественных дорожных эмульсий используют знания физикохимии, биологии и других наук [3].

Методам повышения работоспособности дорожных покрытий, в том числе такого качественного показателя, как шероховатости, посвящены многочисленные работы отечественных и зарубежных исследователей В.Ф. Бабкова, Н.В. Горелышева, В.И. Резванцева, М.И. Кучмы, Л.В. Гезенцвея, Н.Ф. Хорошилова, И.А. Плотниковой, И.Н. Петухова, А.С. Макаренко, Э.М. Рачёвой, Д.Ф. Мура, Д.Р. Лемба, Л.А. Горелышевой и др.. Как уже отмечалось, в настоящее время применяются различные способы повышения

Рис. 1 — Процесс погрузки инертных материалов в бункера МХ-45

Рис. 2 — Процесс приготовления и выгрузки готовой ОМС

Рис. 3 — Процесс укладки ОМС

	Размеры отверстий сит, мм											
	40	20	15	10	5	2,5	1,25	0,63	0,315	0,16	0,07	дно
частные остатки, г	0,00	31,21	10,86	46,00	63,74	21,28	7,96	19,47	70,02	33,89	14,47	28,03
частные остатки, %	0,0	9,0	3,1	13,3	18,4	6,1	2,3	5,6	20,2	9,8	4,2	8,1
полные остатки, %	0,0	9,0	12,1	25,4	43,8	49,9	52,2	57,8	78,0	87,7	91,9	100,0
полные проходы, %	100,0	91,0	87,9	74,6	56,2	50,1	47,8	42,2	22,0	12,3	8,1	0,0
требования ГОСТ 30491-97	щебня не более 70							не менее 12			не нормируется	

Таб. 1 — Гранулометрический состав минеральной части ОМС

эксплуатационных показателей покрытия (шероховатость, ровность). Наиболее эффективным является способ нанесения тонких защитных слоев износа, например, поверхностная обработка. Особенности работы шероховатых слоев износа к настоящему времени достаточно изучены [4, 5, 6].

В мировой практике при устройстве тонкослойных поверхностных обработок наиболее широкое применение получили органоминеральные смеси типа: Сларри Сил (Slurry Scal), ms (microsurfacing), Литые Эмульсионно-Минеральные Смеси (ЛЭМС) с применением катионных битумных эмульсий. Отличительной особенностью от классической поверхностной обработки является как применение используемых материалов, так и технология производства работ. Как известно, при классической поверхностной обработке в качестве вяжущего применяется битум марок БНД, Кроме поверхностных обработок на основе битумных эмульсий выпускаются органоминеральные смеси, применяемые для устройства оснований в I дорожно-климатической зоне и как основание и покрытие для остальных дорожно-климатических зон РФ. В 2011 году в ЗАО «Труд» на производственной базе Иркутского филиала проведены производственные испытания такой органоминеральной смеси с применением эмульсии ЭБК-2. Указанная смесь производилась при помощи машины МХ-45 позволяющей получить от 160т/ч до 200т/ч готовой продукции. Укладка смеси производилась при помощи асфальтоукладчика фирмы «VÖGEL» и уплотнялась при помощи гладко-вальцовых катков (рис. 1, 2, 3)
В составе смеси применялись
следующие материалы :
Щебень фр. 5–25 «Ангасолка» 50%
Песок отгрохотка «Мамоны» 50%
Эмульсия МУП АБЗ г. Иркутск 8–12%

Гранулометрический состав смеси приведен в таблице 1.

В таблице 2 приведены результаты лабораторных испытаний ОМС.

При всех положительных результатах приведенных выше испытаний нельзя забывать, что регламентируемая ГОСТом температура хрупкости выпускаемых битумов

Наименование показателей	Требования ГОСТ 30491 - 97	Фактически
Средняя плотность	Не нормируется	2,25
Предел прочности на сжатие, МПа		
При 20°С не менее	1,4	1,42
При 50°С не менее	0,5	0,54
Водостойкость	Не менее 0,6	0,65
Длительная водостойкость	Не менее 0,5	0,45
Водонасыщение, % не более	10%	9,5%
Набухание, % не более	2%	0,09%

Таб. 2 — Физико-механические показатели ОМС

№ состава	Наименование и состав образцов				Глубина проникания иглы, мм 10^{-1}, при		Растяжимость, см, при		Температура Размягчения, °С	Температура Хрупкости, °С	Эластичность, %, при	
	Марка исходного битума	ДСТ-30-01	Пластификатор		25°С	0°С	25°С	0°С			25°С	0°С
			наименов.	колич., %								
	БНД 90/130	—	—	—	93	40	74	4	46	-20	—	—
1	-«-	3,5	И-40А	12	115	88	66	38	56	-28	94	75
2	-«-	3,5	И-40А	16	187	131	51	92	68	-32	98	95
3	-«-	3,5	И-40А	20	195	147	53	87	61	-34	98	95
4	-«-	3,5	И-40А	24	250	174	47	63	55	-33	99	92
5	-«-	3,5	И-40А	28	252	193	44	60	56	-42	99	93
6	-«-	3,5	И-40А	32	295	279	28	54	58	-48	99	96
7	-«-	3,5	И-40А	36	381	383	26	48	62	-57	97	90
8	-«-	2,5	И-40А	12	156	135	44	13	53	-32	94	74
9	-«-	2,5	И-40А	16	198	168	48	19	49	-38	94	73
10	-«-	2,5	И-40А	20	230	195	48	42	51	-40	92	82
11	-«-	2,5	И-40А	24	314	243	57	43	51	-47	96	83
12	-«-	2,5	И-40А	28	455	247	46	41	49	-47	95	84
13	-«-	2,5	И-40А	30	480	279	53	78	58	-52	99	95

Таб. 3 — Физико-механические свойства ПБВ полученные в лабораторных условиях

Кроме того, рассмотрены пути решения указанных проблем, а так же приведены, результаты исследований полимерно-битумных вяжущих и катионных эмульсий, в составе которых применен модифицированный битум.

Материалы и методы
Битум БНД 90/130 Ангарского НПЗ, стирол-бутадиен-стирол «ДСТ-30-01», индустриальное масло, песок, щебень. Пенетрация, дуктильность, температура размягчения, температура хрупкости, эластичность, прочность на сжатие, водостойкость

Ключевые слова
битумное вяжущее, дорожное покрытие, полимерно-битумное вяжущее, полимерно-битумная эмульсия, органоминеральная смесь

Application blends inert aggregates on base cationic bitumen emulsions and emulsions on base modified bitumens

Authors
Vadim B. Balabanov (Irkutsk, Russia)

phD, docent, in charge of personnel «Automobile roads», Faculty of «Construction and municipal facilities», Irkutsk State Technical University

Dmitriy A. Militsin

civil engineer, postgraduate student of chair «Automobile roads», Faculty of «Construction and municipal facilities» Irkutsk State Technical University

Yuri B. Zharinov

doctor of Engineering Scince, professor, Deserved machanican of Russia

Abstract
This document discussed problems of roads pavement connected with application bituminous cements that have low physical mechanical properties and irresponsive requirements of climatic factors our region. Besides authors in this report considers methods of solution this problems. Similarly presented data laboratory researches of polymer bituminous cements and cationic emulsions that consisting of modified bitumens and emulsifying composition.
Materials and methods
Bitumen BND 90/130 of Angarsk oil refineries, styrol-butadien-styrol «DST-30-01», industrial oil, sand, broken stone.Penetration, ductility, softening temperature, shatter point, elasticity, compressive resistance, water resistance

Results

As a result of carry out research was received stabilized polymer-bitumen emulsion on basis of modified bitumen. Besides was received and carry out research organomineral blends on basis of polymer-bitumen emulsions.

Conclusions

The organomineral blends on basis of received polymer-bitumen emulsions will be increase service life road pavements on 1,5–2 years.

Keywords

bituminous cement, road pavement, polymer bituminous cement, polymer bitumen emulsion, blends inert aggregates

References

1. *Bykova N. Service life of roads will be more[Text] / N. Bykova // Automobile roads – 2006. - №5. p. 33-37*
2. *Gorelysheva L. A. Bitumen emulsion in road construction [Text]/ L. A. Gorelysheva // Survey information. Information centre of automobile roads. Issue 7. Moscow 2003.*
3. *Nemchinov M. V. Construction rough wear layers [Text] // Science and technology road industry. – 2001. - №5. – p.84.*
4. *Nikishina I. G. Experience construction of road surface treatment on objects DOOF. [Text] // Technique and technology of road industry. – 1998 №3. – p.39 – 41.*
5. *Pan'kin S. V. Experience work federal directorate of automobile road Voronezh - Rostov-on-Don on use effective materials and advanced technology [Text] / S. V. Pan'kin, V. F. Geymor, V. I. Shevchenko // Automobile roads. In-formation digest – 1998. - №3. – p. 9 – 13.*
6. *Building Codes and Regulations 23.01.99 Construction climatology.*
7. *Third international congress on emulsion. – Lyons, 2002 – September.*
8. *Bibette J., Leal - Calderon F., Schmitt V., Poulin P., Emulsion Science, Basic Principles. An Overview. - S. Springer Tracts in modem physics. - 2002. - Vol. 181. -140 p.*
9. *Masson J. F., Collins, P., Margeson, J.C., Polomark Analysis of bituminous crack sealants by physicochemical methods and its relationship to field performance. // G.M A version of this paper is published in Transportation Research Record, 2002, pp. 1-25 NRCC-45015.*

много выше средней температуры «наиболее холодных суток района эксплуатации» (более 96% территории России) [7, 8]. Для понижения температуры хрупкости, как в России, так и за рубежом в битум вводят различные полимеры и пластификаторы, получая полимерно-битумное вяжущее (ПБВ) или модифицированные битумы. Что существенно позволяет снизить образование морозобойных трещин, а следовательно продлить срок службы асфальтобетона.

В Канаде, с целью продления срока эксплуатации дорожного покрытия ведутся работы, по устранению трещинообразования применяя различные ПБВ. Для этого различными производителями изготавливаются и поставляются битумные мастики, в состав которых кроме полимеров входят и другие компоненты. Структура и оценка состава предлагаемых материалов была произведена с помощью флуоресцентной микроскопии [9]. Кроме этого для изучения и проектирования битумных вяжущих применяются методы ЭПР (электронный парамагнитный резонанс), ЯМР (ядерно-магнитный резонанс). За рубежом развитие проектирования и получения битумных эмульсий ведется с помощью лазерных дифрактометров, электронных микроскопов с программным обеспечением и т.д. [3]. На основании собственных исследований представлены лабораторные результаты изучения полимерно-битумного вяжущего приготовленного из смеси битума марки БНД 90/130, масла индустриального И40-А и полимера выпускаемого ОАО «ВОРНЕЖСИНТЕЗКАУЧУК» ДСТ-30-01 (в виде порошка), с целью получения из ПБВ полимерно-битумных эмульсий.

№ состава	$t_{хр}$ исходного ПБВ	$t_{хр}$ ПБВ после выпаривания эмульгатора	Изменения в %	Требования ГОСТ Р 5128-2003
3	-34°С	-31°С	8,8	не более 10%
8	-32°С	-29°С	9,4	не более 10%
9	-38°С	-36°С	5,3	не более 10%
11	-47°С	-43°С	8,6	не более 10%

Таб. 4 — Температура хрупкости ПБВ после выпаривания эмульгатор

Физико-механические показатели	Требования ГОСТ 30491–97 (основание)	Требования ГОСТ 30491–97 (покрытие)	Эмульсия на основе БНД 90/130	Эмульсия на основе ПБВ
Средняя плотность	Не нормируется		2,25	2,31
Предел прочности на сжатие, МПа				
При 20°С не менее	1,4	1,6	1,42	1,51
При 50°С не менее	0,5	0,8	0,54	0,81
Водостойкость	Не менее 0,6	0,75	0,65	0,77
Длительная водостойкость	Не менее 0,5	0,65	0,45	0,67
Водонасыщение, % не более	10 %	от 2,0 до 6,0	9,5 %	5,72
Набухание, % не более	2 %	2%	0,09%	0,32

Таб. 5 — Физико-механические свойства органоминеральных смесей

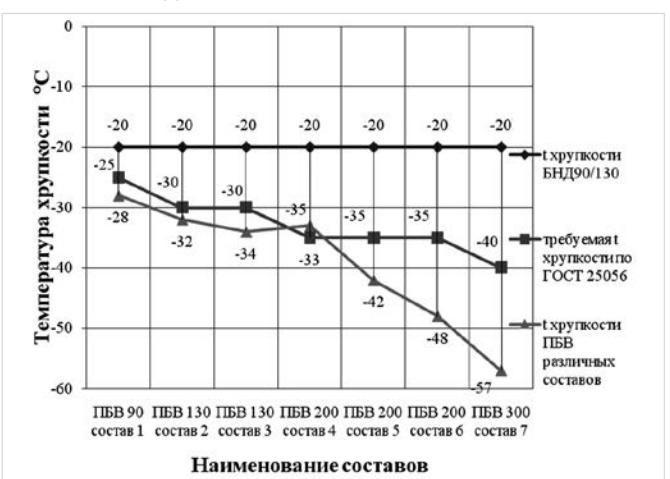


Рис. 4 — Температура хрупкости исходного битума и полученных составов с добавлением полимера СБС в количестве 3,5%

Рис. 5 — Температура хрупкости исходного битума и полученных составов с добавлением полимера СБС в количестве 2,5%

Как видно из результатов испытаний представленных в таблице 3 температура хрупкости существенно изменилась, что и показано на рисунках 4 и 5.

Также по отношению к исходному битуму изменилась и температура размягчения (рис. 6, 7).

Соответственно увеличился и интервал пластичности (рис. 8).

Кроме того, эластичность таких битумов выше установленных требований ГОСТ Р 52056, следовательно битумное вяжущее после выделения его из битумной эмульсии должно обладать подобными свойствами, что и исходное ПБВ.

В результате проведения лабораторных экспериментов с составами №№ 3, 8, 9, 11 были получены битумные эмульсии с применением французского эмульгатора (Dinoram SL) с использованием $CaCl_2$ в качестве стабилизатора. В качестве диспергатора применялась лабораторная коллоидная мельница. Испытания полимерно-битумного вяжущего на хрупкость после выпаривания из него эмульгирующего состава приведены в таблице 4.

На основе полимерно-битумных эмульсий в лабораторных условиях получены органоми-неральные смеси. Ниже приведены физико-механические свойства

Необходимо отметить, что экономическая эффективность применения битумных эмульсий, в мировой практике, позволяет экономить денежных средств от 20 до 40%. Применение полимерных битумных эмульсий в зоне Сибири и Дальнего Востока позволит использовать органоминеральные смеси не только в основаниях автомобильных дорог, но и в покрытиях, учитывая повышенные характеристики по температуре хрупкости, температуре размягчения, эластичности. В Сибирском Федеральном округе производство подобных эмульгаторов для битумных эмульсий осуществляет предприятие ЗАО «НПП «Алтайспецпродукт» г. Бийск-БАП-ДС-3 марки «Б».

Таким образом, полимерно-битумные эмульсии на основе ПБВ вяжущих в сочетании с новыми технологическими приемами при устройстве поверхностных обработок, а возможно и при устройстве покрытий, как холодные смеси, позволят увеличить срок эксплуатации асфальтобетонных покрытий как минимум на полтора, два года.

Кроме того, применяя новые ресурсосберегающие, менее энергоемкие, более экологически чистые технологии можно добиться уменьшение недоремонта сети автомобильных дорог с наименьшими экономическими затратами.

Итоги

В результате проведенных исследований получены устойчивые битумно-полимерные эмульсии на основе полимерно-битумного вяжущего. Кроме того, получены органоминеральные смеси с применением полученных эмульсий

Выводы

Полимерно-битумные эмульсии на основе ПБВ вяжущих в сочетании с новыми технологическими приемами при устройстве поверхностных обработок, а возможно и при устройстве покрытий, как холодные смеси, позволят увеличить срок эксплуатации асфальтобетонных покрытий как минимум на полтора, два года.

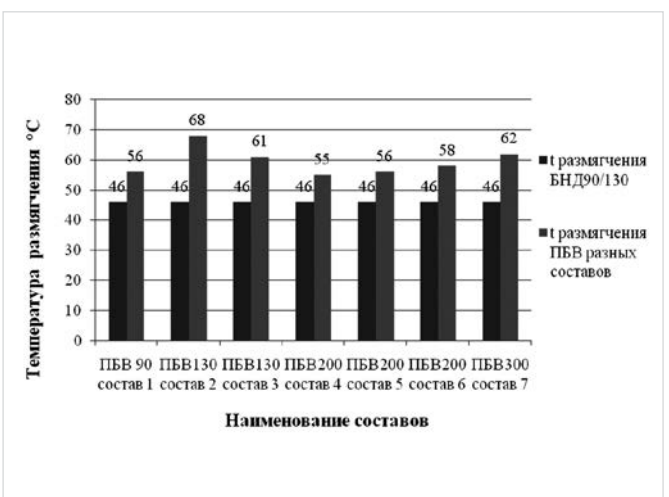


Рис. 6 — Температура размягчения исходного битума и полученных смесей с добавлением полимера СБС в количестве 3,5%

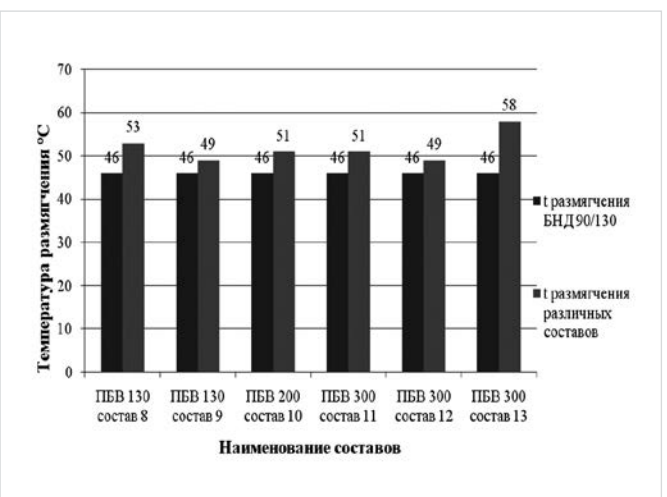


Рис. 7 — Температура размягчения исходного битума и полученных смесей с добавлением полимера СБС в количестве 2,5%

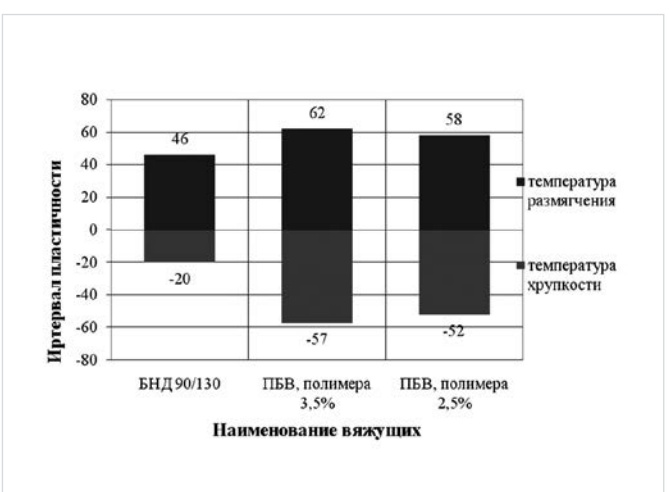


Рис. 8 — Максимальные интервалы пластичности исходного битума и полученных составов

Список использованной литературы

1. Быкова Н. Дороги прослужат дольше [Текст] /Н. Быкова // Автомобильные дороги. - 2006. - №5. С. 33 -37.
2. Горелышева Л. А. Битумные эмульсии в дорожном строительстве [Текст]/ Л. А. Горелышева // Обзорная информация. Информационный центр по автомобильным дорогам. Выпуск 7. Москва 2003.
3. Немчинов М. В. Устройство шероховатых слоев износа [Текст] // Наука и техника в дорожной отрасли. – 2001. - №5. – с.84.
4. Никишина И. Г. Опыт устройства поверхностной обработки дорог на объектах ДООФ. [Текст] // Техника и технология дорожного хозяйства. – 1998 №3. – с.39 – 41.
5. Панькин С. В. Опыт работы федеральной дирекции автомобильной дороги Воронеж –Ростов-на-Дону по применению эффективных материалов и прогрессивных технологий [Текст] / С. В. Панькин, В. Ф. Геймор, В. И. Шевченко // Автомобильные дороги. Информационный сборник- 1998.-№3.-С.9-13.
6. СНиП 23.01.99 Строительная климатология.
7. Третий Международный конгресс по эмульсиям. - Лион, 2002 – Сентябрь.
8. Bibette J., Leal - Calderon F., Schmitt V., Poulin P., Emulsion Science, Basic Principles. An Overview. - S. Springer Tracts in modem physics. - 2002. - Vol. 181. -140 p.
9. Masson J. F., Collins, P., Margeson, J.C., Polomark Analysis of bituminous crack sealants by physicochemical methods and its relationship to field performance. // G.M A version of this paper is published in Transportation Research Record, 2002, pp. 1-25 NRCC-45015

УДК 667.621.3

Пигментированные битумные изоляционные материалы на основе природных битумов

Р.А. Кемалов (Казань, Россия)
kemalov@mail.ru

Кандидат технических наук, доцент кафедры высоковязких нефтей и природных битумов Казанского Федерального (Приволжского) Университета, старший научный сотрудник, Заведующий лабораторией комплексной переработки высоковязких нефтей и природных битумов КФУ, Лауреат государственной премии Республики Татарстан в области науки и техники, Советник Российской Академии Естественных Наук, профессор Российской Академии Естествознания, заслуженный работник науки и образования, член научного Совета при Президиуме АН РТ по научно-технической и инновационной политике, эксперт Министерства транспорта и дорожного хозяйства РТ

А.Ф. Кемалов

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой высоковязких нефтей и природных битумов Казанского Федерального (Приволжского) Университета, ведущий научный сотрудник, Лауреат государственной премии Республики Татарстан в области науки и техники, академик — действительный член Российской Академии Естественных Наук, научного Совета при Президиуме АН РТ по научно-технической и инновационной политике, эксперт Министерства транспорта и дорожного хозяйства РТ

В виду того, что исследования в области пигментирования битумных лакокрасочных материалов проводились в ограниченных масштабах, решая в основном узкопрофильные задачи потребительского характера, разработка научно-практических основ процессов пигментирования битумных изоляционных материалов (БИМ) введением техногенных порошковых отходов нефтехимии, нефтепереработки, а также ряда смежных отраслей в их состав практически не проводилась

Материалы и методы
Пигментированные битумные изоляционные материалы, техногенные порошковые отходы нефтехимии и нефтепереработки, битумы, методы по определению физико-механических и адгезионно-прочностных свойств, линейные сополимеры, термопластичные смолы.

Разработанные теоретические предпосылки процессов пигментирования Ермиловым П.И., Индейкиным Е.Р., Толмачевым И.А. не учитывают сложного химического, структурно-группового состава битумов и соответственно их взаимного влияния на свойства различных наполнителей и пигментов. А ввиду того, что содержащиеся в битумах асфальтены с одной стороны выступают в роли наполнителей БИМ [1–3], но с другой стороны по причине их взаиморастворимости в смолах, а также содержащихся в их составе гетероатомов и металлов проявляют неоднозначное комплексное влияние на многочисленные свойства лакокрасочных систем. Таким образом, невозможно не учитывать вышеприведенные факторы. Для решения поставленных задач необходимо отчетливо сформулировать этапы проводимых исследований, направленных в первую очередь на решение основных вопросов и проблем [1–10], возникающих при пигментировании техногенными отходами БИМ.

Компонентами БИМ являются различного гомологического ряда линейные сополимеры ТПС, характеризующихся параметром растворимости Хильдебранта 16,0–19,5 $(МДж/м^3)^{0,5}$ с содержанием (% мас.) структурных звеньев стирола — 20, индена — 40, дициклопентадиена — 60, а также олефины с содержанием атомов (С) от 8–26 и выше, триглицеридные структуры жирных кислот состоящих (% мас.) из насыщенных — 7,3%, с одной двойной связью — 67,5% и несколькими двойными связями — 25,2% и 35–55% олеиновой кислоты, пальмитиновой, линоленовой, 40% эруковой, 16% мас. гадолеиновой, входящих в состав рапсового и талового масел.

В работах Ю.В. Думского хорошая совместимость исследуемых видов линейных сополимеров объясняется наличием в ее составе структурных звеньев стирола, индена, дициклопентадиена, которые, при взаимодействии с триглицеридными структурами жирных кислот масел, диеновыми структурами олефинов, способны образовывать устойчивые водородные связи и сложные эфиры, а также способны к протеканию процессов полимеризации и поликонденсации при температурах 100–140°С:

1. Необходимость проведения анализа состояния современных научно-технических разработок по теме исследования, а также перспектив применения наполненных противокоррозионных защитных материалов с высокими физико-механическими и адгезионно-прочностными свойствами.
2. Основываясь ранее проведенными работами провести структурно-групповой, физико-химический анализы природного битума и продуктов его окисления, а также лаков на их основе, в соответствие с ГОСТ 22245, 9548, 6617, 9812, 21822, 312, 5631.
3. Разработка научно-практических основ и методологии оценки выбора компонентов пленкообразователя, а также определение условий и способов их совмещения.
4. На основе существующих физико-химических теорий, Ермиловым П.И., Индейкиным Е.Р., Толмачевым И.А., Карякиной М.И., Лившица Р.М., по технологиям процессов

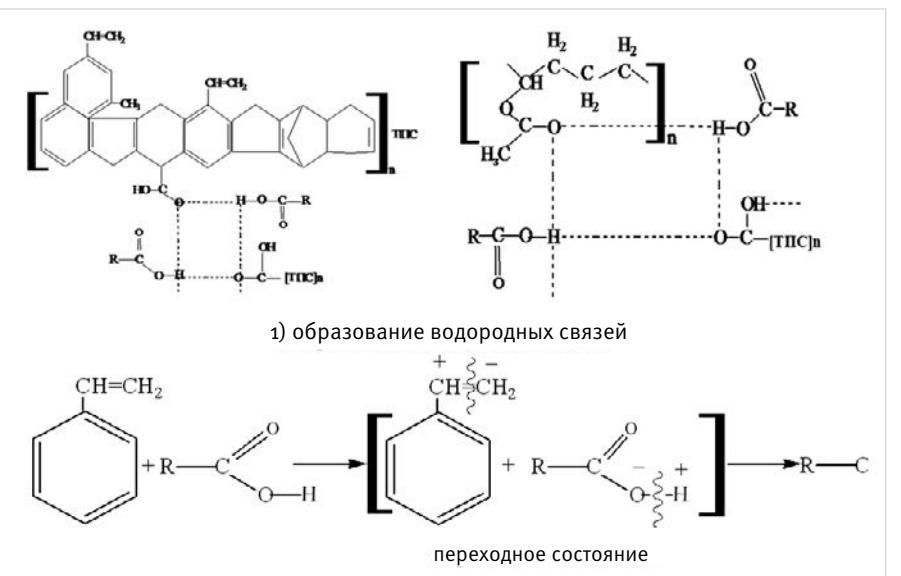


Рис. 1

создания защитных высоконаполненных дисперсных материалов, методологии их оценки, а также современных способов получения и применения высококачественных пигментов и наполнителей разработать научно-практические основы с использованием современных методов исследования и инструментальных анализов.

5. В виду сложности химического и группового состава битумсодержащих пленкообразователей, проведение процессов пигментирования осложнено, в связи с высокой величиной погрешности расчетов эксперимента. Таким образом, актуальна разработка математической модели расчетов этапов процесса пигментирования с одновременным определением объемного содержания пигментов, а также наполнителей согласно их физико-химическим характеристикам.
6. Для увеличения седиментационной устойчивости, пленкообразующей и адсорбционной способности, степени отверждения, а также стойкости к электрохимической коррозии изучить комплексное влияние полимерных систем и ингибирующих добавок к ним, содержащихся в составе пигментированных БЛМ, а также условий их взаимосовмещений на их свойства.

Как видно из вышеприведенных характеристик БИМ на основе спецбитума с температурой размягчения 100°С, модифицированного 8 процентами высокополимерного соединения — ТПС и немодифицированного БИМ происходит заметное улучшение физико-механических свойств. Как мы считаем, это является следствием особенностей ее структуры, которые заключаются в том, что ТПС представляет собой как бы совокупность двух систем, неразрывно соединенных в одно целое: системы, состоящей из асимметричных макромолекул, обладающих вследствие громоздкости и действия значительных сил Ван-дер-Ваальса ограниченной подвижностью, и системы отдельных звеньев макромолекулярных цепей.

Малая подвижность отдельных макромолекул придает полимерным системам характер твердого тела и обуславливает высокую вязкость.

Из представленных физико-механических характеристик приготовленных БИМ с участием ТПС можно сделать заключение о том, что ее кристаллическая или относительно стабильная ориентированная структура полимера способствует значительному повышению прочности и твердости Пк.

Известно, что наиболее доступным, распространенным и эффективным способом влияния на твердость, адгезию и прочность ЛКП является их пигментирование, то есть введение в состав Пк пигментов и наполнителей. При этом долговечность окрашенных изделий такими Пк повышается в 2–10 раз. Пигменты защитных органических Пк не только задерживают коррозию металлов, но и предохраняют битумное Пк от преждевременного старения и разрушения, что дает огромный экономический эффект. Кроме влияния на указанные свойства, пигментирование позволяет придавать Пк требуемый цвет.

Закономерности процессов, протекающих при их изготовлении, в настоящее время не поддаются научно-обоснованному прогнозированию. Поэтому процесс разработки подобных составов базируется, как правило, на эмпирических принципах.

Глубокий черный цвет битума способствует поглощению лучистой энергии и, как следствие нагреву окрашенных изделий под воздействием солнечного света, особенно в летний период. Отсюда становится очевидной необходимость увеличения степени отражения Пк. С этим сопряжены колебания их линейных размеров, что неприемлемо во многих случаях, например, в случае мостовых и т. п. сооружений.

Единственной возможностью увеличить степень отражения битумных Пк является включение в состав исходных БИМ так называемой алюминиевой пудры. Она представляет собой высокодисперсный алюминий с частицами чешуйчатой формы. Этот металлический пигмент получают измельчением в шаровых мельницах алюминиевой фольги в присутствии жирных кислот, образующих на поверхности частиц порошка привитой слой. Данная оболочка и форма частиц придают алюминиевой пудре способность к так называемому «листованию». Это процесс — всплывания и концентрирования частиц алюминия в верхних слоях лакокрасочной пленки, нанесенной на подложку, в процессе формирования Пк. Чешуйчатая форма частиц обладающих высокой отражательной способностью, в сочетании с ориентацией их плоскости параллельно поверхности Пк в случае эффективного протекания листования дает возможность добиться в приповерхностных слоях лакокрасочной пленки такого содержания пигмента, которое приводит к полному подавлению цвета связующего. В результате этого Пк приобретает серебристый цвет.

Полученные результаты экспериментов позволили выбрать для дальнейших исследований в качестве пленкообразователя образец спецбитума с температурой размягчения 100°С, полученного окислением фракции природного битума Нагорного месторождения, модифицированный 8% мас. ТПС. Проводимые исследования рис. 5.21–5.23, показывают то, что с введением алюминиевой пудры происходит малое нарастание твердости с одновременным падением пластических свойств.

Это связано с наличием 38,2 процентов асфальтенов, образовавшихся в процессе окисления природного битума, при этом с увеличением количества алюминиевой пудры в БИМ нарушается плотность ее упаковки.

Увеличение количества сухих веществ, приводит к ухудшению смачиваемости пигмента и как следствие этого падение пластических свойств до 3, 5, 10 мм соответственно, что является неприемлемым при производстве ЛКМ соответствующих ГОСТ 5631-79 на лак БТ-577.

Адгезионные и прочностные характеристики представлены на рис. 5.23.

Так как алюминиевая пудра обладает низкой агрегативной устойчивостью, как это видно из рис. 5.21–5.23, и придает структуре Пк рыхлость.

Следовательно, для увеличения прочностных и пластических свойств Пк необходимо присутствие в БИМ пигмента с высокой

Ключевые слова
природные битумы, пленкообразующие вещества, нефтехимия, термопластичные смолы, пигменты, асфальтены, физико-механические свойства покрытий

Pigmented bitumen insulating materials on the natural bitumens basis

Authors
Ruslan A. Kemalov (Kazan, Russia)

Candidate of Technical Sciences, the associate professor high-viscosity oils and natural bitumens of the Kazan Federal (Volga) University, senior research associate, the Head of laboratory of complex processing high-viscosity oils and natural bitumens, the Winner of the state award of the Republic of Tatarstan in the field of a science and equipment, the Adviser of the Russian Academy of Natural Sciences, the professor of the Russian Academy of Natural sciences, the honored worker of science and education, the member of scientific council at Presidium of Academy of science of RT on scientific and technical and innovative policy, the expert of the Ministry of transport and a road economy of RT

Alim F. Kemalov

doctor of Engineering, the professor, the head of the department high-viscosity oils and natural bitumens of the Kazan Federal (Volga) University, leading research associate, the Winner of the state award of the Republic of Tatarstan in the field of a science and the equipment, the academician — the ull member of the Russian Academy of Natural Sciences, scientific council at Presidium of Academy of science of RT on scientific and technical and innovative policy, the expert of the Ministry of transport and a road economy of RT

Abstract
The researches of a filled bitumen paint and varnish materials were carried out in limited scales. It was solving generally narrow-purpose problems of consumer character. The development of scientific and practical bases of processes of a filled bitumen insulating materials with the entering in their structure the technogenic powder waste of petrochemistry, oil refining it was not carried out.

Materials and methods
Pigmented bitumen insulating materials, technogenic powder waste of petrochemistry and oil refining, bitumens, methods by definition physic mechanical and adhesive прочностных properties, linear copolymers, thermoplastic pitches.

Results
In view of that applicability of bitumens gets the paramount urgency in production

of sheetings because of many valuable properties (water repellency, water resistance, to protective properties from the high-concentrated acids and alkalis) there is obvious a need expansion of scopes of bitumen materials at the expense of increase in ways and methods of regulation their physic mechanical and adhesive прочностных properties.

Conclusions

On the basis of results of the carried-out researches in the field of studying of interaction of refractory bitumens with metals of variable valency — fillers pigments, and also the revealed regularities of interaction and ways of combination of entered modifiers with a film-forming basis of the received refractory bitumens, it is theoretically possible to assume that the developed structures bitumen — polymeric inhibited materials can be put on crude from products of corrosion of a surface of metal designs. Carrying out physical and chemical updating of refractory bitumens promotes strengthening of mechanical durability at the expense of regulation of colloidal structure, assumes use as a film-forming basis the special bitumens received in various conditions, and also production of long-term insulating materials corresponding state standard specifications 5631 and 312, capable to maintain cyclic atmospheric loadings without loss mechanical, adhesive прочностных and waterproof properties.

Keywords

natural bitumens, film-forming substances, petrochemistry, thermoplastic pitches, pigments, asphaltenes, physic-mechanical properties of coverings

References

1. *Kemalov, R.A.Pigmentirovaniye bitumen — a polymeric paint and varnish material a powder of pellets (Article) / Kemalov R. A., Kemalov A.F., Stepin S. N., Diyarov I.N. Science and technology of hydrocarbons. — 2003. - No. 2., page 65-67.*
2. *Kemalov, R.A.Uluchsheniye of properties of varnish special bitumen at a stage of its receiving (Article) / Kemalov R. A., Kemalov A.F., Ganiyeva T.F., Fakhrutdinov R. Z. Chemistry of technology of fuels and oils. — 2003-No. 5, page 15-17.*
3. *Kemalov, River. And. Pigmented bitumen insulating paint and varnish materials: structure, properties, application (Article) / Kemalov R. A., Kemalov A.F. Exposition Oil Gas, 6/N (80) November, 2008.*
4. *Kemalov, River. And. Bitumen paint and varnish materials. Assessment of technological properties: educational methodical Grant / Kemalov R. A., Kemalov A.F. — Kazan.: Publishing house Cauldron. the state. мехнол. un-that, 2008. — 112 pages.*

агрегативной устойчивостью, на основе ранее проводимых исследований, в качестве инициатора необходимых характеристик приводимые ГОСТ 5631-79 на лак БТ-577, является железная слюдка, качественные характеристики, которой указаны в табл. 5.27.

Расчет ОСП сводится к расчету необходимого пленкообразователя для пигмента.

Для расчета ОСП в БИМ первоначально задаемся необходимой массой пигмента, и приводим плотности рассматриваемого пигмента и пленкообразователя — битум и ТПС, затем производим расчет, используя формулу (5.2), в которой неизвестной является масса пленкообразователя, предварительно определив ОСП.

$$ОСП = \frac{\frac{m_{пг}}{\rho_{пг}}}{\frac{m_{пг}}{\rho_{пг}} + \frac{m_{по}}{\rho_{по}}} = 0.3 \qquad (5.2)$$

где $m_{пг}$ и $m_{по}$ — масса пигмента и пленкообразователя; $\rho_{пг}$ и $\rho_{по}$ — их плотности.

Расчет алюминиевой пудры.

$m_{пг}$ = 10 г.

$$ОСП = \frac{\frac{10}{2.52}}{\frac{10}{2.52} + \frac{X}{1}} = 0.3$$ — отсюда находим X.

X = 9,26г = $m_{по}$.

Проверка осуществляется подстановкой в формулу (5.2) найденную массу пленкообразователя.

$$ОСП = \frac{\frac{10}{2.52}}{\frac{10}{2.52} + \frac{9.26}{1}} = 0.3$$

0.3 = 0.3

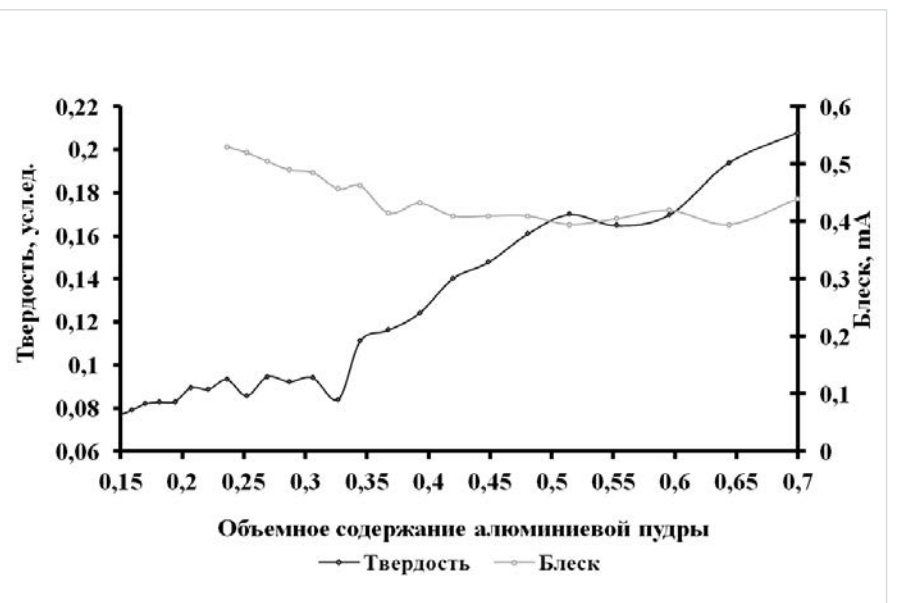


Рис. 5.21 — Зависимость физико-механических свойств БИМ от объемного содержания пигмента (ОСП)

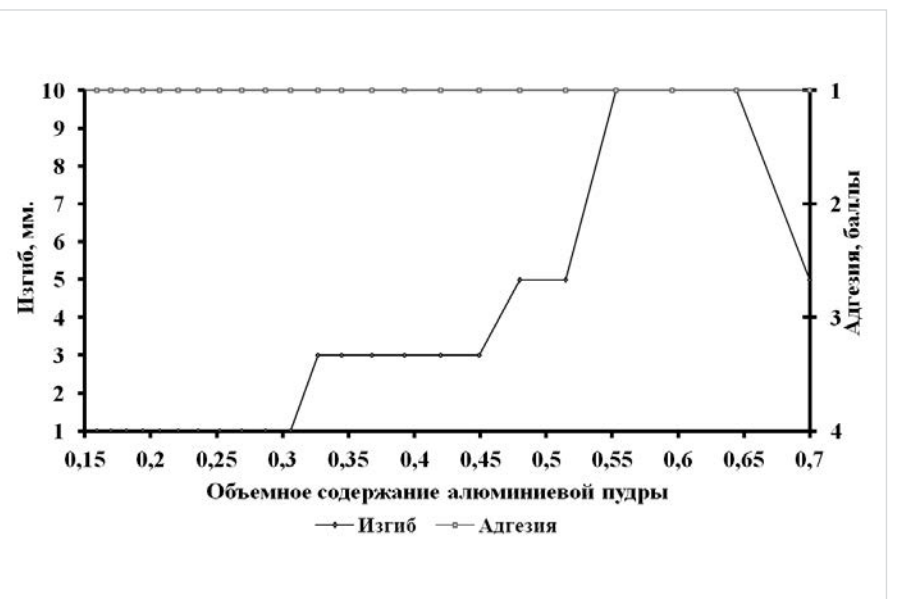


Рис. 5.22 — Зависимость изгиба и адгезии от ОСП

Расчет железной слюдки.

$$ОСП = \frac{\frac{10}{5.514}}{\frac{10}{5.514} + \frac{X}{1}} = 0.4$$

$$X = 2{,}72г = m_{по.}$$

Расчетное количество пленкообразователя определяется для каждого пигмента индивидуально, затем при помощи программы на ЭВМ производится расчет всех возможных рецептур БИМ с физико-механическими свойствами определенного интервала. Таким же образом были получены рецептуры БИМ на основе спецбитума с температурой размягчения 100°С.

Выбор компонентного содержания рецептуры основан их влиянием на физико-механические свойства Пк. Присутствие алюминиевой пудры обусловлено высоким отражающим эффектом Пк, наличие железной слюдки предполагает высокую прочность, атмосферо- и антикоррозионную стойкость полученного БИМ, а расчетное количество НПС отвечает адгезионному взаимодействию битумное Пк — металл и когезионному взаимодействию сухих веществ. Одновременное использование перечисленных компонентов в расчетных количествах с полученным образцом битума дает возможность получить БИМ, соответствующие требованиям ГОСТ 5631-79 на лак БТ-577, указанный в табл. 5.28.

Исследования Пк, полученные на основе рецептур, приведенных в табл. 5.28, в процессе работы позволили выбрать БИМ приготовленное по рецептуре под номером 7, превышающее требования по ГОСТ 5631-79 (табл. 5.28).

В процессе исследований установлена взаимосвязь структурно-группового и компонентного составов тугоплавких битумов с физико-механическими свойствами полученных битумных лаков. При этом обнаружено, что приготовленный лак с указанным выше процентным содержанием тугоплавкого битума соответствует всем приведенным требованиям ГОСТ 312-79 и ГОСТ 5631-79, а также техническим требованиям на эмаль БТ-591.

Основываясь проведенными исследованиями ИК-спектроскопии, группового

Показатели	Пигмент–наполнитель Железная слюдка
Содержание водорастворимых веществ, %	0,071
РН водной вытяжки	7,00
Плотность, г/м³	5,514
Маслоемкость г льняного масла / 100 г пигмента	15,2

Таб. 5.27 — Качественные характеристики применяемых в работе пигментов

Показатели	Битумный лак, приготовленный по рецептуре		Лак БТ-577
	5 дней выдержки (сушки)	26 дня выдержки (сушки)	
Твердость, усл.ед.	0,2407	0,3180	0,2
Адгезия, баллы	1	1	1
Изгиб, мм	1	1	1
Блеск, %	35	34	—
Адгезия, кгс/см²	8		—

Таб. 5.28 — Сравнительная характеристика БИМ приготовленного по рецептуре и БТ-577 по ГОСТ 5631-79

5. *Kemalov, River. And. Scientific practical aspects of processes of corrosion and ways of protection: Monograph / Kemalov R. A., Kemalov A.F. — Kazan.: Publishing house Cauldron. the state. mехнол. un-that, 2008. — 280 pages.*
6. *Kemalov, River. And. Bitumen paint and varnish materials. Definition of some fiziko-mechanical and decorative properties of coverings: educational methodical Grant / Kemalov R. A., Kemalov A.F. — Kazan.: Publishing house Cauldron. the state. mехнол. un-that, 2008. — 112 pages.*
7. *Kemalov, River. And. Bitumen paint and varnish materials. Definition of some fiziko-mechanical and decorative properties of coverings: Manual / Kemalov R. A., Kemalov A.F. – Kazan.: Publishing house Cauldron. the state. mехнол. un-that, 2008. – 180 pages.*
8. *Kemalov, A.F.Scientific practical bases fiziko-chemical mechanics and statistical analysis of disperse systems: Manual / Kemalov A.F., Kemalov R. A. – Kazan.: Publishing house Cauldron. the state. mехнол. un-that, 2008. – 472 pages.*
9. *Kemalov, River. And. Protective paint and varnish coverings on the basis of products of petrochemical raw materials: Manual / Kemalov R. A., Kemalov A.F. – Kazan.: Publishing house Cauldron. the state. mехнол. un-that, 2008. – 178 pages.*
10. *Kemalov, A.F.Production of the oxidized bitumens: Manual / Kemalov A.F., Kemalov R. A. – Kazan.: Publishing house Cauldron. the state. mехнол. un-that, 2008. – 120 pages.*

Рис. 5.23 — Прочностные характеристики Пк

химического состава тугоплавких битумов можно заключить, что использование природных битумов Нагорного месторождения в качестве сырья процесса окисления можно получать битумы специального назначения, соответствующие требованиям ГОСТ 21822-87 на «Битумы нефтяные хрупкие», которые в свою очередь обладают меньшим суммарным содержанием метиленовых и метильных групп, повышенной разветвленностью парафиновых структур, низким содержанием ароматических структур, а также высокими значениями физико-механических свойств по сравнению с традиционно окисленными битумами Девонских нефтей, Мордово-Кармальских природных битумов и т.п., таким образом, структура выделенных асфальтенов битума-2 имеет «рыхлый» тип и расстояния, таким образом, между «пачками» соответственно выше, чем в традиционных битумах.

В нанесенном на подложку БИМ асфальтены, выделенные из битума-2, после испарения ксилола и усадки Пк подвергаются, полагаем, меньшей агрегации и эффективному стуктурообразованию вследствие большей разветвленности как асфальтенов, так и мальтенов, что в конечном итоге приводит к высокой твердости и прочности Пк, в противном случае в результате агрегирования происходило бы концентрирование частиц дисперсной фазы на отдельных участках Пк, что привело бы к охрупчиванию и дальнейшему их разрушению.

Для обработки результатов экспериментальных данных, представленных графически, осуществлялся подбор эмпирических формул, необходимых для математического моделирования исследуемых процессов, которые описывают результаты проведенных исследований, исключая основные погрешности.

Опыт проводимых ранее работ позволил определить основные этапы физико-химической модификации битумных Пк, позволяющих при совмещении с раствором тугоплавкого битума в ароматическом растворителе различных термопластичных пленкообразователей (ТПП), а также полимерных пластификаторов и наполнителей (второй дисперсной фазы), произвести внутримолекулярное структурирование пленкообразующей системы битума.

Основываясь проведенными исследованиями в области изучения условий совмещения спецбитума с указанными модификаторами предложена технология поэтапного их совмещения в соответствующих температурных пределах. Выбранные условия совмещения полностью исключают деструкцию, как битума, так и полимера, что доказывается наличием высоких значений физико-механических свойств у Пк.

Принимая во внимание законы растворимости с использованием параметра Хильдебранта, учитывая, что полимеры и битумы не летучи и обладают высокой вязкостью, параметр их растворимости принимали равным параметру растворимости жидкости, которая является для них лучшим растворителем.

При введении второй дисперсной фазы, то есть полимера, в органическую матрицу БИМ до 2% наблюдается упрочнение его структуры, при введении более 2% происходит возрастание отношения фаза/среда, вследствие чего наблюдается «выпадение» полимера из гомогенно распределенной среды и его расслаивание, приводящее к резкому ухудшению адгезионно-прочностных свойств и уменьшению механической прочности структуры полученной битум-полимерной композиции (БПК). Таким образом, можно предположить, что вводимые 2% полимера будут являться критической концентрацией структурообразования БПК. Исходя из имеющихся данных о структуре вводимых полимеров, выдвинуты предположения как фрагментарного влияния (при введении блок-сополимеров), так и влияния структуры в целом при совмещении их с тугоплавким битумом на физико-механические свойства Пк с учетом физико-химической механики нефтяных дисперсных систем (НДС).

Однако при изучении эксплуатационных свойств полученных битум-полимерных материалов, а именно их адгезионно-прочностных свойств можно заключить о необходимости их физико-химического модифицирования с целью пластификации и исключения, таким образом, окислительной деструкции, то есть преждевременного старения. Согласно имеющимся предпосылкам, необходимой бифункциональностью обладает элементная сера. Проводимые в дальнейшем исследования природы воздействия серы на структуру и физико-механические свойства битум-полимерных материалов позволили представить ее в качестве эффективной бифункциональной добавки БИМ, обладающей ингибирующим действием в процессе отверждения ЛКП. Определены оптимальные концентрации серы в составе БПК, при которых не происходит «выпадения», то есть когда она полностью распределяется в битум-полимерной среде и, когда участвует в БИМ в качестве твердого порошкового наполнителя.

Итоги

Ввиду того, что применимость битумов приобретает свою первостепенную актуальность в производстве защитных покрытий по причине многих своих ценных свойств (гидрофобности, водостойкости, защитным свойствам от высококонцентрированных кислот и щелочей) становится явной необходимость расширение областей применения битумных материалов за счет увеличения способов и методов регулирования их физико-механических и адгезионно-прочностных свойств.

Выводы

На основе результатов проведенных исследований в области изучения взаимодействия тугоплавких битумов с металлами переменной валентности, выступающих в БИМ в качестве наполнителей-пигментов, а также выявленных закономерностей взаимодействия и способов совмещения вводимых модификаторов с пленкообразующей основой полученных тугоплавких битумов, теоретически можно предположить, что разработанные составы битум-полимерных ингибированных ЛКМ могут наноситься на недостаточно очищенные от продуктов коррозии или полностью прокорродировавшие поверхности металлических конструкций. Таким образом, можно заключить, что проведение физико-химической модификации тугоплавких битумов вышеперечисленными компонентами способствует, во-первых, усилению механической прочности ЛКП за счет регулирования коллоидной структуры исследуемых НДС, во-вторых, предполагает использование в качестве пленкообразующей основы спецбитумы, полученные в различных условиях и в третьих производство долговременных БИМ соответствующих ГОСТам 5631-79 и 312-79, способных выдерживать циклические атмосферные нагрузки без потери механических, адгезионно-прочностных и гидрофобных свойств.

Список использованной литературы

1. Кемалов, Р.А. Пигментирование битум-полимерного лакокрасочного материала порошком окатышей (статья) / Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф., Степин С.Н., Дияров И.Н. Наука и технология углеводородов. — 2003. - №2., с.65-67.
2. Кемалов, Р.А. Улучшение свойств лакового специального битума на стадии его получения (статья) / Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф., Ганиева Т.Ф., Фахрутдинов Р.З. Химия технологии топлив и масел. — 2003 - №5, с.15-17.
3. Кемалов, Р.А. Пигментированные битумные изоляционные лакокрасочные материалы: состав, свойства, применение (статья) / Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. Экспозиция Нефть Газ, 6/Н (80) ноябрь 2008 г.
4. Кемалов, Р.А. Битумные лакокрасочные материалы. Оценка технологических свойств: учебно-методическое пособие / Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. — Казань.: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. — 112 с.
5. Кемалов, Р.А. Научно-практические аспекты процессов коррозии и способов защиты: монография / Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. — Казань.: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. — 280 с.
6. Кемалов, Р.А. Битумные лакокрасочные материалы. Определение некоторых физико-механических и декоративных свойств покрытий: учебно-методическое пособие / Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. — Казань.: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. — 112 с.
7. Кемалов, Р.А. Битумные лакокрасочные материалы. Определение некоторых физико-механических и декоративных свойств покрытий: учебное пособие / Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. — Казань.: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. — 180 с.
8. Кемалов, А.Ф. Научно-практические основы физико-химической механики и статистического анализа дисперсных систем: учебное пособие / Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. — Казань.: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. — 472 с.
9. Кемалов, Р.А. Защитные лакокрасочные покрытия на основе продуктов нефтехимического сырья: учебное пособие / Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. — Казань.: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. — 178 с.
10. Кемалов, А.Ф. Производство окисленных битумов: учебное пособие / Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. — Казань.: Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. — 120 с.

УДК 622.276

Математические методы, алгоритмы и программные средства для планирования и проектирования нефтегазодобывающих регионов и месторождений

В.Р. Хачатуров (Москва, Россия)

д.ф.-м.н., зав. отделом Вычислительного центра им. А.А. Дородницына РАН, профессор, академик Российской академии космонавтики, академик РАЕН, лауреат Премии им. А.Н. Косыгина, лауреат Премии им. Н.К. Байбакова

А.В. Злотов

к.ф.-м.н., зав. сектором Вычислительного центра им. А.А. Дородницына РАН

А.Н. Соломатин
mprs@ccas.ru

к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Вычислительного центра им. А.А. Дородницына РАН, доцент, лауреат Премии им. А.Н. Косыгина

Рассматриваются математические модели, методы, алгоритмы и программное обеспечение, предназначенные для решения задач перспективного планирования развития газо- и нефтедобывающих регионов, проектирования генеральных схем обустройства месторождений. Математический аппарат включает имитационное моделирование, комбинаторные методы дискретной оптимизации, методы многокритериальной оптимизации и т.д. Приводятся примеры использования автоматизированных систем планирования и проектирования.

Материалы и методы
Методы решения задач дискретной оптимизации, комбинаторные методы, методы решения многоэкстремальных и многокритериальных задач, имитационные модели групп месторождений. Реализация автоматизированных систем планирования и проектирования.

Ключевые слова
перспективное планирование, проектирование генеральных схем обустройства, нефтегазодобывающий регион, нефтяные и газовые месторождения, комбинаторные методы дискретной оптимизации, автоматизированные системы планирования и проектирования

Рассматриваются основные результаты работ, проводимых в Вычислительном центре им. А.А. Дородницына РАН по решению задач комплексного освоения нефтегазодобывающих регионов.

В рамках нового научного направления — регионального программирования были получены новые результаты в области решения задач дискретной оптимизации большой размерности и комбинаторных методов решения многоэкстремальных задач, которые использовались при оптимизации размещения объектов нефтегазодобычи с учетом связывающих их коммуникаций, структур коммуникационных сетей, параметров сетей и т.д. Были разработаны имитационные модели для групп нефтяных и газовых месторождений, методы решения многокритериальных задач, задач оптимизации стратегий разработки групп месторождений и т.д.

Рассматриваются отдельные программные системы, которые были реализованы на основе разработанного математического аппарата и внедрены на практике с большим экономическим эффектом. Системы перспективного планирования добычи газа и нефти применялись для долгосрочного планирования развития добывающих регионов Западной и Восточной Сибири, Р.Коми, Поволжья, а также отдельных месторождений. Система проектирования генеральных схем обустройства месторождений широко использовалась для проектирования обустройства большого числа нефтяных и газовых месторождений страны и за рубежом, включая Самотлорское, Усинское, Уренгойское.

Таким образом, были получены новые результаты в области регионального программирования, которые широко использовались при решении задач освоения различных нефтегазодобывающих регионов и весьма актуальны в настоящее время в связи с масштабными планами освоения новых месторождений Крайнего Севера и Восточной Сибири.

Введение

В течение более сорока лет в отделе Методов проектирования развивающихся систем Вычислительного центра им. А.А. Дородницына РАН (ВЦ РАН) под руководством д.ф.-м.н. В.Р. Хачатурова ведется работа по решению задач комплексного освоения территорий, и, в первую очередь, нефтегазодобывающих регионов. В результате проводимых исследований сформировалось новое научное направление - региональное программирование [1], были разработаны оригинальные математические методы, модели и алгоритмы, накоплен большой опыт создания и применения конкретных программных систем. Было осуществлено широкое внедрение этих систем для проектирования обустройства большого числа нефтяных и газовых месторождений, долгосрочного планирования развития газо- и нефтедобывающих регионов.

В данной статье кратко излагаются основные результаты работ ВЦ РАН, которые относятся к различным уровням региона (собственно регион, группа месторождений, месторождение), различным отраслям (нефтедобыча, газодобыча) и различным задачам (планирование, проектирование). Часть из рассмотренного математического обеспечения реализована в виде программных систем и успешно применялась в течение многих десятилетий, часть реализована, но еще не внедрена в практику, часть только планируется к реализации.

Перспективное планирование добычи газа и нефти по группе месторождений

Проблемы развития топливно-энергетического комплекса РФ связаны с особой ролью ТЭК в экономике страны, необходимостью освоения новых труднодоступных добывающих регионов в условиях нехватки средств, устаревания основных фондов, технологического отставания и т.д. Решение задач освоения таких регионов требует соответствующего уровня планирования и проектирования, что позволяет частично нейтрализовать негативное влияние перечисленных проблем. А это невозможно без широкого использования математических методов — методов системного анализа, имитационного моделирования, оптимизации, а также современных информационных технологий.

Для решения задач долгосрочного планирования разработки группы газовых месторождений региона была разработана аппроксимирующая имитационная модель группы месторождений и многошаговый алгоритм, который по минимальной входной (запасы газа, «полки», дебиты скважин, данные на начало планового периода) и управляющей информации (план добычи по группе месторождений, порядок ввода месторождений в эксплуатацию) позволяет автоматически распределить планируемую добычу газа в динамике между месторождениями [2, 3]. При этом вид кривой добычи определяется исходя из таких параметров, как максимальный процент прироста добычи за год, процент отбора запасов, при котором начинается падение добычи, максимально допустимые уровни добычи, вид функции, определяющей закон падения дебитов и т.д. Могут учитываться наличие запасов различных категорий, наличие имеющихся проектов разработки, различные режимы дебитов, а также топология и пропускные способности сети региональных трубопроводов.

Для полученной динамики добычи газа и

заданных нормативов в динамике по месторождениям формируются многочисленные производные показатели развития газодобывающего региона. Это технологические и экономические показатели добычи и транспорта газа, показатели социального развития, динамические экономические показатели, динамические и агрегированные финансовые показатели развития газодобывающего предприятия [3]. В частности, из технологических показателей рассчитываются дебиты и фонды скважин, пластовые давления, ввод новых скважин, объемы буровых работ, потоки и пропускные способности трубопроводов, количество и сроки ввода ниток трубопроводов и т.д. Имеется возможность производить анализ текущего положения и тенденций изменения финансово-хозяйственного положения предприятия с использованием матриц финансовой стратегии, а также расчет цены газа, обеспечивающей заданную внутреннюю норму доходности. Для выполнимости сформированных стратегий разработки группы месторождений для каждого года планового периода динамика необходимых капитальных вложений и затрат должна соответствовать динамике суммарного объема средств, поступающих из различных источников финансирования. В противном случае обеспечивается формирование оптимальных программ кредитования, определяющих объем и параметры кредитов как в случае одной области убыточности, так и в случае нескольких областей.

Задачи планирования решались также для месторождений жидких углеводородов. Агрегированная модель функционирования группы нефтяных месторождений задается системой обыкновенных дифференциальных уравнений с параметрами, учитывающими гидродинамику нефтяного пласта в обобщенной форме. Управлением служит объем эксплуатационного бурения, задаваемый экспертно или вычисляемый на основе данной модели. Модель позволяет рассчитывать извлекаемые запасы нефти, добычу нефти, обводненность продукции, фонды добывающих и нагнетательных скважин, дебиты скважин и многие другие показатели [4]; при этом обеспечивается оценка точности определения запасов нефти различных категорий. Расчетные методики позволяют формировать многочисленные технико-экономические показатели добычи нефти, которые рассчитываются в динамике по месторождениям на основании полученной динамики добычи и соответствующих нормативов. Для газоконденсатного месторождения с учетом его специфики была предложена непрерывная имитационная динамическая модель, учитывающая возможность закачки сухого газа в пласт для реализации сайклинг-процесса. Особое внимание уделяется потенциальному содержанию конденсата в жирном газе и предполагаемым пропорциям между добытыми сухими и жирными газами. В качестве управлений выбираются прирост добывающих и нагнетательных скважин, а также доля нагнетательных скважин, задействованных для добычи. Результатом являются основные расчетные динамические параметры модели газоконденсатного месторождения, представленные формулами или дифференциальными уравнениями.

При рыночной экономике план добычи для группы месторождений нельзя считать заданным, т.е. возникает проблема оптимизации стратегий разработки группы газовых месторождений [5]. Была поставлена и решена задача формирования плана добычи, обеспечивающего максимизацию накопленной добычи для группы месторождений. Имитационный характер модели группы месторождений не позволяет задать целевую функцию и ограничения оптимизационной задачи в аналитическом виде. Поэтому непрерывная оптимизационная задача сводится к дискретной за счет введения равномерной сетки (дискретизация производится по объемам добычи и по времени) и решается при помощи комбинаторного метода дискретной оптимизации. Помимо приближенного оптимального, находятся все близкие к нему по значению функционала решения, что позволяет далее при помощи методов многокритериальной оптимизации находить наилучшее решение, учитывающее другие заданные критерии оценки решений (уровень «полки» по группе месторождений и ее продолжительность, чистая прибыль, NPV и т.д.).

Имитационные и оптимизационные модели, рассмотренные выше, являются детерминированными, что не совсем адекватно отражает объективную реальность. Поэтому в настоящее время решается задача моделирования и оптимизации стратегий развития группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных, таких как запасы газа, дебиты скважин, удельные капиталовложения, на основе использования математического аппарата нечетких множеств. Особое внимание уделяется такому виду неопределенных данных, как запасы и ресурсы газа различных категорий, рассматривается имитационная и оптимизационная модели движения запасов (ресурсов) газа по категориям. В силу невозможности напрямую использовать методы неопределенного программирования из-за имитационного характера модели, при решении задач моделирования, оптимизации и многокритериальной оптимизации вместо детерминированных значений используются функции принадлежности соответствующих нечетких чисел, а операции с детерминированными значениями заменены на операции с нечеткими числами.

Все более актуальной в последние годы становится проблема ликвидации газовых месторождений, что связано с выходом значительной группы месторождений Западной Сибири на режим падающей добычи. Были исследованы методологические вопросы ликвидации газовых месторождений, рассмотрены различные источники финансирования ликвидационных работ, построена и проанализирована модель функционирования газового месторождения с учетом формирования ликвидационного фонда [6]. Были разработаны методики расчета объема ликвидационного фонда, динамики его формирования и динамики ликвидационных затрат по укрупненным показателям; необходимая для расчетов количественная информация может быть получена на основании результатов работы имитационной модели группы газовых месторождений. Тем самым моделируется полный жизненный цикл газовых месторождений. Данный подход может быть

Mathematical methods, algorithms and software for planning and design of oil-gas extracting regions and fields

Authors

Vladimir R. Khachaturov (Moscow, Russia)

ph.D., professor, head of department, Dorodnicyn Computing Centre of RAS, academician of Russian academy of astronautics, academician of Russian academy of natural sciences

Alexander V. Zlotov

ph.D, head of sector, Dorodnicyn Computing Centre of RAS

Alexander N. Solomatin

ph.D., leading researcher, Dorodnicyn Computing Centre of RAS

Abstract

Mathematical models, methods, algorithms and software are considered, intended for the decision of problems of long-term planning of development of oil-gas extracting regions, design of general schemes of development of oil and gas fields. Simulation models, combinatory methods of discrete optimization, methods of multicriteria optimization are using as mathematical apparatus. Examples of use of the computer-aided systems of planning and design are given.

Materials and methods

Methods of the solution of problems of discrete optimization, combinatory methods, methods of the solution of multiextremal and multicriteria problems, simulation models of groups of fields. Implementation of the computer-aided systems of planning and design.

Results

In article the main results of the works of Dorodnicyn Computing Centre of RAS are considered, devoted to the solution of various problems of complex development of oil and gas extraction regions, including problems of automation of processes of planning of development of groups of fields and design of general schemes of development of fields.

Conclusions

1. *New results in regional programming, discrete optimization and combinatory methods of the solution of the multiextremal tasks are received, providing possibility of solution of tasks of the big dimension arising on design of general schemes of development of oil and gas fields.*
2. *The mathematical apparatus is created providing possibility of formalization, modelling and optimization of long-term planning of development of groups of oil and gas fields.*
3. *The various computer-aided systems of planning and the design implementing*

listed above mathematical models, methods and algorithms are created.
4. *Some of these systems were widely applied on design of general schemes of development of oil fields and on planning of development of gas output regions with the big confirmed economic effect.*
5. *The approach to creation of the integrated systems of regional planning and design, formed in a semi-automatic mode for a specific objective, is offered.*

Keywords
long-term planning, design of general schemes of development, oil-gas extraction region, oil and gas fields, combinatory methods of discrete optimization, computer-aided systems of planning and design

References

1. *Khachaturov V.R. Matematicheskie metody regional'nogo programmirovaniya [Mathematical methods of regional programming]. M.: Nauka, 1989. 304 p.*
2. *Metodika pol'zovaniya sistemoy dolgosrochnogo planirovaniya dobychi gaza dlya gazodobyvayushchego regiona s primeneniem matematicheskikh metodov i EVM [Technique of using system of long-term planning of gas production for the gas region with application of mathematical methods and computers]. M.: VNIIEgazprom, 1987. 148 p.*
3. *Margulov R.D., Khachaturov V.R., Fedoseev A.V. Sistemnyy analiz v perspektivnom planirovanii dobychi gaza [The system analysis in advance planning of gas production]. M.: Nedra, 1992. 287 p.*
4. *Khachaturov V.R., Bobylev V.N., Grigor'eva M.I. etc. Komp'yuternaya sistema dlya prognozirovaniya pokazateley finansovo-ekonomicheskoy deyatel'nosti neftedobyvayushchego predpriyatiya v novykh usloviyakh [Computer system for forecasting of indicators of financial and economic activity of the oil-extracting enterprise in new conditions]// Neftyanoe khozyaystvo, 1995, No. 11. pp. 29-31.*
5. *Solomatin A.N. Nekotorye optimizatsionnye zadachi dlya gruppy gazovykh mestorozhdeniy [Some optimization tasks for group of gas fields]. M.: VTs RAN, 2009. 44 p.*
6. *Skiba A.K., Solomatin A.N., Khachaturov V.R. Likvidatsiya gazovykh mestorozhdeniy: metodologiya i modelirovanie [Elimination of gas fields: methodology and modeling]. M.: VTs RAN, 2004. 38 p.*
7. *Ashimov N.S., Veselovskiy V.E., Zlotov A.V. etc. Investitsionnoe planirovanie v regione [Investment planning in the region]. M.: VTs RAN, 2011. 55 p.*
8. *Solomatin A.N., Khachaturov V.R.*

использован также для месторождений жидких углеводородов.

Также исследовались вопросы инвестиционного планирования на региональном уровне, впервые был предложен принцип множественности всех компонентов процесса инвестиционного планирования. Был разработан ряд моделей и алгоритмов, обеспечивающих процесс инвестиционного планирования на уровне добывающего региона: формирования интегрированных оценок инвестиционных проектов (коэффициентов полезности), автоматизированной генерации проектов, оптимизации состава проектов с учетом ограничений на финансирование и ресурсы, многокритериальной оценки и выбора проектов и т.д. [7].

Заключительным этапом процесса перспективного планирования обычно является выбор стратегий развития объектов нефтегазодобычи по многим критериям оценки на основе применения многокритериальной оптимизации. При решении задач многокритериальной оптимизации использовался аппроксимационно-комбинаторный метод декомпозиции и композиции систем и понятие реального проекта (плана, стратегии) — наилучшего в некотором смысле по многим критериям оценки [1]. Была предложена технология организации процесса многокритериальной оптимизации и выбора направлений этого процесса в зависимости от его характеристик, в том числе, с применением планарной визуализации многокритериальных альтернатив в виде так называемых профилей.

Дальнейшим развитием долгосрочного планирования в современных условиях является стратегическое планирование. При этом конкретные результаты моделирования и оптимизации позволяют обеспечить процесс стратегического планирования надежной количественной базой; с другой стороны, непосредственное использование этих результатов не столь эффективно без того инструментария, который был разработан в современном стратегическом планировании. Сложность задач, решаемых в процессе стратегического планирования в добывающем регионе, требует использования современных информационных технологий. Однако их применение во многом сдерживается качественным характером и слабой степенью формализации этих задач. В настоящее время для различных этапов процесса стратегического планирования разрабатываются формализованные модели, использующие результаты линейной алгебры, интервальной и нечеткой математики, продукционных систем и т.д. [8].

Проектирование генеральных схем обустройства нефтяных и газовых месторождений

Обустройство нефтяного или газового месторождения предназначено для обеспечения добычи, сбора, первичной переработки и транспорта нефти (газа) до магистральной сети трубопроводов. Оно представляет собой процесс создания на территории месторождения сложного комплекса сооружений и коммуникаций, который обычно осложняется географическими и климатическими особенностями территории: застроенностью, наличием водных преград и заболоченностью отдельных участков, ценностью земель для сельского и лесного хозяйства и т.д.

В процессе проектирования генеральной схемы обустройства месторождения в качестве основных рассматриваются следующие технологические системы, которые описываются идентичными математическими моделями [9]: кустования скважин (при наклонно-направленном бурении), сбора и транспорта нефти (газа), поддержания пластового давления (для нефтяных месторождений), электроснабжения и автомобильных дорог.

В качестве методологической основы для решения задачи проектирования используется аппроксимационно-комбинаторный метод, рассмотренный в [1, 10, 11]; он применяется для нахождения минимума функционала, заданного на подмножествах конечного множества элементов. Для решения таких задач дискретной оптимизации обычно используются различные методы, исключающих полный перебор - методы линейного и динамического программирования, последовательных расчетов, ветвей и границ и т.д. Аппроксимационно-комбинаторный метод указывает способы модификации перечисленных методов в направлении уменьшения их «чувствительности» к изменению условий задачи, что позволяет расширить класс задач, решаемых при помощи этих методов. Метод основан на использовании аппроксимирующей снизу функции, для которой имеются эффективные методы и алгоритмы определения не только оптимального решения, но и всех решений в некотором заданном диапазоне. Построив множество всех решений, близких к оптимальному по значению функционала, и пересчитав на этом множестве функционал исходной задачи, можно найти решение исходной задачи как наилучшее из просчитанных на множестве близких решений.

При решении задач проектирования используются следующие основные методологические подходы [1, 11].

Декомпозиция и композиция задач проектирования. В общем виде решение задачи проектирования обычно невозможно как из-за очень большой размерности данной задачи, так и из-за наличия специфических условий и ограничений при проектировании каждой из систем обустройства. Поэтому исходная задача проектирования разбивается на задачи проектирования для каждой из перечисленных технологических систем (декомпозиция задачи проектирования). При этом в соответствии с аппроксимационно-комбинаторным методом формируется не только оптимальный проект обустройства для каждой технологической системы, но и множество близких к оптимальному по значению функционала проектов, анализ объединения которых с близкими проектами для других систем обустройства (композиция задачи проектирования) и позволяет найти наиболее приемлемый — реальный проект для реализации.

Аппроксимирующие задачи. Для каждой из технологических систем задача проектирования также может оказаться неразрешимой как из-за сложного вида стоимостных функций строительства объектов и коммуникаций, так и из-за наличия специфических ограничений. Поэтому строится набор аппроксимирующих функций, для которых

разработаны методы формирования не только оптимального, но близких решений. А последующий пересчет исходного функционала задачи на таких близких решениях позволяет выбрать подмножество наиболее приемлемых вариантов.

Многокритериальные задачи. Используемые методы оптимизации позволяют получать оптимальные или приближенные решения только по одному критерию (обычно по стоимости проекта). Однако при выборе реального проекта для внедрения обычно необходим анализ и по ряду других, часто не формализуемых, критериев, таких как металлоемкость проекта, его соответствие нормам промышленной безопасности и т.д. Эту задачу позволяет решить наличие множества близких решений, анализ которых по совокупности дополнительных критериев оценки позволяет выбрать реальный проект.

Многоэкстремальные задачи. Особенностью задач дискретной оптимизации, таких как задача размещения предприятий, определения структуры сетей и т.д., является их многоэкстремальность. Использование специализированных методов оптимизации, таких как метод последовательных расчетов, позволяет избежать при поиске оптимального решения полного перебора всех вариантов за счет отбраковки заведомо неоптимальных решений.

Имитационное проектирование. Существенным элементом процесса проектирования является возможность моделирования проектировщиком собственных проектных решений: он может непосредственно задавать некоторые элементы проекта (например, размещение пунктов сбора и переработки) и использовать средства автоматизации для остальных элементов (например, для оптимизации структуры сети и расчета ее параметров). Это дает возможность сравнивать автоматически формируемые варианты проектов с вариантами, получаемыми традиционными методами проектирования, а также производить анализ близких решений по дополнительным критериям оценки.

Динамическое проектирование. В процессе освоения месторождения неизбежно происходят отклонения от проекта, уточняются данные проекта разработки, возникают дополнительные ограничения и требования, изменяется информация о стоимости строительства объектов и коммуникаций и т.д. В этом случае проект необходимо пересчитать с учетом как уже построенных на данный момент объектов и коммуникаций, так и новой информации. Такой процесс отслеживания состояния проекта и его периодических корректировок (при необходимости), реализующий обратную связь, называется динамическим проектированием.

При проектировании генеральных схем обустройства нефтяных месторождений последовательно решаются следующие основные задачи [1, 9, 11].

1. Решается задача определения оптимального размещения различных нефтепромысловых объектов: кустов нагнетательных и эксплуатационных скважин, замерных установок, комплексных сборных пунктов, компрессорных станций и т.д. Решение задачи состоит в выборе из множества всех возможных точек строительства объектов данного типа такого подмножества, на котором достигается минимум функции, определяющей суммарную стоимость строительства объектов данного типа и сети коммуникаций, соединяющей эти объекты с источниками сырья. Для решения задачи применяется модифицированный алгоритм последовательных расчетов, позволяющий определять не только оптимальное решение задачи, но множество всех решений, близких к оптимальному.

2. На следующем этапе решаются задачи определения оптимальной структуры сетей различного назначения [12]. Это сети сбора и транспорта нефти и попутного газа, сети водоводов высокого и низкого давления, сети дорог и электроснабжения. Данная задача ставится как задача построения сети с разрывными функциями стоимости проведения коммуникации в зависимости от потока по данной коммуникации. Для ее решения разработан специальный алгоритм, основанный на направленном переборе всех деревьев полного графа, в процессе которого при помощи ряда правил, основанных на свойствах оптимального решения данной задачи, отбраковываются большие группы деревьев и промежуточных поддеревьев.

3. Далее решаются задачи трассирования коммуникаций, причем используемые методы решения зависят от способа представления территории. Например, если задана сетка категорийности территории и соответствующая ей сетка стоимости проведения коммуникаций для различных элементов этой сетки, то для определения оптимальной трассы применяется алгоритм, основанный на алгоритме Дейкстры. При наличии на территории месторождения запретных зон для проведения коммуникаций (реки, болота, сельхозугодья), аппроксимированных фигурами второго порядка (круги, эллипсы), для решения задачи трассирования применяется метод локальных вариаций. При задании запретных зон в виде замкнутых многоугольников применяется алгоритм, основанный на методе динамического программирования.

4. При более детальных расчетах решается задача определения параметров трубопроводных сетей, таких как диаметры отдельных участков трубопроводов и давления в узлах сети при наличии ограничений на перепады давления и заданных значениях потребления/расхода в узлах-источниках и узлах-стоках. С этой целью применяются модели и методы решения задач оптимизации многошаговых процессов, заданных на ориентированном дереве [13].

5. При необходимости решаются задачи построения и использования «дерева исходов» для анализа аварийности нефтепромысловых объектов, построения и использования «полей риска», выбора параметров надежности, промышленной и экологической безопасности на этапе проектирования. С этой целью были разработаны модели и методы оценки и управления параметрами надежности и безопасности нефтегазовых комплексов, а также систем нефте- и газоснабжения [14].

В настоящее время важнейшую роль приобретают проблемы формирования и оценки стратегий освоения морских месторождений углеводородов. Была разработана модель с распределенным ресурсом функционирования шельфового месторождения [15], которая

Matematicheskoe modelirovanie v strategicheskom upravlenii regionom [Mathematical modeling in strategic management of the region]. M.: VTs RAN, 2007. 60 p.

9. *Khachaturov V.R., Arzhanov F.G., Astakhov N.D. etc. Sistema proektirovaniya general'nykh skhem obustroystva neftyanykh mestorozhdeniy na EVM i opyt ee ispol'zovaniya [System of design of general schemes of arrangement of oil fields on the computers and experience of its use]. Obzornaya informatsiya, ser. «Neftepromyslovoe stroitel'stvo». M., VNIIOENG, 1980. 69 p.*
10. *Khachaturov V.R. Approksimatsionno-kombinatornyy metod dekompozitsii i kompozitsii sistem i konechnye topologicheskie prostranstva, reshetki, optimizatsiya [Approximation-combinatorial method of decomposition and composition of systems and final topological spaces, lattices, optimization] // ZhVM i MF, 1985, Vol. 25, No. 2. pp. 1777-1794.*
11. *Khachaturov V.R., Veselovskiy V.E., Zlotov A.V. etc. Kombinatornye metody i algoritmy resheniya zadach diskretnoy optimizatsii bol'shoy razmernosti [Combinatorial methods and algorithms for the solution of problems of discrete optimization of big dimension]. M.: Nauka, 2000. 354 p.*
12. *Zlotov A.V., Khachaturov V.R. Primenenie approksimatsionno-kombinatornogo metoda dlya resheniya zadach postroeniya optimal'nykh setey s nelineynymi funktsiyami stoimosti reber [Application of an approximation-combinatorial method for the solution of problems of creation of optimal networks with nonlinear functions of edges cost]. M.: VTs AN SSSR, 1984. 24 p.*
13. *Kovalenko A. G. Khachaturov V. R. Algoritmy resheniya nekotorykh zadach optimizatsii mnogoshagovykh protsessov approksimatsionno-kombinatornym metodom I, II [Algorithms of the solution of some problems of optimization of multistep processes using an approximation-combinatorial method] // Izvestiya AN SSSR. Tekhnicheskaya kibernetika. 1982, No. 1. pp. 3–17; No. 2. pp. 46–55.*
14. *Zlotov A.V., Livanov Yu.V., Khachaturov V.R. Metodika i komp'yuternye modeli proektirovaniya s uchetom nadezhnosti i bezopasnosti ob»ektov i kommunikatsiy infrastruktury regiona [Technique and computer models of design taking into account reliability and safety of objects and communications*

of the region infrastructure] // Mater. III Mezhd.nauch. konf. «Fundamental'nye problemy sistemnoy bezopasnosti i ustoychivosti», 20-22 aprelya 2011 g., Moskva-Zvezdnyy gorodok. M., 2012. pp. 77-86.

15. *Khachaturov V.R., Tuev S.V. Matematicheskie modeli i sistemy dlya formirovaniya i otsenki strategiy osvoeniya morskikh mestorozhdeniy uglevodorodov [Mathematical models and systems for formation and assessment of strategies of development of sea fields of hydrocarbons]. M.: VTs RAN, 2002. 72 p.*
16. *Khachaturov V.R., Zlotov A.V., Bobylev V.N. etc. Kompleks programm na EVM dlya osvoeniya neftegazovykh rayonov [Complex of computer programs for development of oil and gas areas]. M.: VTs RAN, 2000. 36 p.*
17. *Skiba A.K., Solomatin A.N. Modelirovanie i optimizatsiya strategiy razrabotki gazovykh mestorozhdeniy [Modeling and optimization of strategies of gas fields development]. M.: VTs RAN, 2012. 40 p.*
18. *Solomatin A.N. Avtomatizirovannyy sintez i adaptatsiya sistem regional'nogo programmirovaniya [The automated synthesis and adaptation of systems of regional programming]. M.: VTs RAN, 1994. 32 p.*

характеризуется тремя основными постулатами: о возможности полного извлечения ресурса месторождения, о линейном однопараметрическом падении дебита и о пропорциональности начального дебита вновь вводимых скважин объему неизвлеченного ресурса. В описании модели с непрерывным временем в дифференциальной форме основное уравнение модели является квадратичным, причем, несмотря на нелинейность модели, удалось найти достаточно простые и адекватные решения, которые были аналитически исследованы для различных режимов эксплуатации месторождения — режимов разработки, постоянной и падающей добычи. При решении задач кустования для шельфовых месторождений каждая такая задача дезагрегируется на две — определения очередности ввода скважин внутри куста и определения очередности ввода кустов, которые решаются с применением методов многокритериальной оптимизации.

Автоматизированные системы планирования и проектирования

Ниже приводятся краткие описания автоматизированных систем планирования и проектирования, разработанных в ВЦ РАН и реализующих рассмотренные выше математические модели, методы и алгоритмы [16].

Система перспективного планирования добычи газа по укрупненным показателям (СПДГ) предназначена для формирования стратегий развития группы газовых месторождений, обеспечивая расчет объемов добычи газа и основных технико-экономических показателей добычи [2, 3]. Система позволяет решать следующие основные задачи:

- распределение в имитационном режиме объемов добычи газа в динамике между месторождениями при заданных планах добычи газа, в том числе с учетом топологии и характеристик сети региональных газопроводов;
- формирование и визуализация сети региональных газопроводов;
- расчет технологических показателей добычи и транспорта газа, включая объемы бурения, фонды скважин, дебиты и пластовые давления, потоки и пропускные способности трубопроводов, количество и сроки ввода трубопроводов и т.д.;
- расчет экономических показателей добычи и транспорта газа, включая капиталовложения и издержки в добычу и транспорт газа;
- расчет экономических показателей функционирования газодобывающего объединения, включая доходы и прибыли, налоги, характеристики кредитов;
- расчет показателей развития социальной сферы, включая количество и заработную плату занятых различных категорий, затраты жилищное строительство;
- расчет динамических и агрегированных показателей финансового положения, анализ и прогноз финансового положения газодобывающего предприятия;
- обеспечение многовариантных расчетов и выбор реального плана для внедрения с использованием методов многокритериальной оптимизации.

Система многократно использовалась при расчетах долгосрочных планов добычи газа для различных газодобывающих регионов: Северо-Тюменской газоносной провинции, Оренбургскому газоконденсатному месторождению, группам месторождений Восточной Украины, шельфа Черного моря и т.д. Кроме того, система использовалась:

- для определения очередности и сроков ввода Ямбургского месторождения и группы более мелких месторождений — Тазовского, Юбилейного, Песцового и т.д.;
- при проектировании обустройства Уренгойского месторождения совместно с Системой проектирования генеральных схем обустройства месторождений;
- при анализе перспектив развития нефте- и газодобычи в Восточной Сибири совместно с Системой формирования перспективных планов добычи нефти и Системой проектирования генеральных схем обустройства.

Система моделирования и оптимизации добычи газа является дальнейшим развитием системы СПДГ в современных условиях [17]. В отличие от СПДГ, в системе предусмотрено нахождение стратегии развития группы газовых месторождений, оптимальной по критерию максимума накопленной добычи газа по группе, существенно улучшен блок многокритериальной оптимизации. Система реализована на языке C# для среды Windows 7 как составная часть более крупной системы ОАО «Газпром»; примеры работы системы приведены на рис. 1–2.

Система формирования планов добычи нефти (СФПДН) предназначена для планирования деятельности нефтедобывающих предприятий региона на ближнюю и дальнюю перспективу, обеспечивая расчет

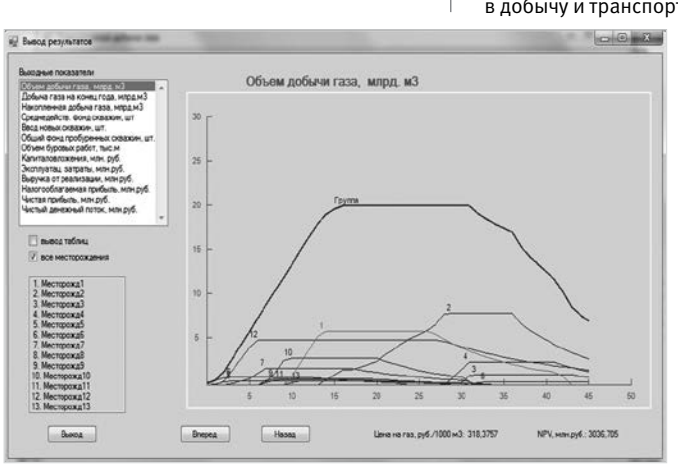


Рис. 1 — Динамика добычи газа по группе месторождений

Рис. 2 — Вывод результатов многокритериальной оптимизации в виде профилей

технико-экономических показателей добычи нефти в динамике по месторождениям [4].

По своей идеологии система близка к системе СПДГ, отличаясь от нее более сложной моделью группы месторождений, составом входных и выходных показателей, диалоговым интерфейсом. Дополнительно рассчитываются добыча жидкости из новых и перешедших скважин, объем закачки воды, объемы бурения нагнетательных и вспомогательных скважин, ввод, фонды и выбытие нагнетательных и вспомогательных скважин, дебиты скважин по нефти и жидкости, коэффициент обводненности и т.д. Кроме того, решаются разнообразные оптимизационные задачи в условиях ограничений на фонды добывающих, нагнетательных, резервных скважин и на другие имеющиеся ресурсы.

Система неоднократно использовалась при составлении планов добычи нефти для различных групп нефтяных месторождений Среднего Приобья, Коми АССР, а также для решения задач прогнозирования добычи нефти на Самотлорском месторождении.

Система проектирования генеральных схем обустройства нефтяных месторождений (СПГСО) предназначена для проектирования генеральных схем как отдельных технологических систем обустройства месторождений, так и любой их совокупности [1, 9]. Система позволяет:

- определять оптимальные варианты проектов генеральных схем технологических систем обустройства, а также варианты, близкие к оптимальному по различным критериям;
- определять места оптимального размещения различных нефтепромысловых объектов: кустов нагнетательных и эксплуатационных скважин, замерных установок, комплексных сборных пунктов, компрессорных станций и т.д.;
- формировать оптимальную структуру нефтепромысловых сетей различного назначения: сбора и транспорта нефти и попутного газа, водоводов высокого и низкого давления, дорог, электроснабжения;
- определять трассы коммуникаций различного назначения с учетом неоднородности территории и наличия запретных зон для их проведения;
- рассчитывать оптимальные параметры трубопроводных сетей, включая диаметры отдельных участков сети и давления в узлах сети;
- рассчитывать генеральные схемы в динамике на любой период разработки месторождения, определяя очередность ввода объектов, коммуникаций и изменений их производственных характеристик во времени (динамика капиталовложений, добыча нефти и попутного газа, закачка воды, строительство дорог, трубопроводов и т.д.);
- проектировать размещение нефтепромысловых объектов с учетом эффекта от агломерации разнородных объектов на одном участке территории;
- учитывать при проектировании текущее состояние обустройства;
- осуществлять моделирование возможных решений проектировщика для поиска реального проекта в режиме «проектировщик-компьютер».

На основе СПГСО были разработаны следующие системы.

- СПГСО газовых месторождений использует тот же математический аппарат и решает те же задачи, что и СПГСО, отличаясь в основном набором входных и выходных показателей, а также отсутствием технологической системы ППД.
- СПГСО газодобывающих регионов обеспечивает решение задач размещения и развития межпромысловых объектов и коммуникаций в регионе в зависимости от планов добычи газа, формируемых системой СПДГ. Основными объектами являются газоперерабатывающие заводы, компрессорные станции, установки подготовки газа, основными коммуникациями – межпромысловые и магистральные газопроводы.

Система СПГСО широко использовалась при проектировании генеральных схем обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири (Самотлорское, Федоровское, Тепловское, Савуйское, Южно-Балыкское, Повховское, Холмогорское), Коми АССР (Усинское, Возейское), Поволжья (Медведевское), Казахстана (Каламкас, Каражанбас), газовых месторождений (Уренгойское) и т.д., а также при проектировании сети газопроводов Западной Сибири.

На рис. 3–4 представлены некоторые результаты работы СПГСО.

Система размещения объектов и коммуникаций (СРОК) предназначена для решения задач размещения пунктов переработки сырья, задач построения и трассирования коммуникаций между источниками сырья, пунктами переработки и потребления, расчета параметров трубопроводных сетей [16]. Диалоговый режим работы системы позволяет оперативно просматривать различные варианты размещения с определением и просмотром параметров сформированного проекта. Система использовалась при решении задач размещения ряда территориально-производственных комплексов.

Система проектирования и анализа сетей (СПАС) предназначена для формирования и анализа транспортных сетей различного назначения и позволяет решать следующие сетевые задачи: сетевая распределительная задача, задача о максимальном потоке минимальной стоимости, задача проектирования структуры сети, гидравлические расчеты сетей [16]. Система использовалась при решении задач анализа транспортных сетей различного назначения: сетей нефтепроводов Прикаспия, системы нефтепродуктообеспечения Вьетнама, развития газотранспотртных сетей Восточной Сибири и т.д.

Система оценки вариантов освоения шельфовых месторождений нефти и газа предназначена для формирования и оценки вариантов сеток скважин, размещения буровых платформ и стратегий освоения шельфовых месторождений нефти и газа, включая очередность и динамику ввода платформ и скважин [15]. Система использовалась при проектировании освоения ряда шельфовых месторождений нефти и газа, таких как месторождения Одопту и Чайво на Сахалине, месторождения Белый Тигр и Дракон во Вьетнаме, ряд месторождений шельфа Черного и Каспийского морей.

Система синтеза и анализа гидравлических сетей (ССАГС) предназначена для анализа и синтеза различных гидравлических систем, включая системы промыслового сбора нефти и газа, ППД, транспорта нефти, газа и продуктов из них, системы водо-, теплоснабжения и т.д. [13]. Система позволяет:

- задавать и корректировать как принципиальные схемы трубопроводных сетей, так и исходную информацию о параметрах сетей и параметрах потока;
- детально задавать схемы обвязок отдельных объектов;
- анализировать принципиальные схемы сетей;
- проводить декомпозицию и композицию сетей, включать гидравлические элементы любого типа, сочетая опыт проектировщика и возможности автоматизации;
- рассчитывать как технологическое, так и экономическое взаимодействие участников рынков воды, теплоносителя, тепла, производить расчет цен на всех уровнях купли, транспорта и продажи конечному потребителю.

Система неоднократно использовалась при анализе и разработке рекомендаций по развитию и реконструкции систем тепло-, водо- и газоснабжения многих городов Поволжья, а также внутренних тепловых сетей ряда ТЭЦ и ГРЭС.

Система обеспечения, надежности, промышленной и экологической безопасности нефтегазовых комплексов (СОНПЭБ) позволяет решать следующие задачи [14]:

- анализ аварийных ситуаций, включая оценку вероятности аварий и их последствий на этапах проектирования и эксплуатации объектов комплексов;
- оценка возможного загрязнения при аварийных выбросах, включая расчет полей концентраций загрязняющих веществ за заданный промежуток времени и при заданной ветровой обстановке;
- расчёт индивидуального и коллективного риска персонала, жителей санитарной зоны и третьих лиц при аварийных ситуациях;
- формирование карт экологической оценки территории, распределения экологического ущерба и антропогенных воздействий;

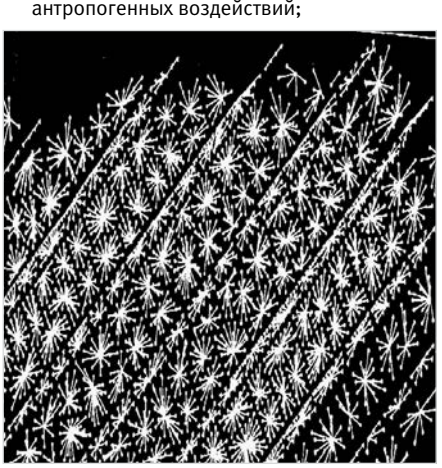


Рис. 3 — Схема кустования скважин Самотлорского месторождения (фрагмент)

- корректировка проектов с учетом показателей надежности, промышленной и экологической безопасности.

Система применялась при проектировании месторождений шельфа Черного и Охотского морей, Ново-Уренгойского газохимического комплекса, для анализа экологической безопасности нефте- и газоперерабатывающих заводов (Оренбург, Чимкент), используется при разработке деклараций промышленной безопасности аварийно-опасных объектов нефтегазовой отрасли.

Интегрированные системы регионального программирования. В зависимости от конкретных задач, возникающих в процессе комплексного освоения нефтегазодобывающего региона, могут использоваться различные совокупности перечисленных выше систем. Например, системы СПДГ, СПФДН и СПГСО применялись одновременно при анализе перспектив развития нефте- и газодобычи в

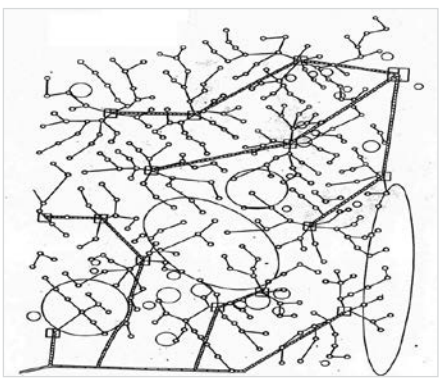


Рис. 4 — Схема сбора и транспорта нефти Самотлорского месторождения (фрагмент)

Западной и Восточной Сибири.

Поэтому возникает необходимость в разработке методов и средств, обеспечивающих интеграцию таких разнородных, автономных и независимо разработанных систем для решения конкретных задач. Интеграция систем может производиться по различным направлениям: отраслевому (нефть, газ), территориальному (группа месторождений, месторождение), функциональному (долгосрочное планирование, стратегическое планирование, проектирование и т.д.).

Такую интеграцию предлагается производить в рамках интегрированных систем регионального программирования (ИСРП). Неотъемлемой частью ИСРП является инструментарий разработки интегрированных систем ИРИС; эта инструментальная система должна обеспечить формирование, функционирование и сопровождение каждой интегрированной системы, выступая в качестве ее адаптирующего элемента.

Были предложены основные принципы построения ИСРП и рассмотрены желаемые свойства этих систем. ИСРП должны формироваться под конкретную задачу как модульные, адаптивные, открытые системы из отдельных составляющих систем-элементов и функционировать для объектов различных уровней добывающего региона в распределенной вычислительной среде [18]. При этом ИСРП существуют как единое целое лишь в виде компьютерной модели, а функционирование ИСРП сводится к вызову отдельных систем в соответствии с этой моделью для работы в распределенной среде.

Итоги

В статье рассмотрены основные результаты работ, проводимых в Вычислительном центре им. А.А. Дородницына РАН по решению задач комплексного освоения нефтегазодобывающих регионов, включая задачи автоматизации процессов планирования разработки групп месторождений и проектирования генеральных схем освоения месторождений.

Выводы

1. Получены новые результаты в области регионального программирования, дискретной оптимизации и комбинаторных методов решения многоэкстремальных задач, обеспечивающие возможность решения задач большой размерности, возникающих при проектировании генеральных схем освоения нефтяных и газовых месторождений.
2. Разработан математический аппарат, обеспечивающий возможность формализации, моделирования и оптимизации перспективного планирования разработки групп нефтяных и газовых месторождений.
3. Разработаны различные автоматизированные системы планирования и проектирования, реализующие перечисленные математические модели, методы и алгоритмы.
4. Часть из этих систем широко применялись при проектировании генеральных схем освоения нефтяных месторождений и при планировании разработки газодобывающих регионов с большим подтвержденным экономическим эффектом.
5. Предложен подход к построению интегрированных систем регионального планирования и проектирования, формируемых в полуавтоматическом режиме под конкретную задачу.

Список использованной литературы

1. Хачатуров В.Р. Математические методы регионального программирования. М.: Наука, 1989. 304 с.
2. Методика пользования системой долгосрочного планирования добычи газа для газодобывающего региона с применением математических методов и ЭВМ. М.: ВНИИЭгазпром, 1987. 148 с.
3. Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. М.: Недра, 1992. 287 с.
4. Хачатуров В.Р., Бобылев В.Н., Григорьева М.И., Крылов И.А., Соломатин А.Н., Федосеев А.В. Компьютерная система для прогнозирования показателей финансово-экономической деятельности нефтедобывающего предприятия в новых условиях // Нефтяное хозяйство, 1995, №11. С.29-31.
5. Соломатин А.Н. Некоторые оптимизационные задачи для группы газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2009. 44с.
6. Скиба А.К., Соломатин А.Н., Хачатуров В.Р. Ликвидация газовых месторождений: методология и моделирование. М.: ВЦ РАН, 2004. 38 с.
7. Ашимов Н.С., Веселовский В.Е., Злотов А.В., Крылов И.А., Соломатин А.Н., Хачатуров В.Р. Инвестиционное планирование в регионе. М.: ВЦ РАН, 2011. 55 с.
8. Соломатин А.Н., Хачатуров В.Р. Математическое моделирование в стратегическом управлении регионом. М.: ВЦ РАН, 2007. 60 с.
9. Хачатуров В.Р., Аржанов Ф.Г., Астахов Н.Д., Борисенко В.К., Веселовский В.Е., Донгарян Ш.С., Дунаев Н.П., Злотов А.В., Крылов И.А., Кузоваткин Р.И., Николаев Б.А., Сигал И.Х., Филановский В.Ю. Система проектирования генеральных схем обустройства нефтяных месторождений на ЭВМ и опыт ее использования. Обзорная информация, сер. «Нефтепромысловое строительство». М., ВНИИОЭНГ, 1980. 69 с.
10. Хачатуров В.Р. Аппроксимационно-комбинаторный метод декомпозиции и композиции систем и конечные топологические пространства, решетки, оптимизация // ЖВМ и МФ. 1985. Т. 25. №2. С. 1777-1794.
11. Хачатуров В.Р., Веселовский В.Е., Злотов А.В., Калдыбаев С.У., Калиев Е.Ж., Коваленко А.Г., Монтлевич В.М., Сигал И.Х., Хачатуров Р.В. Комбинаторные методы и алгоритмы решения задач дискретной оптимизации большой размерности. М.: Наука, 2000. 354 с.
12. Злотов А.В., Хачатуров В.Р. Применение аппроксимационно-комбинаторного метода для решения задач построения оптимальных сетей с нелинейными функциями стоимости ребер. М.: ВЦ АН СССР, 1984. 24 с.
13. Коваленко А. Г. Хачатуров В. Р. Алгоритмы решения некоторых задач оптимизации многошаговых процессов аппроксимационно-комбинаторным методом I, II // Известия АН СССР. Техническая кибернетика. 1982. № 1. С. 3–17; № 2. С. 46–55.
14. Злотов А.В., Ливанов Ю.В., Хачатуров В.Р. Методика и компьютерные модели проектирования с учетом надежности и безопасности объектов и коммуникаций инфраструктуры региона // Матер. III Межд.науч. конф. «Фундаментальные проблемы системной безопасности и устойчивости», 20-22 апреля 2011 г., Москва-Звездный городок. М., 2012. С. 77-86.
15. Хачатуров В.Р., Туев С.В. Математические модели и системы для формирования и оценки стратегий освоения морских месторождений углеводородов. М.: ВЦ РАН, 2002. 72 с.
16. Хачатуров В.Р., Злотов А.В., Бобылев В.Н., Веселовский В.Е., Крылов И.А., Крылова Т.О., Ливанов Ю.В., Сигал И.Х., Скиба А.К., Соломатин А.Н., Туев С.В. Комплекс программ на ЭВМ для освоения нефтегазовых районов. М.: ВЦ РАН, 2000. 36 с.
17. Скиба А.К., Соломатин А.Н. Моделирование и оптимизация стратегий разработки газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2012. 40 с.
18. Соломатин А.Н. Автоматизированный синтез и адаптация систем регионального программирования. М.: ВЦ РАН, 1994. 32 с.

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ СВЕТОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

Ex

БЕЗОПАСНОСТЬ – СОСРЕДОТОЧЬТЕСЬ НА ГЛАВНОМ!

СВЕТОДИОДНЫЕ МОДУЛИ

Для замены ламп накаливания в уже приобретенных светильниках серии НСП57 могут быть использованы светодиодные модули, поставляемые отдельно. Светодиодные модули имеют существенное преимущество перед светодиодными лампами. Модули обеспечивают отвод тепла от светодиодов на корпус светильника, что значительно увеличивает срок службы светодиодов.

Диапазон рабочих температур -40°С…+40°С
Для климатических исполнений УХЛ 1 -60°С…+40°С

Светильники серии Эмлайт спот ДМ

1ExdsIICT5
-45°…+40 °С, IP65
Источник света:
СВЕТОДИОДЫ 100 Вт
(заменяет светильник с лампой ДРИ 150)
СВЕТОДИОДЫ 150 Вт
(заменяет светильник с лампой ДРИ 250)

Светильник серии ВИДАР

1ExdsIICT5, 1ExdsIICT5
-45°…+40 °С, IP65
-60°…+40 °С
Источник света:
ДРИ 400 Вт, ДНаТ 400Вт,
ДРЛ 400 Вт

ОАО «Гагаринский светотехнический завод»

215010 Смоленская область г. Гагарин
ул. Советская дом 73
Факс (48135) 3-44-39
Тел технический отдел: (48135) 4-10-75
Тел отдел сбыта: (48135) 4-21-57
E-mail: tech@industriya.ru
E-mail: sbyt@gstz.ru
www.industriya-m.ru
www.gstz.ru

ООО Фирма «Индустрия»

215010 Смоленская область,
г. Гагарин, ул.Стройотрядовская дом 5
Факс: (48135) 3-45-61
Тел технический отдел: (48135) 4-10-75
Тел отдел сбыта: (48135) 4-32-77
E-mail: tech@industriya.ru
www.industriya-m.ru
www.industriya.ru

ООО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

ООО «Центр ИТ» – специализированное предприятие, основным направлением деятельности которого является разработка, изготовление и внедрение в производство технических средств и технологий, направленных на предотвращение АСПО и борьбы с сероводородной коррозией для обеспечения бесперебойного процесса нефтедобычи.

Компания располагает достаточными производственными и материальными ресурсами, квалифицированным инженерно-техническим персоналом, обладающим значительным практическим опытом, что позволяет в кратчайшее время решать технологические задачи любой сложности. Предприятие образовано после реструктуризации Отдела техники и технологии добычи нефти института «ПермНИПИнефть» в соответствии с концепцией развития научно-технического комплекса ОАО «ЛУКОЙЛ» в области технологии добычи нефти и газа.

ООО «Центр ИТ»
614016, Пермь
ул. Г. Успенского, 16 оф. 1;
ул. Промышленная, 84;
+7 (342) 220-21-47

+7-912-88-98-331
Директор Вдовин Эдуард Юрьевич

+7-919-44-62-651
Главный инженер Локшин Лев Иосифович

cit@centrit.net
center.perm@mail.ru
www.centrit.net

УДК 621.833

Повышение надежности машин и оборудования для нефтегазодобывающей и горной промышленностей конструктивными и схемными решениями во взаимосвязи с техническими условиями эксплуатации

М.В. Песин (Пермь, Россия)
m.pesin@mail.ru

к.т.н., доцент ПНИПУ, первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию ЗАО «Торговый дом ПКНМ», г. Пермь

Показан опыт российского предприятия в решении актуальной задачи повышения надежности машин и оборудования конструктивными и схемными методами. В ней рассматриваются вопросы конструирования нефтепромыслового оборудования для использования в осложнены условиях эксплуатации в нефтяной и горной промышленностях.

Материалы и методы
Использованы методы математического моделирования, математической статистики.

Ключевые слова
надежность, скважинный штанговый насос, цилиндр

Increase in the reliability of machines and equipment for oil-and-gas gas extraction and mining industries by constructive and circuit solutions in the interrelation with the technical operating conditions

Authors
Michail V. Pesin (Perm, Russia)

Dr. Sci. Tech., Senior lecturer, State National Research Polytechnical University of Perm, Deputy Director CJSC Trading house PKNM (Perm Oil Engineering Company)

Abstract
The experience of Russian enterprise in the solution of the urgent problem

Актуальным является решение задачи повышения надежности машин и оборудования конструктивными и схемными методами. В статье рассматриваются вопросы конструирования нефтепромыслового и бурового оборудования для использования в осложнены условиях эксплуатации в нефтяной и горной промышленностях.

Для извлечения жидкостей применяются различные устройства и машины, так, например, хорошо известны конструкции скважинных штанговых насосов. Однако в связи с повышением требований добывающих предприятий, осложнением условий эксплуатации встала проблема в создании надежных конструкций машин для извлечения запасов углеводородов.

Широкое распространение получил насос невставной скважинный штанговый с коротким цилиндром типа ННБКУ, показанный на рис. 1. Насосы типа ННБКУ с коротким цилиндром, длинным плунжером, с неизвлекаемым увеличенным всасывающим клапаном и сбивным штифтом предназначены для работы в скважинах с повышенным содержанием механических примесей и абразивных частиц (более 1,3 г/л). Во время работы насоса вся рабочая поверхность цилиндра постоянно находится в контакте с поверхностью плунжера. Благодаря тому, что наружная поверхность плунжера имеет коррозионно и износостойкое покрытие, на его поверхности не происходят диффузионные и адгезионные процессы, т. е. не происходит налипание механических включений, входящих в состав жидкости. Это обстоятельство приводит к тому, что в зазор между плунжером и цилиндром механические примеси практически не попадают. Тем самым исключается повышенный износ цилиндра и основная причина заклинивания плунжера — попадание механических частиц в плунжерный зазор. Работа насоса не отличается от работы невставных скважинных штанговых насосов, выполненных по классической схеме. С целью увеличения срока службы насоса предусматривается его работа в комплекте с автоматическим сцепным устройством и газопесочным якорем.

Якорь газопесочный типа ЯГП2

Газопесочный якорь ЯГП2 предназначен для защиты скважинных штанговых насосов от попадания в них механических примесей и газа, показан на рис. 2.

Газопесочный якорь крепится к нижней муфте замковой опоры вставного насоса с помощью трубы НКТ свинченной с верхним переводником 1 или устанавливается непосредственно на корпусе всасывающего клапана невставного насоса через верхний переводник 1.

Газопесочный якорь работает на принципах центробежной, гравитационной и механической очистки. Якорь состоит из корпуса 2, в верхней части которого выполнены

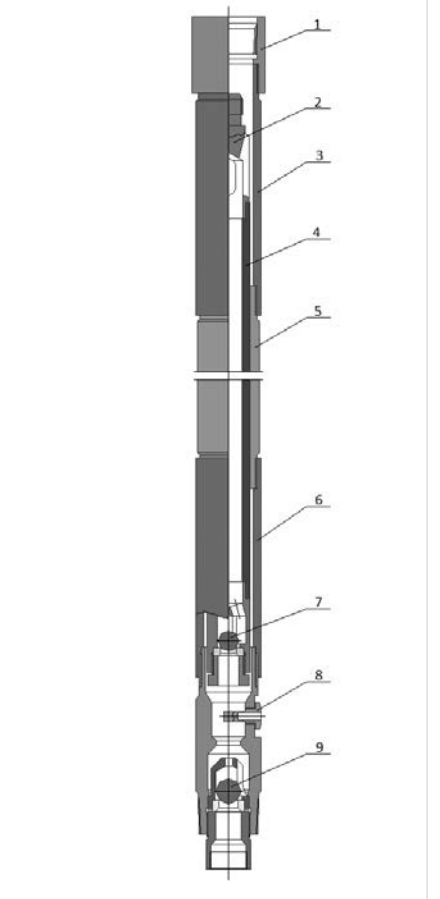


Рис. 1 — Насос невставной скважинный штанговый с коротким цилиндром типа ННБКУ
1. Верхняя муфта. 2. Клетка плунжера. 3. Удлинитель верхний. 4. Длинный плунжер. 5. Короткий цилиндр. 6. Удлинитель нижний. 7. Нагнетательный клапан. 8. Сбивной штифт. 9. Всасывающий клапан.

отверстия (b) через которые добываемая жидкость поступает во внутреннюю полость (c) якоря. Попадая в полость (c), поток жидкости направляется вниз между стенками корпуса 2 и заборной трубы 3 с достаточно малой скоростью, позволяющей газу, содержащемуся в жидкости, подниматься вверх, навстречу потоку, и выходить через отверстия (a) в затрубное пространство. Заборная труба 3 внизу заканчивается расширением 4, позволяющему увеличить скорость потока с содержащимися в нем механическими примесями. Попадая в открытую снизу заборную трубу 3, поток жидкости разворачивается на 180°, чем обеспечивается отделение механических примесей за счет сил инерции и гравитационных сил. Через внутреннюю полость (d) заборной трубы 3 жидкость поступает в насос. Отсепарированные примеси собираются в накопителе, состоящем из труб НКТ и закрепляемом на нижнем переводнике 5. На нижней трубе накопителя устанавливается заглушка 6.

Габаритные размеры якоря, мм: длина (без сборника механических примесей) — 2370; наружный диаметр — 105.

Масса — 47 кг. Номинальные диаметры сопрягаемых НКТ — 60; 73; 89 мм. Количество НКТ, устанавливаемых в качестве сборника механических примесей — 2...3 шт. Номинальная подача жидкости насосом — 50 м³/сут. Глубина погружения якоря под динамический уровень — до 60 м. Состав и физико-химические свойства откачиваемой жидкости: обводненность — до 99%; содержание H_2S — не более 50 мг/л; концентрация ионов водорода — 4...8 pH; содержание механических примесей — более 1,3 г/л; кинематическая вязкость — до 40 мм²/с; содержание свободного газа на приеме — до 50%.

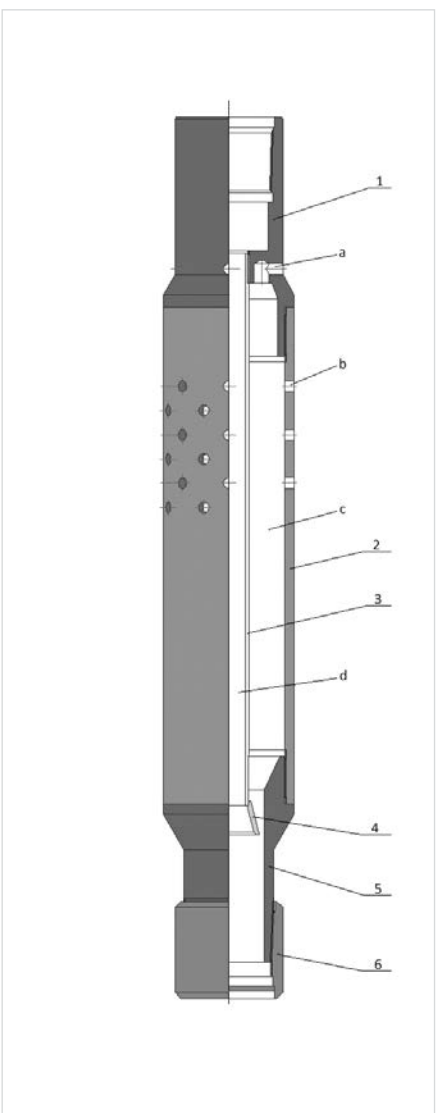


Рис. 2 — Газопесочный якорь ЯГП2

Насос трехтрубный НВ3Б

Насос НВ3Б трехтрубный вставной с нижним механическим креплением предназначен для работы в экстремально абразивных или загрязненных жидкостях, показан на рис. 3. В насосе используются три трубы (подвижный и неподвижный цилиндры и плунжер) со свободной посадкой, вместо пары цилиндр-плунжер, применяемой в стандартных насосах. В качестве уплотнительной среды в насосе используется добываемая жидкость. Конструкция увеличивает срок службы насоса в скважинах с содержанием механических примесей свыше 1, 5 г/л, делает насос менее уязвимым к заклиниванию, сводит к минимуму образование песчаных пробок в насосе.

В исходном положении подвижный цилиндр 4 и плунжер 6 находятся в крайнем

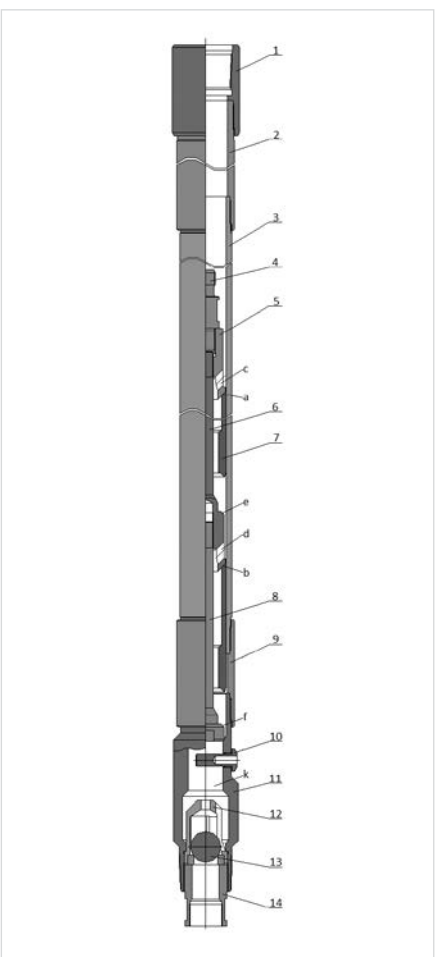


Рис. 3 — Насос НВ3Б трехтрубный вставной с нижним механическим креплением
1. Защитный клапан. 2. Переводник. 3. Упорная втулка. 4. Подвижный цилиндр. 5. Полый шток. 6. Плунжер. 7. Нагнетательный клапан. 8. Неподвижный цилиндр. 9. Всасывающий клапан. 10. Конус. 11. Якорь. 12. Седло конуса. 13. Работа насоса.

of increasing the reliability of machines and equipment by design and circuit methods is shown. In it are examined questions of the construction of oil-field equipment for the use in they are complicated operating conditions in the petroleum and mining industries.

Materials and methods

Methods of mathematical modelling, mathematical statistics are used.

Results

As a result the applications of new constructions of rod pump are solved the task of oil production under difficult conditions of operation.

Conclusions

Constructions are developed and the circuit solutions of equipment correspond to the complicated operating conditions. Insert pumps with the short barell and gazseparator device successfully underwent experimental- trade tests in the most important oil-producing enterprises of Russia.

Keywords

reliability, subsurface sucker rod pump, barell

References

1. *Mokronosov E.D. Equipment of wells: processing, introduction, service, technological features of manufacturing SRP / Pesin M.V. // the Engineering practice. - 2010.1 (2). — P. 90-92.*
2. *Mokronosov E.D. Skvazhinnoe the equipment for exploration: development, introduction, service, features manufacturing rod pump / Mokronosov E.D. // Engineering practice Technological magazine. 2010. 1 (2). P.90-92.*

нижнем положении (переводник 2 касается упорной втулки 3). Все клапаны закрыты.

При подъеме плунжера 6 защитный клапан 1 закрыт под воздействием давления в полости «a». Над всасывающим клапаном 9 (в полости «d») создается разрежение и он открывается. Одновременно происходит увеличение объема полости «c» и жидкость через отверстие в полом штоке 5 стремится ее заполнить. В полости «b» создается разрежение и открывается нагнетательный клапан 7. В полостях «b», «c» и «d» давление становится равным пластовому (полость «e»). Происходит заполнение жидкостью полостей«b», «c» и «d». При образовавшемся перепаде давлений возникают утечки между подвижным цилиндром 4 и неподвижным цилиндром 8 и между неподвижным цилиндром 8 и плунжером 6 (утечки через отверстие в полом штоке 5 не происходит, т. к. через него идет встречный поток жидкости). Большая суммарная длина контактирующих поверхностей позволяет свести утечки в трущихся парах к минимуму даже при увеличенных зазорах, которые применяются в данной конструкции.

При опускании плунжера 6 происходит уменьшение объема полости «b» и шарики нагнетательного клапана 7 и всасывающего клапана 9 садятся на седла под собственным весом. Давление в замкнутой полости «b» начинает расти, и, при достижения его равным давлению в полости «a», защитный клапан 1 открывается. Происходит рост давления в замкнутой полости «d» до давления в НКТ (в полости «a»), после чего нагнетательный клапан 7 открывается. Внутренняя полость насоса заполняется жидкостью. Поскольку давление в полости насоса равно давлению в НКТ, утечек через подвижные элементы насоса не происходит.

В процессе работы насоса происходит постоянное перемешивание жидкости межу наружной поверхностью насоса и внутренней поверхностью НКТ, что препятствует образованию застойной зоны, в которой оседают и накапливаются механические примеси. Это позволяет избежать цементации насоса в НКТ, что характерно для вставных насосов с нижним креплением.

В заключении можно отметить, что насос невставной скважинный штанговый с коротким цилиндром типа ННБКУ и газопесочный якорь ЯГП2 успешно прошли опытно-промысловые испытания в НК «ЛУКОЙЛ», НК РОСНЕФТЬ» и успешно продолжают эксплуатироваться на месторождениях Республик Башкортостан, Казахстан, Татарстан, на территориях Пермского края, Самарской области и на Сахалине.

Итоги

В результате применения новых конструкций скважинных штанговых насосов решены задачи добычи нефти в сложных условиях эксплуатации.

Выводы

Разработаны конструкции и схемные решения оборудования соответствуют осложненным условиям эксплуатации. Невставные скважинные штанговые насосы с коротким цилиндром и газопесочный якорь успешно прошли опытно-промысловые испытания в крупнейших нефтедобывающих предприятиях России.

Список использованной литературы

1. Мокроносов Е.Д. Скважинное оборудование: обработка, внедрение, сервис, технологические особенности изготовления СШН / Песин М.В. // Инженерная практика. - 2010. №1(2). – С. 90-92.
2. Мокроносов Е.Д. Скважинное оборудование для ОРЭ: разработка, внедрение, сервис, особенности изготовление СШН / Песин М.В. // Инженерная практика Производственно-технический журнал – официальное издание Семинаров Экспертного совета по механизированной добычи нефти, изд. Energy Press и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, посвященных совершенствованию производства и технологий в области разработки нефтегазовых месторождений и добычи нефти и газа. – 2010. - №1(2).

23-26 октября 2012

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

14-я межрегиональная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

Официальная поддержка:
Правительство Пермского края,
Администрация города Перми,
Торгово-промышленная палата Пермского края

Выставочный центр
ПЕРМСКАЯ ЯРМАРКА

Место проведения
Специализированный выставочный комплекс «Пермская ярмарка»

614077, Россия, Пермь, бульвар Гагарина, 65
(+7 342) 262-58-58
www.expoperm.ru

Время работы выставки
23 октября: 12.00-18.00
24-25 октября: 10.00-18.00
26 октября: 10.00-15.00

УДК 681.3.658.3

Новая парадигма взаимодействия человека с компьютером при анализе многообъектных и многопараметрических систем и принятии управленческих решений

А.С. Кашик (Москва, Россия)
askashik@cge.ru

доктор технических наук,
академик РАЕН, генеральный директор ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», лауреат Государственной премии СССР по науке и технике

Г.Н. Гогоненков

доктор технических наук, 1й заместитель генерального директора ОАО «ЦГЭ», лауреат Государственной премии СССР по науке и технике

В статье описывается новая оригинальная разработка пакета программ MDV (multi dynamic viewing), выполненная в ООО «ПиК» на основе полностью разработанной в ОАО «ЦГЭ» идеологии пакета, её принципы и функциональная система, являющаяся продолжением ранее разработанных специализированных пакетов DV-Discovery, DV-Geo, DV-SeisGeo и др., но существенно далеко выходящего за рамки топливно- энергетического комплекса. Новая парадигма, положенная в основу пакета MDV, основана на единовременном создании с помощью компьютера так называемого «информационного пространства руководителей и специалистов», которое снабжено оригинальным аналитическим функционалом и мощными средствами интерактивной визуализации, позволяющими работать в нём без посредников и получать новые знания об изучаемых процессах, непосредственно влияющие на принятие стратегических решений. Приводятся примеры использования.

В процессе своей жизнедеятельности человечество генерирует огромное количество данных. Каждые два года объем этих данных стремительно возрастает, усложняется их структура, появляются новые типы данных. Сбор, хранение, анализ и принятие управленческих решений, основанных на изучении больших объемов данных, на сегодняшний день являются одним из важнейших видов деятельности человека, обеспечивающих контроль за развитием процессов, протекающих в сложных природных и общественных структурах. Эффективность этой деятельности напрямую влияет на выживание и дальнейшее развитие всех без исключения сложных многообъектных систем.

На проблему роста объемов данных и сложности их анализа указывает множество публикаций, а также эксперты авторитетных аналитических компаний.

Так, в докладе президенту и конгрессу США от 2010 года о построении цифрового будущего аналитики акцентируют внимание на экспоненциальном росте объема данных и сложности процесса преобразования данных в знания, а знаний — в действие.

Аналитики Gardner прогнозируют 50-процентный рост корпоративных данных в период до 2014 года. Так же акцентируется внимание на том, что большая часть этих данных (85%) попадает под категорию неструктурированных.

Эксперты компании McKinsev&Company наблюдают 40-процентный текущий ежегодный рост объемов данных и прогнозируют этот рост в 44 раза к 2020 году.

Таким образом, можно выделить следующие проблемы, влияние которых на глобальные процессы будет только усиливаться: увеличение объемов данных, увеличение размерности данных, усложнение структуры данных и, как следствие, усложнение анализа данных, усложнение процесса принятия решений.

В настоящее время во многих компаниях и организациях широко используются информационные технологии для создания, сбора, накопления, контроля качества, передачи и безопасного хранения больших объемов данных.

Указанная работа выполняется в департаментах информационных технологий IT-специалистами, которые глубоко разбираются в различных структурах хранения данных, способны обеспечить доступ к данным в запрашиваемых формах и объемах, визуализировать данные, подготовить их для анализа. Однако, IT-специалисты, в рамках своих служебных обязанностей, как правило, не участвуют в процессе принятия стратегических решений по дальнейшему развитию отрасли или предприятия.

Принятием ответственных стратегических решений, определяющих судьбу общества, отрасли или компаний, занимаются руководители и аналитики, специалисты предметной области, обладающие глубокими знаниями в своей сфере деятельности и наделенные соответствующими полномочиями. Мозг аналитика и руководителя, анализируя большие объемы данных, на основе опыта и интуиции создает новую информацию и на ее основе новые знания, в то время как компьютер оперирует только существующей информацией. Именно по этой причине многочисленные попытки в области создания искусственного интеллекта пока не увенчались успехом.

Сложилось так, что практически всегда между специалистами предметной области и базой — хранилищем данных стоит специалист по информационным технологиям — посредник — способный быстро подготовить данные на запрос к базе и снабдить предметника запрашиваемой информацией.

В связи с тем, что процесс автоматизации управления и производства в современных предприятиях выполнялся не равномерно, информация, доступная для анализа и принятия управленческих решений очень часто не вполне достоверна, не всегда актуальна и целостна.

Поэтому, руководители предприятий и аналитики в процессе ознакомления с информацией, десятилетиями накапливающейся в базах данных, встречаются с множеством ошибок и неточностей (зачастую приводящих к неверным решениям)[1].

В последнее время активно разрабатываются программные комплексы, оказывающие помощь в принятии решений. В помощь бизнесу создаются программные средства для бизнес-аналитики (БизнесИнтелленджес, BI). Однако проблема анализа многомерных сложноструктурированных данных актуальна до сих пор, так как большинство инструментов не позволяют быстро и эффективно обрабатывать подобные данные, и при этом остро стоит проблема визуального анализа и прогноза.

Человек и его биомозг, органы чувств, образ жизни исторически формировался в пространственно-временном континууме с координатами x, y, z, t, где x, y, z — это евклидовы пространственные координаты, представляющие собой ортогональные равномерные численные оси, имеющие направления, а время — скаляр, не имеющий пространственного направления, но являющийся равномерной осью с непрерывно нарастающими

[1] Работу через посредника можно сравнить с работой дизайнера специалиста экстра-класса, который проектирует дизайн помещения в комнате без света, вооруженный узконаправленным фонариком.

значениями. Вместе с тем, многообъектная, многопараметровая система того или другого назначения, созданная людьми или природного происхождения, как правило, имеет большее число измерений в пространстве, в котором оно существует (прежде всего за счет «осей» объектов и «осей» параметров).

Примером многообъектных сложных многопараметрических систем (МОС) могут служить следующие:

- совокупность государств на земном шаре, описываемая целым рядом параметров;
- совокупность субъектов каждого из государств в его границах;
- совокупность видов промышленности в каждом субъекте;
- совокупность месторождений полезных ископаемых, обеспечивающих данный вид промышленности;
- совокупность скважин на каждом месторождении будь оно нефтяное или газовое.

Деятельность человека направлена на создание, управление и контроль за развитием (МОС) в различных областях, таких как медицина (система научных институтов, больниц, клиник с параметрами, связанными с их количеством, специалистами, объемами потребляемых средств, количеством больных, видов болезней и т.д.); метеорология (изучение климата планеты по сети объектов — метеорологических станций); сейсмология, экология (объекты — пункты наблюдения за составом воздуха, воды и прочее); производство — совокупность предприятий различного профиля — энергопредприятия, нефтегазоперерабатывающие заводы, строительные организации, строительные объекты, компании различного профиля, совокупность дочерних компаний и так далее.

Совокупность объектов каждого направления легко представить себе как некий числовой ряд, вдоль которого они располагаются (или в виде дискретной псевдооси многомерного пространства). При этом порядок объектов может быть любым: по алфавиту, по крупности, по важности и т.д. Все объекты характеризуются совокупностью параметров, причем совокупность объектов одного типа или предназначения, как правило, характеризуется примерно одинаковым набором, описывающим их состояние параметров.

Таким образом, каждая МОС может быть представлена в пяти-, шести- и более мерных пространствах.

Так каждая точка нефтяного пласта в шестимерном пространстве характеризуется пространственным положением (x, y, z), состоянием на каждую дату — t, наименованием пласта (объектная ось O) и названием параметра (параметрическая ось P). Производственные объекты (например, МОС-нефтеперерабатывающие заводы) можно описать в пятимерном пространстве x, y, t, o, p.

В настоящее время в Обществе с ограниченной ответственность «ПиК» закончена разработка пакета программ, получившего название MDV (multi dynamic viewing), являющегося продолжением ранее разработанных (начиная с 1996 г.) специализированных пакетов для геофизики и геологии (DV-Discovery, DV GEO, DV SeisGeo, SeisProN и др.), но вместе с тем далеко выходящего за рамки топливно-энергетического комплекса.

Идеология пакета MDV полностью разработана в ОАО «ЦГЭ» авторами настоящей статьи.

Новая парадигма, положенная в основу пакета MDV, основана на единовременном создании с помощью компьютера т.н. «информационного пространства руководителей и специалистов», которое снабжено оригинальным аналитическим функционалом и мощными средствами интерактивной визуализации, позволяющими работать в нем без посредников и получать новые знания об изучаемых процессах, непосредственно влияющие на принятие стратегических решений.

Ниже кратко описываются принципы и функциональная система MDV и приводятся примеры использования.

Принципы новой парадигмы

В основу программ MDV положены некоторые принципы работы биологического мозга человека — специалиста.

Для управления сложными системами и принятия управленческих решений с прогнозируемыми результатами необходимо из огромного объема информации выделить ту ее часть, которая несет знание о состоянии системы и его изменении во времени, позволяющее оценить тренды и успешно прогнозировать развитие[2].

Т.к. управление сложными системами осуществляется человеком, настоящая

Материалы и методы
Программные разработки для обработки, интерпретации и анализа геолого- геофизических данных. Программирование, моделирование, структуризация данных, создание баз данных, бизнес-аналитика.

Ключевые слова
Новая парадигма, программное обеспечение, интерактивная и трёхмерная визуализация, цветокодирование, многопараметровые и многообъектные данные, бизнес-аналитика, стратегические решения

New paradigm for human interaction with computer in analyzing multi-object and multi-parameter systems and in managerial decision-making

Authors
Alexey S. Kashik (Moscow, Russia)

ScD (Tech.), RANS Member; General Director, Central Geophysical Expedition OJSC; USSR Science and Technology State Prize Winner

Georgiy N. Gogonenkov

ScD (Tech.), RANS Member; First Deputy General Director, Central Geophysical Expedition OJSC; USSR Science and Technology State Prize Winner

Abstract
The article describes new ingenious MDV (Multi-Dimensional Viewing) software system created by PEC LLC on the basis of fully CGE-developed ideology. MDV operational principles and functions are extension of earlier CGE-created specialized DV-Discovery, DV-Geo, DV-SeisGeo and other software systems; MDV, however, extends far beyond the fuel-and-energy sector needs. The new paradigm behind MDV is a tool to help the user create "information space for manager and specialist" at a sweep. This space is outfitted with ingenious functionality and powerful interactive visualization means allowing the user to work unassisted and gain new knowledge about processes that may directly influence strategic decision-making.

Рис. 1 — Формирование пространства взаимосвязанных объектов

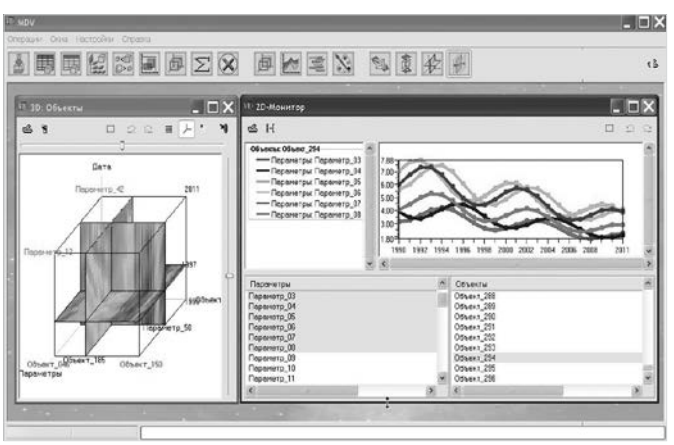


Рис. 2 — Построение графиков

[2] Соотношение объемов собранной информации и выделенных из них объемов знаний зачастую соотносятся как 1000:1 и даже более (например, в сейсморазведке на нефть, сейсмологии и др.).

Illustrative examples are provided.

Materials and methods

Software products designed to process, interpret and analyze geoscience data. Programming, modeling, simulation, data structuring, database creation, business intelligence.

Results

The article considers principal result of creating new concept to analyze and use multi-parameter data in strategic decision-making aimed at developing an industry sector, a corporation and/or an enterprise. MDV evolves from the software systems that were originally designed to process and interpret geoscience data, which has been one of the major lines of CGE activity for over 20 years.

Conclusions

It is not only mathematicians, programmers or IT specialists whom MDV technology permits being conclusively involved in analyzing multi-parameter structures but also a broad variety of specialists and different-level decision-makers in charge of working out development strategy for an industry sector, an enterprise or an enterprise unit.

Keywords

new paradigm, software, interactive 3D visualization, color-coding, multi-parameter and multi-object data, business intelligence, strategic decisions

парадигма призвана обеспечить при их изучении и принятии решений наиболее комфортные условия для биологического мозга человека:

- биологический мозг является весьма совершенным аналоговым устройством, предназначенным для обработки непрерывных потоков информации, поступающих через пять основных датчиков (органов чувств), главным из которых и наиболее мощным является зрение;
- человеку свойственно образное мышление. Это означает, что все объекты в биологической памяти хранятся в виде двух-, трехмерных образов на «внутренних экранах»[3], однозначно их характеризующих по основным признакам;
- аппарат обработки информации мозгом имеет прямой и очень быстрый доступ к биологической памяти (без составления «запросов» и «посредников»);
- дозирование информации, поступающей из биологической памяти, и скорость определяются индивидуальными особенностями аппарата обработки и практически не имеют ограничений;
- информация в биопамяти человека структурирована так, что вызов образа любой совокупности объектов осуществляется практически мгновенно. Это происходит благодаря быстрому поиску по ключевым словам (образам) соответствующих областей хранения данных по иерархическим признакам (континенты, государства, субъекты, компании, предприятия, цеха ...) по геометрическим (север, юг, Восточная Сибирь, Приморье ...), параметрическим (размеры территорий, объем населения, различные количественные оценки ...), по временным (век, год, месяц, произвольный интервал времени) и т.д.;
- перебор свойств и глубокое ознакомление с каждым из выбранных совокупностей объектов осуществляется практически мгновенно;
- способы обработки аналоговой (образной) информации достаточно просты (больше – меньше, лучше – хуже, раньше – позже, выгоднее – невыгоднее, дороже – дешевле, быстрее – медленнее и т.п.);
- информация, полученная по более сложным алгоритмам (расчеты трендов, статистические обработки, многовариантное моделирование процессов, описываемых дифференциальными уравнениями в частных производных и т.д.), отдается цифровым обрабатывающим устройствам и заносится в биопамять в виде готовых образных результатов (графиков, гистограмм, карт, объемных моделей и т.д.);
- количество информации, необходимое для принятия решений, в силу ограниченности объемов биопамяти, в большей мере индивидуально. Обращение же за дополнительной информацией к другим специалистам или через запросы к памяти ЭВМ резко увеличивает время поиска оптимальных решений;
- для аппарата обработки аналоговой образной информации характерно мысленное сравнение временных процессов по различным параметрам объектов, оценки превышений, отклонений от проектных данных, реакций на вмешательство внутренних и внешних факторов и т.д.;
- успешность и добротность управленческих решений в большей мере определяется полнотой собранной информации и равнобыстрым доступом к любым частям информационного массива.

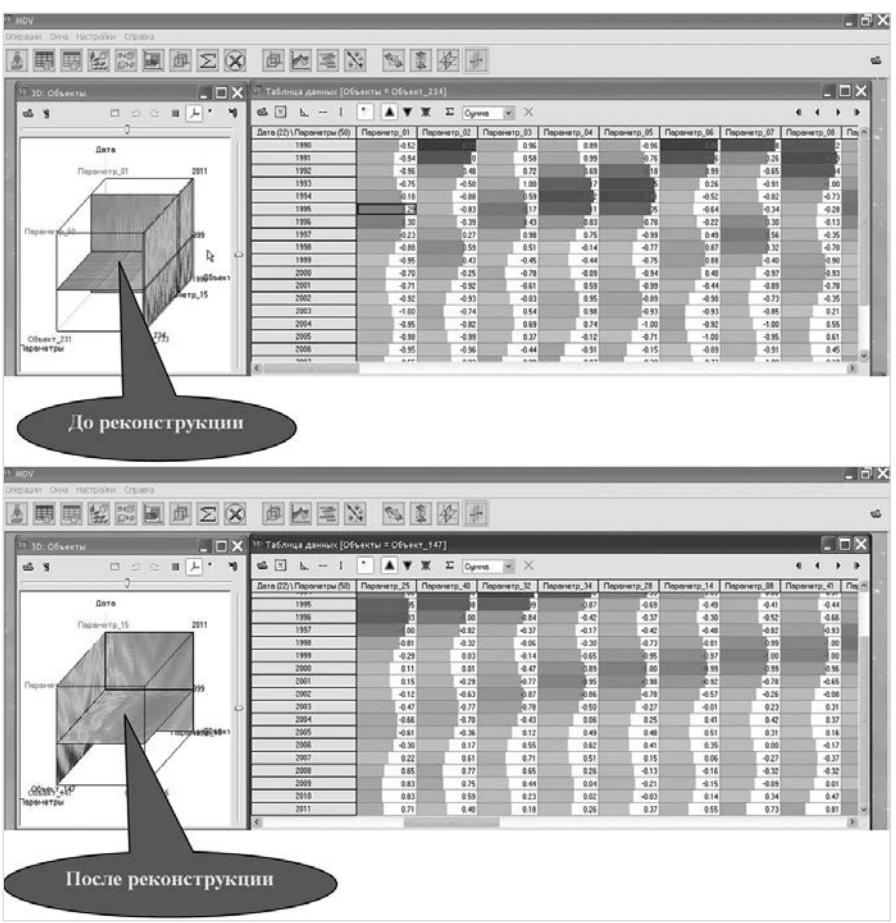


Рис. 3 — Определение скрытых взаимосвязей существующих в исходных данных

Успешность любой системы, предназначенной для бизнес аналитики и помощи в принятии УР (управленческих решений), определяется тем, насколько комфортны для принимающего решение, поиск и подача информации в мозг Аналитика.

Система MDV направлена на создание индивидуального информационного пространства в помощь Аналитику в части сколь угодно значительного расширения его биологической памяти за счет быстрого визуального выноса на экран компьютера информации по любому рассматриваемому вопросу, требующему управленческого решения.

1. Технически это осуществляется по каналу зрение-биомозг-рука-курсор-экран-зрение. Канал работает в режиме глубокой обратной связи.

[3] Угол зрения человеческого глаза ~7°. Разрешенность сетчатки около 0.5'. Поэтому «внутренний дисплей», на котором в биологическом мозге «всплывают» изображения, ~840x840 пикселей.

При этом знание компьютерных инструментов (Windows, Sybase, DB-2 и т.д.) не является необходимым (также как и пользование клавиатурой).

2. Информация подается в образном аналоговом виде (графики, карты, тела, таблицы и т.д.).
3. Скорость подачи информации и ее объемы определяются индивидуальными особенностями (способностями) Аналитика, не требуют специальных запросов и знающих компьютер посредников[4].
4. Информация по каналу экран-зрение-мозг практически аналогична по скорости подачи и объемам информации по каналу биопамять — аппарат обработки информации биологическим мозгом — биопамять.
5. На экран компьютера выносится вся необходимая для принятия решения информация об объекте, либо совокупности объектов. Для чего вся накопленная ранее информация предварительно структурируется по группам объектов и их параметрам, являющимся функциями времени, в 3D координатах объект-параметр-время. Вызов на экран тех или иных «кубов – пространств» данных осуществляется по ключевым словам, составляющим иерархическое дерево данных, определяющим местонахождение объектов, по величинам параметров, по временным интервалам и т.д.
6. Доступ к параметрам и перебор объектов осуществляется путем слайсирования кубов данных по объектной, параметрической или временной осям практически с любой скоростью.
7. Обработка аналоговой информации: вынос на экран и сравнение параметров различных объектов по величине и времени осуществляется также с любой скоростью.
8. Обращение к «посредникам» с целью формирования запросов и получения данных из реструктурированных баз, как правило, не требуется.
9. Сравнительные оценки выполняются графически, вычитанием, нормированием и т.д.
10. Обеспеченность возможности обращения и получения данных из различных временных и пространственных областей практически ничем не ограничена.

Визуализация информационных пространств

Информационное n-мерное пространство может быть представлено числом m-мерных пространств, равным

$$C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!}.$$

Например, выше описанное 6-мерное пространство точки нефтяного пласта визуализируется в 3d-матрицах числом

$$C_6^3 = \frac{6!}{3!(6-3)!} = 20,$$

а пятимерное $C_5^3 = \frac{5!}{3!\cdot 2!} = 10$.

Рассмотрим представление общего объема пятимерного пространства x, y, t, o, p, меньшими по размерности пространствами, которые при визуализации воспринимаются аналитиком как привычные и легко узнаваемые (таб.1).

3D кубы слайсируются двумерными пространствами. Знаком *) помечены неоднозначные слайсы, когда двумерное пространство создано из оси и псевдооси. Переставляя объекты на оси объектов или наименование параметров на оси параметров, мы получим совершенно разные слайсы. Остальные пять двумерных слайсов-пространств являются сечениями всего двух пространств 3D, помеченных **). Поэтому для создания пространства аналитика-специалиста достаточно визуализировать, собрав информацию в две трехмерные матрицы (txy и top).

Первая матрица или 3D информационное пространство специалиста позволяет проследить на плоскости xy поведение любого заданного параметра, картируемого по совокупности объектов МОС во времени. Будем называть его ПРОСТРАНСТВОМ ПАРАМЕТРА (ОДНОГО ИЗ МНОГИХ) МОС на реальной заданной территории.

Вторая 3D матрица o, p, t — описывает состояние всех объектов МОС по всем параметрам в любой момент времени независимо от пространственного расположения объектов и носит название ПРОСТРАНСТВА СОСТОЯНИЙ СИСТЕМЫ ОБЪЕКТОВ МОС.

Если объектом является точка трехмерного (xyz) пространства (например, геологического пласта), то общее пространство с учетом псевдоосей O — перечень названий объектов и P — перечень наименований параметров и единиц измерений, изменяющихся во времени, становится шестимерным.

Легко показать, что пространственная система любой размерности любого набора объектов при визуализации может быть представлена пространством состояния МОС и пространственно временным четырехмерным континуумом для любого параметра системы xyzt, при слайсировании которых обеспечивается полное представление о МОС. Причем, для различных МОС существуют собственные информационные пространства.

Функционал MDV включает в себя следующие инструменты:

- Загрузка баз данных, импорт из источников данных — ODBC, экспорт данных в EXCEL.
- Создание взаимосвязанных визуальных образов в виде кубов данных, слайсов, графиков, гистограмм, объемных тел, карт изолиний и т.д.
- Цветокодирование данных.
- Использование процедур группировки, детализации, агрегирования, реконструкции и сортировки.
- Использование фильтров: – иерархических, параметрических, временных, геометрических и смешанных.
- 2D/3D калькулятор, создание новых параметров.
- Конструирование объемных трендов, моделирование и прогнозирование.
- Реализация мультипроектных режимов — загрузка нескольких кубов, управление переходами между кубами, визуализация объектов на разных уровнях иерархии.
- Печать форм и таблиц.

Инструментальные средства технологии MDV

Новая парадигма взаимодействия человека с компьютером кроме традиционных средств представления информации: — таблиц, отчетов, справочных данных, извлеченных из базы данных, графиков и гистограмм, предлагает самостоятельно создавать новые графические представления, наиболее близкие для восприятия руководителем или аналитиком. Эти новые графические представления дают возможность окинуть единым взглядом большие объемы информации, увидеть скрытые взаимосвязи информационных объектов, изучить динамику изменения процессов во времени и пространстве.

Новые графические технологии MDV — это уникальные алгоритмы выделения в многомерном пространстве однородных объемных тел, в соответствии с заданным набором условий на числовые данные, загруженные в куб, построение карт изолиний для указанных объемных тел с демонстрацией их

1D (C_5^1=5)	2D (C_5^2=10)	3D (C_5^3=10)	4D (C_5^4=5)	5D (C_5^5=1)
x	xy	xyt**)	xyto	xytpo
y	xt	xyo	xytp	
t	xo*)	xyp	ytop	
o	xp*)	yto	ytox	
p	yt	ytp	topx	
	yo*)	top**)		
	yp*)	tox		
	to*)	opx		
	tp	opy		
	op	xpt		

Таб. 1

[4] *При необходимости (вначале) может быть использован технический посредник («кнопочник»), изучивший функционал MDV и строго выполняющий указания Аналитика.*

изменения во времени, диаграммы сравнительного анализа (деление на слайс), и т.д.

Аналитик впервые может увидеть как объемные тела, характеризующие, например, распространение шлейфа загрязнения атмосферы или водоемов изменяются во времени и на карте местности. При этом аналитик имеет возможность изучать различные варианты развития этих процессов, самостоятельно задавая различные условия на построение объемных тел, в зависимости от поставленной цели исследования.

Кроме того, используя аналитические средства MDV, аналитик, имеет возможность не только получить достоверное знание об истории развития любой многофакторной структуры, ее современное состояние, но и обоснованно прогнозировать ее дальнейшее развитие.

Практически это выполняется следующим образом:

1. **Пусть дан проект, в котором анализируется сто объектов, каждый из которых характеризуется, например, 20-ю параметрами.**
   В качестве объектов могут быть даны страны, города, заводы, поликлиники, магазины, месторождения, нефтяные скважины и т.д.
   В качестве параметров могут быть статистические или измеренные данные развития объектов во времени, характеристики городов — население, количество учебных заведений, количество предприятий, бюджеты, объемы инвестиций и т.д.
2. **Загружается из базы данных куб MDV.**
   В нем имеются оси: — «Объекты», «Параметры», ось времени — «Дата» и соответствующие слайсы, которые представляют собой плоскости сечения куба по одной из этих осей. Каждому слайсу соответствует таблица для конкретного Объекта, конкретного Параметра и конкретной даны Времени.
3. **Формирование информационного пространства аналитика.**
   Реализуется важная функция MDV — мгновенная качественная визуализация больших объемов информации, хранящейся в любых базах данных. В рабочем пространстве MDV формируются взаимосвязанные представления данных в виде — таблиц, графиков, диаграмм, объемных параметрических трендов, схем расположения объектов и карт изолиний и т.д. При перемещении любого слайса куба, данные в таблицах, синхронно обновляются (см. рис.1).
4. **Интерактивная визуализация данных (2D-монитор).**
   MDV располагает мощными и разнообразными средствами интерактивной визуализации. Программа обеспечивает построение графиков кривых и гистограмм, выбор шкалы измерений — линейной, или — логарифмической, режима отображения сетки, возможность отображения легенды, определения толщины линии цвета и размера точек (см. рис. 2).
5. **Использование фильтров.**
   Для того, чтобы при анализе больших объемов информации акцентировать внимание пользователей лишь на ключевых факторах, в технологии MDV используются различные фильтры:
   - Иерархический фильтр
   - Параметрический фильтр
   - Геометрический фильтр
   - Временной фильтр
   - Смешанный фильтр.
6. **Анализ временных рядов (Реконструкция) MDV.**
   Использует набор алгоритмов для определения скрытых взаимосвязей существующих в исходных данных, с целью выявления имеющихся трендов (см. рис. 3.).
7. **Изучение объемного тренда.**
   Если необходимо, MDV позволяет выделить те пространственно- временные области на изучаемом месторождении, на которых, например, добыча нефти в определенный период времени превышала бы заданную величину, построить карты изолиний, проследить динамику изменения заданных параметров во времени, осуществить прогноз на будущее. Технология MDV направлена на то, чтобы руководители предприятия или аналитики, не будучи математиками или программистами, могли самостоятельно, находясь в привычном для них информационном пространстве, осуществлять сравнительный анализ, выбирать наиболее важные элементы и находить закономерности в динамике развития изучаемых процессов. Например, с помощью геометрического фильтра можно отобрать только интересующие нас объекты на карте местности и осуществить построение карты в изолиниях. При движении слайсов вдоль осей «Дата» и «Параметры» синхронно изменяется карта изолиний, что позволяет увидеть динамику изменения изучаемых процессов в пространстве и времени.
8. **Использование параметрического фильтра.**
   С помощью параметрического фильтра можно выделить только те объекты, диапазон значений параметров которых, необходим для решения определенной задачи. При этом в пространстве xyt выделяются однородные объемные тела, соответствующие заданному диапазону параметров, получившие название тела процессов, происходящих в плоскости *xy* во времени.

Таким образом, руководитель или аналитик самостоятельно формирует индивидуальное информационное пространство, которое позволяет создавать новые взаимосвязанные ключевые визуальные объекты и изучать их поведение во времени, что позволяет ему принципиально по-новому рассмотреть информацию, с помощью которой формируются новые представления об изучаемых процессах, непосредственно влияющие на выбор стратегии развития и принятия решений.

В короткой статье нельзя в полном объеме описать возможности MDV, прежде всего потому, что эти возможности формируются самим аналитиком в процессе работы над данными, определяются его опытом и глубиной знаний. В настоящее время в ОАО «ЦГЭ» созданы примеры многих десятков информационных пространств различных направлений, которые позволяют специалистам различного профиля свободно работать в своих областях с переходом в область детализации или интегрирования объектов и их свойств.

Заключение:

- Бизнес-аналитика — один из самых быстро растущих сегментов рынка программного обеспечения, и она чрезвычайно важна для конкурентоспособности организаций, ведения их бизнеса и инфраструктурной эффективности.
- Технология MDV позволяет доказательно заниматься анализом многопараметрических структур не только математикам, программистам и специалистам в области информационных технологий, но и специалистам и первым лицам различного уровня, от которых непосредственно зависит принятие решений по выработке стратегии дальнейшего развития отрасли, предприятия, цеха.
- Новая парадигма взаимодействия человека с компьютером при анализе многопараметрических систем и принятии управленческих решений позволяет создавать новые информационные объекты, минуя процессы формализации знаний руководителями-специалистами, исключая передачу функций анализа многофакторных процессов специалистам иных профессий.
- MDV благодаря продвинутой трехмерной визуализации массивов многопараметрических данных, является универсальной информационной основой для принятия взвешенных управленческих решений на всех уровнях руководства.
- Коротко новая парадигма может быть сформулирована так:

Компьютер ДЛЯ специалиста, а не ВМЕСТО него, какой бы области человеческой деятельности не касались собранные в базах данные.

Итоги

В статье рассмотрены основные результаты работ по созданию новой концепции анализа многопараметрических данных для их использования при принятии стратегических решений , направленных на развитие отрасли, корпорации,. предприятия. Данная разработка опиралась на разработки программного обеспечения, предназначенные для обработки и интерпретации геолого- геофизических материалов, проводимых в течение более 20 лет ОАО «ЦГЭ».

Выводы

Разработанная технология MDV позволяет доказательно заниматься анализом многопараметрических структур не только математикам, программистам и специалистам в области информационных технологий, но и специалистам и первым лицам различного уровня, от которых зависит принятие решений по выработке стратегии развития отрасли, предприятия, цеха.

УДК 622.276:681.5.09

Разработка и тестирование автоматизированных систем управления процессами добычи и подготовки нефти на основе временных автоматов

А.Г. Зебзеев (Томск, Россия)
zebzeevag@gmail.com

Инженер отдела автоматизации технологических процессов ОАО «ТомскНИПИнефть»

Д.В. Журавлев

Инженер отдела автоматизации технологических процессов ОАО «ТомскНИПИнефть»

Е.И. Громаков

К.т.н., доцент кафедры интегрированных компьютерных систем управления НИ ТПУ

М.А. Пушкарев

Начальник отдела автоматизации технологических процессов ОАО «ТомскНИПИнефть»

Предложен подход к разработке алгоритмов автоматизированных систем управления и тестированию программных реализаций на соответствие разработанным алгоритмам на основе временных автоматов. Выявлены преимущества автоматных моделей как языка алгоритмизации. Рассмотрены опыт и разработки ОАО «ТомскНИПИнефть» в применении автоматных моделей при проектировании автоматизированных систем управления процессами добычи и подготовки нефти. Показана необходимость тестирования программного кода с полным выявлением ошибок.

Материалы и методы
Теория автоматов, дискретная математика, теория графов.

Ключевые слова
временной автомат, автоматизированные системы управления, разработка алгоритмов, тестирование программной реализации

Automated control systems of oil extraction and treatment processes development and testing based on timed finite state machines

В условиях постоянного увеличения степени автоматизации процессов добычи и подготовки ископаемых углеводородов, ужесточения требования к качеству и безопасности этих процессов, вопросы оптимальной разработки, реализации и тестирования алгоритмов и программ управления с высокой степенью точности стоят наиболее остро. Зачастую разработчиками математического обеспечения (МО) автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и программного обеспечения (ПО) АСУ ТП являются различные организации. Данное обстоятельство определяет риск создания программных реализаций с логикой, не соответствующей разработанным алгоритмам МО.

Стоит отметить, что корректность работы всей системы управления напрямую зависит от того, насколько правильно написана программная реализация. При этом выполнение тестирования ПО на соответствие логике алгоритмов является зачастую творческим процессом, полнота которого не гарантируется проверяющим. В этих условиях желательно использовать единый научно-обоснованный метод и инструмент для разработки и тестирования ПО, и такая возможность предоставляется при использовании автоматных моделей.

Большинство процессов управления, происходящих в программируемых логических контроллерах (ПЛК) автоматизированных систем управления можно свести к преобразованию информации. Существует некоторый вход ПЛК, который представляет собой набор сигналов. Комбинация сигналов в каждый момент времени представляет собой символ x входного алфавита X. Алфавит X суть множество всех, определенных для данного автомата, символов (комбинаций входных сигналов). Преобразователь информации A реализует соответствие x→y, где y — выходной символ (комбинация выходных сигналов). Выходные символы, в свою очередь, составляют выходной алфавит Y преобразователя. Автоматный преобразователь характеризуется тем, что выход Y зависит не только от состояния входа X на данный момент, но и от истории состояний входа. При неопределенно долгом времени функционирования автомата размер его истории входа бесконечен. Для обеспечения реализуемости вводится ограничение, заключающееся в том, что автомат может находиться в одном из состояний конечного множества. Такой автомат называется конечным автоматным преобразователем информации или конечным автоматом [1, с. 87]. Большинство реальных алгоритмов управления содержит временные аспекты. В этом случае в каждом состоянии автомат может иметь временную задержку (таймаут). Если по истечении таймаута на автомат не поступило ни одного входного воздействия, то автомат переходит в другое (предписанное) состояние. Такие автоматы называются временными автоматами. Наиболее наглядным видом представления автоматной модели является диаграмма состояний (граф переходов), пример которой приведен на рисунке 1.

В зависимости от возможных входных воздействий (X) автомат может переходить из состояния в состояние с выдачей определенных выходных воздействий (Y) на исполнительное устройство. Для этого в автоматной модели есть переходы, помеченные вход-выходными действиями.

Пусть автомат и, соответственно, сам объект управления находятся в одном из следующих состояний: 1. Отключен. 2. Отключен по месту. 3. Включен по месту. 4. Команда на отключение. 5. Команда на отключение не прошла. 6. Сброс команды. 7. Внутренняя ошибка.

Каждое из входных и выходных воздействий в каждом из состояний представляет собой некоторую комбинацию сигналов. Входной и выходной алфавиты представляются подробно в отдельных таблицах.

Пусть состояния 1, 2, 3, 4, 6 имеют временную задержку. Для учета этого воздействия X0C и X15 включают в себя сигналы таймера (таймауты).

С использованием этих допущений при выполнении проектных работ логика управления различными устройствами автоматизированной системы может быть описана достаточно подробно. Кроме того, такая автоматная модель имеет ряд преимуществ по сравнению с другими языками алгоритмизации, например, схемами алгоритмов, функциональными схемами, циклограммами и др. Этими преимуществами являются: наглядность и компактность модели, отсутствие

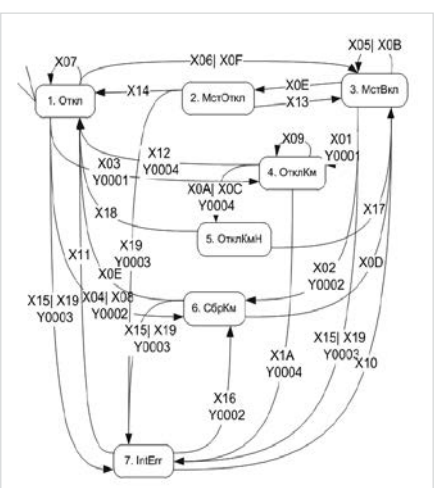


Рис. 1 — Диаграмма состояний работы насоса маслосборника

множества непонятных внутренних переменных — «флагов», а также возможность использования теории графов и дискретной математики для минимизации и формальной проверки на синтаксическую корректность программы, реализующей алгоритм управления.

Вот почему, специалистами ОАО «ТомскНИПИнефть» при проектировании алгоритмов управления широко применяются именно автоматные модели.

Во время проверки синтаксической корректности граф переходов проверяется на достижимость, полноту, непротиворечивость, реализуемость и отсутствие генерирующих контуров. Для этого выполняют минимизацию размерности модели. После минимизации количество узлов, в зависимости от степени различия поведения автомата в разных состояниях, уменьшается на порядок, что уменьшает количество операций сравнения в программе контроллера, где будет реализован алгоритм.

Для описания алгоритма в ОАО «ТомскНИПИнефть» разработана специальная программа FSM (рис. 2), которая реализована на основе теории конечных автоматов Мили. Для удобства работы в программе добавлены функции хранения и управления описательными данными разработанных алгоритмов (база данных MS Access) и вывод результата в виде описания алгоритма согласно нормативной документации [2, п. 7.1]. В соответствии с требованиями [2, п. 7.1] и с тем фактом, что наиболее используемым представлением алгоритмов на сегодняшний день остаются блок-схемы алгоритмов, в проектной документации приходится приводить также и модели в виде блок-схем, которые автоматически генерируются по соответствующему автоматному описанию. В результате работы с программой пользователь имеет связанный набор данных, который можно вывести либо в код программы контроллера, либо в описывающий разработанный алгоритм документ. В последнем случае программа, через OLE интерфейс, генерирует:

- описание используемой алгоритмом информации (MS Word);
- блок-схему функции переходов (MS Visio);
- таблицу переходов-выходов (MS Word);
- описание выходного алфавита (MS Word) [1, с. 89].

Следующей задачей создания МО проекта является разработка теста для проверки кода программы на соответствие алгоритму. Задача выявления ошибки в программной реализации алгоритма является очень ответственной и трудоемкой. Рассмотрим наглядный пример.

На рисунке 3 приведен фрагмент блок-схемы алгоритма, который определяет логику работы насоса во время аварии (S = 0x08). Фактически в данном состоянии в а горитме проверяется только одна входная переменная — «Break» (наличие аварии). Если приходит сигнал «Break», значение которого равно 1, то алгоритм остается в текущем состоянии. Если значение данного сигнала равно 0, то алгоритм переходит в состояние — отключен (S = 0x01).

На рисунке 4 приведен некорректный код программы, реализованной на языке Си. В коде присутствует лишняя строка, дополнительно проверяющая переменную «Command» (команда). Значение переменной «Command», равное 2, означает включить насос. В ответ на значение 2 переменной «Command» формируется соответствующий выходной сигнал — включить насос (On = 1).

Тривиальный вариант тестирования программы будет строиться на проверке логики на соответствие алгоритму (рис. 3), т.е. проверке только отклика программы на переменную «Break». При такой проверке ошибка с большой вероятностью не будет выявлена (в частности, в тех случаях, когда значение переменной «Command» не равно 2), и есть вероятность, что данная ошибка может и вовсе не выявиться в течение подготовки проекта к внедрению.

В результате в процессе эксплуатации при ложном срабатывании или ошибочном действии оператора насосный агрегат во время аварии может быть запущен в работу. Такая ситуация может привести к тяжелым последствиям. Задача тестирования еще более усложняется при проверке алгоритма с временными задержками. В этом случае при тестировании необходимо иметь дело уже с двумерными сигналами.

Данный пример показывает, что для тестирования программных реализаций на соответствие спецификации необходима полная

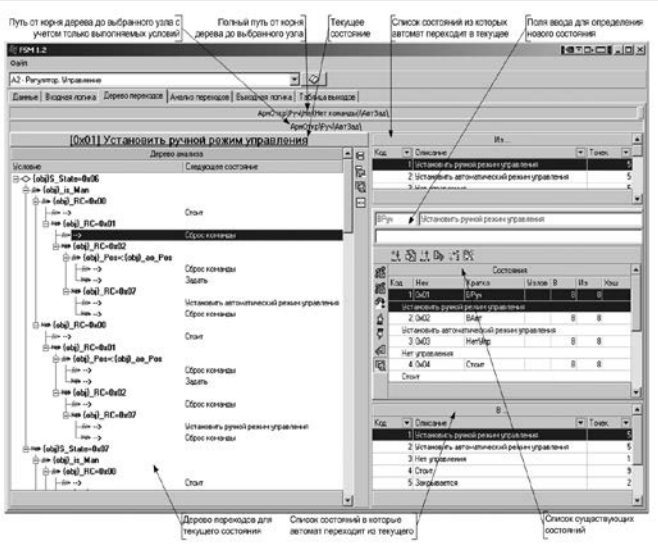


Рис. 2 — Интерфейс программного продукта FSM 1.2

Authors

Alexey G. Zebzeev (Tomsk, Russia)

academic degree is absent
workflow automation department engineer
of JSC «TomskNIPIneft»

Denis V. Zhuravlev

academic degree is absent
workflow automation department engineer
of JSC «TomskNIPIneft»

Evgeny I. Gromakov

PhD, National ResearchTomsk Polytechnic University, associate professor

Pushkarev A. Maxim

academic degree is absent
workflow automation department chief
of JSC «TomskNIPIneft»

Abstract

Approach to automated control system algorithms development and deriving conformance test suites for program implementations is proposed. Finite state machines using advantages as algorithm language are revealed. JSC "TomskNIPIneft" experience and developments of finite state machines using for automated control system of oil extraction and treatment project engineering are referred. Necessity of software testing with the guaranteed fault coverage is presented.

Materials and methods

Automata theory, discrete mathematics, graph theory.

Results

Software «FSM» for development of control algorithms based on automata theory is implemented. Software «FSM» using makes it possible to reduce time for algorithms development, test and optimization in the mathematical support engineering stage. Automata models using for development of program implementation conformance testing is introduced. This methodology makes it possible to test software with the guaranteed fault coverage.

Conclusions

This article is proposed the approach to timed finite state machines using for development of automated control system algorithms and deriving conformance test suites with the guaranteed fault coverage for program implementations. Necessity of software testing with the guaranteed fault coverage is cited as an example. Automata theory using makes it possible to reduce time for algorithms development, test and optimization in the mathematical support engineering stage. Science-based software testing methodology makes it possible to enhance quality and competitiveness of project documentation as well as makes it

possible to reduce time for software testing during starting-up and adjustment procedures.

Keywords
timed finite state machine, automated control systems, algorithm development, program implementation testing

References

1. *Marareskul S.I., Tutayev E.A. Finite automata theory and binary tree for method of formal designing and discrete control algorithms description // Oil industry. — 2008. — № 10. — P. 86-90.*
2. *Standardization management directive. RD- 50-34.698-90 "Automated systems. Records content requirement ". Group P87 — M.: 1992.*
3. *Zhigulin M.V., Dmitriev I.M., Yevtushenko N.V. Test synthesis with the guaranteed fault coverage for timed finite state machines // TPU news. — 2010. — T. 316. — №5. — P. 104-110.*
4. *Vasilevskiy M.P. About recognition of finite state machines faultiness // Кибернетика. — 1973. — № 4. — P. 93–108.*
5. *Hennie F.C. Fault detecting experiments for sequential circuits // Proc. of 5th Annual Symp. on Switching Theory and Logical Design. — USA, Nov. 1964. — P. 95–110.*

проверка всех переменных каждого из состояний алгоритма. Именно автоматный подход предлагает способы построения полного проверяющего теста, который на начальном этапе представляет собой поиск минимальной входной последовательности (различающей последовательности), формирующей все возможные входные сигналы в каждом из состояний алгоритма.

Для этого исходную автоматную модель предлагается представлять в виде полностью определенного автомата, т.е. такого автомата, для которого в каждом состоянии определен переход по любому из входных сигналов. Это достигается добавлением переходов с входными воздействиями, на которых поведение алгоритма не было описано. При этом автомат должен оставаться в том же состоянии (переход должен представлять собой петлю) и производить некоторый специальный выходной символ, например, Null.

На следующем шаге эта различающая последовательность подается на вход автоматной модели, после чего анализируется последовательность выходных реакций и дополнительно проверяется корректность работы самой автоматной модели. Затем та же входная последовательность подается на вход программной реализации.

Корректная реализация программы должна формировать выходную последовательность, совпадающую с выходом автоматной модели (задержки на каждом из переходов также должны совпадать).

В противном случае результатом теста будет выявление некорректной реализации и места возникновения ошибки.

Согласно классической теории автоматов, полный проверяющий тест можно построить только при условии, что множество рассматриваемых неисправностей ограничено. Тот факт, что проверяемая система должна выдавать только выходные последовательности, предписанные спецификацией (алгоритмом), формально описывается отношением f-эквивалентности между автоматами. В нашем случае система считается исправной, если программная реализация, описывающая ее поведение, является f-эквивалентной временному автомату-спецификации, и на каждую временную входную последовательность тестируемая система реагирует с быстротой, предписанной автоматом-спецификацией [3, с. 107]. Методики построения тестов предложены и достаточно подробно описаны в [3, с. 104–110; 4, с. 93–108; 5, с. 95–110], поэтому в настоящей статье мы не будем подробно останавливаться на этом. Поскольку в данных методиках проверяются все переходы в системе, то такие тесты позволяют выявлять все ошибки, не увеличивающие число состояний в системе.

Итоги

На основе теории автоматов реализована программа «FSM» для разработки алгоритмов управления. Использование программы уменьшает время на разработку, проверку и оптимизацию алгоритмов на стадии проектирования математического обеспечения. Модели автоматов также предлагается использовать для разработки тестов программных реализаций на соответствие алгоритмам. Данная методика позволяет гарантированно выявлять все ошибки в программном коде.

Выводы

В работе предложен подход к применению автоматных моделей для разработки алгоритмов работы автоматизированных систем управления и для полной проверки программных реализаций на соответствие разработанным алгоритмам. Необходимость такого тестирования проиллюстрирована на примере. Использование теории автоматов позволяет уменьшить время на разработку, проверку и оптимизацию алгоритмов на стадии проектирования математического обеспечения. Разработанная научно-обоснованная методика тестирования программного обеспечения позволяет повысить качество и конкурентоспособность проектной документации, а также позволяет сократить трудозатраты на проверку программного обеспечения автоматизированных систем управления технологическими процессами при пуско-наладочных работах.

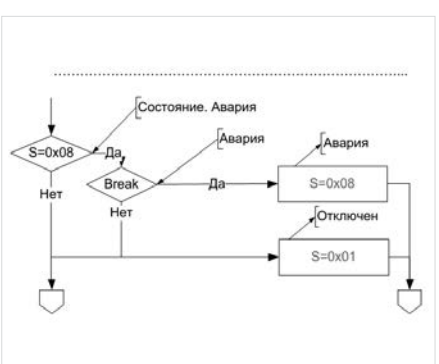


Рис. 3 — Алгоритма работы насоса

```
switch( S )
{.....
case 8:
  i f ((Command==2))   {ON=1;  S=0x08}
 //Пришла команда «Включить»,
 //сработал выходной сигнал «Включить»
  else
   i f ((Break))              {S=0x08}
  else
   i f ((!Break))             {S=0x01}
break;
.....
```

Рис. 4 — Программный код работы насоса с ошибкой

Список использованной литературы

1. Марарескул С.И., Тютяев Е.А. Теория конечных автоматов и бинарные деревья в методе формального проектирования и описания алгоритма дискретного управления // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 10. - С. 86-90.
2. Руководящий документ по стандартизации. РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов». Группа П87 – М.: 1992.
3. Жигулин М.В., Дмитриев И.М., Евтушенко Н.В. Синтез тестов с гарантированной полнотой для временных автоматов // Известия ТПУ. – 2010. – Т. 316. – №5. – С. 104-110.
4. Василевский М.П. О распознавании неисправности автоматов // Кибернетика. – 1973. – № 4. – С. 93–108.
5. Hennie F.C. Fault detecting experiments for sequential circuits //Proc. of 5th Annual Symp. on Switching Theory and Logical Design. – USA, Nov. 1964. – P. 95–110.

14-я международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5-7 декабря
КАЗАНЬ, 2012

ОРГАНИЗАТОРЫ:
Министерство энергетики РТ
Центр энергосберегающих технологий РТ при Кабинете Министров РТ,
Мэрия г. Казани,
ОАО «Казанская ярмарка»
при поддержке Президента и Правительства РТ

В ПРОГРАММЕ:
Заседание Правительства РТ о реализации целевой программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Республике Татарстан на 2010 – 2015 годы и на перспективу до 2020 года».

XIII международный симпозиум «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение».

Конкурс энергоэффективного оборудования и технологий

www.expoenergo.ru

420059, г. Казань, Оренбургский тракт,8
тел.: (843) 570-51-06, 570-51-11 (круглосуточно),
факс: 570-51-23
E-mail: 5705106@expokazan.ru, kazanexpo@telebit.ru

Генеральный Интернет-спонсор

Генеральный Информационный спонсор

УДК 620.1

Комплексный подход в оперативной диагностике электрических машин

В.И. Завидей (Москва, Россия)
Zavidey@vei.ru

с.н.с., д.т.н. ФГУП ВЭИ

С.В. Милованов

ООО «Панатест»

Представлен анализ современных методов и средств диагностики технического состояния асинхронных и синхронных электродвигателей и рекомендации по выбору оптимальных систем контроля для применения на действующем и отключённом оборудовании. Показано, что основываясь на измерениях комплекса основных параметров, полученных одной системой контроля, обслуживание и ремонт электрических машин может производиться по их техническому состоянию без плановых отключений, вскрытия и профилактических испытаний.

Материалы и методы
Прибор контроля цепи питания электродвигателя ALL-TEST IV PRO

Ключевые слова
systems of control Electrical motors, diagnostics of electrical motors

Complex approach for rapid diagnostics of electrical machines

Authors
Viktor I. Zavidey (Moscow, Russia)

doctor of the technical science.
FGE All Union E I

Sergey V. Milovanov

PANATEST Ltd

Abstract
Is represented the analysis of contemporary methods and means of diagnostics of the technical state of asynchronous and synchronous electric motors and recommendation regarding the selection of the optimum systems of control for the application on operating and off equipment. It is shown that, being based on the measurement of the complex of the basic

Силовые трансформаторы, и электрические двигатели являются главными составляющими в системах распределения и потребления электрической энергии. Синхронным и асинхронным электроприводом потребляется более половины электроэнергии, производимой в мире. Силовые трансформаторы конечных потребителей представляют наиболее многочисленную группу электрических аппаратов, влияющих на стабильность энергоснабжения предприятий и населения. Сбои электроснабжения, повреждение электродвигателей ведет к нарушению технологических процессов, повышенному браку продукции, дополнительным затратам на их восстановление и ремонт, а также на нормализацию технологического процесса. Неплановые аварии, как правило, сопряжены со значительными экономическими издержками, особенно в ключевых отраслях производства (энергетика, нефтегазодобыча, транспорт и др.).

Оперативному диагностированию технического состояния электрических машин в рабочих режимах или кратковременных остановах уделяется значительное внимание, но из-за их огромного количества ограничивается тепловизионным контролем и измерением вибрационных характеристик электрических двигателей. В этой связи разработка методов и измерительных систем определения комплексных характеристик, позволяющих с высокой вероятностью определить техническое состояние аппаратов и снизить ущерб от этих прецедентов за счет раннего обнаружения зарождающихся дефектов.

Системы и методы диагностики электрооборудования можно разделить на две основные группы. К первой группе относятся методы тестовой диагностики, требующие формирования искусственных возмущений, воздействующих на изучаемый объект: измерение сопротивления изоляции, токов утечки, внутреннего сопротивления обмоток, тангенса угла диэлектрических потерь обмоток, и др. Вторая группа включает в себя методы оперативной диагностики, используемые для электрооборудования, являющегося источником естественных возмущений в процессе работы. Каждая группа в свою очередь делится на две других — это методы, позволяющие обнаружить неисправность электрооборудования в целом и методы, выявляющие конкретную неисправность или дефект. Тестовое диагностирование — основной вид выявления дефектов электрооборудования в отечественной энергетике. Им и определяется структура технического обслуживания и ремонта по регламенту. Подобный подход часто способствует появлению дефектов. Так, при проведении плановых ремонтов электрических машин, двигатель подвергается высоковольтным испытаниям, которые вызывают появление в обмотке частичные разряды и микродефекты, развивающихся в процессе работы электромашины. Каждое высоковольтное испытание увеличивает число дефектов и в конечном итоге приводит повреждению электрического двигателя.

Для перехода с обслуживания и ремонта по регламенту на ремонт и обслуживание по фактическому состоянию необходимо применение методов диагностики не только относящихся к категории функциональных, но и позволяющих выявить дефект конкретной части электрооборудования.

Разработки и исследования последних лет за рубежом в части развития методов и средств контроля и анализа текущего технического состояния электродвигателей позволяет реализовать технологию обслуживания «по состоянию» актуальную для российской промышленности [1, 2]. Основная задача заключается в том, что обслуживание и ремонт производятся в зависимости от реального текущего технического состояния электрических машин, контролируемых в процессе эксплуатации, без разборок основываясь на измерениях ряда основных параметров. При этом затраты на техническое обслуживание электрических машин многократно снижаются по сравнению с обслуживанием по системе планово-предупредительных ремонтов.

Среди электрических повреждений в электрических машинах наиболее часто повреждаются обмотки статоров 37% и роторов 9%, для диагностирования которых предложено ряд методов. Для диагностирования обмоток ротора короткозамкнутого асинхронного электродвигателя предложено использовать контроль пускового тока статора, в некоторых работах [3] оценка технического состояния обмоток электродвигателя осуществляется по величине гармонических составляющих тока статора. В работах [4, 5] диагностирование стержней короткозамкнутого ротора асинхронных электродвигателей производится с использованием пульсаций обобщенного вектора тока статора на работающем двигателе. К недостаткам указанных методов можно отнести возможные ошибки в определении технического состояния при изменениях питающего напряжения и высокочастотных помех. Важную роль в обеспечении нормальной работы электродвигателей играет качество питания, уровень перенапряжений, наличие в сети высокочастотных гармоник тока и напряжения, небаланс фаз.

Согласно «Нормам испытаний...» техническое состояние электродвигателей определяется измерениями сопротивления изоляции, сопротивлений обмоток постоянному и переменному току и результатами высоковольтных испытаний, на отключенном двигателе. На работающих электродвигателях проводится измерения токов статорных обмоток и вибрационный и тепловизионный контроль корпусных элементов, узлов присоединения и подшипников. Как видно, полный контроль параметров двигателя требует проведения значительного числа разнородных измерительных операций, измерительных приборов. Как правило, в полной мере подобные

измерения оперативным персоналом не выполняются.

Анализ тенденций в области технической диагностики электродвигателей показывает, что определилось два направления их развития. К первому направлению относятся методы и средства, осуществляемые при проведении профилактических испытаний и ремонтов (т.е. на неработающих электродвигателях) и позволяющие выявлять электрические повреждения цепей и статорных обмоток. Ко второму направлению относятся методы, применяемые на работающих электродвигателях, и позволяющие судить о наличии дефектов определенного типа, например дефектов подшипников, изоляции статорной обмотки и др.

Целью и задачей данной работы является сопоставительный анализ развиваемых в последние годы интегрированных систем диагностики технического состояния электродвигателей.

Наиболее эффективными, представляются подходы, связанные с одновременным получением возможно более полной информации о наличии дефектов на отключенных двигателях (статические испытания) и в работе (динамические испытания). Корреляция статических и динамических данных испытаний дает возможность независимо оценить реальное техническое состояние двигателя различными методами и дать надежный прогноз его работоспособности.

Среди систем подобного назначения, в которых достигнута реализация этих возможностей, можно назвать «анализатор цепей двигателей» и «систему динамического анализа двигателей», производимых компанией ALL TEST Pro. LLC. В данных приборах предусмотрено использование программного обеспечения, для анализа данных измерений и формирования базы обследуемых объектов, что позволяет получать временные тренды изменений параметров контроля. Технология и системы диагностики ориентиро-ваны на обнаружение наиболее повреждаемых элементов и узлов двигателей, а также качества питания сети или приводов.

Система позволяет провести оперативный анализ значимости дефектов и дать рекомендации на проведение ремонта или замены двигателя. Следует отметить, что оценка технического состояния проводится по ряду параметров установленных в «Нормах испытаний...), которые практически идентичны критериям разработанных институтами EPRI (The Electric Power Research Institute USA) и IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

Для электрических аппаратов, выведенных из работы, важнейшими параметрами контроля являются сопротивление изоляции, сопротивление обмоток постоянному току, комплексное сопротивление, индуктивность обмоток, фазовый угол между напряжением и током и параметр отношения токов на основной и удвоенной частоте. Выбор рассмотренных параметров проведен таким образом, что эти параметры не являются строго независимыми. При этом некоторая избыточность в количестве параметров контроля создает новое качество контрольной операции, при которых — не требуется заранее известных (в том числе и паспортных) данных об объекте контроля.

Следует отметить, что рассмотренные подходы применимы как к трансформаторам, так и электродвигателям, так как электродвигатель является по существу трансформатором с вращающейся вторичной обмоткой, и увеличенным магнитным сопротивлением. При небольших частотах можно принять, что эти параметры являются сосредоточенными, и не рассматривать волновые процессы которые имеют место на частотах значительно превышающих промышленную частоту. Эквивалентная схема контролируемой цепи для одной фазы этих машин и аппаратов, в упрощенном виде (рис. 1), может быть представлена в виде с двух обмоток связанных взаимной магнитной индукцией. Основными параметрами подобных цепей являются активные сопротивления обмоток R1, R2 их индуктивности L1, L2, сопротивление и емкости.

Статистика повреждений электродвигателей, силовых трансформаторов показывает, что наиболее распространены дефекты контактных соединений в местах подсоединения кабельных линий питания Rк, контактных соединений регулятора напряжения, замыкания витков первичной обмотки, ухудшения сопротивления изоляции обмоток Rи. Для асинхронных электродвигателей распространенным дефектом является обрывы или ухудшение пайки элементарных проводников обмотки ротора, вводные контактные соединения обмотки статора.

Рассмотренные дефекты всегда приводят к изменению активного сопротивления, индуктивности, емкости и полного сопротивления. Вместе с тем вклад этих составляющих в комплексное сопротивление различен и изменяется также с изменением частоты приложенного напряжения. В реактивных цепях всегда наблюдается сдвиг фаз φ между током I и приложенным напряжением U. Схематически возникновение различных дефектов (увеличение контактных сопротивлений, замыкание витков изменение сопротивлений изоляции) в цепях первичной и вторичной обмотки приведено на рис. 1.

Рассматриваемая в данной работе система может использоваться при контроле как синхронных и асинхронных двигателей, так и двигателей постоянного тока. Помимо этого, системы данного типа могут применяться и для контроля технического состояния силовых трансформаторов. Отличительной особенностью рассмотренных систем является проведением одним прибором комплекса измерений, автоматическое занесение данных контроля в базу данных, их анализ и прогноз рабочего состояния.

Для эффективной и надежной работы электродвигателя, или трансформатора подводимое к нему питание должно соответствовать определенным требованиям по наличию высокочастотных гармоник, перенапряжений и др. Наличие высокочастотных гармоник в цепи питания приводит к дополнительному нагреву статорной обмотки и преждевременному ее старению. Для этих параметров система определяет по трем фазам несимметрии напряжений и токов в, производит оценку баланса токов и напряжений по фазам и информацию о наличии высокочастотных гармоник электропитания. При отсутствии в питающем напряжении мощных импульсных

parameters, obtained by one system of control, maintenance and repair of electrical machines can, they are produced due to their technical state without planned turning offs, dissection and routine checks.

Materials and methods

Motor Circuit Analyzer ALL-TEST IV PRO

Results

Using ALL-TEST Pro® Greatly Increases the Profitability of Your Plant!

- *Versatile — works on all types and sizes of motors-induction, synchronous, servo, DC and more.*
- *Sensitive — detects faults at their earliest stages, before motor failure. Detects "deep" winding faults.*
- *Fast — testing only takes a few minutes and will give you a complete picture of motor health.*
- *Convenient — tests can be taken from the motor control center, through hundreds of feet of cable.*
- *Easy to use — menu driven with on-screen prompts.*
- *Expert software provides fault diagnosis plus trending of all data.*

Conclusions

Predictive Maintenance

Regular testing can identify developing faults before a failure occurs. All measurement data can be trended for predictive maintenance condition monitoring. By making proactive repairs and eliminating unscheduled down-time, plant productivity is greatly improved.

Keywords

systems of control Electrical motors, diagnostics of electrical motors

References

1. *Gashimov M. A, Gadzhiev G. A, Mirzoev S.M.diagnosing of malfunctions of a winding cmamopa electric cars//Power plants. - 1998. - № 11. - with. 30-35.*
2. *Garmash V. S. The Quality monitoring of serviceability of cores of a rotor of the short-circuited asynchronous engine// Power. - 1990. - № 10. - with. 50-52.*
3. *V.Spektralnyj's cocks the analysis of modules of vectors of Park of a current and pressure. News elektrotehniki. - 2008. - 31 (49).*
4. *Lukyanov, M.M.Novye principles vibro acoustic diagnostics of the worn out power electric equipment / the Electrician. - № 2, 2001.*
5. *Yeremeyev, S.N.preventive maintenance of electric motors of highly loaded process equipment/: the Electrician. - № 3, 2001.*

помех при работе двигателя может быть определены дефекты паек роторной обмотки по гармонике нижней боковой частоты напряжения питания. Уровень гармоники нижней боковой частоты не должен превышать -35 dB от основной частоты питающей сети (рис. 2).

На отключенном двигателе измеряются межфазные и активные сопротивления обмоток постоянному току, индуктивность, импеданс и угловая зависимость тока от частоты напряжения встроенного в прибор генератора питания (рис. 3). Данные параметры необходимы для обнаружения и оценки наиболее опасных дефектов виткового замыкания обмотки статора, ротора, а также эксцентриситет ротора.

Угловая зависимость взаимоиндукции обмотки статора с роторной обмоткой определяется при дискретном повороте вала через равные угловые интервалы. Это дает возможность определить межвитковые замыкания статорной обмотки (рис. 3а) или эксцентриситет вала ротора (рис. 3б).

Для определения технического состояния электрических машин, кА к электродвигателей, так и трансформаторов с отключенном состоянии эффективно применение универсального измерительного прибора, разработанный для контроля технического состояния электродвигателей ALL-TEST IV PRO 2000™. Прибор имеет возможность выбора режимов ручного или автоматических измерений. Основные преимущества универсального средства измерений сокращение количества измерительных приборов и увеличение производительности измерений особенно в автоматическом режиме съема данных.

Для трансформаторов могут использоваться численные значения разброса параметров контроля между фазами приведенные ниже.

Небаланс отсчетов по фазам:

1. Сопротивление обмоток постоянному току не более чем 5% для обмоток с сопротивлением выше 0.250 Ом и не более чем 7.5% при сопротивлении обмоток ниже 0.250 Ом.
2. Импеданс ‹ 2% от среднего уровня.
3. Индуктивность ‹ 5% от среднего уровня.
4. Фазоый угол: Не более чем 1 градус между фазами.
5. I/F: Не более чем 2 цифровых значения , кроме того их значения должны находится между 15 и 50.
6. Незначительные отклонения от этих предельных уровней должны быть отмечены для проведения дальнейших контрольных операций и построения временных изменений. (обмотка для, который например, значения I / F и фазовый угол составляют соответственно -48; -48; -46 и: 70 0; 70 0; 69 0, должны быть проверены повторно).
7. Испытания необходимо проводить строго в заданной последовательности подключения к выводам обмоток по фазам с проведением повторных измерений для проверки воспроизводимости.
8. При отсутствии повторяемости необходимо проверить качество заземления и соединений.
9. В заключение проводятся испытания изоляции обмоток.

Общий вид процедуры проведения контрольных операций на трансформаторах на промежуточной стадии их изготовления приведен на рис. 4.

Данные измерений хранятся базе компьютера и дают возможность сопоставлять результаты измерений путем построения трендов основных параметров (рис. 5).

Удобное программное обеспечение системы контроля позволяет оперативно готовить протоколы и отчеты испытаний. Заключение о месте возникновения (обмотка статора или ротора) и виде возникшего дефекта (обрыв ветвей параллельной обмотки статора и стержней обмотки короткозамкнутого ротора, витковое замыкание, нарушение контактов паяных соединений в обмотках статора и ротора) дается на основании анализа совокупности измерений.

Заложенные в системе возможности измерения угловой зависимости взаимоиндукции статорной и роторной обмоток на повышенных зондирующих частотах, позволяют выявлять дефекты паек обмоток трансформаторов и статоров двигателей, стержней ротора и дефекты механического характера. Технология анализа технического состояния двигателей и трансформаторов по основным повреждающимся узлам представляется технически и экономически целесообразной, так как может быть проведена одним прибором и оператором.

Итоги

Использование прибора ALL-TEST Pro® существенно повышает рентабельность предприятий!

- Универсальность — работает с электрическими двигателями всех типов и размеров: асинхронными, синхронными, серводвигателями, электрическими двигателями постоянного тока.
- Высокая чувствительность — позволяет выявлять неисправности на раннем этапе их возникновения, позволяет выявлять глубоко расположенные дефекты обмотки.
- Быстродействие — операция контроля

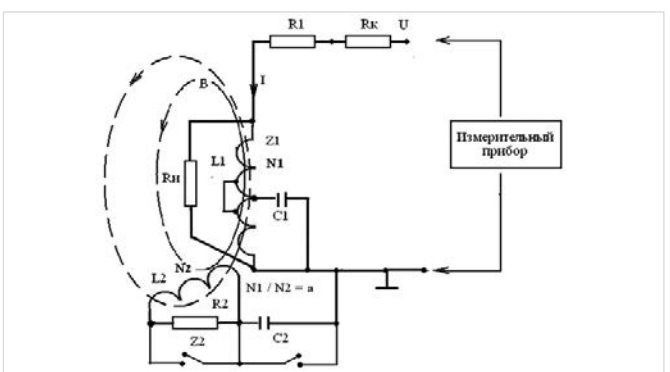


Рис. 1 — Принципиальная схема связанных магнитным потоком обмоток

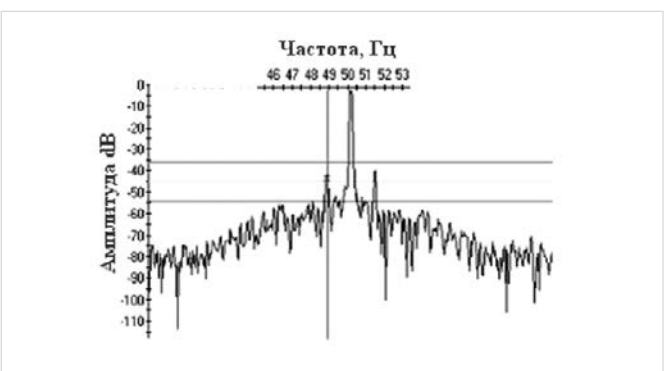


Рис. 2 — Данные гармонического анализа на работающем двигателе с дефектом обмотки ротора

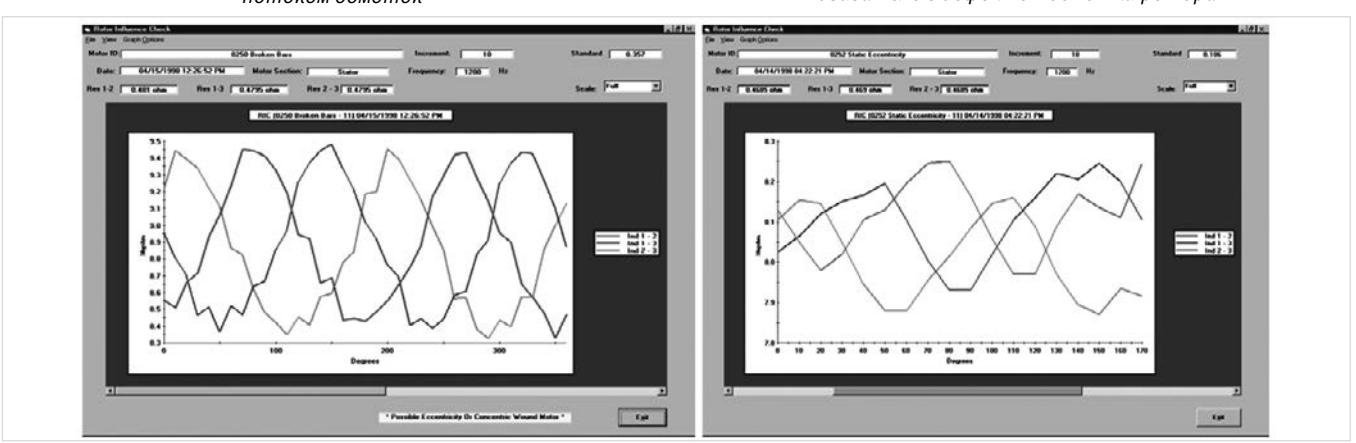


Рис. 3 — Данные гармонического анализа на отключенном двигателе с дефектом обмотки ротора (а), характерная форма индуктивности при эксцентриситете ротора (б)

занимает несколько минут и даёт полную картину состояния электрического двигателя.

- Удобство в работе — контроль может осуществляться со станции управления электрическими двигателями, по кабелю длиной в несколько сотен метров.
- Простота эксплуатации — прибор управляется с помощью меню и экранных диалоговых окон.
- Экспертное программное обеспечение позволяет устанавливать причины неисправности электрических двигателей и выполнять анализ полученных данных.

Выводы

Применение комплексных систем диагностики электродвигателей позволяет реализовать технологию обслуживания оборудования по фактическому состоянию и снизить издержки от аварийных отказов за счет раннего обнаружения дефектов и контроля их развития, своевременно планировать ремонт. Возможность удаленного контроля и автоматизации процесса измерений, дает возможность осуществлять систематический контроль значительного парка машин с низкими трудозатратами. Объективные данные о техническом состоянии сокращает число внеплановых остановов из-за преждевременного выхода из строя двигателя и позволяет своевременно планировать его ремонт или замену.

Рис. 4 — Проведение межоперационного контроля обмоток трансформатора на этапе сборки и монтажа прибором ALL-TEST IV PRO

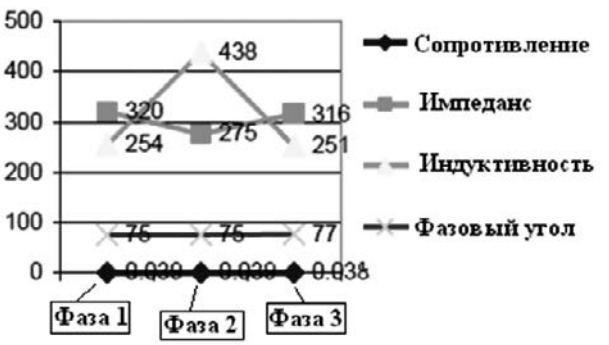


Рис. 5 — Сопоставительный анализ основных контролируемых параметров по трем фазам

Список использованной литературы

1. Гашимов М.А., Гаджиев Г.А., Мирзоева С.М. Диагностирование неисправностей обмот-ки статора электрических машин // Электрические станции. - 1998. - № 11. - С. 30-35.
2. Гармаш В.С. Метод контроля исправности стержней ротора короткозамкнутого асин-хронного двигателя // Энергетика. - 1990. - № 10. - С. 50-52.
3. Петухов В. Спектральный анализ модулей векторов Парка тока и напряжения. Новости электротехники.- 2008. - №1(49).
4. Лукьянов, М.М. Новые принципы виброакустической диагностики изношенного силового электрооборудования / Электрика. - № 2, 2001.
5. Еремеев, С.Н. Профилактическое обслуживание электродвигателей высоконагружен-ного технологического оборудования /: Электрика. - № 3, 2001.

NEC – тепловизоры класса "Premium"

UViRCO - передовые системы UV диагностики коронных разрядов

ALL-TEST IV PRO™

Прибор контроля цепи
питания электродвигателей

NEW :

Открылась сертифицированная лаборатория, производящая первичную и периодическую поверку измерительных средств, внесённых в Государственный реестр РФ, как преобразователи изображения пирометрические (тепловизоры), а так же дефектоскопов ультрафиолетовых для дистанционной оптической диагностики подвесной и опорно-стержневой электроизоляции.

Лаборатория оснащена современным поверочным оборудованием (образцовыми средствами измерения, комплектом АЧТ), обеспечивающим выполнение работ в полном объеме и в соответствии с требованиями государственных стандартов.

Поверка производится на собственном оборудовании, в сотрудничестве с ФГУП ВНИИОФИ.

Тел.: (495) 918-09-30, 789-37-48.

www.panatest.ru

Система менеджента качества
сертифицирована на соответствие
стандарту ИСО 9001:2008

КОНСТАНТА

Разработка и производство
приборов неразрушающего контроля

Многофункциональный вихретоковый
дефектоскоп «Константа ВД1»

Обнаружение и оценка размеров
поверхностных и внутренних дефектов
(в том числе через защитное покрытие)
Контроль многослойных конструкций и
изделий с повышенной шероховатостью

ЗАО "КОНСТАНТА", Россия, 198095, Санкт-Петербург, а/я 42
Тел. (812) 372-2903, (812) 372-2904,
e-mail: office@constanta.ru, www.constanta.ru

21-23 ноября 2012г.

НИЖНЕВАРТОВСК.НЕФТЬ.ГАЗ.

VI-я специализированная выставка

(3462) 52-00-40, 32-90-60

e-mail: sharifullin@yugcont.ru, www.yugcont.ru

УДК 620.179.147

Вихретоковый контроль резьбы бурового оборудования

М.Ю. Коротеев (Санкт-Петербург, Россия)
km@constanta.ru

ведущий специалист,
генеральный директор ЗАО «КОНСТАНТА»

П.В. Соломенчук

ведущий специалист, аспирант

В статье описаны трещины, возникающие в замковой резьбе элементов бурильных колонн, проведен обзор видов неразрушающего контроля резьбы. Проведен сравнительный анализ различных типов вихретоковых преобразователей, методов вихретокового контроля резьбы, а так же способов отображения результатов контроля. Описан способ контроля замковой резьбы с применением вихретоковых преобразователей тангенциального типа.

Материалы и методы
Обнаружение и измерение размеров дефектов в замковой резьбе элементов бурильных колонн вихретоковым фазовым методом с применением тангенциальных преобразователей.

Ключевые слова
контроль резьбы, вихретоковый, трещины в резьбе, неразрушающий контроль

Eddy current drilling equipment thread inspection

Authors
Mikhail Ju. Koroteev
(Saint Petersburg, Russia)

lead specialist, director

Pavel V. Solomenchuk

lead specialist, postgraduate student

Abstract
The cracks in tool-joint thread for drill string elements are described in the article, a types for nondestructive thread inspection is overviewed. Eddy current probe types, eddy current thread inspection methods and display the test results way are compared. The method of nondestructive tool-joint thread for drill string elements inspection with application of tangential eddy current probe is described in the article.

Резьбовое соединение является наиболее нагруженным элементом в бурильной колонне. Особенности конструкции замковой резьбы учитывают большие статические и динамические нагрузки, возникающие при её эксплуатации, при этом переменный по высоте профиль резьбы создает естественные концентраторы механических напряжений и очаги возникновения усталостных трещин, рисунок 1.

Возникающие при эксплуатации напряжения принимают максимальное значение в последних трех витках резьбы возле сбега [1]. Данные, полученные моделированием [2], подтверждают статистику отказов и выхода из строя труб вследствие возникновения и развития трещин в резьбе [3].

На рисунке 2 представлена фотография отрезка ниппельного конца трубы, бывшей в употребления.

Невооруженным взглядом можно обнаружить протяженную трещину в 13–14 витках. На рисунке 3 представлена фотография этой трещины крупным планом.

Обнаруженная трещина имеет большое раскрытие и хорошо видна, однако это не единственный дефект, образовавшийся в резьбе во время эксплуатации трубы.

На рисунке 4 представлены фотографии дефектов, обнаружение которых визуальными методами практически невозможно.

Показанные дефекты, в частности трещины, расположенные в витке 16, могут увеличиваться в размере и привести к обрыву резьбы.

Существует множество средств, реализующих различные виды неразрушающего контроля, каждое из них имеет свои особенности. Широко распространенные методы ультразвукового и магнитного неразрушающего контроля (НК) не обеспечивают требуемую достоверность контроля резьбы, так как переменный по высоте профиль резьбы оказывает маскирующее воздействие на ультразвуковые и магнитные средства НК.

Чувствительность ультразвуковых методов контроля не позволяет обнаруживать мелкие трещины во впадине резьбы (обеспечено выявление трещин, глубиной от 3 мм, а для труб УБТ – от 5 мм [4], [5]), затруднен контроль резьбы тонкостенных труб. Недостатками магнитных методов являются субъективность оценки результатов контроля, невозможность измерения глубины трещин, затруднения контроля внутренней резьбы и отсутствие методической возможности контроля резьбы изделий, изготовленных из неферромагнитных металлов и сплавов. Также следует указать на необходимость применения при ультразвуковом или магнитном контроле расходных материалов, таких как контактная жидкость и ферромагнитный порошок или суспензия.

Вихретоковые средства НК во многом лишены указанных недостатков. На результаты контроля резьбы не влияет толщина стенки трубы, возможен контроль изделий изготовленных как из ферромагнитных, так и неферромагнитных материалов. Возможно измерение глубины и протяженности трещины. Нет принципиальной необходимости в применении расходных материалов.

Вихретоковый вид НК, основан на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя (ВТП) с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в объекте контроля (ОК). При проведении контроля на сигналы ВТП влияют как контролируемые параметры – глубина *Z* трещины во впадине резьбы, так и мешающие параметры – зазор *h* между ВТП и ОК, разброс электромагнитных свойств материала, высота профиля резьбы h_s, переменная на участке захода и сбега резьбы.

Повсеместному внедрению вихретоковых средств НК для контроля замковой

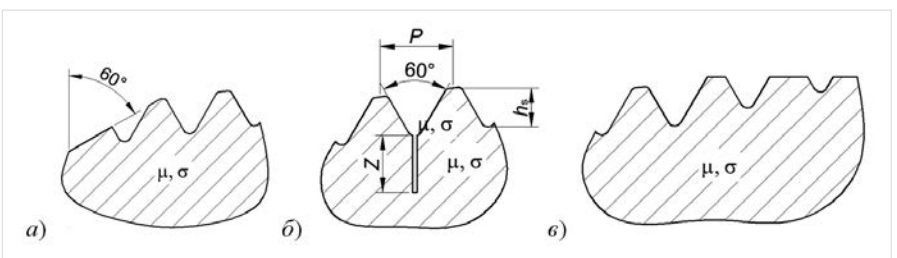


Рис. 1 — Резьба с моделью дефекта (трещины). P – шаг резьбы, h_s – высота профиля, r – радиус скругления впадины, Z – глубина трещины во впадине резьбы. Профиль резьбы на участке захода (а); в средней части резьбы (б); на участке сбега (в)

Рис. 2 — Фотография трубы с резьбой Ø88х123, бывшей в употреблении

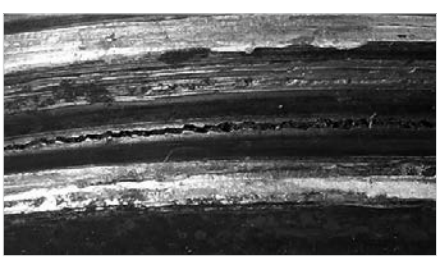


Рис. 3 — Визуально обнаруженная трещина в витке 13–14 крупным планом

резьбы препятствовало сильное влияние мешающих параметров на сигналы традиционно применяемых ВТП с круговыми катушками. Применяемые ныне тангенциальные ВТП с обмотками, повторяющими форму впадины резьбы, испытывают существенно меньшее воздействие мешающих параметров на результаты контроля. На рисунке 5 изображены модели картины распределения плотности вихревых токов ВТП с круговыми обмотками, (а) и тангенциального ВТП с обмотками, повторяющими форму впадины резьбы, (б).

Распределение плотности вихревых токов определяет чувствительность ВТП к свойствам ОК в объеме протекания вихревых токов [6]. Изменение свойств ОК в зоне максимальной плотности вихревых токов обуславливает максимальную чувствительность ВТП к этим изменениям. ВТП, изображенный на рисунке 5, (а) будет максимально чувствителен к параметрам вершины резьбы (высоте и форме профиля резьбы) и минимально чувствителен к трещинам во впадине резьбы. ВТП, изображенный на рисунке 5, (б) – максимально чувствителен к параметрам впадины резьбы, параметры вершин резьбы, высота и форма профиля резьбы, на его сигналы оказывает существенно меньшее воздействие. Этот фактор является особенно актуальным при контроле конической резьбы, так как именно на участке сбега, в зоне, где наблюдается изменение высоты и формы профиля резьбы, чаще всего возникают усталостные трещины.

Сравнить свойства ВТП и степень влияния на их сигналы контролируемых и мешающих параметров возможно анализируя годографы относительного вносимого напряжения:

$$\dot{U}^*_{ВН} = \dot{U}_{ВН} / |\dot{U}_{ВН(Н.У.)}|,$$

где $\dot{U}_{ВН(Н.У.)}$ — вносимое напряжение при заданных нормальных условиях контролируемого и мешающих параметров: $Z = 0$; $h = 0{,}2$ мм; $h_S = h_{Sном}$; $\mu = \mu_{ном}$.

На рисунке 6, (а) представлены годографы зависимости $\dot{U}^*_{ВН}$ от контролируемого и мешающих параметров для ВТП с круговыми обмотками, на рисунке 6, (б) — для тангенциального ВТП с обмотками, повторяющими форму впадины резьбы.

Анализируя годографы, представленные на рисунке 6, становится очевидно, что помимо большей абсолютной чувствительности тангенциального ВТП к Z, наблюдается меньшее влияние h_S и h. Наличие трещины и изменение её глубины оказывает преимущественное воздействие на фазу напряжения $\dot{U}^*_{ВН}$.

Среди способов отображения результатов вихретокового контроля наиболее распространенными являются двухпараметровое отображение напряжения $\dot{U}^*_{ВН}$ на комплексной плоскости и однопараметровое

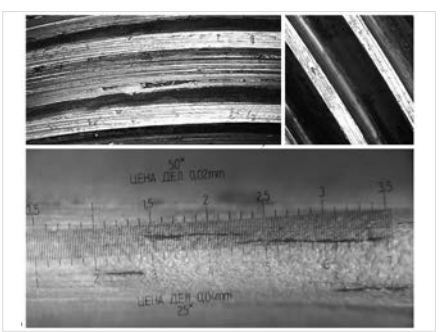


Рис. 4 — Фотографии дефектов, выявляемых средством неразрушающего контроля (а) – прихват в витке 11-12, (б) — группа трещин в витке 16; (в) – группа трещин в витке 16, вид через микроскоп МПБ-3, 50-кратное увеличение

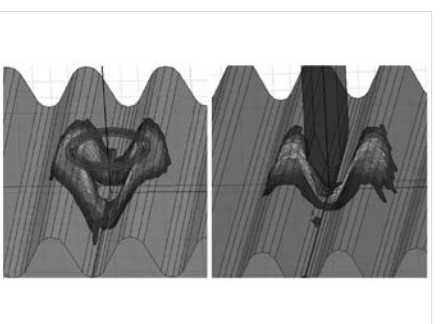
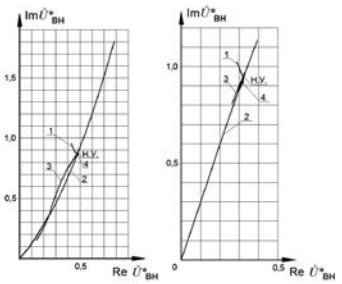
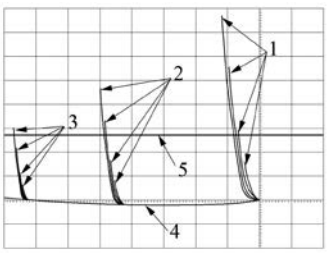


Рис. 5 — Модель картины распределения плотности вихревых токов. (а) — для ВТП с круговыми обмотками; (б) — для тангенциального ВТП с обмотками, повторяющими форму впадины резьбы



1 – линия влияния Z;
2 – линия влияния h;
3 – линия влияния h_S;
4 – линия влияния μ;
Н.У. – точка, соответствующая нормальным условиям

Рис. 6 — Годографы зависимости $\dot{U}^*_{ВН}$ от контролируемого и мешающих параметров, (а) – для ВТП с круговыми обмотками, (б) – для тангенциального ВТП с обмотками, повторяющими форму впадины резьбы



1 – сигналы от трещины, глубиной 0,3; 0,5; 1 и 2 мм без зазора;
2 – сигналы от тех же трещин, с зазором 0,1 мм;
3 – сигналы от тех же трещин, с зазором 0,2 мм;
4 – сигнал от отвода ВТП от ОК;
5 – линия границы зоны автоматической сигнализации дефекта

Рис. 7 — Изображение дисплея дефектоскопа с комплексной плоскостью

Materials and methods
Detection and size measurement of the defects of the tool-joint thread for drill string elements by eddy current phase technique with application of tangential probe.
Results
Eddy current defectoscope with application of tangential probe is developed. Probes are highly sensitive to thread root cracks, and small stray parameter influence. The application of the phase test results display is reasonable.
Conclusions
Defectoscope implementation in the manufacture of equipment for the oil industry companies improved the reliability of products by preventing release of products with manufacturing defects. Defectoscope implementation in the operating and service companies reduced the cost of repair of drill pipes and increase the probability of failure of oil well equipment. Non-destructive testing procedures for the non-ferromagnetic stainless steel and aluminum alloys pipe thread is ensured.

Keywords
thread inspection, eddy current, crack in the thread, non-destructive testing

References

1. *Subbotin S.S., Sokolova N.G., Bruhanov O.F., Mihailenko V.I. Defectoscopy of oil equipment. Moscow: Nedra, 1975. 264 p.*
2. *Jazikov V.A. Threaded connection stress-strain state finite element analysis. Bulletin of PNU. 2007. № 1 (4), Technical science, p. 111-118*
3. *Semin V.I. Modern gasoil pipes tread connection design for well building. // Science doctor's degree dissertation. 25.00.15, 05.02.13, Moscow, 2005.*
4. *RD 39-2-787-82 Drilling pipes defectoscopy methodic. Approved by oil ministry 28.09.1982, commissioning from 01.11.1982. - Kuibishev.: n/a, 1983, 19 p.*
5. *РД 39-12-1150-84 Swivel nondestructive testing technique. Approved by oil ministry 22.08.1984, commissioning from 01.10.1984. - - Kuibishev.: n/a, 1984, 24 p.*
6. *Koroteev M.Ju., Solomenchuk P.V. Eddy current gasoil branch equipment thread testing. Exposition. Oil. Gas. №4 / 2011, p. 4-8.*
7. *Syasko V.A., Solomenchuk P.V., Koroteev M.Ju. Eddy current nondestructive tubing pipes thread inspection. Control. Diagnostic, № 10 / 2012.*
8. *Nondestructive testing. Handbook, Volume 2 / 8, edited by Kljuev V.V. Moscow, «Mashinostroenie», 2006, 687 p.*
9. *GOST R 50864-96 Tool-joint tapered thread for drill string elements. Profile, dimensions, technical requirements. Commissioning 1997-01-01. - Moscow: Russian State Standard: Standards publisher, 1996, 35 p.*
10. *Potapov A.I., Solomenchuk P.V., Syasko V.A. Ensure the reliability of eddy current nondestructive thread testing with tangential probe using. University news. Engineering. № 9 / 2012 Moscow state technical university N. E. Bauman. p. 58-64.*
11. *Eddy current defectoscopes «Constanta VD1». Measurement type description. Annex to the measurement type description Certificate № 39937. St/ Petersburg, VNIIM, 2010.*

отображение фазы напряжения $\dot{U}^*_{вн}$ (или пропорционального ей параметра). Оба способа имеют свои преимущества и недостатки.

Преимуществом отображения напряжения $\dot{U}^*_{вн}$ на комплексной плоскости является полнота отображения картины результатов контроля, анализируя линии на комплексной плоскости, возможно отделение воздействия контролируемых параметров от мешающих. Обратной стороной этого является перегруженность изображения неинформативными сигналами. Недостатками комплексной плоскости являются затруднение обнаружения мелких дефектов на фоне действия мешающих параметров, значительное снижение чувствительности с увеличением зазора между ВТП и ОК, обусловленного загрязнением поверхности ОК, высокие требования к квалификации оператора.

Недостатком однопараметровой фазовой индикации является относительно низкая информативность. Преимуществами являются простота интерпретации результатов контроля, пренебрежимо малое влияние зазора на чувствительность дефектоскопа и отсутствие ложных показаний при изменении зазора.

При проведении контроля в производственных условиях на поверхности резьбы всегда присутствуют загрязнения, обуславливающие возникновение зазора между ВТП и ОК. На рисунке 7 изображен результат сканирования резьбы трубы через зазор, различной толщины, на дисплее дефектоскопа с комплексной плоскостью.

Как видно из рисунка 7, при увеличении зазора все сигналы смещаются в край дисплея, а их размеры уменьшаются пропорционально увеличению зазора. Таким образом, при настройке пороговой сигнализации на срабатывание на трещине, глубиной 0,5 мм, при увеличении зазора уже до 0,1 мм сигнализация срабатывать не будет, возникнет пропуск дефекта.

При изменении зазора изменяется амплитуда сигнала, однако фаза сигнала практически не изменяется, что является неоспоримым преимуществом фазовой индикации. На рисунке 8 приведен график зависимости фазы сигнала от изменения зазора между ВТП и ОК.

Как видно из рисунка 8, чувствительность дефектоскопа при увеличении зазора практически не изменяется, это говорит о том, что настройка пороговой сигнализации на контрольном образце сохранит свою актуальность даже при возникновении зазора между ВТП и ОК. По этой причине применение фазовой индикации, не смотря на её относительно низкую информативность, предпочтительно [7]. Описанная методика реализована в вихретоковом дефектоскопе «Константа ВД1» и преобразователях для контроля резьбы ПФ-Р2-0,5х3-Fe.

Для уменьшения влияния геометрических мешающих параметров, применяются приемы стабилизации условий контроля, заключающиеся в применении удерживающего приспособления – каретки [8]. Применение каретки так же позволяет исключить контакт поверхности ВТП с ОК, что исключает износ и повреждение ВТП.

Каретка обеспечивает удержание ВТП над центром впадины резьбы за счет базирования своими колесами за боковые стороны резьбы в том же витке, где расположен ВТП. В качестве опорных поверхностей выбраны боковые стороны резьбы потому, что вершины резьбы могут иметь разную высоту на заходе и сбеге, впадина резьбы может быть плотно забита грязью, песком, парафинами. Боковые стороны — единственные поверхности резьбы, остающиеся относительно чистыми и сохраняющие свою форму практически на всем протяжении резьбы. Внешний вид каретки изображен на рисунке 9.

Каретка предназначена для контроля как метрической [6], так и замковой резьбы по [9] любого профиля, как наружной, ниппельной резьбы, так и внутренней – муфтовой резьбы.

Метрологическое обеспечение дефектоскопа представлено набором контрольных образцов, рисунок 10. Контрольные образцы представляют собой имитаторы резьбовой канавки, во впадине которой методом электроэрозии нанесены искусственные дефекты типа прорези. Прорези имитируют трещины глубиной 0,3 мм; 0,5 мм; 1,0 мм и 2,0 мм, что позволяет обеспечить контроль диапазона и погрешности измерения глубины трещин [10]. Круговая форма имитатора резьбовой канавки, вместо спиральной канавки резьбы, обеспечивает изготовление прорези и измерение её размеров с высокой точностью. Контрольные образцы выпускаются как имитирующие метрическую резьбу, так и замковую, различной формы профиля.

При сканировании резьбы отрезка трубы, показанного на рисунке 2, с применением дефектоскопа «Константа ВД1» были обнаружены все дефекты во впадине резьбы, их размеры были измерены. На рисунке 11 представлена дефектогрмма сканирования указанной резьбы.

На дефектограмме, рисунок 11, отчетливо видны 3 группы дефектов:

1) Виток 11–12 — остаток прихвата, рисунок 4, (а) внешне напоминает прокатанную плену. Вероятно образовался при развинчивании «прихватившей» резьбы. Направление «языка» плены — в сторону развинчивания. Размеры дефекта: протяженность 7 мм, из них 3 мм закрыты «языком», глубина эквивалентна трещине, глубиной превышающей 2 мм.
2) Виток 13–14 — трещина, рисунок 3. Размеры трещины: протяженность 130 мм, глубина колеблется от 0,5 до значения, превышающего 2 мм.
3) Виток 16 — группа из четырех трещин, рисунок 4, (б), (в). Размеры: общая протяженность трещин 2,5 мм, глубина колеблется от 0,5 до 0,8 мм.

Продемонстрированные результаты обосновывают применение дефектоскопа «Константа ВД1» с преобразователем ПФ-Р2-0,5х3-Fe для контроля замковой резьбы элементов буровых колонн. Испытания дефектоскопа и преобразователей производились в лабораторных условиях на контрольных образцах и реальных изделиях и в производственных условиях. Дефектоскоп внесен в Государственный реестр средств измерений [11], включен в ряд методик вихретокового контроля оборудования нефтегазовой промышленности и внедрен на ряде предприятий Пермского края.

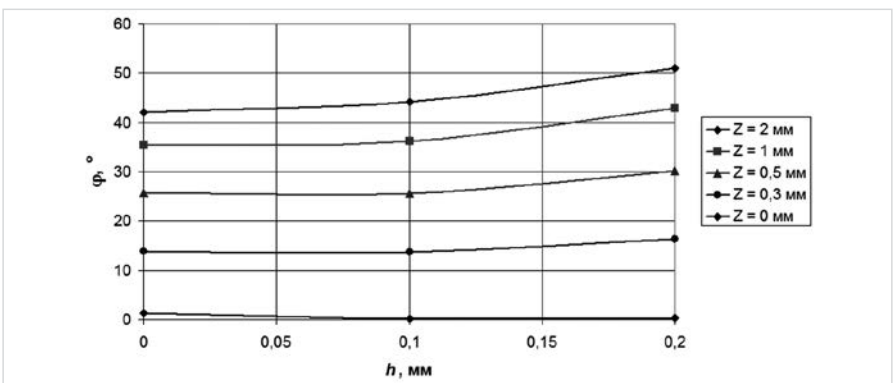


Рис. 8 — Зависимость фазы сигнала ВТП от зазора между ВТП и ОК при различной глубине трещины

Рис. 9 — Каретка с ВТП, установленная на отрезок ниппельного конца бурильной трубы

Рис. 10 — Контрольные образцы дефектов резьбы, а) – КО-90Н-4Т-3, б) – КО-102Н-VI3-3

Итоги

Разработан вихретоковый дефектоскоп с преобразователем тангенциального типа, обладающим высокой чувствительностью к трещинам во впадине резьбы, и малым влиянием мешающих параметров. Обосновано применение фазовой индикации результатов контроля.

Выводы

Внедрение дефектоскопа на предприятиях, работающих в сфере изготовления оборудования для нефтедобычи, позволило повысить надежность выпускаемой продукции за счет недопущения выхода продукции с заводскими дефектами. Применение дефектоскопа на эксплуатирующих и сервисных предприятиях позволило снизить издержки на ремонт бурильных труб и повысить вероятность безотказной работы скважного оборудования. Обеспечено проведение процедуры неразрушающего контроля резьбы в случае использования труб, изготовленных из нержавеющей неферромагнитной стали и алюминиевых сплавов.

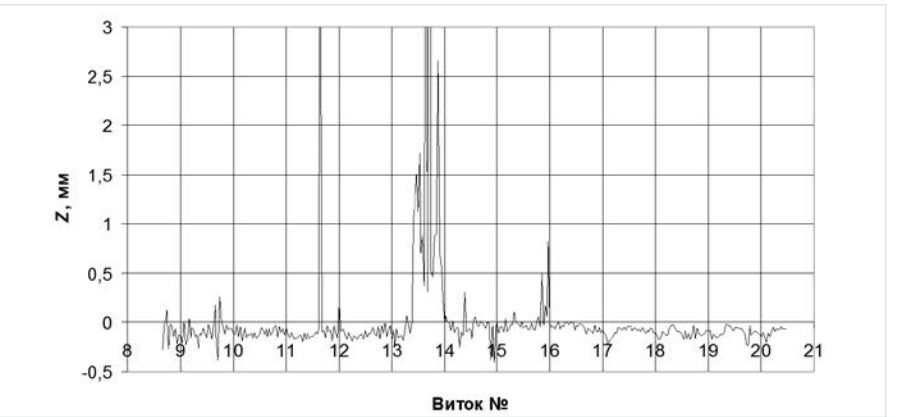


Рис. 11 — Дефектограмма сканирования трубы с резьбой Ø88х123

Список использованной литературы

1. Субботин С.С., Соколова Н.Г., Брюханов О.Ф., Михайленко В.И. Дефектоскопия нефтяного оборудования [Текст]. М.: Недра, 1975. 264 с.
2. Языков В.А. Конечно-элементный анализ напряженно-деформированного состояния резьбового соединения [Текст], Вестник ТОГУ. 2007. № 1 (4), Технические науки, Стр. 111-118
3. Семин В.И. Современные методы проектирования резьбовых соединений труб нефтегазового сортамента для строительства скважин. // Дис. д-ра техн. наук 25.00.15, 05.02.13 М, 2005.
4. РД 39-2-787-82 Методика дефектоскопии концов бурильных труб [Текст]. Утв. М-вом нефтяной промышленности 28.09.1982 ввод. в действие с 01.11.1982. - Куйбышев.: Б.н., 1983, 19 с.
5. РД 39-12-1150-84 Технология неразрушающего контроля вертлюгов [Текст]. Утв. М-вом нефтяной промышленности 22.08.1984 ввод. в действие с 01.10.1984. - Куйбышев.: Б.н., 1984, 24 с.
6. Коротеев М.Ю., Соломенчук П.В. Вихретоковый контроль резьбы оборудования нефтегазовой отрасли [Текст]. Экспозиция нефть газ, №4/Н (16) август 2011 г., Стр. 4-8.
7. Сясько В.А., Соломенчук П.В., Коротеев М.Ю. Вихретоковый неразрушающий контроль резьбы насосно-компрессорных труб [Текст]. Контроль. Диагностика, № 10 / 2012 г.
8. Неразрушающий контроль [Текст]. Справочник в 8 томах под редакцией Клюева В.В. Том 2. М., «Машиностроение», 2006г., 687 с.
9. ГОСТ Р 50864-96 Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль, размеры, технические требования. [Текст]. -Введ. 1997-01-01. - М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1996, 35 с.
10. ПотаповА.И., Соломенчук П.В.,Сясько В.А. Обеспечение достоверности при неразрушающем вихретоковом контроле резьбы с использованием тангенциальных преобразователей [Текст]. Известия высших учебных заведений. Машиностроение. № 9 / 2012 Московский Государственный Технический Университет им. Н. Э. Баумана. Стр. 58-64.
11. Дефектоскопы вихретоковые «Константа ВД1». Описание типа средств измерений. Приложение к свидетельству № 39937 об утверждении типа средств измерений. С-Пб., ВНИИМ, 2010.

Конференц
НЕфть

Компания «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ» проводит Всероссийскую научно-производственную конференцию по теме: ««Методы повышения нефтеотдачи и перспективы их применения». Дата проведения семинара **8 ноября 2012, в гостинице «Парк инн» г. Ижевск.**

Цель семинара – обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих методов повышения нефтеотдачи пластов в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей технологий. Участие в этом семинаре позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области внедрения этих технологий. Семинар рассчитан на аудиторию ведущих технологов, технологов цехов добычи нефти и газа, руководителей и специалистов ПТО добычи нефти, геологических отделов, отделов внутрискважинных работ, разработки НГМ и работы с механизированным фондом и других производственных и научно-технических подразделений..

По вопросам участия в семинаре
Тел.: Анна, тел.89127514792, тел./факс: 8(3412)435386
Email: info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

ЭКСПРЕСС МОНТАЖНО ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

МЫ ПРОКЛАДЫВАЕМ ПОДЗЕМНЫЕ КОММУНИКАЦИИ ТАМ, ГДЕ ДРУГИЕ ЛИШЬ РАЗВОДЯТ РУКАМИ

СТРОИТЕЛЬ

МАС ГНБ

БОЛЕЕ 10 ЛЕТ ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ ПОД КЛЮЧ

Тел.: (3412) 670-870, e-mail: emir18@mail.ru, сайт: www.emir18.ru

16 - 19 апреля 2013 г.
Санкт-Петербург

При поддержке Северо-Западного федерального округа Российской Федерации и Комитета экономического развития, промышленной политики и торговли Санкт-Петербурга

15-я Международная научно-практическая конференция

«ТЕХНОЛОГИИ УПРОЧНЕНИЯ, НАНЕСЕНИЯ ПОКРЫТИЙ И РЕМОНТА: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА»

В рамках конференции пройдут школы-семинары:

- НАПЛАВКА, НАПЫЛЕНИЕ И УПРОЧНЕНИЕ ДЕТАЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ – ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ, ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ
- УПРОЧНЕНИЕ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ И РЕМОНТ ИНСТРУМЕНТА, ШТАМПОВ, ПРЕСС-ФОРМ И ДРУГОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНАСТКИ

Организаторы:

- Санкт-Петербургский государственный политехнический университет
- НПФ «Плазмацентр»

• УПРОЧНЕНИЕ • ПОКРЫТИЯ • РЕМОНТ

ПЛАЗМАЦЕНТР

www.technoconf.ru

Заявки на участие принимаются:

тел.: +7 (812) 444 93 37, +7 (921) 973 46 74
факс: +7 (812) 444 93 36
e-mail: info@plasmacentre.ru

ООО Инновационный научно-производственный комплекс «Тюменские системы водоочистки»

ООО Инновационный научно-производственный комплекс «Тюменские системы водоочистки» — специализированное предприятие для проектирования, технологического оборудования, строительства и пуско-наладки объектов водоподготовки коммунально-хозяйственного и промышленного назначения. ООО ИНПК «ТСВ» создано в 2005 году на базе научно-производственной лаборатории систем очистки воды Тюменского государственного университета. ООО ИНПК «ТСВ» является членом: Саморегулируемой организации, основанной на членстве лиц, осуществляющих строительство НП «Организация строителей Тюменской области»; союза строителей Тюменской области; Торгово-промышленной палаты Тюменской области; общероссийского отраслевого объединения работодателей «Союз предприятий и организаций, обеспечивающих рациональное использование природных ресурсов и защиту окружающей среды «Экосфера». Комплекс производит широкий спектр сертифицированного оборудования подготовки и обеззараживания воды. Генеральный директор Кертман Сергей Витальевич. Кандидат химических наук, доцент. Награжден: Почетным знаком союза строителей России «Строительная слава», медалью им. Академика С.П.Королева (Бюро президиума федерации космонавтики России).

Сфера деятельности ООО ИНПК «ТСВ»:

Проектирование водоочистных сооружений, разработка технологии водоподготовки с использованием современного инновационного оборудования, в том числе собственного производства, адаптация его к качеству воды в каждом отдельно взятом случае. Наличие высококвалифицированных специалистов позволяет решать проблему водоочистки наиболее эффективными, с точки зрения физико-химических процессов водоочистки, методами. Внедрение технологий, обеспечивающих отсутствие сточных вод.

Выполнение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ объектов водоснабжения.

Научно-исследовательские и проектные работы в области оптимизации работы водоочистных сооружений. Которые позволяют при минимальных капвложениях повысить эффективность процессов водоочистки, экологичность производства, уменьшить его энергоемкость и сэкономить ресурсы. Например, тщательный анализ технологической цепочки водоподготовки на ВОС-15000 г.Белоярского позволил выдать рекомендации, осуществление которых существенно повысило качество воды, подаваемой населению. Локальные установки водоочистки для малых населенных пунктов и вахтовых поселков.

ООО ИНПК «ТСВ»
625017, Тюменская область,
г.Тюмень, ул.Авторемонтная, дом 8, строение 2
Тел/факс: (3452) 54-61-30, 70-55-80,64-77-34
E-mail: proekt.tsv@gmail.com
www.water72.ru

Идеология - чистить воду у конечного крана, экономически целесообразна в малых населенных пунктах, где основная масса воды идет на полив огородов, скоту и т.д. При этом исключается и вторичное загрязнение из разводящих трубопроводов. Такой подход с большим интересом воспринимается на выставках и конференциях.

Наше предприятие активно участвует в различного уровня выставках и конференциях. Эти мероприятия являются своеобразным повышением квалификации. Лицом к лицу с потенциальными потребителями, специалистами, конкурентами и партнерами шлифуется квалификация сотрудников, черпаются новые знания.

Значительный сегмент нашего рынка составляют предприятия нефтегазового комплекса. Работа с такими заказчиками требует пунктуальной и конечно качественной работы. Причем выполнение работ отслеживается на всем протяжении выполнения заказа. Большой объем занимает оборудование водоподготовки в блочном исполнении в полной заводской готовности. Требуется только подать исходную воду. Исполнение в мобильном варианте позволяет многократно перемещать такое оборудование с места на место любыми видами транспорта. Такое оборудование пользуется большим спросом нефтегазодобывающих компаний для вахтовых буровых бригад.

Наше предприятие производит полностью автоматизированные управляемые компьютером станции водоподготовки полной заводской готовности с выводом информации о протекании технологических процессов и параметров работы технологического оборудования на диспетчерский пункт. Это позволяет в едином диспетчерской центре отслеживать работу станций, удаленных на тысячи километров. Только в этом году нами поставлено для нефтегазодобывающих компаний 16 станций водоподготовки. Качество продукции подтверждает пройденный нами независимый технический аудит международной компанией Moody International по заказу ТНК-ВР.

Собственное производство оборудования подготовки и обеззараживания воды – отличительная особенность нашего комплекса. Добавим сюда наличие входного контроля материалов и реагентов в собственной лаборатории. Проведение испытаний по нами разработанным методам, превышающих требований ГОСТов. Прямые контакты с технологами поставщиков приводят к повышению качества, поставляемого сырья и материалов. Лозунг нашего предприятия – «КАЧЕСТВО ГАРАНТИРОВАНО ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ».

С Уважением,
Генеральный директор С.В.Кертман

НПП ПромГрафит
УПЛОТНЕНИЯ И ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ

127486, г.Москва, ул.Дегунинская, 1, корп.2
Тел/факс: +7 (499) 488-5324, 488-4478, 487-3435
E-mail: sale@pgn.su, techno@pgn.su, trade@pgn.su

Прокладки спирально-навитые СНП
Прокладки металлические овального и восьмиугольного сечения
Прокладки и листы графитовые
Прокладки в оболочке из металлической фольги
Прокладки зубчатые металлические
Прокладки и листы из ПТФЭ и безасбестовых материалов
Набивки сальниковые
Ленты и шнуры уплотнительные
Торцовые уплотнения
Теплоизоляционные шнуры, набивки, оплетки
Теплоизоляционные ткани
Теплоизоляционные ленты

ПРОЕКТИРОВАНИЕ. ПРОИЗВОДСТВО. ПОСТАВКА

Проектируем, производим, поставляем и осуществляем сервисное обслуживание следующих видов продукции:
- дозировочные насосы, установки и системы;
- резервуарное оборудование;
- фильтры для очистки жидкостей;
- спецтехнологическое нестандартное оборудование на заказ.

Дополнительно оказываем услуги:
-проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания.
-капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования;
- неразрушающий контроль металлов и сварных соединений;
- калибровка различных средств измерений.

САПКОН
НЕФТЕМАШ

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Россия, г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83
Факс: (8452) 50-60-30, 50-59-82, 50-59-83
E-mail: td@sapcon.ru neftemash@sapcon.ru
Сайт: www.sapcon.ru

УДК 621.791.9

Исследование и применение ручной плазменной закалки

В.А. Коротков (Нижний Тагил, Россия)
245901@mail.ru

доктор технических наук, профессор
Уральского федерального университета

Рассмотрена эффективность применения плазменной закалки для упрочнения различных сталей и деталей.

Материалы и методы
Металлографические исследования, испытания на трение, производственные наблюдения

Ключевые слова
плазменная закалка, износостойкость

The study and application of manual plasma quenching

Authors
Vladimir A. Korotkov (Nizhny Tagil, Russia)

ph.D., professor of the Ural Federal University

Abstract
The efficiency of plasma hardening of various steels and of machine parts.
Materials and methods
Metallographic studies on friction tests, production monitoring
Results
Installing UDGZ-200, developed in 2002 provides an opportunity to significantly expand the range of hardened parts with an increase in their lifetime. Its use greatly increases the service life of parts of the hull, gear joints, crane wheels and rails, dies. Implementation of this unit UDGZ-200 does not require capital expenditures to modernize production facilities.
Conclusions
Plasma hardening plant UDGZ-200 is recommended for use in industry.

Keywords
plasma hardening, wear resistance

References
1. *Investigation of the effect of cooling rate on the quality of the surface layer during plasma quenching. / Korotkov VA, Ananiev, SP, Shekurov AV / / Welding Production, 2012. - № 3. - P.23-27.*
2. *Nanostructuring have a plasma arc. / Korotkov VA, Ananiev, SP, V. Shur, E.*

Введение

Задача увеличения гарантийных сроков эксплуатации оборудования не может успешно решаться без снижения износа рабочих поверхностей. Большой противоизносный эффект дает закалка. Но у объемной закалки с нагревом в печах имеются недостатки. Небольшие детали в результате сквозного прокаливания приобретают хрупкость и склонность к поломкам, а массивные — не всегда воспринимают закалку. Выход был найден в поверхностной закалке, когда разогревается и закаливается только поверхностный слой небольшой толщины ~до 5мм. Основная масса детали остается незакаленной и препятствует поломкам. Сама же закалка становится возможной и на массивных деталях, т.к. скорость охлаждения тонкого нагретого слоя всегда достаточно велика. В первом десятилетии 20-го века была разработана поверхностная закалка газокислородным пламенем, в 30-х — закалка токами высокой частоты (ТВЧ), в 80-х — закалка лазерным лучом и плазменной (электрической) дугой. Несмотря на это поверхностной закалкой упрочняются не все детали, нуждающиеся в ней. Одна из причин состоит в невозможности выполнения её вручную. В век роботов и «безлюдных» производств разработка ручной технологии может показаться ошибочной. Но это не так. Ручные технологии, благодаря универсальности, демонстрируют живучесть. В мире основной объём сварки (около 80%) выполняются электродами и полуавтоматами, т.е. вручную. В связи с этим в ООО «Композит» в 2002г. была разработана установка УДГЗ-200 для ручной поверхностной закалки плазменной дугой.

Установка УДГЗ-200 состоит из источника питания, закалочной горелки и блока её водяного охлаждения (рис.1). Закалочная горелка находится в руках у сварщика, который закаливает нужные участки поверхности полосами шириной 7-14мм с некоторым (20...40%) перекрытием. Закаленный слой получается толщиной до 2мм с твердостью, зависящей от содержания углерода в стали: для 20ГЛ — HRC35, для 65Г — HRC60 и т.д. По линии стыковки закаленных полос имеет место снижение твердости на 20...40%, вследствие отпускных процессов.

Необходимая для закалки скорость охлаждения обеспечивается за счет теплопроводности в холодное тело детали без подачи на неё воды [1]. Это упрощает организацию работ (не надо обеспечивать подачу и сбор воды), что позволяет вести закалку не только в специализированных термических участках, но и на ремонтных площадках.

Плазменная закалка не дает деформаций, не ухудшает шероховатость поверхности в диапазоне Rz 4...40. Цвета побежалости на закаленной поверхности при необходимости можно удалять лепестковым кругом, но часто закаленные детали пригодны эксплуатации без финишной шлифовки.

С разработкой установки УДГЗ-200 сложный процесс закалки претерпел упрощение. Сварщик закалочной горелкой, как маляр кистью, добирается до самых труднодоступных мест и закаливает, что ранее было не возможно. При этом допускается оснащение установкой УДГЗ-200 автоматов или роботов.

Поверхностная закалка корпусов оборудования

Корпуса и станины машин и оборудования обычно изготавливаются из низкоуглеродистых сталей типа 20ГЛ, 30Л, плохо воспринимающих закалку и поэтому термическому упрочнению не подвергающиеся. Поскольку установка УДГЗ-200 позволяет упрочнять локальные места на массивных изделиях, то были проведены исследования на стали 20ГЛ. Установлено, что твердость в результате плазменной закалки увеличивается до HV470. При этом поверхностный слой претерпевает наноструктурирование, в результате чего износ замедляется в 20 раз [2]. В настоящее время на Уралвагонзаводе приступили к внедрению плазменной закалки деталей вагонной тележки (рис.2).

Рис. 1 — Установка для поверхностной закалки УДГЗ-200

Рис. 2 — Закалка бурта надрессорной балки вагонной тележки установкой УДГЗ-200 с помощью робота

Рис. 3 — Крановые колеса и тормозной шкив с плазменной закалкой

Рис. 4 — Плазменная закалка «погонов»

Плазменная закалка крановых рельс и колес

Испытания на машине трения показали, что плазменная закалка снижает износ рельсовой стали в ~120 раз [3]. Наблюдениями, проводимыми в 2007–2011 гг, установлено, что расход закаленных рельсов для цеховых передаточных тележек в ОАО «ЧТПЗ» снизился более чем в десять раз. Такой же темп снижения износа был выявлен на закаленных направляющих из рельсов Р18 на поточной линии по производству колесных осей в «НПК «Уралвагонзавод». Аналогичный результат показывают крановые колеса и тормозные шкивы (рис. 3), закаленные установкой УДГЗ-200.

Плазменная закалка нержавеющей стали 20Х13

Исследование влияния плазменной закалки на сталь 20Х13 производилось в связи с выполнением упрочнения (рис. 4) «погонов» (обоймы крупногабаритного упорного подшипника). На рис. 5.1 видно, что толщина упрочненного слоя составляет ~ 2 мм. Верхняя часть толщиной до 1,4 мм имеет наибольшую твердость ~HRC60, а нижняя толщиной ~0,7 мм — HRC51-57. Самый верх закаленного слоя на глубине до 0,55 мм имеет дендридное строение, свидетельствующее об оплавлении. Было отмечено, что если на углеродистых сталях плазменная закалка обычно происходит без изменения шероховатости, то в данном случае такого добиться не удалось. Следы оплавления необходимо было удалять шлифовкой на глубину ~0,2 мм. Тем не менее, оставшегося закаленного слоя оказалось достаточно, чтобы выдержать стендовые испытания с рабочей нагрузкой.

Закалка зубчатых соединений и канатных шкивов

Типичная конфигурация слоя плазменной закалки на зубе представлена на рис.5.2 — Закаленный слой распространяется на глубину до ~2мм. Плазменная закалка зубьев производится только по боковой поверхности зуба. Впадины между зубьями не закаливаются, т.к. туда нет доступа закалочной горелке. При закалке ТВЧ это является большим недостатком, вызывающим поломки зубьев при эксплуатации. Но плазменная закалка только боковой поверхности к поломкам не приводит. Это связано с тем, что плазменная закалка происходит последовательно отдельными фрагментами, а закалка ТВЧ — одновременно по всему профилю, с наведением высоких остаточных напряжений.

На рис. 6 можно видеть закалку крупно модульного зубчатого колеса (сталь 35ГЛ) для сталеразливочного крана грузоподъемностью 220т., которая увеличила твердость с HRC20 до HRC50, а срок службы в ~3 раза.

Превосходства плазменной закалки в части универсальности перед другими видами можно видеть на рис. 7, где представлены муфта гидропатрона бурового станка, упрочненная плазменной закалкой по внутренней упорной поверхности и по поверхности зубьев. Плазменная закалка так же применяется для упрочнения ручьев на канатных шкивах и барабанах.

Плазменная закалка штампов

Упрочнение плазменной закалкой рабочих поверхностей на вырубных штампах Уралвагонзавода и формовочных штампах Челябинского трубопрокатного завода увеличило их наработку в ~3 раза. Многие штампы имеют длительный цикл изготовления с разрезанием на небольшие части для объемной закалки в печах, и последующей трудоемкой подгонкой закаленных фрагментов в единое целое. На ВАЗе был проведен эксперимент, когда объемную закалку заменили плазменной, что позволило избежать подгонки закаленных частей (~30% от общей трудоемкости изготовления штампа), т.к. они срезу были выполнены по чертежным размерам. На штампе изготовлено более 70 тыс. изделий и он находится в работоспособном состоянии. При этом трудоемкость ремонтных «зачисток» уменьшилась на порядок (~10 раз) [4, 5].

Итоги

Установка УДГЗ-200, разработанная в 2002г. дает возможность существенно расширить номенклатуру закаливаемых деталей с увеличением их срока службы. Её использование многократно повышает сроки службы корпусных частей, зубчатых соединений, крановых колес и рельсов, штампов. Внедрение установки УДГЗ-200 не требует капитальных затрат на модернизацию производственных цехов. Более того, когда к этому принуждали обстоятельства, плазменная закалка выполнялась на ремонтных площадках и даже под открытым небом. Установка УДГЗ-200 восполняет отсутствие традиционного дорогостоящего оборудования для термической обработки.

Выводы

Плазменная закалка установкой УДГЗ-200 рекомендуется к применению в промышленности.

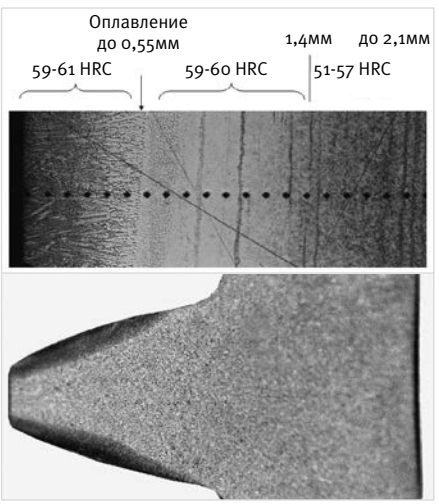


Рис. 5.1, 5.2 — Структура слоя плазменной закалки 20Х13 и зуб с плазменной закалкой

Рис. 6 — Плазменная закалка зубчатого колеса

Рис. 7 — Муфта гидропатрона с плазменной закалкой

Список использованной литературы

1. Исследование влияния скорости охлаждения на качество поверхностного слоя при плазменной закалке. /Коротков В.А., Ананьев С.П., Шекуров А.В.// Сварочное производство, 2012. - №3. – С.23-27.
2. Наноструктурирование стали плазменной дугой. /Коротков В.А., Ананьев С.П., Шур В.Я., Шишкин Е.И.// Технология машиностроения, 2011. - №4. – С.5-7.
3. Исследование износостойкости материала крановых рельс и колес. /Ананьев С.П., Коротков В.А., Козлов В.В.// Вестник машиностроения, 2011. - №8. – С. 35...37.
4. Андронов В.А., Коротков В.А. О работе «Бюро триботехники» на Уралвагонзаводе. //Вестник машиностроения, 2009г. - № 8. – С.49-52.
5. Коротков В.А. Износостойкость материалов с плазменной закалкой. //Трение и износ, 2011. - Т.32. - №1. – С.23-29.

Shishkin / / Mechanical Engineering Technology, 2011. - № 4. - P.5-7.
3. Investigation of wear resistance of the material of crane rails and wheels. / Ananiev, SP, Korotkov VA, Kozlov VV / / Journal of Mechanical Engineering, 2011. - № 8. - S. 35 ... 37.
4. Andronov, VA, VA Korotkov The work of «Bureau tribotehniki» on Uralvagonzavod. / / Journal of Mechanical Engineering, 2009. - № 8. - P.49-52.
5. Korotkov VA The wear resistance of materials to the plasma quenching. / / Friction and Wear, 2011. - T.32. - № 1. - P.23-29.

6-ая Уральская научно-практическая конференция

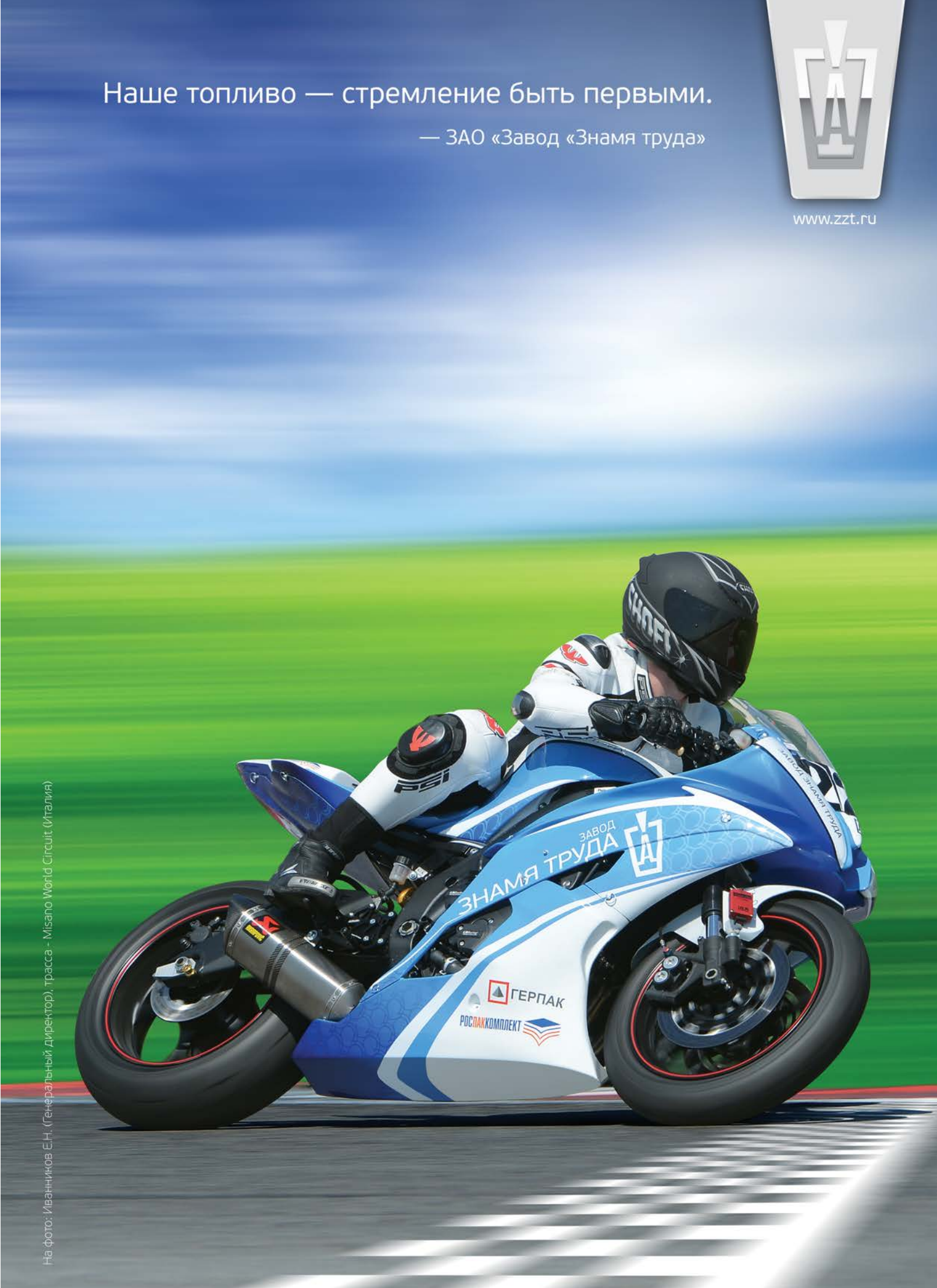
Сварка. Реновация. Триботехника.

Организаторы: **НТИ (ф) УрФУ, ОАО «НПК «Уралвагонзавод», ООО «Композит»**.
Пройдет 01.02.2013 в Нижнетагильском технологическом институте (филиале) УрФУ им.первого Президента России Б.Н.Ельцина. Участвуют докладчики и слушатели. Тезисы докладов (до 3-х стр.) принимаются до 25.12.12 по эл.почте 245901@mail.ru.Сборник докладов выйдет к началу конференции. Предоставляется возможность посетить производственные участки плазменной закалки, наплавки, карбонитрации, а так же танковый и музей горно-заводского дела. Выдаются сертификаты о повышении квалификации государственного образца. Оргвзнос - 500руб. Подробнее на сайте **www.ookompozit.ru**. Тел. +7 950-656-2575.
Ответственный за программную часть конференции — профессор Коротков Владимир Александрович

Наше топливо — стремление быть первыми.

— ЗАО «Завод «Знамя труда»

www.zzt.ru



На фото: Иванников Е.Н. (Генеральный директор), трасса - Misano World Circuit (Италия)

www.kzta.kz

КЗТА- ТАМ ГДЕ НЕФТЬ, ГАЗ, ВОДА!

ТЕЛЕФОН ОТДЕЛА ПРОДАЖ +7(727) 2650-157

Отечественный производитель и поставщик общепромышленной запорной арматуры

КЗТА

КАЗАХСТАНСКИЙ ЗАВОД ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

ТОО «КЗТА- Казахстанский Завод Трубопроводной Арматуры»
производство и поставка общепромышленного оборудования
тел.: +7(727)2650157 Факс: +7(727)2650-197 info@kzta.kz www.kzta.kz

СТ РК ИСО 9001-2009

ГЛН№0000287,ГЛН№0004301;ISO9001-2009;СЕРТИФИКАТ ФОРМЫ СТ-KZ; СЕРТИФИКАТЫ СООТВЕТСТВИЯ СЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Тендер!!! Какие эмоции у Вас вызывает это слово?

А.Г. Карпов (Чебоксары, Россия)
evro-arm@mail.ru

Заместитель директора, ООО «ЕвроАрм»

Н.Н. Шубенкина

Заместитель директора по техническим вопросам, ООО «ЕвроАрм»

В этой статье мы попытались привлечь внимание к вопросам, возникающим у участников тендеров в процессе подготовки конкурентного предложения, показать организаторам тендеров взгляд с другой стороны, предложить варианты усовершенствования подготовки тендерной документации, ведь от этого зависит, будут ли на Вас или ваших специалистов сыпаться бесконечный поток звонков и писем от потенциальных поставщиков с просьбой уточнить требования. Ведь чем более полно разъяснена задача, тем больше вероятность получить именно то, что Вам нужно.

Материалы и методы
1. Электронная торговая площадка B2B-Energo (https://www.b2b-energo.ru)
2. А.Г. Карпов, Н.Н. Шубенкина, А. Шнайдер, Покупка дорогого оборудования — ошибка или трезвый расчет», Экспозиция Нефть Газ, № 3 (21) май 2012 г., стр. 11–14

Ключевые слова
тендер, требования, потребность

Tender!!! What kind of emotions you have is this word?

Authors
Anatoly G. Karpov (Cheboksary, Russia)

Deputy Director, LLC «EvroArm»

Natalya N. Shubenkina

Deputy Director for Technical Affairs , LLC «EvroArm»

Abstract
In this article we have tried to draw attention to issues that arise from bidders in the preparation the competitive offers, to show organizers tender the look on the other hand,

В настоящее время на крупных промышленных предприятиях и государственных Учреждениях России закупка необходимого сырья, оборудования, комплектующих, запчастей, а также услуг производится только на тендерной основе через различные тендерные площадки. При этом, каждое предприятие имеет свои принципы организации, регламент проведения закупок, критерии оценок предложений и принятия окончательного решения по закупке товара.

Все эти системы создавались с благой целью: расширения круга поставщиков, их систематизации, исследования рынка, выявления недобросовестных поставщиков, упрощение закупочной системы, снижение закупочных цен, исключение или сведение, по крайней мере, до минимума случаев использования служебного положения сотрудниками закупающего предприятия в корыстных целях.

Все это так, но у каждой медали есть обратная сторона. Это замедление скорости осуществления закупок продукции, потребность в которых возникает неожиданно или регулярно небольшими партиями. Дело иногда доходит до абсурда, когда даже по копеечной потребности необходимо проводить тендер, на организацию которого иногда просто нет времени. Часто от объявления тендера до объявления победителя проходит несколько месяцев, при этом сроки поставки бывают жестко оговорены. В этом случае, время, отведенное для изготовления запрашиваемого товара сильно сокращается, и производитель может просто не успеть поставить товар в срок. Здесь выигрывают компании, предлагающие товар со склада, находящийся на консервации, или после восстановительного ремонта.

Посмотрим (Таб.1), в каком виде зачастую размещаются заявки на тендерных площадках. Вот пример закупочной ведомости (взято из одного реального тендера [1]).

Она Вас удовлетворяет?

Нас — нет. Объясним почему. Подача заявки в таком виде сразу сужает круг претендентов на участие в данном тендере, поскольку указана конкретная марка конкретного производителя и аналоги вряд ли предложат, поскольку номенклатура и варианты материального исполнения изделий у разных производителей могут серьезно отличаться.

Не указано, ни из какого материала должны быть фланцы, ни какого они должны быть исполнения. От этого зависят цена и сроки изготовления фланцев. Как понять, что нужно предложить? Надо уточнять.

По большинству позиций не указаны среда, рабочие температура и давление, а для регулирующей арматуры — величина расхода и расходная характеристика. Все эти данные влияют на выбор конструкции и материалов, а, в конечном счете — на работоспособность арматуры в конкретных условиях эксплуатации, которая может варьироваться от нескольких месяцев до нескольких лет. Безусловно, гораздо лучше, когда цена и сроки изготовления продукции будут в пределах разумного, а купленное изделие будет работать годами, а не придется его экстренно ремонтировать или покупать новое уже через пару месяцев.

Очень интересная характеристика: t>200°C. Возникает вопрос — насколько

№	Наименование	Ед. из.	Кол-во
1	Задвижка 30с972нж с электроприводом с КОФ Ду300	Ком.	2
2	Задвижка 30с972нж с электроприводом с КОФ Ду300/400	Ком.	4
3	Клапан регулирующий 25ч914нж Ду150 Ру-16 с МЭО-16/63	Шт.	1
4	Вентиль приварной 1с-13-3 Ду20 Ру100	Шт.	16
5	Клапан предохранительный Т-31мс-3 Ду-50	Шт.	2
6	Регулятор 6с-12-1	Шт.	1
7	Регулятор 9с-13-3-3-2	Шт.	2
8	Кран шаровой регулирующий фланцевый с электроприводом КШТВ-16-50-р Ду50 Ру16 кгс|см² с отв. фланцами, пароконденсат, Т>200С	Шт.	2
9	Кран шаровой регулирующий фланцевый КШТВ -16-100-р-т Ду100 Ру-16 с ручным приводом, вода 80С	Шт.	1
10	Кран шаровой фланцевый запорный ручной КШТВГ -16-20 Ду-20, Ру16, Т>200С пар, вода	Шт.	8
11	Кран шаровой фланцевый регулирующий ручной КШТВ -16-40 Ду-40, Ру16, Т-80С природный газ	Шт.	8
12	Задвижка 30С71нж Ду80 Ру 1,6 МПа	Шт.	4

Таб. 1 — Пример закупочной ведомости

больше? 250? 400? 500? 1000? Если Вы – поставщик, рискнули бы Вы что-то предложить заказчику без уточнения?

Привод — замечательно, что указан какой — электрический. А дальше, — необходима ли взрывозащита, какое требуется напряжение питания, а ток переменный или постоянный? Управляющий сигнал с пульта оператора? Какой сигнал?

И много других вопросов будут приходить, и приходить в голову специалистам глядя на эту таблицу. А потом еще при такой неопределенности надо дать гарантию на поставляемую продукцию. Очень большой риск! Нужно очень хорошо подумать. Откуда мы знаем, куда все это поставят? Хлопот по выяснению недостающих данных много, а победа в тендере сомнительна. Вот такие мысли посещают поставщиков, серьезно относящихся ко всем запросам.

Вот и подтверждение, на рис.1, с той же торговой площадки [1].

Может быть, многие заказчики арматуры сейчас удивились такому большому количеству вопросов, но уверяем Вас — это еще далеко не все.

Посмотрим, как происходит формирование заявки, размещаемой на тендерной площадке.

Все заявки первоначально формируются в цехах, где непосредственно это оборудование эксплуатируется и подходит срок замены или ремонта, если это существующее производство. И это хорошо. Там люди знают где, что и как работает. Хорошо работает — списал с паспорта или шильдика обозначение и заказал, чтоб закупили именно это. А если работает не очень? А если работает плохо или вообще — сплошная головная боль? Здесь уже одним обозначением не обойтись! Как отнесется к своим обязанностям исполнитель, готовя данные для закупок, какую цель он преследуете — «заткнуть дыру» или обеспечить бесперебойную работу производства?

Сделанное наспех редко
хорошо сделано.
Сократ

Затем, под эти потребности выделяется какой-то бюджет. После этого отдел закупок ранжирует закупки по степени важности и срочности, разносит на различные временные периоды и готовит документы для проведения тендеров, согласно принятому на предприятии регламенту. После чего служба закупок готовит информацию для размещения на тендерной площадке. При этом не всегда учитываются реальные сроки изготовления товара. В режиме диалога поставщик и потребитель могут найти какой-то компромисс, но чаще тендерная система подобных диалогов не предусматривает, и решение принимается исходя из предложений, поданных участниками тендера.

Как мы уже отметили, далее эти данные поступают в отдел закупок. Потребности — на производстве, а закупки делают другие отделы, существующие на предприятии именно для этих целей. Но знают ли они реальные потребности и проблемы производства? Интересны ли они им?

Давайте рассмотрим основные группы (таб.2), так или иначе принимающие участие в выборе и закупке оборудования. На поверхности три основные группы заинтересованных лиц со своими задачами и интересами.

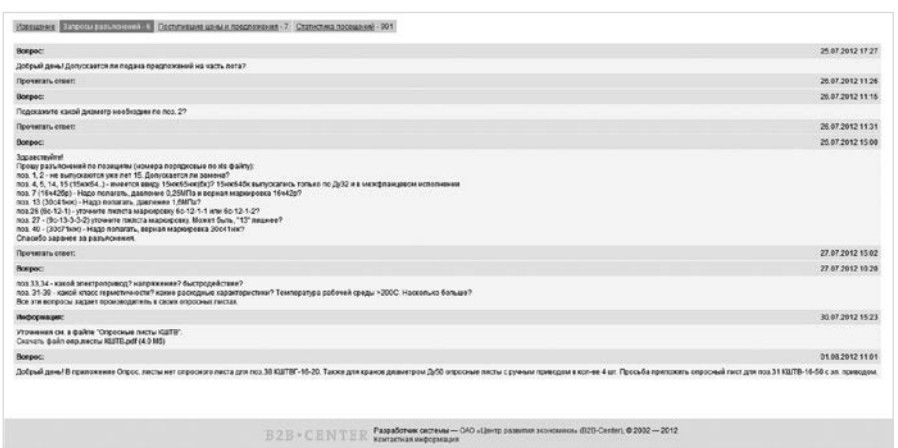


Рис. 1 — Большое количество вопросов с торговой площадки

Эксплуатирующая служба	Закупщики	Руководство предприятия/Владелец
1. Безаварийная работа оборудования 2. Простота в обслуживании оборудования 3. Сокращение простоев из-за аварий и ремонтных работ	1. Закупить оборудование, необходимое производству на максимально выгодных условиях 2. «Вписаться в бюджет закупок» 3. Не нарушить регламент закупок	1. Увеличение прибыли. (снижение себестоимости, уменьшение потерь на предприятии) 2. Повышение конкурентно-способности выпускаемой продукции

Таб. 2 — Группы заинтересованных лиц

to offer options to improve the preparation of tender documentation, because this determines whether you or your staff to divert cases from the an endless stream of calls and letters to potential suppliers with a request to clarify the requirements. When the more fully explained the task, more likely to get exactly what you need.

Materials and methods

1. Electronic trading floor B2B-Energo (https://www.b2b-energo.ru)
2. A. Karpov, N. Shubenkina, A. Schneider, Buying expensive equipment - the error or good judgment, «Oil and gas exhibition", № 3 (21) May 2012, pp. 11-14

Results

The current system forming applications for tenders in many enterprises is far from ideal and does not contribute to raising the technical level of production. Requires adjustment of approaches to the formation of queries and systems evaluation in procurement to minimize the potential of a negative impact of tenders on the promotion of the latest technical solutions for the to equip the productions.

Conclusions

If a consumer wants to buy quality goods on a tender basis, a formal approach to the formation an application is not valid. Only a complete, accurate and accurate information on future operating conditions of production will allow the customer to obtain the most appropriate technical solution to their tasks and conditions execution of the order (price and terms). Priority such operating properties, as lifetime without service, working resource, in assessing proposals will allow the customer to purchase more quality product.

Keywords

tender, requirements, needs

References

1. Electronic trading floor B2B-Energo (https://www.b2b-energo.ru)
2. A. Karpov, N. Shubenkina, A. Schneider, Buying expensive equipment - the error or good judgment, «Oil and gas exhibition", № 3 (21) May 2012, pp. 11-14

Попробуйте, с целью выяснения возникших вопросов, задать их специалисту на тендерной площадке он или не станет об этом говорить, так как это не входит в рамки его обязанностей, или он не знает ответов. Попытки выяснить у него — к кому бы обратиться для получения ответа на предприятии потребуют много времени, если это получится, то мы попадем на специалиста отдела закупок. Это обычно простой российский менеджер. Он очень редко хорошо знает особенности эксплуатации оборудования. Пройти его и попасть к техническим специалистам удается довольно редко. В том случае, когда снабженец берет на себя роль передаточного звена, процесс обычно существенно удлиняется и возникает эффект «испорченного телефона». Даже если удается добраться до технических специалистов, у них не хватает времени, но есть убежденность, что они не могут повлиять на процесс закупок. А представьте, что звонить будет не один участник тендера, да еще тендеров несколько! И все хотят получить ответ на свои вопросы.

Все эти работы по получению дополнительной информации приносят очень большие потери времени и дополнительные финансовые затраты у возможных поставщиков. Работа на тендерных площадках также требуют от возможных поставщиков финансовых затрат, а иногда и немалых. Часто в процессе закупок присутствует еще одно звено — служба закупок концерна или холдинга, иногда это их торговые дома. При этом временной процесс еще больше затягивается и стоимость товара возрастает. Все эти дополнительные затраты компенсируются за счет увеличения наценки на предлагаемый заказчику товар.

Часто процесс проведения крупных тендеров заранее предрешен. Выигрывают их, имеющие опыт и долговременные отношения с заказчиком, крупные торговые организации, специализирующиеся на комплексных разноплановых поставках. После выигрыша тендеров они ищут субподрядчиков на поставку отдельных позиций. Это еще больше затрудняет и делает невозможным процесс общения производителей или их представителей с техническими специалистами конечного потребителя продукции.

Сейчас практически любой тендер — это безусловное выполнение требований заказчика. Да у нас рынок покупателя, но это означает приоритет его нужд и требований, а ни как не их безусловный диктат!

Правда бываю и счастливые для обеих сторон случаи.

Вот пример из нашей практики:

Предприятием вывешен тендер на закупку:

Дисковый затвор «баттерфляй» с ручным приводом, CDVC d 90мм Ду 80, уплотнения FRM — 10 шт.

Дисковый затвор «баттерфляй» с ручным приводом, CDVC d 75мм Ду 65, уплотнения FRM — 10 шт.

Срок подачи предложений — 2 дня.

Прямо скажем — мало информации для формирования предложения. Мы звонили исполнителю. Дозвонились через 2 дня. Пока все выяснили, прошло 3 дня. На тендер мы, конечно, опоздали, но зато выяснили, что затворы с уплотнением FRM в данных условиях работы применять нельзя, о чем сообщили на предприятие. Затем была встреча, где все подтвердилось — затворы работали не более месяца!! Мы предложили свой вариант, и это была наша маленькая победа.

Оказалось: цех заказал то, что всегда закупал (почему именно это — никто не знает), закупщики объявили тендер и закупили строго, что просил цех. И сколько бы они так мучились и тратили деньги впустую — непонятно.

Зачастую на производстве просто не знают, что есть другое оборудование, которое будет работать значительно лучше.

Покупая кота в мешке, деньги могут попасть коту под хвост.
Эриан Шульц

Конечно не всегда и не везде так

Предприятия, ориентированные на закупку оборудования европейского производства, всегда прикрепляют к тендеру опросные листы с техническими требованиями, а все предложения проходят согласование у технических специалистов завода или проектного института, курирующего производственный объект. Однако, после согласования техники, основным критерием выбора является цена, реже — срок поставки. Хотя за разницей в цене может скрываться такой важный параметр, как рабочий ресурс и межремонтный пробег (таб. 3). Из таблицы видим, что хотя клапан российского производства дешевле, но в обслуживании он обойдется дороже за счет значительно меньшего срока работы без обслуживания. Итого получили: российский клапан в 4 раза дешевле, но ресурс работы без обслуживания 55,56 раз меньше. Количество различной арматуры на предприятиях химии и нефтепереработки огромно и необходимость частого обслуживания отвлекает много времени ремонтных служб, а также денежных средств. Что выгоднее купить — решать заказчику.

Многие разорились потому, что старались купить на грош дешевле.
Бенджамин Франклин

Мы, конечно, приводим здесь простейшие примеры, не влезая в более сложную технику, где очевидность выбора будет еще меньше. Однако если обратиться к одной из наших предыдущих статей, — «Покупка дорогого оборудования — ошибка или трезвый расчет» [2], то там видно насколько значительным может быть экономический эффект. В зависимости от выбранного к закупке оборудования (напомню — по нашим приблизительным расчетам потери составили 90 млн. руб. за 1 внеплановый останов оборудования).

Многие имею личный транспорт, и никому не приходит в голову спросить: «Почему «Мерседес» или «Тайота» намного дороже «Запорожца» или «Жигулей»?».

Но если подойти к вопросу вдумчиво, то увидим: что все это — автомобили, один руль, четыре колеса, на всех можно ездить. Но почему-то мало кто делает выбор в пользу «Запорожца» и все меньше в пользу «Жигулей», хотя можно было бы так хорошо сэкономить!

Согласитесь забавный парадокс. Крупное предприятие никогда не купит «Запорожец» даже для передвижения по территории завода, но при этом ищет оборудование дешевле и иногда покупает откровенный «прошлый век», хотя от этого зависит экологическая безопасность региона и безопасность людей, работающих на предприятии, а также, связанные с этим денежные расходы.

Еще один немаловажный нюанс: обычно под закупки закладывается определенный бюджет. В этом случае, какое бы замечательное оборудование мы не предлагали, если оно не вписывается в этот бюджет — закуплено оно не будет.

Как же быть? Оборудование нужно сегодня, а бюджет пересматривать сейчас никто не будет. Но безвыходных ситуаций не бывает!

Предусмотреть деньги на следующий отчетный период под закупку нужного оборудования, которое не получилось закупить сразу в силу тех или иных причин.

Цитата: «Мой прадед говорил: «Я имею желание купить дом, но не имею возможности. Я имею возможность купить козу, но не имею желания». Так давайте же выпьем за то, чтобы наши желания совпадали с нашими возможностями».

Однако все мы люди и с течением времени то, что еще недавно казалось жизненно необходимым, уже таким не кажется. Жили без этого оборудования и дальше можно жить, ведь переход на новое потребует определенных усилий, действий. Все уже закуплено и пока работает.

А подойдет время замены — опять вопрос станет актуальным, а время опять будет упущено...

А потом сидим грустные и сокрушаемся, почему наше производство уступает западным конкурентам и в качестве выпускаемой продукции, и в производительности, и в себестоимости производства.

Так может, стоит что-то предпринять, чтобы сделать производство более безопасным и конкурентоспособным во всех

Тип арматуры	**Материал корпуса**	**Гарантия, циклов**	**Цена средняя с НДС, руб.**	**Стоимость цикла, руб/цикл**
Клапан запорный 15нж65нж Ду50 Ру16	Ст. 25Л	1 800	5 000,00	2,78
Клапан запорный UV 226S 11-40/400-50 DN50 PN40	1.0619 (Ст.20)	100 000	20 000,00	0,2

Таб. 3 — Пример закупочной ведомости

отношениях? Может, стоит чем-то пожертвовать ради этого? Ведь существуют специализированные компании, которые могут усовершенствовать какую-то часть процессов (будь это автоматизация, технологические процессы, оборудование, ...). Может, стоит рассказать им о своих пожеланиях и проблемах? Может быть, закупающие просто не знали, что решения давно существуют и только ждут, когда они обратят на них внимание?

Так что же такое тендер это панацея или зло? И как обычно, стоят два извечных Русских вопроса: «Что делать?» и «Кто виноват?».

Может, стоит готовить техническую часть тендерной документации более тщательно и максимально полно, чтобы потенциальные участники не «дергали» механиков и исполнителей техническими вопросами, отвлекая от других важных дел. А при оценке различных вариантов в приоритет ставить не цену, а технические преимущества и рабочий ресурс (кстати, некоторые предприятия уже начинают это делать).

Итоги

Существующая в настоящее время на многих предприятиях система формирования заявок для проведения тендеров далека от идеала и не способствует повышению технического уровня оснащения производств. Требуется корректировка подходов в формировании запросов и систем оценок при проведении закупок для снижения вероятности отрицательного влияния тендеров на продвижение новейших технических решений для оснащения производств.

Выводы

Если потребитель хочет приобрести качественный товар на тендерной основе, формальный подход к формированию заявки недопустим. Только полная, точная и четкая информация о будущих условиях эксплуатации продукции позволит заказчику получить наиболее соответствующее их задачам техническое решение и условия исполнения заказа (цену и сроки). Приоритет таких эксплуатационных свойств, как срок службы без обслуживания, рабочий ресурс, при оценке предложений позволит заказчику приобрести более качественный товар.

Ваши вопросы, отзывы и комментарии просим направлять по адресу: evro-arm@mail.ru с пометкой: «Отзыв на статью».

Список использованной литературы

1. Электронная торговая площадка B2B-Energo (https://www.b2b-energo.ru)
2. А.Г. Карпов, Н.Н. Шубенкина, А. Шнайдер, Покупка дорогого оборудования - ошибка или трезвый расчет», Экспозиция Нефть Газ, № 3 (21) май 2012 г., стр. 11-14

428022, Россия, Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. Декабристов, д. 33-А, оф. 311
тел./факс (8352) 63-00-24 , тел. (8352) 23-03-41; e-mail: evro-arm@mail.ru ; http://www.evro-arm.ru/

ООО «ЕвроАрм» консультирует по подбору, применению предлагаемой арматуры для различных условий эксплуатации, разрабатывает нестандартные решения для сложных мест установки и тяжелых условий эксплуатации арматуры (сильноагрессивные, абразивные, чистые среды, высокие температуры и давление) и осуществляет комплексные поставки.

Компания является официальным представителем производителей запорной, регулирующей, предохранительной, дозирующей арматуры для химии, нефтепереработки, энергетики и других отраслей: CERA SYSTEM, LESER (Германия), ABO Valve, LDM (Чехия).

отводы • тройники • переходы • заглушки • днища • фланцы

ИФС • крепеж • детали в изоляции • задвижки • электро-приводы • клапаны • краны шаровые

ЗАО «Серебряный мир 2000»

Большой ассортимент продукции на складе компании. Детали по ГОСТ и ТУ.
Поставки по всей России!

Комплексные поставки соединительных деталей трубопроводов и запорной арматуры!

Изготовление деталей возможно из сталей: 20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20А, 20С, 13ХФА, 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М, 20ФА.

Официальный представитель:

ГАЗСТРОЙДЕТАЛЬ · ОМК · ТРУБОДЕТАЛЬ · СОТ · СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ · АЗПТ · СЕВЕРМАШ

620089, Россия, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Луганская, 2, офис 1
Тел/факс: (343) 385-05-85, 270-58-85.
E-mail: office@sm2000.ru • www.sm2000.ru

Разработка перспективных планов Евросоюза в черноморском регионе в 1990–2000 гг.: формирование основных подходов

А.В. Вотинов (Туапсе, Россия)

к.т.н.

В статье рассматриваются вопросы, связанные с формированием политики Евросоюза в черноморском регионе. Автор анализирует факторы, определившие активизацию политического и экономического присутствия ЕС в регионе в 1990-2000-е гг. В работе исследованы документы, представляющие возможность для более четкого понимания сути проводимой политики — Черноморская синергия, Европейская политика соседства и др. Дается авторское видение влияния проводимой политики на экономическое взаимодействие стран региона.

Ключевые слова
ЕС, Черноморский регион, Черноморская синергия, Экономическое сотрудничество

Development of long-term plans of the European Union in the Black Sea region in 1990-2000th: formation of the main approaches

Authors
A.V. Votinov (Tuapse, Russia)

PhD

Abstract
In the article there are considered the questions connected with formation of policy of the European Union in the Black Sea region. The author analyzes the factors which have defined activization of political and economic presence of EU in the region in the 1990–2000th. In the work there are investigated the documents representing possibility for clearer understanding of an essence of carried-out policy about the Black Sea synergy, the European policy of the neighbourhood, etc. There is given the author's vision of influence of carried-out policy on economic interaction of the countries of the region.

Keywords
European community, Black Sea region, Black Sea synergy, Economic cooperation

До начала 1990-х гг. причерноморские страны социалистического содружества координировали свою политику как в рамках Варшавского Договора (военно-политическая линия), так и в рамках СЭВ (социально-экономический сегмент). Их позиции были сильнее, нежели позиции Турции, единственной страны НАТО на Черном море. Военно-морской флот Варшавского Договора полностью контролировал обстановку, создавал фон для благоприятного развития внешнеэкономических связей в пользу стран СЭВ. Сформировавшиеся транспортные коммуникации, морские маршруты следования судов торгового флота, портовая инфраструктура вполне эффективно обслуживали торгово-экономические связи этих стран. Понятно, что в тот период вряд ли у кого-либо могла возникнуть идея допустить боевые корабли США в Черное море. Европейские Сообщества (Европейский Союз стал так называться с ноября 1993 г.) не имели особых возможностей напрямую влиять на политику черноморских стран в силу понятных обстоятельств, не обладали четко выраженной экономической политикой в данном регионе.

Европейский Союз не проявлял острого интереса к Черноморскому региону примерно до середины 1990-х гг. Речь идет о политике, увязывающей интересы всего Евросоюза. Мы имеем в виду не только политику. Основные политические проекты в тот период, который нами характеризуется как ранний постсоветский период, со стороны Запада были реализованы: распался СССР, возникли новые независимые государства, вышли за пределы прежнего социалистического ареала Болгария, Румыния, Югославия. Эти страны не обладали четкой стратегией развития, просчитанными планами интеграции в мировое хозяйство, установившимися внешнеполитическими и внешнеэкономическими приоритетами, что позволяло на гребне критики недавнего прошлого почти без многочисленных затратных усилий втягивать эти страны под влияние, в данном случае, ЕС, а также США.

Конечно, Брюссель имел свои взгляды и позицию по самым различным общим и частным политико-экономическим вопросам, иначе невозможно объяснить его подходы к балканским событиям 90-х гг., а они тем или иным образом сказывались и на черноморском сегменте. Во всяком случае, до принятия решения о сроках вступления Болгарии и Румынии в члены Евросоюза, серьезных документов касательно данного региона не принималось. Можно говорить о том, что политика ЕС во многом шла в фарватере интересов Германии, Великобритании, Италии, Польши. Некоторые другие страны, например, Скандинавские, большого стратегического интереса к Черному морю не проявляли. Поэтому мы и отмечаем, что комплексной политики ЕС в тот период не просматривалось. Забегая вперед, отметим, что после принятия решений о создании десяти транспортных коридоров в Европе, т.н. Критских коридоров, включая тот, что соединяет скандинавские страны с Балканами, с выходом на Черное море, интерес стран Северной Европы к Черному морю сразу вырос. Экономические факторы заставили лидеров этих стран пересмотреть свои позиции.

У ЕС в тот период было много других весьма важных забот — воплощение в жизнь положений Маастрихтских договоренностей, подготовка к введению новой валюты — евро, разработка будущего проекта конституции и др.

А вот США, на наш взгляд, изначально были настроены на создание, укрепление и развитие своих военно-политических позиций. Вашингтон не без оснований полагал, что курс ЕС на «дипломатичное направление» вполне имеет право на жизнь, и он присущ данной интеграционной группировке. США традиционно рассчитывают на создание и активизацию своего военно-политического присутствия в регионе, включая и Кавказ.

До вступления Болгарии и Румынии в ЕС, интересы России и Турции, обладавших (и обладающих сейчас!) протяжённой береговой линией на море и границей со странами Кавказа, концентрировались в основном на проблемах сохранения своих особых позиций в Черном море и на Кавказе. ЕС и США демонстрировали стремление занять свое место в черноморском регионе, попытаться воспользоваться ослаблением позиций России после распада СССР. Фактором в этом процессе выступали и обещания Анкаре принять Турцию в состав ЕС, которые, как известно, выполнены не были.

В 1995 г. ЕС были предприняты попытки выстроить реально действующие транспортные проекты — TRACECA (Transport Corridors Europe-Caucasus-Asia, перевозки сухопутным транспортом и морем) и Inogate (Interstate Oil and Gaz Transport to Europe, транспортировка нефти из Каспия на Европу). Вначале проекты рассматривались в качестве прорывных, но неспокойная обстановка на Северном Кавказе в тот период, сложные политические процессы перестройки социально-экономической жизни в Азербайджане, Армении и Грузии, отсутствие массированных инвестиций, не способствовали эффективному старту.

В ноябре 1997 г. был принят первый документ — «Заявление Евро-комиссии по региональному сотрудничеству в районе Черного моря». Затем дело дошло и до заключения нескольких соглашений между ЕС и некоторыми причерноморскими странами. Следующим этапом было включение этих стран в Европейскую политику соседства (ЕПС)[1]. После вступления в 2007 г. Румынии и

Болгарии в ЕС были разработаны специальные проекты сотрудничества — «Черноморская Синергия» и «Восточное партнерство».

В 2003 г. была принята Европейская стратегия безопасности (ЕСБ). До принятия ЕСБ внешняя политика ЕС не являлась направлением, целиком и полностью создаваемым под специальные цели и задачи. На протяжении ряда лет вырабатывался определенный «европейский подход», характеризующийся целостным пониманием внешней политики, осознанием взаимозависимости между всеми аспектами — политическим, социальным, экономическим и военным.

Надо сказать, что ЕС стал в тот период активно сотрудничать с Организацией Черноморское экономическое сотрудничество (ЧЭС), предпринимались попытки направить причерноморские страны на движение в ареале политики ЕС. Однако, политика России «не вписывалась» в данный контекст, что породило демонстративную склонность Брюсселя к более плотному сотрудничеству с другими странами региона. Не будем, правда, забывать и о том, что в конце 1990-х – начале 2000-х гг. развивались события в Чечне, и ЕС занимал крайне критическую (если не сказать больше) позицию по отношению к России.

Отметим и еще одно обстоятельство. Параллельно с указанными политическими событиями, стала формироваться стратегия постепенного внедрения НАТО в страны черноморского региона. Многие положения свидетельствуют о том, что большие надежды связывались с поддержанием стабильности на трассе нефте- и газопроводов. Активные усилия предполагалось распространить на антитеррористическую программу «Активные усилия» с опорой на Турцию, Румынию и Болгарию, членов Альянса, а также Грузию и Украину. В конце 2005 г. были подписаны соглашения с Румынией и Болгарией о создании на их черноморском побережье американских военно-морских баз «в целях поддержания коммуникаций с воинскими группировками в Ираке». В районе аэродрома г. Констанца (Румыния) размещена штаб-квартира Восточноевропейской оперативной группы Пентагона.

Перипетии вокруг причерноморских стран разворачиваются достаточно активно. Помимо, скажем так, достаточно острого желания США обосноваться на Черном море, путем введения и содержания военных кораблей, Иран серьезно рассматривает возможности масштабных инвестиций в экономики Грузии и Армении. В этом случае Иран может получить рычаги не только экономического, но и политического влияния в регионе, что вызывает крайнюю озабоченность американской стороны.

ЕС стал рассматривать черноморский регион и в контексте развития взаимоотношений со странами Ближнего Востока, Центральной Азии и Турции. Брюссель считает, что в регионе может возникнуть определенная борьба за влияние между ЕС, Россией, Турцией и Китаем. ЕС предпринимает попытки эффективно использовать многонациональный фактор в Причерноморье, имея в виду то обстоятельство, что в регионе располагается достаточно большое число стран. Предполагается, что данный регион может стать своеобразным мостом между востоком и западом.

В апреле 2007 г. Еврокомиссия определила политику ЕС в регионе Черного моря, опубликовав документ под названием «Синергия Черного моря — новая инициатива регионального сотрудничества» (позже были внесены корректировки). В данном документе были использованы подходы, которые можно охарактеризовать как общерегиональные.

Согласно положениям указанного документа, данная региональная инициатива ЕС направлена на укрепление сотрудничества между странами, расположенными в бассейне Чёрного моря. Отметим и основную цель «Синергии» — стимулирование демократического развития и экономических реформ в регионе, содействие разрешению конфликтов. Традиционно для таких документов ЕС выделяются основные области сотрудничества:

1. Демократия, уважение прав человека и стимулирование регионального диалога с гражданским обществом;
2. Пограничный контроль и таможенное сотрудничество на региональном уровне — инициативы по улучшению контроля над миграцией и прекращению незаконной миграции;
3. «Замороженные конфликты» — «особое внимание содействию мерам доверия в регионе, включая программы сотрудничества, особенно направленные на соединение вместе разделенных частей»;
4. Энергетика — диалог об энергетической безопасности, направленный на гармонизацию правовой базы стран Черноморского региона в области производства, транспортировки и транзита энергоносителей на основе права Евросоюза, посредством:
   - «инициативы Баку»,
   - европейской политики соседства,
   - энергодиалога Евросоюз — Россия,
   - распространения Договора энергетического сообщества на Молдавию, Турцию и Украину,
   - Меморандумов о взаимопонимании с Азербайджаном и Украиной.
5. Транспорт — поддержка регионального транспортного сотрудничества;
6. Окружающая среда — усиление стратегического экологического сотрудничества в регионе и исполнение многосторонних соглашений по экологии;
7. Морская политика — улучшение сотрудничества в области наблюдения за морским пространством;
8. Рыболовство — содействие устойчивому и

1995 г. Попытки выстроить проекты — **TRACECA** и **Inogate**

Ноябрь 1997 г. «Заявление Евро-комиссии по региональному сотрудничеству в районе Черного моря».

2003 г. Принята Европейская стратегия безопасности (**ЕСБ**).

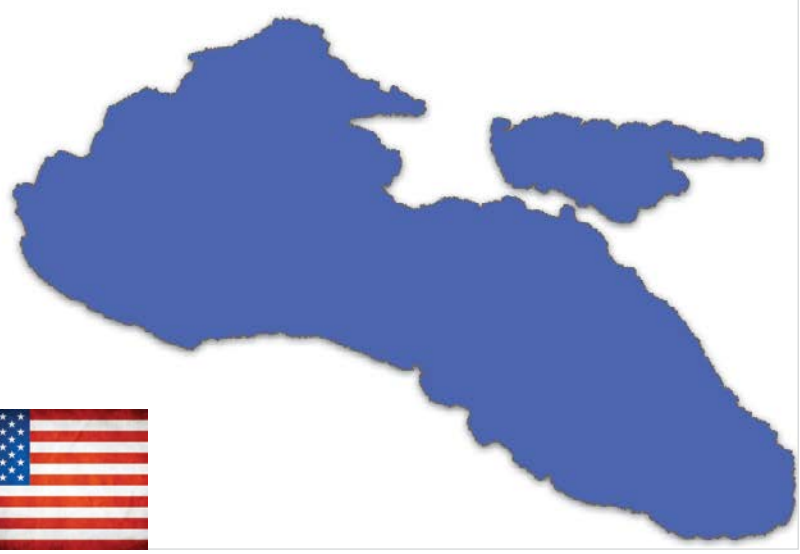
В то-же время активное сотрудничество с Организацией Черноморское экономическое сотрудничество (**ЧЭС**)

Апрель 2007 г. Еврокомиссия определила политику ЕС, опубликовав документ «Синергия Черного моря — новая инициатива регионального сотрудничества»

2007 г. Разработаны проекты **«Черноморская Синергия»** и **«Восточное партнерство»**.

В 1990-х гг. США заявили о своих геостратегических интересах

В конце 2005 г. были подписаны соглашения с Румынией и Болгарией о **создании** на их черноморском побережье американских **военно-морских баз**



ответственному использованию рыбных ресурсов;
9. Торговля — либерализация торговли в регионе;
10. Научные исследования и образование — обеспечение взаимосвязи между научным и образовательным сообществами и содействие правовой гармонизации научных и образовательных структур с соответствующими структурами Евросоюза;
11. Наука и техника — обеспечение включения особых видов исследований и проблем, представляющих взаимный интерес, в научнотехническую программу Евросоюза;
12. Занятость и социальные проблемы — обмен информацией и передовым опытом.

В Отчетном докладе председательства Евросоюзом «Укрепление европейской политики соседства» за 2007 год впервые говорится о том, что «основным принципом Черноморской синергии будет гибкая геометрия»[2]. В данном документе указанная посылка объясняется так: «Для прогресса Черноморского регионального сотрудничества не всегда требуется участие всех Черноморских государств или, наоборот, оно может выиграть от тесного сотрудничества с инициативами соседних регионов, таких как Дунайский регион»[3].

Черноморская синергия выделяет в качестве особого партнера Евросоюза в энергетической сфере Украину. Евросоюз, после различных злоключений в части транзита российского природного газа через Украину, безусловно, заинтересован в обеспечении надежных и безопасных поставок. Во всяком случае, такова была позиция Брюсселя в период формирования «Синергии». Важность места и роли Украины для обеспечения энергетической безопасности Евросоюза в целом и отдельных стран в частности, подчеркивалась тем, что Брюссель подписал с Киевом Меморандум о взаимопонимании в области энергетики первым из четырех новых независимых государств, с которыми указанный документ был подписан.

Финансовые средства для реализации планов «Синергии» планируется выделять из бюджета Европейской политики соседства, как и Европейским банком реконструкции и развития и Европейским инвестиционным банком. Кроме того, «предложенный «Соседский инвестиционный фонд» для стран с Планом действий в рамках Европейской политики соседства мог бы внести вклад в подготовку и проведении совместных инвестиций в инфраструктуру, особенно в области энергетики, транспорта, охраны окружающей среды, в тесном сотрудничестве с международными финансовыми институтами, в частности Европейским банком реконструкции и развития и Европейским инвестиционным банком»[4].

Диверсификация отношений ЕС со странами региона проявилась в виде принятых «Европейской политики соседства (European Neighbourhood Policy)» и на ее основе «Планов действий (Action Plans)» для каждой страны в отдельности.

Европейская Политика Соседства (ЕПС — European Neighbourhood Policy) представляет собой новый подход Европейского союза к соседним странам с целью укрепления отношений между Евросоюзом и его странами-соседями и сотрудничества по созданию зоны безопасности и благосостояния, «кольца дружественных стран» на границах Европейского союза. ЕПС призвана предоставить странам-соседям Евросоюза возможность более тесного сотрудничества с ЕС в области политики, безопасности, экономики и культуры.

Европейский инструмент соседства и партнерства (ЕИСП) является основным финансовым механизмом оказания содействия странам, входящим в состав Европейской политики соседства (ЕПС), а также России. Это инструмент сотрудничества, которым распоряжается EuropAid и посредством которого решения, принятые на политическом уровне, превращаются в практические действия на местах.

Европейская Комиссия в январе 2009 года дала старт Проекту информационной и коммуникационной поддержки ЕИСП (Инфоцентр ЕИСП) для представления сведений о взаимоотношениях ЕС с семью соседями и партнерами на востоке и девятью странами-партнерами в Средиземноморье. То есть, постепенно занимается и информационная ниша.

Представленные политические проекты Евросоюза с целью реализации своих подходов на Черном море, дают основания высказать некоторые соображения касательно их влияния на экономическое взаимодействие стран черноморского региона.

В настоящее время большая часть черноморского региона находится в границах России и Турции. Болгария и Румыния являются членами ЕС и, естественно, следуют в фарватере политики Союза. Большое влияние на внешнюю политику этих стран оказывают США. Украина стремится сохранять свою независимость. Грузия проводит явно выраженную политику США, которые еще в 1990-х гг. заявили о своих геостратегических интересах. Турция, в последнее время, после того, как стало очевидно, что ее членство в ЕС маловероятно, стремится предпринимать шаги, демонстрирующие ее значимость в регионе, особую роль в мусульманском мире и др.

Приняв документы, о которых идет речь выше, ЕС продолжает продвигать транспортно-энергетические проекты. Так, определенные успехи достигнуты в рамках проекта TRACECA. Вместе с тем, говорить о существенных изменениях в маршрутной структуре грузопотоков, т.е. о переводе их значительной части на данный транспортный коридор не приходится, т.к. планы 1995 г. (подписание Соглашения) не выполнены. Четырехкратная перевалка в портах Каспийского и Черного морей существенно влияет на себестоимость перевозок и, даже решение о предоставлении льготных железнодорожных тарифов не позволяет пока достичь нужных параметров.

С принятием в 1990-2000-х гг. указанных документов, направленных на оживление взаимодействия со странами черноморского региона, ЕС надеялся извлечь достаточно скорую выгоду, например, в области энергетики. Однако, на данный момент тон в поставках энергосырья на экспорт через порты Черного моря задают Россия и Казахстан. Даже несмотря на то, что Болгария отказалась от строительства нефтепровода Бургас-Александруполис (явно под нажимом внешних сил и, здесь вряд ли обошлось без согласования с органами ЕС), Россия и Казахстан наращивают экспорт нефти через систему КТК.

Во всяком случае, Россия не должна слишком сожалеть о провале этого проекта, т.к. потенциально Москва избавилась от потенциальных проблем, связанных с транзитом. Взамен Россия наращивает мощности своих экспортных терминалов и те отгрузки, которые бы шли на Бургас-Александруполис, будут переброшены на традиционные морские маршруты.

---

[1] *Европейская политика соседства — особая система правил, положенная в основу отношений ЕС с его непосредственными соседями на востоке и юге, с шестнадцатью странами, либо на данный момент (2006 г.), либо вовсе не имеющими перспективы стать членами ЕС: Алжиром, Арменией, Азер-байджаном, Беларусью, Египтом, Грузией, Израилем, Иорданией, Ливаном, Ливией, Молдовой, Марокко, Палестинской автономией, Сирией, Тунисом и Украиной. На остальных соседей ЕС распространялось действие других политических инициатив, таких как ЕЭП/ЕАСТ (Исландия, Лихтенштейн, Норвегия, Швейцария), расширение ЕС (присоединяющиеся страны: Болгария, Румыния; страны-кандидаты: Хорватия, Турция и бывшая югославская Республика Македония; потенциальные страны-кандидаты: Албания, Босния и Герцеговина, Сербия, Черногория) и Стратегическое партнёрство с Россией.*

[2] *Strengthening the European Neighbourhood Policy – Presidency Progress Report, 10874/07, Eu-ropean Council, 21-22.06.2007, http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/07/st10/st10874. en07.pdf.*

[3] *Там же.*

[4] *Komunikat Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego Synergia czarnomorska – Nowa inicjatywa współpracy regionalnej, Bruksela, 11.04.2007, COM(2007) 160 wersja ostateczna, http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/com07_160_pl.pdf*

Черноморская Стратегия Евросоюза: некоторые основные положения

А.В. Вотинов (Туапсе, Россия)

к.т.н.

Продолжение авторского анализа политики ЕС в Черноморском регионе с позиций вызовов и угроз для стратегий расширения российского присутствия на региональном рынке нефтепродуктов

Ключевые слова
ЕС, Черноморская стратегия, транспортные проекты ЕС, транспортно-энергетические проблемы

European Union Black Sea Strategy: some basic provisions

Authors
A.V. Votinov (Tuapse, Russia)

PhD

Abstract
Continuation of the author's analysis of EU policy in the Black Sea region from the position of calls and threats for expansion strategy of Russian presence in the regional market of oil products

Keywords
EU, Black Sea strategy, EU transport projects, transport and power problems

В январе 2011 г. Европейский парламент утвердил резолюцию по Черноморской стратегии (EU Strategy for the Black Sea (2010/2087(INI))[1].

Указанная Стратегия была принята с учетом ряда документов, в частности: Черноморская Синергия (COM(2007)0160), Резолюция от 17 января 2008 г. о подходах к Инициативе по Черноморской синергии, Совместное Заявление министров иностранных дел стран ЕС и черноморского региона (Киев, 14 февраля 2008 г.) и ряда других.

Текст Черноморской стратегии ЕС (далее — Стратегия) состоит из трех разделов: «Безопасность и успешное управление», «Энергетика, транспорт и окружающая среда», «Экономическое, социальное и человеческое развитие».

Анализ содержания документа убедительно доказывает превалирование в нём положений, носящих политический характер, над экономической и социально-экономической проблематикой. Это со всей очевидность проявляется уже в наличии в нём обширного перечня угроз, с которыми столкнется Европа в XXI веке, и характер этих угроз. Отмечается, что в черноморском регионе наиболее явно просматриваются пять угроз, — возможное распространение оружия массового уничтожения, терроризм, региональные конфликты, распад государств, организованная преступность. Большое внимание уделяется политическим аспектам, в частности, консолидации демократических правительств, развитию рыночных подходов к решению энергетических проблем, международной безопасности, недопущению международных конфликтов. Кроме этого, на высоком теоретическом уровне отслеживаются и подвергаются проработке и осмыслению проблемы энергетической безопасности, создания энерго-транспортных коридоров в черноморском регионе.

В п.25 документа выражается особая озабоченность относительно условий, которые предоставлены в Крыму Черноморскому флоту России, и отмечается, что данное обстоятельство представляет собой возможные осложнения для стабильности в этом регионе. Таким образом, ЕС практически напрямую заявляет, что российский флот является причиной возможной нестабильности на Черном море. При этом в тексте нет упоминания об американском флоте, который заходит в Черное море, являясь, в свою очередь, причиной явной и очевидной дестабилизации ситуации в регионе. Представляется, что это следствие обычной политики двойных стандартов, принятой на Западе.

В п.32 отмечается озабоченность ЕС тем, что в оккупированных Южной Осетии и Абхазии ежедневно имеют место грубые нарушения прав человека. Как следствие, сделан вывод о том, что ЕС и Европейская служба внешних действий (EEAS) должны активно действовать с целью предотвращения нарушения прав человека в черноморском регионе.

Примечательно, что практически вначале текста Стратегии, в п.10 подчеркивается необходимость привлекать к реализации проектов в регионах, которые находятся в рамках действия Черноморской стратегии, не только местные правительства, бизнес-сообщества, но и неправительственные организации и другие организации гражданского общества. Учитывая накопленный за десятилетия опыт участия подобных сил в процессах т.н. «цветных революций» на территории постсоветского пространства, подобные призывы так же выглядят настораживающе и способны вызвать закономерные вопросы.

В тексте отмечается, что черноморский регион является стратегическим мостом, соединяющим Европу с Каспийским морем, Центральной Азией, Ближним Востоком (п.А. Стратегии). Указывается, что ЕС будет связан через Черное море со странами Юго-Восточной Азии, КНР, в процесс будут вовлечены партнеры ЕС — Армения, Азербайджан, Грузия, Молдавия, Украина. Показательно, что Россия определяется как «стратегический партнер».

В Стратегии отмечается, что принятая ранее Черноморская синергия впервые определила Черное море как зону стратегических интересов ЕС (п.D). Поскольку черноморский регион определен в качестве стратегического региона для ЕС, т.к. несколько стран территориально входят в ЕС, создатели документа определяют в качестве одной их целей проведение политики демократизации, безопасности, стабильности, регионального сотрудничества и устойчивого развития на Черном море (п.В).

Начиная с 2008 г., времени известных событий в Южной Осетии и Абхазии, в черноморском регионе региональное сотрудничество развивалось преимущественно в экономической и социально-экономической сферах — техническое сотрудничество, совместные работы в области экологии, образования. Однако, по мнению ЕС, сотрудничество не развивалось из-за конфликтов на Кавказе, и в Приднестровье. Особенно это касается таких сфер, как безопасность судоходства, спасательные операции, миграция населения, нарушение демократических свобод. В документе отмечается, что по отдельным сегментам ситуация даже ухудшалась (п.I).

Анализ документа даёт веские основания утверждать, что он, как и целый ряд других документов по вопросам и проблемам безопасности в Черноморском регионе, носит отнюдь не пророссийский, а достаточно выраженный антироссийский характер. Объявляя конфликты в Абхазии, Южной Осетии и Приднестровье главными

вызовами безопасности для всех стран черноморского побережья, авторы резолюции призывают руководство ЕС взять на себя ведущую роль в переговорах и миротворческих процессах, направленных на урегулирование этих конфликтов. При этом Абхазия и Южная Осетия впервые в официальном документе ЕС обозначаются как «оккупированные территории». В Стратегии также подчеркивается обеспокоенность Европарламента продлением пребывания российского флота в Крыму (п.25). Можно предположить, что для Евросоюза более предпочтительным вариантом является присутствие на черноморском побережье военно-морских баз США[2].

Черное море, отмечается в документе (п.К), представляет собой геостратегический для ЕС регион, особенно, в части касающейся энергетической безопасности ЕС. Черное море представляет собой регион для решения проблем диверсификации поставок энергосырья в страны ЕС.

В п.М. Стратегии указывается, что при рассмотрении проблем Черного моря необходима увязка с Дунайским регионом.

Далее в Черноморской Стратегии говорится о том, что она (Стратегия) должна стать составной частью политики ЕС в области безопасности. Это весьма важное обстоятельство, т.к. не все документы подобного характера получают в ЕС статус «составной части политики ЕС». В Стратегии говорится о том, что требуется создание особой строки в бюджете ЕС для целевого финансирования наиболее приоритетных региональных программ. В принятой резолюции говорится о намерении наладить плотный мониторинг ситуации в Причерноморье и создать для этого соответствующую правовую базу, определить размер финансирования механизмов воздействия на страны региона (п.9).

В раздел «Энергетика, транспорт и окружающая среда» включено 17 статей. Коротко представим и проанализируем их содержание.

В ст.34 говорится, что с одной стороны, черноморский регион является стратегическим для обеспечения энергетической безопасности ЕС. С другой стороны указывается, что сотрудничество в области энергетики, транспорта и окружающей среды является ключевым для гармоничного и устойчивого развития региона.

В ст.35 подчеркивается необходимость укрепления многостороннего сотрудничества в области энергетики в контексте положений ВТО и Энергетической Хартии. Отдельно отмечается поддержка рыночных и регулятивных мер по интеграции на основе законодательства ЕС по энергетике и охране окружающей среды, участия стран «широкого Причерноморья», в процессах модернизации энергетической инфраструктуры в черноморском регионе в контексте Договора о европейском энергетическом сообществе. Подчеркивается важность достижения странами ЕС подходов к проблемам Черного моря на общей платформе с целью обеспечения безопасности при поставках энергосырья и стабильности добрососедских настроений (п.36).

В документе содержится призыв к принятию мер со стороны ЕС по диверсификации поставок газа и по созданию общей нормативной рамочной базы для продвижения прозрачных, конкурентных и основанных на правилах отношений на рынке газа; призыв к ЕС активно развивать сотрудничество с черноморскими странами и предложить им большие возможности по поддержке энергетических проектов ЕС; приветствовать допуск Республики Молдова и Украины к Энергетическому Сообществу (п.37).

ЕС призывается диверсифицировать маршруты и источники поставок энергоресурсов, настойчиво повторяется необходимость активизировать разработку проектов по созданию южных коридоров поставок энергии, особенно, по продвижению проекта «Набукко», отмечается развитие проекта «Южный поток». В документе указывается на необходимость развития транспортировки сжиженного природного газа в контексте выполнения проекта AGRI («Азербайджан-Грузия-Румыния Соединение») и строительство СПГ-терминалов в черноморских портах, а также европейского нефтепровода Констанца–Триест (п.39).

В документе указывается на необходимость разработки Пакета мер по созданию энергетической инфраструктуры в регионе Черного моря. Содержится утверждение, что создание транзитных маршрутов на территории черноморских стран ЕС позволит значительно улучшить безопасность поставок газа в страны Евросоюза (п.41).

Далее отмечается необходимость активизации работ по использованию возобновляемых источников энергии и проведения научных исследований и т.д.

В п.43 ставится задача включить страны-члены ЕС в регион партнерства по передаче технологий и знаний по таким направлениям, как возобновляемая энергия, энергосбережение, создание сети по распределению энергии (нефть, газ, электроэнергия), разработка научно-обоснованных мер по вопросам изменения климата, снижения выбросов вредных газов в атмосферу.

Интерес представляет п.44., в котором отмечается необходимость продолжить поддержку инициативных проектов 1995 г. TRACECA и INOGATE. Далее, в следующем п.45., указывается, что проекты TRACECA и INOGATE следует увязывать с планируемой разработкой планов по развитию портов ЕС на Черном море и на Дунае. Имеется в виду подключение их к трансевропейским транспортным проектам вдоль осей 7,18,21, 22 согласно принятых ранее документов.

Интерес представляет п.46., в котором говорится о следующем. После начала реализации одного из весьма интересных транспортных проектов ЕС — «Motorways on the Sea» — перевод части автомобильных перевозок с автомобильных трасс на морские. В этом случае автопоезда или их части, например, прицепы и полуприцепы, перевозятся на паромах. Например, в рамках проекта предполагается перевозка транспорта паромами по маршруту Барселона — Рим. ЕС считает необходимым инвестировать значительные средства в реализацию проекта «Motorways on the Sea» на Черном море. Таким образом, ЕС планирует создать огромную дугу, соединив Балтийское, Северное, Средиземное и Черное моря в единое целое.

---

[1] В апреле 2010 г. Азербайджан, Грузия и Румыния подписали меморандум о взаимопонимании относи-тельно реализации проекта по поставкам сжиженного природного газа из Азербайджана через Грузию и Румынию в Европу. Стоимость проекта по предварительным подсчетам составит от 2 до 4 млрд.евро. предполагается строительство двух терминалов для СПГ с возможностью перевалки до 7 млрд.куб.м СПГ в год, в т.ч. 2 млрд.куб.м будет поставляться в Румынию, а остальные объемы пойдут на Европу. На первом этапе планируется построить газопровод из Азербайджана через Кавказ на грузинский порт Кулеви. В порту газ будет сжижаться и затем перевозиться по морю в Констанцу (Румыния), где будет построена установка по регазификации. После этого газ через газораспределительную систему Румынии будет поставляться в страны ЕС. Некоторые специали-сты считают, что этот проект может быть реализован достаточно быстро, и он не конкурирует с «Набукко». Румыния входит и в состав стран-участниц проекта «Набукко», вместе с Австрией, Венгрией, Турцией, Болгарией и Германией. Однако реализация проекта имеет некоторые сложности: Турция и Азербайджан пока не могут договориться по ценам на газ и транзитным тарифам. Это означает, что проект AGRI может быть реализован быстрее.

[2] Речь идет об осях по проекту Motorways on the Sea. См.Annex II to Decision No 884/2004/EC of the European Parliament and of the Council of 29 April 2004 amending Decision No 1692/96/EC on Community guidelines for the development of the trans-European transport network and their progressive assimilation with the TRACECA corridor, the central axis.См. также, Commission to the Council and the European Parlia-ment on 'Extension of the major trans-European transport axes to the neighbouring countries – Guidelines for transport in Europe and the neighbouring regions' (COM(2007)0032) and of Pan-European Transport Corridors 8 and 9.

Естественно, в основном для своих транспортных операторов.

Кроме того, в п.47. речь идет о развитии авиасообщений в регионе Черного моря. В частности, отмечается, что Еврокомиссия должна установить диалог с Республикой Молдова относительно либерализации ее воздушного транспорта и скорейшего открытия переговоров с допуском воздушного флота Республики Молдова в «Общую авиационную зону ЕС».

Рассматриваемый документ содержит немало иных принципиальных положений, достойных самостоятельного вдумчивого анализа, однако нам хотелось бы в заключении обратить внимание на следующие моменты.

Сам факт существования и характер положений этого и целого ряда иных документов, принятых в рамках ЕС последние годы, даёт все основания утверждать, что ЕС начинает уделять повышенное внимание транспортной проблематике в черноморском регионе. Об этом свидетельствуют не только положения Стратегии, которые позволяют говорить о возобновлении внимания к запущенным ранее проектам, которые в силу ряда причин не получили развития. Речь идет, в частности, о проектах TRACECA и INOGATE. Эту посылку подтверждает, в частности, тот факт, что на Мировом транспортном форуме (г. Лейпциг, май 2012 г.) впервые был представлен достаточно объемный стенд о проекте TRACECA, продемонстрированы усилия ЕС и дальнейшие планы по его реализации.

В Стратегии значительное внимание уделяется транспортно-энергетическим проблемам. ЕС настойчиво ищет пути развития альтернативных поставок энергоносителей, стремится поставить преграды «монопольной России». Безусловно, к этому следует относиться спокойно, поскольку имеющая место в транспортном сообществе России идея о создании альтернативных путей в обход России исключительно с целью «навредить» нашей стране, относится, явно к разряду «теорий заговора» и не вполне верна. Надо понимать логику стран ЕС, которые, как это и принято в рыночной среде, всегда ищут возможности для создания пространства конкуренции, приводящей к желаемым экономическим результатам. Мы согласны с правильностью этой логики. История ЕС не раз демонстрировала ситуации, когда доминирование политических резонов, политической силы над целями и логикой экономической интеграций, приводило к неожиданным и плачевным результатам.

Полагаем, что уже в ближайшее время следует ожидать более конкретных шагов со стороны ЕС на Черном море и в первую очередь в транспортно-энергетическом сегменте.

п.А — ЕС будет связан через Черное море со странами Юго-Восточной Азии, КНР

п.D — Черное море зона стратегических интересов ЕС

п.В — Проведение политики демократизации и устойчивого развития на Черном море

п.I — Сотрудничество не развивалось из-за конфликтов на Кавказе и в Приднестровье

п.К — Черное море геостратегический для ЕС регион в части энергетической безопасности

п.М — Указывается необходимость увязки Черного моря с Дунайским регионом

п.9 — Намерение наладить плотный мониторинг ситуации в Причерноморье

п.10 — Подчеркивается необходимость привлекать к реализации проектов неправительственные организации

п.25 — Особая озабоченность условиями предоставленными Черноморскому флоту России

п.25 — Так же подчеркивается обеспокоенность пребывания российского флота в Крыму

п.32 — Отмечаются грубые нарушения прав человека в Южной Осетии и Абхазии

п.36 — Подчеркивается важность достижения странами ЕС подходов к проблемам Черного моря

п.37 — Приветствуется допуск Республики Молдова и Украины к Энергетическому Сообществу

п.39 — Необходимость развития транспортировки сжиженного природного газа

п.41 — Создание транзитных маршрутов значительно улучшит поставки газа в страны Евросоюза

п.43 — Ставится задача включить страны-члены ЕС в регион партнерства по передаче технологий и знаний

п.44 — Необходимость продолжить поддержку проектов 1991 г. TRACECA и INOGATE

п.45 — Проекты TRACECA и INOGATE следует увязывать с развитием портов ЕС на Черном Море и на Дунае

п.46 — Необходимо инвестировать в реализацию проекта «Motorways on the Sea» на Черном море

п.47 — Развитие авиасообщений в районе Черного моря

Список использованной литературы

1. EU Strategy for the Black Sea P7_TA(2011)0025 A7-0378/2010.
2. России необходимо разрабатывать стратегию на Черноморском направлении // http://www.riss.ru/?newsId=483

УРАЛВАГОНЗАВОД готовит установки МБР для Российского нефтегазового комплекса

А.Е. Давыдов (Нижний Тагил, Россия)
791@uvz.ru

руководитель проекта
ОАО «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод»

Прославленное предприятие, входящее в сотню крупнейших военно-промышленных комплексов мира, Уралвагонзавод сегодня возглавляет вертикально-интегрированную структуру, включающую 19 предприятий, научно-исследовательских институтов и конструкторских бюро. Такое объединение дает возможность увеличить производственный потенциал, сократить сроки постановки на конвейер инновационной продукции.

Ключевые слова
мобильные буровые установки, УралВагонЗавод, МБР-160, МБР-125

«URALVAGONZAVOD» prepares MDR for russian oil&gas complex

Authors
Aleksandr E. Davydov (Nizhniy Tagil, Russia)

«URALVAGONZAVOD» Scientific-production Corp. JSC

Abstract
Included into the world's 100 biggest military-industrial complexes, prominent venture URALVAGONZAVOD presents innovative МБР-125 & МБР-160 mobile drilling rigs today.

Keywords
URALVAGONZAVOD, МБР-125 & МБР-160 mobile drilling rigs (MDR), upper power drive

В силу своих практически неограниченных возможностей, которые дает использование оборонных технологий при производстве гражданской продукции, Уралвагонзавод готов предложить самую передовую, самую современную технику для самых различных отраслей российской промышленности.

Сегодня Уралвагонзавод вплотную занимается реализацией диверсификации производства: по конструкции ОАО «Спецмаш» созданы два образца мобильной буровой установки — МБР-125 и МБР-160. Установки предназначены для текущего, капитального ремонта и освоения скважин глубиной 4450 м и 6500 м соответственно, а также для бурения газоконденсатных и нефтяных скважин с устьевым давлением до 35 МПа глубиной 3000 м и 3500 м соответственно.

Преимуществом данных машин является наличие надежной гидролебедки уникальной конструкции, разработанной шведской компанией.

Лебедка повышает производительность спускоподъемных операций на основе бесступенчатого регулирования скоростей и сокращает время подъема колонн за счет полного использования приводной мощности на каждой стадии процесса.

Обеспечиваются высокая точность и безопасность управления спускоподъемными операциями, комфортные условия работы машиниста (оператора) буровой установки за счет дистанционного электрогидравлического управления всеми операциями из обогреваемой кабины.

Уникальность установки МБР-160 заключается в возможности применения верхнего силового привода, предназначенного для вращения бурового инструмента, удержания на весу колонны труб, выполнения спускоподъемных операций, подачи бурового раствора в скважину и ремонта скважин. Верхний силовой привод запитан от штатной гидросистемы установки МБР-160.

Верхний силовой привод, заменяя собой ротор, промывочный вертлюг и гидравлический ключ установок по сравнению с роторным бурением снижает общую трудоемкость работ при наращивании колонны труб в процессе бурения и значительно повышает производительность труда. Кроме этого появляется возможность модернизации эксплуатационных и законсервированных скважин с низкой эффективностью или выработавших свой ресурс глубиной до 3-х км. Модернизация заключается в доработке готовых вертикальных стволов новыми наклонно-горизонтальными стволами в пластах залегания нефти и газа.

В соответствии с «Правилами в нефтяной и газовой промышленности» буровая установка МБР-160 оснащается верхним силовым приводом при вскрытии пласта с ожидаемым содержанием в пластовом флюиде сероводорода свыше 6 (объемных) процентов, при наборе угла бурения с радиусом кривизны менее 30 метров в наклонно-направленных скважинах, при бурении горизонтального участка ствола скважины длиной более 300 метров в скважинах глубиной более 3000 метров.

В состав установки входят:
- шестиосное самоходное транспортно-технологическое шасси МЗКТ с колесной формулой 12х12;
- телескопическая вышка с открытой передней гранью, обеспечивающая подъем-спуск колонны труб, бурового и другого оборудования при ремонте и бурении скважин;
- основная лебедка — гидравлическая;
- вспомогательная лебёдка с гидроприводом,
- гидрораскрепитель,
- гидросистема разворачивания установки в рабочее положение и свёртывания в транспортное положение с помощью дистанционного пульта управления,
- электронная система управления и контроля рабочими операциями
- талевая система, включающая талевый блок, кронблок, адаптер, талевый канат;
- оборудование, обеспечивающее подключение, управление и работу бурового оборудования: ротора, ключа, спадера.
- кабина машиниста (оператора) буровой установки,
- балкон верхового.

В состав бурового комплекса кроме подъемных установок:
- рабочая стационарная площадка (два типа);
- гидроротор;
- гидроспайдер;
- ключ трубный гидравлический;
- опорные фундаменты под гидродомкраты;
- мостки со стеллажами;
- комплект оборудования и инструмента.

На данный момент МБР-125 и МБР-160 прошли предварительные (заводские), приемочные и сертификационные испытания. Сертификат на соответствие требованиям технического регламента о безопасности машин и оборудования получен. Формируется пакет документов, необходимых для рассмотрения Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору для получения Разрешения Ростехнадзора на применение технических устройств МБР-125 и МБР-160 на опасных производственных объектах.

УралВагонЗавод

Мобильные буровые установки

МБР-125, МБР-160

Предназначены для текущего, капитального ремонта и бурения скважин с устьевым давлением до 35 МПа; освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин глубиной до 5000 метров

УНИКАЛЬНОСТЬ -

- ЛЕБЁДКА СО ШВЕДСКИМ ГИДРОПРИВОДОМ
- ВЕРХНИЙ СИЛОВОЙ ГИДРОПРИВОД С ПИТАНИЕМ ОТ ШТАТНОЙ ГИДРОСИСТЕМЫ

Отдел сбыта: тел./факс (3435) 345-293, 345-435, 345-104
E-mail: 791@uvz.ru
Служба сервиса: тел. (3435) 344-236, факс (3435) 344-507
Разработчик ОАО "Спецмаш" (Санкт-Петербург) Тел.: +7 812 3200824

WWW.UVZ.RU
WWW.URALVAGONZAVOD.COM

Актуальность применения азотных компрессорных станций ТГА в колтюбинге

А.В. Юрьев (Краснодар, Россия)
info@tegas.ru

коммерческий директор
промышленной группы Тегас

Важной задачей нефтегазодобывающих компаний является рациональное извлечение углеводородного сырья, снижение себестоимости этого процесса. Применение колтюбинговых технологий при вскрытии продуктивных пластов и капитальном ремонте скважин является одним из наиболее перспективных и эффективных методов.

Ключевые слова
Компания «Тегас», самоходные азотные станции ТГА, модульные компрессорные станции, аренда азотных установок, ККЗ (Краснодарский Компрессорный Завод), сервисное обслуживание компрессорного оборудования, МКС, ПНГ

Actuality of use of nitrogen compressor stations TGA series in coiled tubing applications

Authors
Aleksey V. Yuriev (Krasnodar, Russia)

commercial director of Tegas industrial group

Abstracts
Today an important task of oil and gas companies is a proper management of hydrocarbons extraction and reducing costs of the process. The use of coiled tubing technologies in penetration into the pay zone and workover operations is one of the most promising and effective methods.

Keywords
Tegas Co, TGA moble gas nitrogen generators, modular compressor stations, Krasnodar Compressor Plant, servicing of the compressor equipment

Колтюбинговые технологии позволяют обеспечить условия рациональной эксплуатации месторождений в поздней стадии разработки и для «реанимирования» старого фонда скважин. Данные технологии, связанные с ликвидацией отложений в скважинах, поинтервальной обработкой, борьбой с обводнениями, доставкой и извлечением внутрискважинного оборудования, ловильными операциями, занимают свою растущую нишу в нефтегазовом секторе.

По сравнению с другими методами очистки ствола скважины, колтюбинг является более дорогостоящей технологией. Однако, применение этого метода имеет ряд преимуществ, касающихся возможностей повышения производительности скважин.

Азотные компрессорные станции ТГА — эффективное решение в колтюбинговых технологиях

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных компрессорных станций ТГА заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть).

Использование азотированного рассола позволяет производить очистку в условиях пониженного гидростатического давления (на депрессии), что способствует более эффективному удалению твердых частиц и уменьшению повреждения пласта. Кроме того, после этого в течение нескольких часов можно освоить скважину закачкой одного лишь азота, с помощью передвижной станции ТГА.

Это обеспечивает еще более тщательную очистку ствола и позволяет получить данные по динамике добычи, необходимые для подбора типоразмера УЭЦН и оценки работы скважины. Наконец, промывка скважины с применением колтюбинга, как правило, занимает всего два-три дня — на несколько дней меньше, чем при использовании традиционных методов.

Отличительные особенности азотных станций ТГА

Станции ТГА отличются от предшественников — станций СДА и НДА — улучшенными эксплуатационными характеристиками, повышенным межсервисным интервалом, широким списком дополнительного оборудования.

Основные преимущества ТГА:

- Повышенная чистота азота на выходе, регулируемая от 90–99%.
- Возможность увеличения давления станции в диапазоне от 10 до 100% в специальном исполнении.
- Возможность регулирования производительности от 10 до 100%.
- Оптимизация компоновки навесного оборудования для более легкого обслуживания станции.
- Модернизация капота — увеличены его надежность и долговечность.
- Микропроцессорная система автоматики обеспечивает возможность контроля при удаленном доступе, работа станции происходит автоматически.
- Модернизирована система охлаждения дизеля и компрессора, что позволяет станциям работать в более широком диапазоне температур окружающей среды.
- Стоимость станций ТГА на порядок ниже аналогичного импортного оборудования за счет применения отечественных компрессоров и уникальной схемы газоразделения.
- Газоразделение производится

Рис. 1 — Станция ТГА в работе

Рис.2 — Сервисная служба Тегас на объекте

Рис. 3 — Станция ТГА-20/251-С95

с использованием высокоселективных мембран последнего поколения.
- Получение необходимого давления производится одним компрессором, который выполняет роль основного и дожимающего. Это позволяет уменьшить массо-габаритные показатели станции, повысить ее надежность, снизить эксплуатационные затраты.

Исходя из индивидуальных производственных задач Заказчика, компания «ТЕГАС» предлагает исполнение азотных компрессорных станций: на шасси, на прицепе, на салазках.

Самоходные азотные компрессорные станции ТГА — высокоэффективные и исключительно надежные системы по получению азота из воздуха под высоким давлением.

Комплекс сервисных услуг ТЕГАС

ТЕГАС оказывает все необходимые сервисные услуги для компрессорного и газоразделительного оборудования. Представительства ТЕГАС расположены в Краснодаре, Москве, Сургуте, Новокузнецке.

Помимо сервиса, ТЕГАС оказывает так же сопутствующие услуги:
- разработка плана ремонта и сервиса текущего оборудования;
- обучение персонала Заказчика работе на компрессорной технике;
- аренда компрессорного оборудования.

Аренда азотных и воздушных станций

Для проведения разовых или срочных работ ТЕГАС предлагает собственные азотные и воздушные станции ТГА в аренду. Станции установлены на шасси КАМАЗ. При необходимости возможна перестановка в контейнер либо на салазки. Обслуживание и сервис станций производится силами компании «ТЕГАС».

Направление аренды востребовано сегодня в таких операциях нефтегазовой и угольной отраслей, как: продувка и опрессовка нефте- и газопроводов, участие в операциях по обслуживанию нефтескважин, создание инертной среды в шахтах и т.д.

Успешность применения колтюбинговых технологий во многом определяется надежностью и эффективностью использования станций ТГА по выработке инертного газа (азота) для работы в составе колтюбинговых комплексов.

Азотные компрессорные станции ТГА — неотъемлемый инструмент нефтяной промышленности, надёжная техника для операций колтюбинга, эксплуатирующаяся в крупнейших предприятиях России и СНГ.

промышленная группа

Компания «ТЕГАС» г. Краснодар
тел.: +7 (861) 299-09-09
e-mail: info@tegas.ru www.tegas.ru

ККЗ (Краснодарский Компрессорный Завод)
info@kkzav.ru www.kkzav.ru

Дорогие работники нефтяной, газовой и топливной промышленности!

ТЕГАС поздравляет вас с вашим профессиональным праздником!

Невзирая, на риск, вы делаете очень полезное, героическое и жизненно важное дело — добываете богатства из недр земли, во благо родины и будущих поколений.

Со своей стороны, мы производим технику, которая делает вашу работу максимально эффективной, комфортной и безопасной. Своим трудом вы вдохновляете нас на создание классной техники, которая помогает всем нам достигать новых высот. Спасибо вам!

Юрьев Алексей Владимирович
коммерческий директор
Промышленной группы Тегас

Промышленная группа «ТЕГАС»

Рис. 4 — Блочно-модульная станция ТГА

Рис. 5 — Самоходная азотная станция на объекте

Рис. 6 — Продукция ККЗ и Тегас

Богатый опыт — новые возможности

С.Н. Гавриков

И.о. Генерального директора
ОАО «Уралхиммаш»

ОАО «Уралхиммаш» изготавливает оборудование для предприятий нефтехимической, нефте и газоперерабатывающей отраслей промышленности, для химической отрасли, предприятий черной и цветной металлургии, предприятий традиционной и атомной энергетики, для предприятий строительной промышленности. В мае 2011 г. ОАО «Уралхиммаш» прошел ресертификационный аудит, который подтвердил соответствие Системы менеджмента качества предприятия требованиям ISO 9001. По итогам аудита ОАО «Уралхиммаш» рекомендовано к продлению сертификата ISO 9001 версии 2008 года сроком на три года. ОАО «Уралхиммаш» имеет сертификат на право изготовления сосудов под давлением по требованиям кода ASME (Секция VIII Раздел 1 Клеймо «U»). В апреле 2011 г. ОАО «Уралхиммаш» успешно прошло аудит на расширение области сертификации по коду ASME (Секция VIII Раздел 2 Клеймо «U2»). За последние два года на предприятии была проведена масштабная модернизация сварочного оборудования: внедрены новые методы сварки и наплавки для изготовления крупнотоннажного оборудования из углеродистых и теплоустойчивых хромомолибденовых сталей, с коррозионностойкой плакировкой. Также была проведена модернизация производства шаровых резервуаров, в результате которой ОАО «Уралхиммаш» может выпускать шаровые резервуары большой единичной емкости — объемом до 6600 м³ и с толщиной стенки до 80 мм. Испытательный центр предприятия был оснащен современным оборудованием, обеспечивающим высокий уровень контрольных испытаний.

Второго сентября свой профессиональный праздник отмечают работники нефтяной и газовой промышленности. Нефтегазовая отрасль является ведущей, самой динамично развивающейся отраслью на территории России и не только. По объему инвестиции она прочно удерживает лидирующие позиции. Развитие и активная модернизация российских НПЗ во многом обусловлены повышением требований к качеству продуктов и эффективности их переработки. Конкуренция с западными нефтегазовыми гигантами, переход на «Евро-5» и более высокие требования, предъявляемые к переработке нефтепродуктов, — все это является основными стимулами развития отрасли. Поэтому предприятия нефтегазовой отрасли для соответствия высоким требованиям, предъявляемым к качеству продукции, реализуют крупные инвестиционные проекты, нацеленные на расширение существующих мощностей и строительство новых. Внедряют новые эффективные технологии глубокой переработки нефти. В свою очередь, планируемая реализация крупных инвестиционных проектов формирует спрос на продукцию машиностроения. Развитие нефтегазовой отрасли оказывает решающее влияние на развитие других отраслей, в первую очередь, машиностроения. Для нефтяников требуется современное высокотехнологичное оборудование, потому машиностроители постоянно внедряют новые и современные технологии, осваивают новое оборудование, активно сотрудничают с проектными институтами и иностранными лицензиарами, чтобы удовлетворить потребности нефтяников.

ОАО «Уралхиммаш», один из крупнейших заводов России, изготавливает уникальное технологическое оборудование для промышленных предприятий. В том числе и для предприятий нефтегазовой и нефтехимической отраслей. За последние годы завод освоил выпуск тяжелого реакторного и колонного оборудования для нефтехимии,

ОАО «Уралхиммаш» поздравляет всех работников нефтяной и газовой промышленности с вашим профессиональным праздником. Желаю вам освоения новых горизонтов, нескончаемых ресурсов и плодотворного сотрудничества наших предприятий.

И.о. Генерального директора
ОАО «Уралхиммаш»
Гавриков Сергей Николаевич

Рис. 1 — Пресс SCHLEIFSTEIN на заводе ОАО «Уралхиммаш»

Рис. 2 — Испытательный центр — проведение контрольных испытаний на универсальных машинах

соответствующего мировым стандартам крупнотоннажного оборудования, которое сегодня крайне необходимо для выполнения государственной программы развития нефтехимической отрасли. Поэтому, для выхода на новые рынки оборудования, полностью соответствующего международным требованиям кода ASME и директивам по оборудованию под давлением PED 97/23/ ЕС, на производстве была проведена масштабная программа по модернизации производственных мощностей, внедрению новых технологий и обновлению парка контрольно-измерительного оборудования.

На ОАО «Уралхиммаш» были внедрены новые методы сварки и наплавки для изготовления крупнотоннажного оборудования из углеродистых и теплоустойчивых хромомолибденовых сталей с коррозионностойкой плакировкой и толщиной стенки до 250 мм. Благодаря применению в производстве новых методов сварки и наплавки трудоемкость снизилась до 80%. Для освоения технологии сварки изделий из хромомолибденованадиевой стали группа сварщиков завода «Уралхиммаш» прошла специальное обучение на ОАО «Ижорские заводы». Также в рамках этого проекта было закуплено специальное оборудование для контроля и измерения температуры при сварке хромомолибденованадиевой стали.

Освоение процесса индукционного нагрева для проведения термообработки замыкающего шва повысило качество и надежность изготавливаемой продукции. А реконструкция термических печей позволила обеспечить проведение термообработки аппаратов с обеспечением разницы температур не более ±5° и сократить расход газа до 40%. Проведено мощное оснащение Испытательного центра ОАО «Уралхиммаш» современным оборудованием для обеспечения контроля качества и высокой точности контрольных измерений. В частности был приобретен Feritscope FMP 30, благодаря которому завод «Уралхиммаш» является одним из немногих предприятий в России, которые могут измерять СФФ в ферритных числах.

Помимо этого, на ОАО «Уралхиммаш» был приобретен и запущен линейный ускоритель электронов УЭЛ-6-Д, предназначенный для проведения контроля качества производственных сварных соединений радиографическим методом. Запуск ускорителя позволяет значительно увеличить темпы радиографического контроля, повысить качество получаемых изображений и точность определения параметров дефектов, а также подвергать радиографическому контролю объекты контроля с радиационной толщиной до 350 мм. Для России такое оборудование является уникальным.

ОАО «Уралхиммаш» имеет богатейший опыт работы с крупнейшими предприятиями по нефтегазодобыче и переработке. К примеру, в 2010–2012 годах в цехах завода были изготовлены реакторы гидроочистки, риформинга, предриформинга, конверсии, гидрирования, поглощения, а также коксовые камеры для российских и зарубежных нефтеперерабатывающих предприятий. Для ОАО «Газпронефть-ОНПЗ» завод изготовил крупнотоннажные реакторы гидроочистки из хромомолибденовой стали с антикоррозионной наплавкой внутренней поверхности. Также предприятием были изготовлены шесть колонн для установки производства серы комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО». Помимо этого, ОАО «Уралхиммаш» отгрузило реакторное и колонное оборудование, адсорберы, сепараторы, а также шаровые резервуары, для компании Nafta Industrija Srbije (NIS) (Сербия). Общий объем поставок на территорию нефтеперерабатывающего завода в г. Панчево составил почти 730 тонн. 25 РВС — резервуаров вертикальных сварных — для технологической линии комплекса по перевалке и фракционированию стабильного газового конденсата морского порта Усть-Луга (Ленинградская область), заказчик ОАО «Новатэк». Это поставки только последних двух лет. В прошлом году на предприятии расширили спектр выпускаемой продукции по поставке шаровых резервуаров. При поддержке стратегического финансового партнера ОАО «Газпромбанк», было приобретено оборудование — уникальный гидравлический рамный пресс с усилием до 1600 тонн производства компании «Schleifstein». При его помощи завод планирует наладить выпуск шаровых резервуаров объемом от 3000 м³ и до 6600 м³ с толщиной стенки до 80 мм. На сегодняшний день ОАО «Уралхиммаш» является единственным предприятием на территории России и стран СНГ, которое имеет пресс, оснащенный полной комплектацией современных и новейших технологий, возможности которого позволяют выпускать оборудование большой единичной емкости, тем самым осуществляя любые потребности заказчика в изготовлении шаровых резервуаров.

Технические возможности ОАО «Уралхиммаш» подтверждаются международными сертификатами: в 2011 г. на предприятии прошел ресертификационный аудит, который подтвердил соответствие Системы менеджмента качества предприятия требованиям ISO 9001. С 2009 года ОАО «Уралхиммаш» имеет сертификат на право изготовления сосудов под давлением по требованиям кода ASME (Секция VIII Раздел 1 Клеймо «U»). В 2011 году область сертификации была расширена, ОАО «Уралхиммаш» успешно прошло аудит на расширение области сертификации по коду ASME (Секция VIII Раздел 2 Клеймо «U2»). Также ОАО «Уралхиммаш» успешно прошло процедуру продления срока действия свидетельства об аттестации Российским Морским Регистром Судоходства технологии сварки контейнеров-цистерн МА-25.2. Срок действия свидетельства продлен до 2014 года.

ОАО «Уралхиммаш»
Россия, 620010 г. Екатеринбург,
пер. Хибиногорский, 33;
Тел.: +7 (343) 310-08-28;
Факс: +7 (343) 258-50-92,
+7 (343) 258-60-45;
E-mail: general@ekb.ru (канцелярия);
Сайт: www.ekb.ru

Рис. 3 — Наплавка обечайки на установке наплавки лентой

Рис. 4 — Отгрузка реактора гидроочистки для «Газпромнефть-ОНПЗ»

15 лет успешной работы!

Компания РВС является крупнейшим поставщиком лабораторного оборудования в России и странах СНГ, авторизованным дилером ведущих мировых производителей:

• HORIBA • MEMMERT • WALDNER • TESTING • METKON •

ООО «РВС»
г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, здание ГосНИИхиманалит (ст. м. Нарвская)
тел.: (812) 320-67-07 (многоканальный), факс: (812) 252-01-36
post@rvs-ltd.ru

www.rvs-ltd.ru

Приглашаем Вас принять участие
в 3-ей ежегодной конференции ESI

«Технологический анализ как неотъемлемая часть эффективного производства»

международная конференция ESI 2012

25 Октября 2012
Москва, Измайлово «Вега»

ОСНОВНАЯ ЦЕЛЬ МЕРОПРИЯТИЯ

Конференция будет посвящена программному обеспечению компании ESI Group, предназначенному для компьютерного моделирования технологических процессов, таких как сварка, литье, штамповка, производство композиционных материалов, а также вопросам использования программ для эффективного решения задач промышленных предприятий.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ГОСТИ

- **Ludek Kovar**
  технический директор MECAS ESI (Чехия),
- **Vladimir Krutish**
  коммерческий директор MECAS ESI (Чехия),

а также

- **представители компании-разработчика**
  ESI Group (Франция).

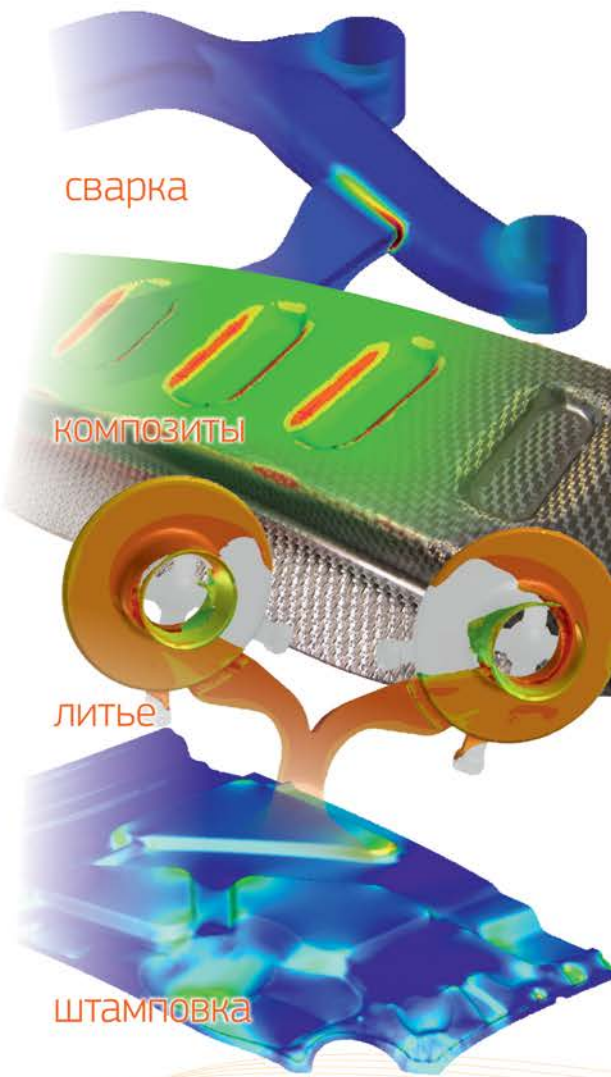
В рамках конференции пройдет пленарное заседание, а также две специализированные секции:

СЕКЦИЯ КОМПОЗИТОВ

- моделирование процессов производства композитов
- моделирование испытаний композитов

СЕКЦИЯ МЕТАЛЛОВ

- моделирование технологических процессов обработки металлов давлением
- моделирование процессов литья
- моделирование процессов сварки и термообработки



Зарегистрироваться и получить дополнительную информацию Вы можете

- на сайте www.esi-russia.ru или www.delcam-ural.ru
- по телефону в Екатеринбурге +7 (343) 214 46 70 (добавочный 135)
- по электронной почте conference@cae-systems.ru

Международная выставка ГАЗОВОГО И ТЕПЛО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

GAS RUSSIA

В рамках выставки IDES

16-18 ОКТЯБРЯ 2012

КРАСНОДАР, Кубань ЭКСПОЦЕНТР, ул. Зиповская, 5

Официальный спонсор выставки:

ГАЗПРОМБАНК

Деловая программа выставки:

- Международный отраслевой **«ЮЖНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС»,** со-организатор – Корпоративный клуб «Газпром на Кубани»
- Конференция **«ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ И СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ»,** организаторы – НП «СоюзПрогрессГаз», журнал «Территория НЕФТЕГАЗ»
- Конференция **«ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»,** организатор – ОАО «НПО «Промавтоматика»
- Конференция **«ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ»,** организатор – ОАО «НИПИгазпереработка»
- Вручение премии **«ЭкоЮг»**

Генеральный информационный партнер:

Газовая промышленность

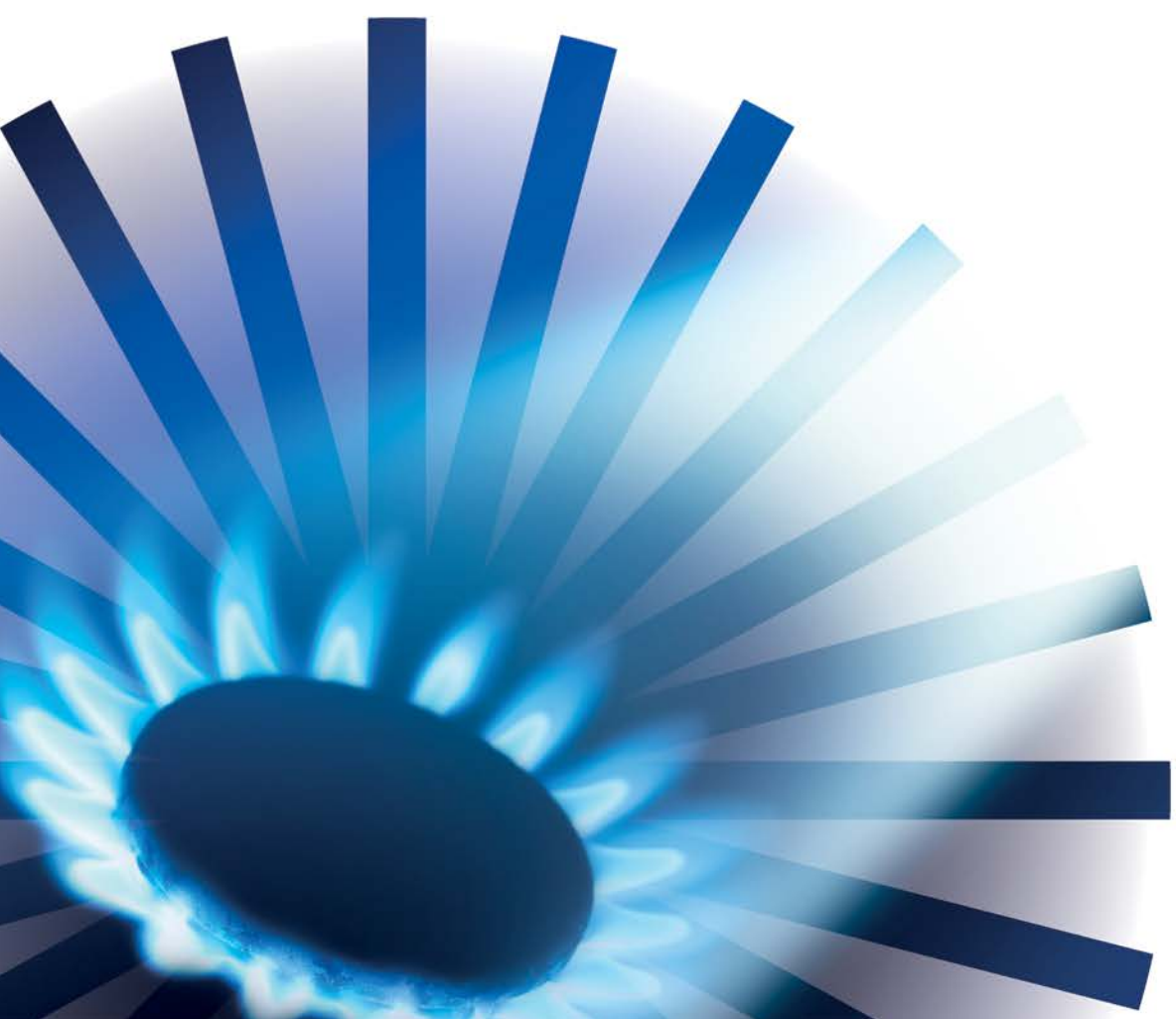
Официальный деловой партнер:

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

Информационный партнер:

TOP NEFT GAZ

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ



www.IDES-EXPO.ru

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"

окружной выставочный центр

* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

XVII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ.НЕФТЬ.ГАЗ

12 - 14 сентября 2012 г.

(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32,
e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

21-24 мая

XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ–2013

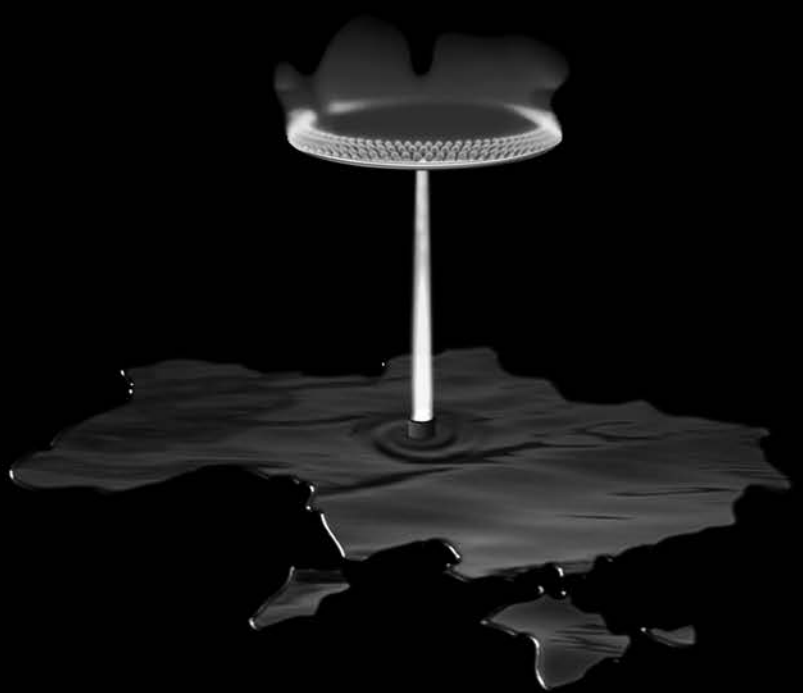
г.УФА

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00
gasoil@bvkexpo.ru

сайт выставки: www.gntexpo.ru

НЕФТЬ и ГАЗ® 2012

XVI МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



23–25 октября

Организаторы:

Министерство энергетики и угольной промышленности Украины

Национальная акционерная компания «Нафтогаз Украины»

АККО Интернешнл

т./ф.: +38 (044) 456 38 04/08

Место проведения:

Украина, Киев, Броварской пр-т, 15

Международный выставочный центр

www.oilgas-expo.com

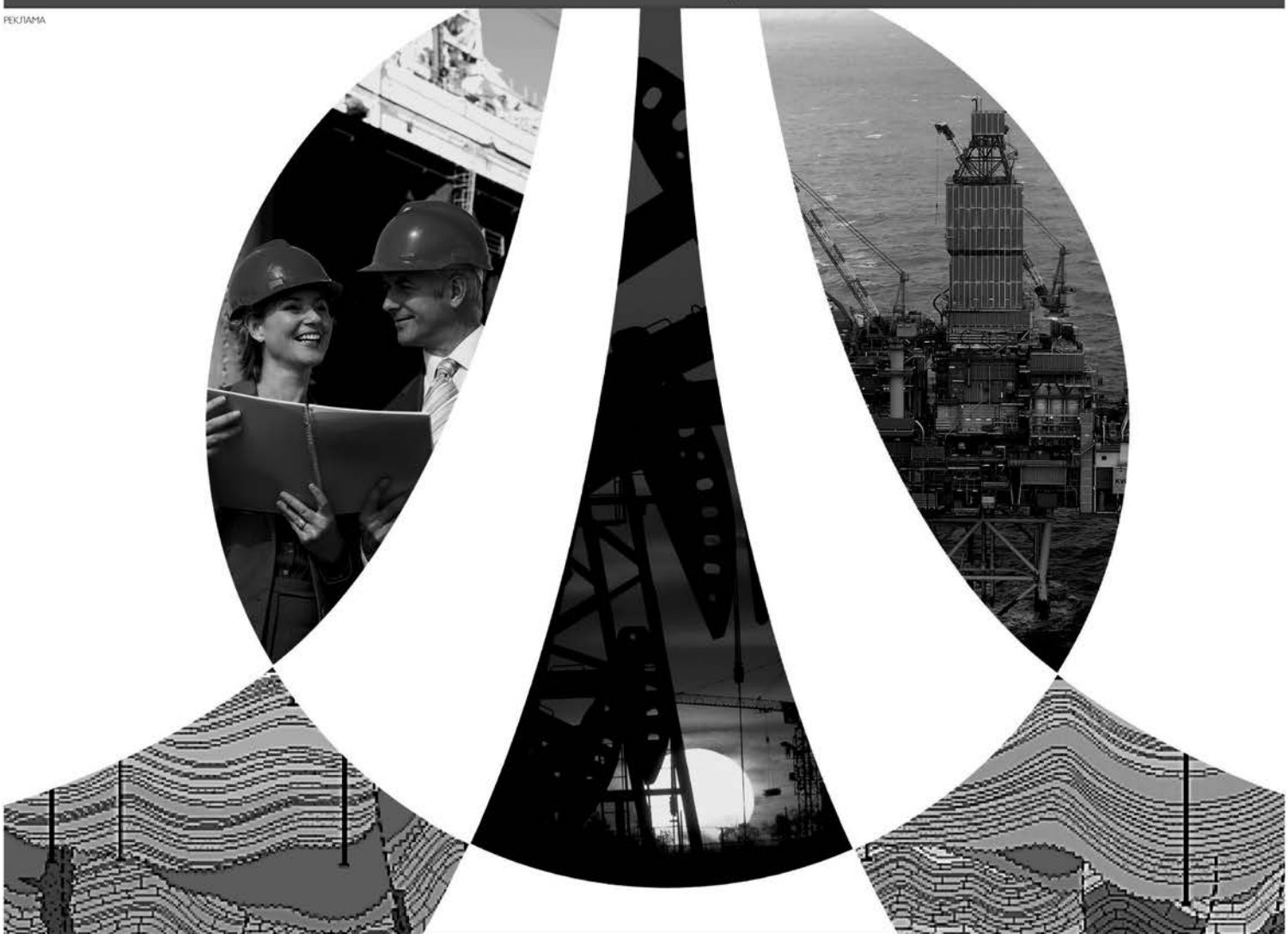
Генеральный информационный партнер

Отраслевые партнеры

Информационные партнеры

Главное событие года по разведке и добыче

РЕКЛАМА



RO&G 12

Российский нефтегаз SPE

РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ 2012

16 - 18 ОКТЯБРЯ 2012

ВВЦ, ПАВИЛЬОН 75, МОСКВА, РОССИЯ www.russianoilgas.com

Бронируйте лучшие стенды на Выставке — присоединяйтесь к ведущим компаниям отрасли!

Регистрация на выставку и конференцию открыта на сайте www.russianoilgas.com

- 18 технических сессий конференции - более 140 докладов
- В зале выставки более 40 презентаций для обмена знаниями
- Тематические обеды и завтраки

- На пленарных сессиях конференции SPE 2012 выступят эксперты из нефтегазовых и сервисных компаний

- Полная версия программы Конференции опубликована на сайте www.russianoilgas.ru

КОНТАКТЫ:

Наталья Бабина
менеджер проекта
т.: +7(495) 937 68 61*127
e: natalia.babina@reedexpo.ru

Наталья Яценко
менеджер проекта
т.: +44(0) 208 910 7194
e: nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk

СПОНСОРЫ 2012

Платиновые спонсоры: РОСНЕФТЬ, Schlumberger, TNK-BP

Спонсоры: Shell, Weatherford, BAKER HUGHES

Организаторы: SPE Society of Petroleum Engineers, Reed Exhibitions Energy & Marine, ООО «Рид Экспо»

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОРЫ ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

ТАТАРСТАН, г.Альметьевск

XI международная специализированная выставка

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

10 - 12 октября 2012

Конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

Министерство Промышленности РТ
Министерство Экологии РТ

TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

Neftegaz.RU · ЭПР · EXPONEFT · НЕГУС ЭКСПО · Мировая энергетика · ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ · EXPO Promoter · ХМГИ · M&TC Consulting ltd. · elec.ru · НЕФТЕКАПИТАЛ · НефтеРынок · Нефтегазовое оборудование · Бурение и Нефть · ПРАЙС УНИВЕРСАЛ · Интернет-проект Русский Кабель · CELEC .RU · МИР нефтепродуктов · ТехНАДЗОР

MANGYSTAU
OIL & GAS

7–я Казахстанская региональная выставка

НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ

6 - 8
ноября 2012
АКТАУ
КАЗАХСТАН

Мангистауская область – уникальный производственный комплекс: нефть и газ, энергетика, транспорт

ОРГАНИЗАТОР
ITE
ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

www.mangystau.ru

ufi Approved Event

20–я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

KIOGE

ВЫСТАВКА
2 - 5
октября 2012
Алматы • Казахстан
КЦДС «Атакент»

КОНФЕРЕНЦИЯ
4 - 5
октября 2012
Алматы • Казахстан

www.kioge.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

ОРГАНИЗАТОР
ITE
ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

ufi Approved Event

weldex РОССВАРКА

12-я Международная специализированная выставка сварочных материалов, оборудования и технологий

23 – 26 октября 2012 года
Москва, КВЦ «Сокольники»

+7 (495) 935 81 00

более 200 компаний из 15 стран мира!

промышленная выставка мирового уровня!

www.weldex.ru

подайте заявку на участие на сайте www.weldex.ru

Организатор:

MVK
В составе группы компаний ITE
Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: Medvedeva@mvk.ru

При поддержке:
Министерства Промышленности и Торговли РФ
Правительства Московской области
Московской Межотраслевой Ассоциации Главных Сварщиков
Российского общества по неразрушающему контролю и технической диагностике (РОНКТД)

Под патронатом:
Торгово-промышленной палаты РФ
Правительства Москвы
Московской Торгово-Промышленной палаты

При содействии:
EWA European Welding Association
EWF
Российское научно-техническое сварочное общество
Elsvar Эльсвар

Генеральный информационный партнер:
Журнал «Сварочное производство»

ОРЕЛКОМПРЕССОРМАШ

Центральный офис в г. Орел
Тел/факс: +7(4862) 76-02-96, 42-11-57
e-mail: info@orelkompressormash.ru
www.orelkompressormash.ru

Филиал в г. Наб. Челны
СП ООО Орелкомпрессормаш
Тел/факс: +7(8552) 39-51-08
e-mail: f7@orelkompressormash.ru

НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР ВАШЕГО БИЗНЕСА!

Концерн «Укрросметалл» — крупная промышленно-инновационная структура, объединяющая в своем составе лидеров машиностроения Украины.

Предприятия концерна разрабатывают и производят компрессорное и энергетическое оборудование практически для всех отраслей промышленности, запасных частей к нему, оказывают широкое сервисное обслуживание. Техника и оборудование производства «Укрросметалл» основаны на современных энерго- и ресурсосберегающих технологиях, находят широкое применение в угольной, горнодобывающей, нефтяной и газовой промышленности, химии и нефтехимии, на железнодорожном транспорте, в строительной, сельскохозяйственной, жилищно-коммунальной и других сферах. Структурным подразделение концерна «Укрросметалл» на территории Российской Федерации является **СП ООО Орелкомпрессормаш г.Орел**

Установка компрессорная газоутилизационная УКГ-5/8

Предназначена для утилизации метана путем сжигания его в специальной камере, предотвращая выделения в атмосферу метана (CH4)

Установки компрессорные ВВ-32/8 М1 У2

с винтовым компрессором применяются для снабжения сжатым воздухом буровых станков типа СБШ

Поршневые газовые компрессорные установки серии ГШ, 3ГШ и 6ГШ

Предназначены для сжатия паров бензина до жидкой фракции, при погрузки из цистерн, и последующий слив в резервуар, для использования в АГНКС серия 6ГШ- предназначены для сжатия коксового газа

Специальные передвижные компрессорные станции серии СД, НД (А-азот серии СДА и НДА)

Предназначены для обустройства нефтяных и газовых нефтепроводов.

Предназначены для сбора и подачи попутного нефтяного газа на сборный пункт

Предназначены для снабжения сжатым воздухом различных цеховых линий и др. потребителей.

Газовые винтовые компрессорные агрегаты, установки и станции (произ-тью от 10 до 140 м³/мин)

Применяют для получения из атмосферного воздуха азота с концентрацией от 90 до 99,5% В передвижном, переносном и самоходном исполнениях.

Азотные мембранные компрессорные станции серии АМВН, ПКАУ, АМ,

Винтовые компрессорные станции серий ВВ, НВЭ, ВВУ (произ-тью от 1 до 100 м³/мин)

ПРОИЗВОДСТВО:
Аварийное осветительное оборудование

Светодиодная система освещения (ССО) является заменой светильников с использованием в настоящее время натриевых и металлогалогеновых прожекторов.

Система автоматического управления освещением АСУ «Горсвет», которая является дополнением к системам светодиодного освещения, позволяет экономить в определенные часы до 70-80% электроэнергии.

Новинка: Мобильная световая установка ОУ-95L предоставляет возможность работать в автономном режиме 10.5 часов от встроенного бензинового генератора.

Более подробную информацию Вы можете узнать связавшись с нами.

На всю продукцию имеются сертификаты качества.

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»

454092, г.Челябинск, ул.Елькина, 80-А т./ф: (351) 260-28-76; 260-28-79
E-mail: ets@energots.com

www.ablight.ru **www.energots.com**