



ЦЕЛЕСООБРАЗНАЯ
ПЕРЕЗАГРУЗКА



ПОТЕНЦИАЛ
ОТРАСЛИ



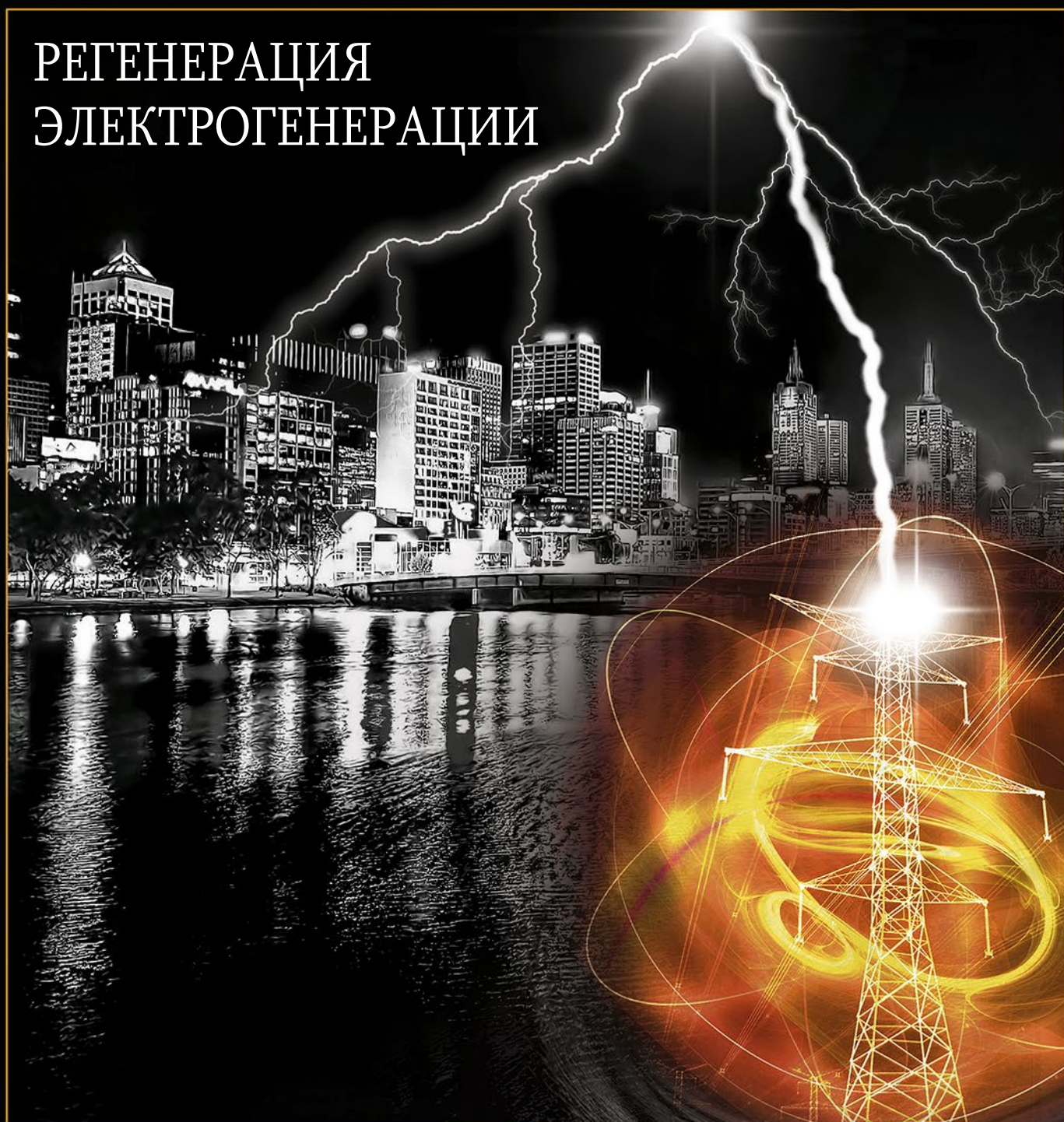
ПРОФИЛАКТИКА
ЭФФЕКТИВНЕЕ
САНАЦИИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[1-2] 2013 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

РЕГЕНЕРАЦИЯ
ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ





**Закрытое Акционерное Общество
Группа Компаний «Русское Снабжение»**

A photograph of a marina at dusk. In the foreground, several sailboats are docked at a pier. In the background, a city skyline with modern high-rise buildings is visible. The sky is a deep blue, and the water reflects the lights from the buildings and the boats. The overall scene is serene and modern.

*Производство деталей трубопроводов
для нефтяной, газовой, атомной
и нефтехимической промышленности*

zaogkrs.ru



Либерализацией
по экспорту

6



Целесообразная
перезагрузка

12

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Первая строчка	10
Все о персоне и событии месяца	
Как сгенерировать инвестиционные мощности	16
ДнепрВНИПИэнергопром: курс на эффективность	28
Стандарты качества от Voith Turbo	30
Компания «ЭНЕРГАЗ»: системы подготовки топливного газа для газотурбинных установок	32
Профилактика эффективнее санации	38



Регенерация
энергогенерации

20



Состояние и перспективы сварочного производства в России



Детальный подход

50

Потенциал отрасли

42

«Сатурн – газовые турбины» расширяет географию

52

Магистральный путь для магистральных трубопроводов

64

Состояние российского рынка трубопроводной арматуры: тенденции и перспективы

70

Самые эффективные технологии охлаждения воды от мирового лидера – компании SPX

82

Россия в заголовках

84

ТЭР–Инжиниринг: ключ к проектам «ПОД КЛЮЧ»

80



54

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

86

Календарь событий в марте

87

НЕФТЕГАЗ *Life*

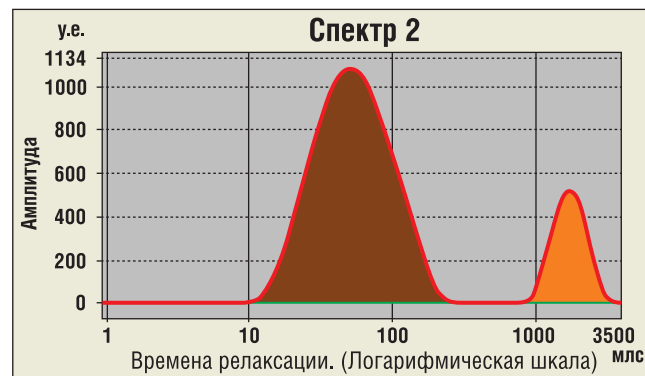
88

Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК

90

Цитаты

96



С чем пойти в разведку

76

Издательство Neftegaz.RU

165 лет назад

В 1847 году на на Биби-Айбатском месторождении была пробурена нефтяная скважина в мире, где добыча нефти велась промышленным способом.

101 год назад

В 1911 году в России появились первые заправочные станции на основании договора Императорского Автомобильного Общества с Товариществом «Бр. Нобель» относительно «бензиновых станций».

67 лет назад

В 1945 году введена в эксплуатацию газовая магистраль Войвож-Ухта.

66 год назад

В 1946 году на базе «Башнефтехимкомбината» создана компания «Башнефть», в которую вошли 8 структур.

62 года назад

В 1950 году постановлением Совета Министров СССР создано производственное объединение «Татнефть».

52 года назад

В 1960 году постановление Коми Совнархоза Крутянский и Ижемский заводы объединились под названием Ухтинский газоперерабатывающий завод.

24 года назад

В 1988 году открыто Штокмановское газоконденсатное месторождение с общими запасами 3,7 трлн м³ газа. Месторождение находится в Баренцевом море на глубине 320–340 м.

21 год назад

В 1991 году на базе расформированного Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР была создана государственная нефтяная компания «Роснефтегаз».

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор

Виктория Юдина

Шеф-редактор

Анна Павлихина

Ведущий аналитик

Артур Гайгер

Журналисты

Александр Власов, Анна Игнатьева

Ответственный секретарь

Татьяна Морозова

Дизайн и верстка

Елена Валетова

Корректор

Денис Пигарев



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор

Ольга Бахтина

Отдел рекламы

Александр Боднар

Дмитрий Аверьянов

Данила Лужин

Матвей Тархов

Владимир Волков

Служба технической поддержки

Прибыткин Сергей

Бродский Алексей

Деловой журнал
Neftegaz.RU
зарегистрирован
федеральной
службой по надзору
в сфере массовых
коммуникаций, связи
и охраны культурного
наследия в 2007 году,
свидетельство
о регистрации
ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:

127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812

Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24

www.neftegaz.ru

e-mail: info@neftegaz.ru

Переписка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров



НАШИ ПАРТНЕРЫ:

CAMERON Valves & Measurement

CITBA

LOG VALVE

ZAVERO

RMA GMBH & CO. KG



www.clientwebwork.com

Готтхардштрассе 50
8002 - Цюрих - Швейцария
Тел.: +41 44 406 28 18
Факс: +41 44 406 28-19
E-mail: info@norreximag.ch

Представительство в России и СНГ
Агарков Евгений Игоревич
тел.: 8 916 999 65 05
E-mail: info@norreximag.ch
сайт: www.norreximag.ch



ЛИБЕРАЛИЗАЦИЕЙ ПО ЭКСПОРТУ!

Одной из интриг заседания президентской комиссии по ТЭК, которое состоялось 13 февраля 2013 г., должно было быть принятие решения об отмене или сохранении монополии Газпрома на экспорт газа. На эпохальность предстоящего события отреагировали рынки ценных бумаг: в преддверии заседания акции Газпрома начали падение

Анна Павлихина

На заседании президентской комиссии речь действительно зашла о либерализации экспорта газа, производстве газа на континентальном шельфе России и полуостровах Ямал и Гыдан.

Монополия Газпрома на экспорт газа действует с 2006 г., когда был принят Закон «Об экспорте газа». В ноябре 2012 г. НОВАТЭК предложил отменить ее, эту монополию, что дало бы компании возможность реализовывать газ на мировом рынке без посредников. НОВАТЭК торгует газом с Европой, но пока выступает только в качестве посредника, планируя продавать до 2 млрд м³ газа в год. Минэнерго, Минприроды и ФАС получили задание подготовить решение к концу 2012 года, но до сих пор этого не сделали.

Неожиданно интригу в обсуждение добавил И. Сечин. Выступавший ранее против предложения НОВАТЭКа, на заседании президентской комиссии он попросил «рассмотреть возможность либерализации





экспорта СПГ, произведенного из газа, добываемого на месторождениях, расположенных частично или полностью в границах морских вод, территориального моря, на континентальном шельфе, а также применить к таким проектам меры налогового и таможенно-тарифного стимулирования» для «реализации потенциала российского континентального шельфа и сохранения стратегической роли России как крупнейшего поставщика энергоресурсов в мире». И хотя расширение круга экспортеров СПГ может негативно сказаться на имидже Газпрома, И. Сечин утверждает, что это не нанесет ущерба монополисту, так как «новым» компаниям придется осваивать незатронутые Газпромом азиатские рынки. В противном случае рынок АТР займут иностранные конкуренты.

Известно, что у главы Роснефти и совладельца НОВАТЭКа Г. Тимченко были не самые лучшие отношения, но интересы бизнеса оказались приоритетнее. Казалось, что вопрос либерализации, хотя бы рынка СПГ, будет решен. Тем не менее, даже этого не хватило, чтобы принять окончательное решение.

В.Путин веско обозначил свою позицию, заявив о «необходимости продумать возможную поэтапную либерализацию экспорта СПГ», добавив, что для создания современных мощностей по производству СПГ нужны значительные инвестиции и контракты, на что может уйти порядка 10 лет. ●

ТРУБОПРОВОД ЯМАЛ – ПОВОЛЖЬЕ БУДУТ СТРОИТЬ БЕЗ СИБУРа

Башкирия, Татарстан и ЯНАО создали производственно-коммерческую структуру – Ямал-Поволжье для реализации проекта строительства магистральных трубопроводов для транспортировки углеводородного сырья с Ямала в Поволжье

Александр Власов

Учредителями консорциума стали Региональный фонд (33,3%), Региональный инновационно-инвестиционный фонд Ямал (33,3%) и Нижнекамскнефтехим (33,4%).

В функции консорциума входит разработка ТЭО и проведение работ по строительству и эксплуатации магистрального трубопровода для сжиженного углеводородного газа, производимого добывающими компаниями ЯНАО, а также его поставки на предприятия Поволжского нефтегазохимического кластера.

Проблема транспортировки ШФЛУ поднималась неоднократно. Основная причина – необходимость снабжать химические предприятия сырьем, в качестве которого выступают ШФЛУ.

На прошлогоднем форуме Большая химия президенты республик Татарстан и Башкортостан выступили с вопросом о необходимости принятия решения о строительстве продуктопровода ШФЛУ из Западной Сибири в Поволжье.

Принять участие в проекте было предложено СИБУРу. Компания заинтересована в развитии кластера, т.к. имеет там крупные производства. Но СИБУР строит в г. Тобольске дополнительные газофракционирующие мощности, рассматриваются проекты создания пиролизного производства.

Для транспортировки ШФЛУ из ХМАО и ЯНАО до тобольской площадки СИБУР использует собственную действующую трубопроводную инфраструктуру.

Более того, компания уже приступила к реализации проекта по строительству нового продуктопровода от Пуровского ЗПК до Тобольска мощностью 8 млн тн/год.

Сегодня, по оценкам некоторых экспертов, в Западной Сибири существует избыток ШФЛУ именно в объеме 8 млн тн/год, и после запуска дополнительных газофракционирующих мощностей СИБУРа в г. Тобольске избытка ШФЛУ не будет, т.е. необходимость в строительстве трубопровода отпадает.

Однако, по другим оценкам избыток легких углеводородов в Западной Сибири к 2020 г. может достигнуть 15 млн тн/год. Поэтому власти основных перерабатывающих республик РФ продолжают прорабатывать вопрос всеми возможными силами. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Украина, полагая, что цена на газ для нее сильно завышена, уже долгое время пытается пересмотреть газовые соглашения с Россией и даже ищет новые источники поставок. Россия же никаких оснований для снижения цены не видит. В таких тотально беспросветных условиях и проходит выработка нового формата российско-украинского сотрудничества. Каким он будет, мы спросили у наших читателей.

Каким будет новый формат сотрудничества России и Украины в газовой сфере?

9%

Газпром снизит цену на газ для Украины

12%

Украина найдет других поставщиков

23%

Северный и Южный поток сделают ГТС Украины не востребоваваемой

14%

Россия войдет в трехсторонний консорциум по управлению украинской ГТС

42%

Украина будет закупать газ в меньших объемах

Д. Медведев подписал распоряжение, которым предоставил «Роснефти» еще 12 участков морского шельфа. 17 участков должен получить «Газпром». И на этом борьба за месторождения российского шельфа закончится, потому как практически весь он окажется поделенным. Но почему компании, владеющие этими месторождениями, не торопятся их развивать?

Почему «буксует» Штокман?

16%

Не могут договориться с иностранными акционерами

14%

В условиях снижения мировых цен на газ проект стал нерентабельным

11%

Проект оказался не по карману

33%

Сейчас газа хватает, Штокман ждет своей очереди

5%

Акционеры ждут соответствующие льготы

21%

Во всем виновата американская сланцевая революция

**XI MOSCOW
INTERNATIONAL
ENERGY
FORUM**









**XI МОСКОВСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ**

ТАЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ

**Мировая энергетика: новые векторы развития
Энергетическая стратегия России в контексте новых вызовов**



ОРГАНИЗАТОРЫ:

-  Министерство энергетики Российской Федерации
-  Министерство иностранных дел Российской Федерации
-  Комитет Совета Федерации по экономической политике
-  Комитет Государственной Думы по энергетике
-  Российская академия наук
-  Торгово-промышленная палата Российской Федерации



ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

14 МЕЖДУНАРОДНЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

3000 УЧАСТНИКОВ

120 УНИКАЛЬНЫХ ДОКЛАДОВ

2000 МЕТРОВ ЭКСПОЗИЦИИ

8 - 11 АПРЕЛЯ 2013

МОСКВА

**+7 (495) 664-24-18
info@mief-tek.com**

www.mief-tek.com

Персонажи

Артемьев Орудиан

Тедеев

Мынбаев Саян

Мухоморов

Дворкович

Алекперов

Абрамович

Лисин

Миллер



Саят Мухаметбаевич Мынбаев

В 1985 г. окончил экономический факультет Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова; а в 1988 – аспирантуру при том же ВУЗе.

В 1998 г. министр финансов Республики Казахстан.

С 1999 по 2001 г министр сельского хозяйства РК.

В 2007 г. министр энергетики и минеральных ресурсов РК.

С 2010 министр нефти и газа РК.

Успев побывать министрами четырех министерств С. Мынбаев оказался «в курсе дел» многих вопросов в том числе, касающихся отношений Казахстана с Россией, к которой он применяет принцип дипломатического земледелия, предполагающий, что отношения нужно культивировать. Притом, разными способами: иногда экстенсивно, как в вопросе Карачаганакского проекта, иногда – интенсивно, как в вопросе сокращения импорта нефтепродуктов.

Саят Мухаметбаевич Мынбаев родился 19 ноября 1962 в селе Уч-Арал Талды-Курганской области.

Возможно, диплом выпускника МГУ им. М.В. Ломоносова и стал его пропуском в большую политику. В середине 90-х годов Н. Назарбаев решил обновить политический establishment за счет выпускников высших учебных заведений. В их числе оказался и С. Мынбаев.

В 2006 года С.Мынбаев, в разные годы занимавший должность министра финансов РК и пост президента ЗАО «Банк Развития Казахстана», возглавил АО «Холдинг по управлению государственными активами «Самрук», единственным акционером которого является государство в лице министерства

экономики и бюджетного планирования республики.

В 2007 году С. Мынбаев назначен министром энергетики и минеральных ресурсов РК. А в 2010 году – возглавил вновь созданное министерство, образованное на базе министерства энергетики и минеральных ресурсов: «Министром нефти и газа предлагаю Саята Мынбаева оставить, поскольку ты в курсе дела», – сказал Н.Назарбаев.

В конце 2012 года С. Мынбаев заявил, что Казахстан готов к расширению Карачаганакского проекта и увеличению поставок газа в Оренбург. Оренбургский ГПЗ – одно из основных направлений сотрудничества между Россией и Казахстаном. На предприятии перерабатывается сырье Карачаганакского газоконденсатного месторождения.

Но 3-я фаза Карачаганакского проекта немного буксует. Несогласованность условий ее развития вынуждает Казахстан укреплять отношения с Оренбургским ГПЗ.

Не исключено, что это элемент давления на Консорциум для принятия решения, устраивающего Казахстан. Более того, Казахстан может заморозить развитие проекта если акционеры не договорятся с правительством об условиях 3-й фазы проекта, как-то сказал С.Мынбаев.

Другой попыткой применить восточную хитрость, теперь уже в отношении России, стало заявление о том, что Казахстан намерен сокращать импорт нефтепродуктов из РФ за счет расширения толлинговых операций с Китаем.

Озвучивая планы на 2013 г., С. Мынбаев заявил: «Было принято решение об увеличении толлинговых операций с целью сокращения импорта из РФ, по расчетам такие поставки выгоднее, и в 2012 году мы из КНР поставили первые 26 тыс тонн высокооктанового бензина», – заявил С. Мынбаев.

Начав рассматривать возможность толлинговой переработки нефти в Китае, Казахстан, очевидно, пытается получить лучшие условия для сделки с Россией «топливо в обмен на нефть».

Но уже 31 января 2013 г., смекнув, что от запрета на импорт российских нефтепродуктов потеряет, прежде всего, Казахстан, С.Мынбаев сообщил: «запрета не будет, мы заинтересованы в поставках российских нефтепродуктов».

Если Россия и Казахстан, к тому же построят отвод от магистрального газопровода Алтай в Казахстан, станет очевидно, что С. Мынбаев, выполняя обязанности министра нефти и газа, не только отстаивает интересы Казахстана, но не забывает и о своей alma mater. ●



Мощные компании

Торги на бирже

События

Адлерская ТЭС запущена

Цены на газ

Второй ветка КСМО

Южный поток

Обвал рынка акций

Новое назначение

Продажа квот

Удобрительное МРСУ

В Адлерском районе Сочи введен в эксплуатацию самый современный объект энергогенерации Сочи – Адлерская ТЭС. Энергоблоки теплоэлектростанции были выведены на полную мощность в 360 МВт, тепловая мощность ТЭС – 227 Гкал/ч. Это позволит обеспечить более трети прогнозируемой нагрузки во время проведения Зимних Олимпийских игр в 2014 году. ТЭС состоит из 2-х автономных энергоблоков ПГУ-180, каждый из которых включает в себя 2 газовые турбины производства Ansaldo Energia и 1 паровую турбину Калужского турбинного завода.

Строительство ТЭС началось на территории без инфраструктуры общей площадью 9,89 га еще в сентябре 2009 г. Небольшая площадь строительства и расположение строительной площадки на возвышенности потребовало от проектировщиков выработать ряд инновационных инженерных решений, благодаря которым объекты Адлерской ТЭС расположены компактно и построены с учетом сейсмоактивности в данном районе.

Современная технология парогазового цикла, на основе которой функционирует основное оборудование Адлерской ТЭС,

обеспечивает КПД в 52% (для сравнения, в среднем КПД тепловой электростанции составляет 40%), низкий расход топлива и снижение уровня выбросов в атмосферу в среднем на 30% в сравнении с традиционными паросиловыми установками. Теплоэлектростанция работает на природном газе, который считается одним из наиболее экологических видов топлива.

Система охлаждения Адлерской ТЭС – это закрытая система оборотного водоснабжения с сухими вентиляторными градирнями. Охлаждаемая вода циркулирует по закрытому контуру, что не приводит к повышению влажности воздуха и загрязнению окружающей среды.

В главном корпусе расположены: машинный зал с паротурбинными установками и помещениями блочного щита управления; блок электротехнических помещений; помещения автоматизированной системы управления технологическими процессами, средствами связи, релейными системами.

С двух сторон к зданию примыкают четыре газовые турбины в контейнерном исполнении с котлами-утилизаторами.

Обслуживающий персонал будет работать в три смены по 65 человек.

Для обеспечения подачи газа на Адлерскую ТЭС Газпром межрегионгаз проложил магистральный газопровод в 2-ниточном исполнении. Протяженность каждой нитки составляет 25,5 км. 24 июля 2012 г на Адлерской ТЭС состоялся тестовый пуск газотурбинной установки №3, которая входит в состав 2-го энергоблока станции.

Специалисты МЭС ЮГА построили заходы ЛЭП 220 кВ Псоу – Дагомыс на Адлерскую ТЭС.

Сочи считался одним из самых проблемных в плане обеспечения электроэнергией городов России, который нуждался в модернизации и строительстве новых энергоносителей; его энергетические объекты (Сочинская ТЭС, Краснодарская ГЭС, ТЭЦ Туапсинского НПЗ и ТЭЦ Небуг) были способны обеспечить около четверти потребности города в электрической мощности, а остальное поставлялось из энергосистем соседних регионов. После проведения общественных слушаний и получения заключения государственной экспертизы в сентябре 2009 году Адлерская ТЭС стала одним из первых «Олимпийских» объектов в городе Сочи. ●

ЦЕЛЕСООБРАЗНАЯ ПЕРЕЗАГРУЗКА



Виктор Кудрявый,
Заслуженный энергетик,
профессор,
д.т.н.

Вступление России в ВТО обострило внимание к негативным проблемам реформированной российской электроэнергетики.

Общее мнение аналитиков четко сформулировано в высказывании: «В энергетике, где реформу удалось довести до конца, генерация, передача, сбыт электрической энергии разделены. Производители и сбытовики конкурируют с себе подобными, вовсе не всегда к вящей пользе потребителей. Сонм не регулируемых посредников паразитирует на отрасли. Дефицит инвестиций никуда не исчез, напротив, вырос за последние пять лет. Seriously снизилась надежность работы энергосистемы. Совершенно очевидно реформе требуется серьезная перезагрузка».

В такой жесткой оценке нет преувеличений. Беспрецедентные

аварии на Дальнем Востоке, в Москве, Санкт-Петербурге, Саяно-Шушенской ГЭС, сетевых комплексах московского региона и южном федеральном округе. В 2006 и 2007 г., из-за отказа в выдаче технических условий на подключение к энергетической инфраструктуре Россия ежегодно теряла 1 500 млрд.руб. прироста ВВП. За прошедшие 6 лет уровень тарифов на электроэнергию для промышленных потребителей увеличился в два раза и превышает уровень в США на 10%. Причины произошедшего очевидны и среди них можно назвать пять основных.

I. Дезинтеграция энергокомплекса России с разрывом сложившихся хозяйственных связей и неизбежным ростом транзакционных издержек. Региональные энергосистемы – основа любого национального энергокомплекса, оказались раздробленными по отдельным энергобизнесам на 5–7 частей, даже в стратегически важнейших регионах для энергетической безопасности (Тюмень, Кузбасс, Красноярск и др.) и социальной стабильности (Москва, Санкт-Петербург, города миллионники). И это произошло в условиях, когда ежегодные сделки слияния и

поглощения на триллионы долларов с приоритетом вертикальной интеграции являются основой конкурентных преимуществ на мировых рынках.

II. Потеряно чрезвычайно важное для потребителей понятие – энергоснабжающая организация в лице вертикально-интегрированного регионального энергокомплекса. Новое амбициозное название – Гарантирующий Поставщик его совершенно не заменяет из-за очевидной недееспособности. Это касается, как текущего электроснабжения, так и развития региональной электроэнергетики в интересах потребителей. Отделенные от энергосистемы компании моно-бизнеса, потеряв связь со своими потребителями, борются лишь за собственную сверх прибыльность в ущерб общей системной надежности и эффективности.

Это конечно не случайно: ответственность за энергоснабжение теряет смысл при отрыве от территориального функционирования. В истории российской электроэнергетики не раз проходили кардинальные реформы: преобразование Объединенных энергосистем



в региональные; создание специализированного Министерства; разделение его на эксплуатационное и строительное ведомство; передача региональных энергосистем в состав Совнархозов; и, наконец, объединение национального энергокомплекса в Министерство энергетики и электрификации. Однако, при всех, даже самых радикальных преобразованиях от сплошной децентрализации до абсолютной централизации неизменными оставались вертикально интегрированные региональные энергокомплексы (энергосистемы).

Полувековой опыт работы без межсистемных аварий однозначно показали, что энергетическую безопасность страны без мощных региональных энергокомплексов обеспечить невозможно. Для страны с холодным климатом и полной зависимостью всех инфраструктур от надежности электроснабжения это имеет принципиальное значение.

Реальную дееспособность мощных вертикально-интегрированных энергосистем решать сложнейшие межрегиональные и отраслевые проблемы подтверждает следующее: так в зоне Мосэнерго находилось не только энергоснабжение г.Москвы, но и развитие энергокомплексов Московской, Тульской, Калужской, Рязанской областей; Свердловскэнерго обеспечило начальное электроснабжение стратегически важнейшей нефтегазовой провинции Западной Сибири, а вновь созданное Тюменьэнерго успешно обеспечило дальнейшее развитие энергетической инфраструктуры на базе крупнейших ГРЭС и сети 500 кВ в зоне трех нефтегазовых субъектах РФ: Тюменской области, ХМАО и ЯНАО.

По технической части Мосэнерго было пионером в комплексной разработке и освоении сложнейшего отечественного оборудования, мощных газовых турбин, теплофикационных блоков, обратимых гидроагрегатов, элегазового оборудования, кабелей высокого напряжения, современных теплопроводов. Свердловскэнерго в свою очередь внесло решающий вклад в решение сложнейшей проблемы – эксплуатации крупнейшей угольной электростанции на экибастузских

углях. Тюменьэнерго обеспечило внедрение комплекса работ по надежности электрических сетей в зоне вечной мерзлоты, отечественных АСУ ТП, полномасштабных тренажеров паротурбинных энергоблоков.

III. Серьезной ошибкой реформирования является не только дезинтеграция национального энергокомплекса, не только внедрение обременительной для экономики страны сверхприбыльной модели рынка электроэнергии, но и исключение практически всех субъектов Российской Федерации из состава собственников региональных энергокомпаний. Но если задача энергокомплекса – обеспечение энергоснабжения населения и экономики по приемлемым тарифам, то в решении такой задачи на местах больше всего заинтересованы региональные власти.

Во всем мире эффективными, заинтересованными собственниками в электроэнергетике считаются:

- **государство** и это прекрасно демонстрируют КНР, Франция, Чехия, Республика Китай, ЮАР, а ранее СССР и другие страны, имеющие государственную энергетiku. В США около трети электроэнергии сегодня производится на государственных высокоэффективных ГЭС и АЭС. При этом дешевая электроэнергия этих электростанций используется прежде всего для снижения затрат на государственные нужды, способствующие росту ВВП и привлечению инвестиций в экономику.
- **муниципалитеты** (земли, провинции) в северных странах Европы и Канады являются основными акционерами, а в США и Германии владеют от 10 до 25 % акций энергокомпаний. Это позволяет региональным властям контролировать все виды хозяйственной деятельности в энергетике, снижать затраты в коммунальном хозяйстве, координировать развитие энергокомплекса в интересах муниципалитетов.
- **частные энергокомпании** могут быть заинтересованы в снижении стоимости энергии при дополнительном налогообложении сверхприбыли или если они будут принадлежать собственникам энергоемких секторов экономики

(металлургия, химия, добыча и транспорт топлива, строительные материалы и др.), которые прямо заинтересованы в надежности и в противозатратной направленности энергетического бизнеса для повышения конкурентности конечного продукта.

IV. Лоббисты реформирования электроэнергетики легко отказались от нормативного регулирования затрат, но ничего не предусмотрели для ограничения сверхприбыли поставщиков энергии, работ и услуг. Так в российском энергокомплексе практически не используются общепринятые эффективные методы нормирования затрат на действующих и строящихся энергообъектах.

Критика государственного регулирования отрасли со стороны либеральных реформаторов свелась к профанации принципа: «затраты плюс», который якобы ведет к бесконтрольному росту тарифов. Но ведь фактический принцип регулирования другой: «Нормативные затраты плюс нормативная прибыль». Сегодня государственный и частные сектора экономики в России, в отличие от стран ОЭСР фактически выведены из под жесткого нормирования себестоимости производства электроэнергии и инвестиционной деятельности. У нас не предусмотрено удешевления энергии за счет ограничения рентабельности продукции поставщиков (топливо, транспорт, машиностроительная продукция, строительные материалы, металл и т.д.), которое в странах ОЭСР попадает под жесткий пресс налогообложения на сверхприбыль. В этих странах благодаря эффекту «освоения опыта», предусматривается ежегодное сокращение удельных затрат от уровня головных проектов: в атомной энергетике на 6,0 %, в ветровой генерации до 15 %, в солнечной энергетике до 20%.

V. Структура реформированной энергетики характеризуется нарушениями общеизвестных принципов организации производства.

Во-первых, при выборе вариантов управления электроэнергетикой необходимо исходить из того, что столь специфическая отрасль является классическим примером большой управляемой системы. К таким комплексам относятся

системы с взаимосвязанными технологическими процессами. Преобразование в больших управляемых системах недопустимо проводить на основе фрагментарных анализов без учета системных последствий для конечного результата. Для энергетики таким результатом является достижение высокой надежности при приемлемых тарифах, дееспособность и заинтересованность в эффективном противозатратном развитии.

Во-вторых, особое внимание при изменении любой сложной и емкой системы управления целесообразно уделять нахождению оптимального соотношения централизации и децентрализации. Централизация нужна для решения стратегических задач и консолидации ресурсов, а децентрализация – для выполнения огромного массива оперативных задач в текущей деятельности и решение проблем местного значения.

Смешивать же эти функции в произвольном соотношении недопустимо. Это равнозначно передаче ФСБ и СВР текущих задач МВД по борьбе с карманными и квартирными кражами. Сегодня, дезинтегрировав региональный энергокомплекс, мы перенесли на беспрецедентно ослабленный верхний уровень управления вопросы, которые ранее разрешались в регионах. Такие решения при их реализации губительно сказываются на обеих структурах и по праву относятся к принципам дезорганизации управления.

В-третьих, любые преобразования в сложных секторах экономики должны начинаться только после четкого понимания, какую итоговую структуру отрасли мы создаем? Что обеспечит ее дееспособность в решении текущих и перспективных проблем? При этом должны быть убедительные обоснования для необходимых стимулов и ограничений для государственных и корпоративных решений, способных обеспечить приоритет надежности и противозатратности в итоговой структуре. Однако до сих пор нет полной ясности в будущей российской электроэнергетике, что не позволяет оптимизировать ее развитие в интересах народного хозяйства.

Целесообразна следующая последовательность действий:

- Проведение согласования экспертами итоговой структуры отрасли, как необходимого условия для разработки дорожной карты преобразований. Давайте поставим себя на место государства и других собственников компаний новой преобразованной отрасли. Убедимся, что мотивация, баланс прав и обязанностей исполнительных органов управления энергокомпаний в новом российском энергокомплексе позволяет им решать текущие и перспективные проблемы на противозатратных принципах.

- Оценим количество этапов для государственных, корпоративных процедур и решений, чтобы пройти путь, который разделяет итоговую структуру отрасли от структуры сегодняшнего дня. Формализуем основные корпоративные решения, которые необходимо принять в каждом виде энергетического бизнеса, чтобы поэтапно войти в итоговую структуру.

- После этого прокладываем маршрут дорожной карты, последовательно «step by step», отступая от итоговой структуры до сложившегося сегодня положения. Именно такой обратный ход планирования, позволяет не отклониться от поставленной цели.

Безусловно, нет необходимости делать единственный итоговый «железобетонный» вариант структуры отрасли во всех округах, регионах и объединенных энергосистемах. Слишком много различий по структуре и концентрации акционерного капитала, а также уровню развития сетей, наличию достаточных резервов и маневренных мощностей, определяющих условия конкуренции и возможности стимулирования инвестиций.

Предлагаемая методика разработки дорожных карт для проведения преобразований в электроэнергетике после экспертного рассмотрения и согласования итоговой структуры отрасли является принципиальным моментом. Сегодня исчерпан ресурс для неудачных реформ и не нужны голые декларации принципов: приватизация, либерализация, конкуренция, якобы сами собой, создающие эффективную систему энергоснабжения. Полный крах продекларированных целей реформ РАО ЕЭС России это наглядно подтверждает.



Выход из кризиса

Анализ работы наиболее передовых энергокомплексов мира за последние годы, опыт советской и российской электроэнергетики позволяют выделить принципы, которым должна соответствовать электроэнергетика России.

1. Основой национальной электроэнергетики должны быть крупные энергокомпании (на уровне лидеров европейского, американского и китайского энергокомплексов), вертикально интегрированные или разделенные по отдельным видам энергетического бизнеса, с четкими границами энергорайонов функционирования. Это обеспечивает ответственность за генерирующее и сетевое резервирование, то есть за поддержание положительного баланса мощности.

2. Наиболее полноценным и взаимовыгодным отношениям энергокомпаний с потребителями отвечают договоры, которые заключают дочерние компании (или структуры) вертикально-интегрированных (или сетевых) энергокомпаний ВИК-Энерго. Только в этом случае энергоснабжающая организация, как Подписант договора, имеет дееспособные линейные структуры для решения любых проблем с надежностью и качеством электроснабжения потребителей.



3. Оптимальной моделью оптового рынка электроэнергии с точки зрения народно-хозяйственной энергоэффективности является модель «Единый покупатель» с блоком оптимизации режимов. Эксплуатация генерирующих мощностей должна производиться при соблюдении следующих критериев: очередность пуска энергоагрегатов в работу (кроме тех, которые необходимы для системной надежности) определяется наименьшим расходом условного топлива на отпущенную электроэнергию; очередность нагружения агрегатов производится по наименьшим относительным приростам топлива.

Цена электроэнергии (мощности), продаваемая с оптового рынка, определяется, как средневзвешенная величина работающих энергоагрегатов с нормируемой величиной рентабельности. Это позволяет минимизировать обременение населения и экономики России высокими тарифами на энергию.

4. Региональный рынок электроэнергии должен включать в себя всю теплофикационную выработку ТЭЦ, расположенных в регионе. Безусловную сложность представляет отсутствие прямого замера теплофикационной выработки. Однако многолетний опыт расчетного определения данного параметра позволяет с большой точностью определять среднемесячное значение,

как основы долгосрочных договоров. Это позволяет создать стимулы для прекращения котельнизации страны и развития теплофикации – основного резерва энергоэффективности в отрасли. Цена электроэнергии на региональном рынке определяется, как средневзвешенная стоимость теплофикационной выработки всех ТЭЦ плюс стоимость электроэнергии, покупаемой с оптового рынка для обеспечения баланса потребления. Рентабельность продаваемой на региональном рынке тепловой и электрической энергии не должна превышать нормируемой величины.

5. Национальная электрическая сеть должна быть построена по функциональному принципу:

- целесообразно выделить в отдельную структуру национальный сетевой комплекс для обеспечения межсистемного, межрегионального, экспортно-импортного транспорта электроэнергии. Сети 220 кВ, выполняющие распределительные функции, целесообразно передать в эксплуатационное обслуживание в филиалы МРСК;
- основной распределительный комплекс электрических сетей, не зависимо от уровня напряжения, должен выполнять функцию приема мощности от электростанций, расположенных в регионе, включая транспорт и распределение электроэнергии до региональных потребителей;

6. Диспетчерское управление целесообразно сохранить трехуровневым:

- управление режимами работы Единой Энергосистемы страны, как верхнего уровня диспетчеризации;
- второй уровень включает в себя Объединенные Диспетчерские Управления (ОДУ);
- управление режимами работы электростанциями и электрическими сетями, обеспечивающими транспорт и распределение электроэнергии внутри региона до региональных потребителей, возложить на РДУ. Рассмотреть целесообразность передачи их в состав региональных электросетевых распределительных комплексов после уточнения границ ответственности по сетям 220 кВ между ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС».

7. Целесообразно также консолидировать управление государственными пакетами акций в специализированной государственной корпорации для проведения согласованной политики в текущей и перспективной деятельности. Это позволит собрать воедино опытных квалифицированных специалистов для решения общепромышленных проблем в электроэнергетике и проведение координации работ смежных ведомств для воссоздания Системы надежного и эффективного энергоснабжения национальных потребителей.

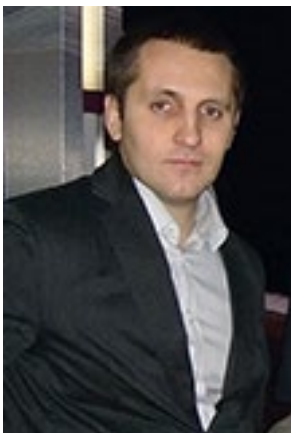
8. Одновременно с предложенными трансформациями в электроэнергетике, должны быть приняты меры по созданию и развитию эффективных по затратам мощных проектно-строительно-монтажных организаций. Опыт СССР и Китая показал, что без этого не может быть реализована ни одна программа развития и модернизации с высоким качеством в приемлемые сроки и затраты.

9. Критериями эффективности проведения предложенных или любых других трансформаций электроэнергетики следует считать снижение стоимости энергии в ВВП страны и положительную динамику показателей надежности, эффективности и экологических выбросов. ●

КАК СГЕНЕРИРОВАТЬ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ МОЩНОСТИ

Создание условий для модернизации объектов генерации в России

Инвестиционная деятельность – непрерывный процесс в любой динамично развивающейся структуре. В последнее время особенно актуальным этот вопрос стал для энергетической отрасли. Каковы текущие инвестиционные условия с точки зрения генерирующей компании и что необходимо, чтобы начать модернизацию устаревшего парка оборудования?



Анатолий Трухин,
Начальник управления
анализа рынков,
ОАО «Фортум»

К причинам, подталкивающим «генераторов» модернизировать имеющиеся активы, следует отнести четыре основных фактора.

ФИЗИЧЕСКИЙ И МОРАЛЬНЫЙ ИЗНОС ОБОРУДОВАНИЯ

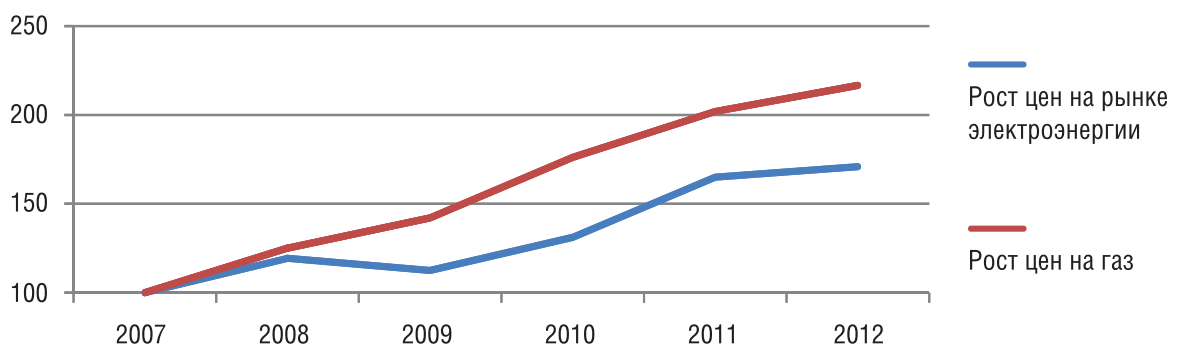
Действительно, в настоящее время средний срок службы большей части работающих электростанций 30–40 лет, однако к 2020 году, даже с учетом реализации так называемой инвестиционной программы в рамках Договоров о предоставлении мощности (ДПМ),

средний срок службы оборудования составит уже 40–50 лет. По отдельным компаниям, данная величина может варьироваться в достаточно широких пределах, однако общая ситуация достаточно удручающая.

ДАВЛЕНИЕ РЫНКА

Постоянный рост цен на топлива, с одной стороны, и более медленные темпы изменения цен на электроэнергию – с другой (рис.1), приводят к тому, что маржинальный доход энергоблоков с низким КПД

РИС. 1. Изменение цен на рынке электроэнергии в сравнении с изменением цен на газ 2007=100%



год от года сокращается, а ряд станций уже являются по данному показателю убыточными.

Ситуация будет усугубляться по мере ввода новых эффективных мощностей, которые будут оказывать давление на цену вниз и вытеснять менее эффективных конкурентов.

ДАВЛЕНИЕ РЕГУЛЯТОРА

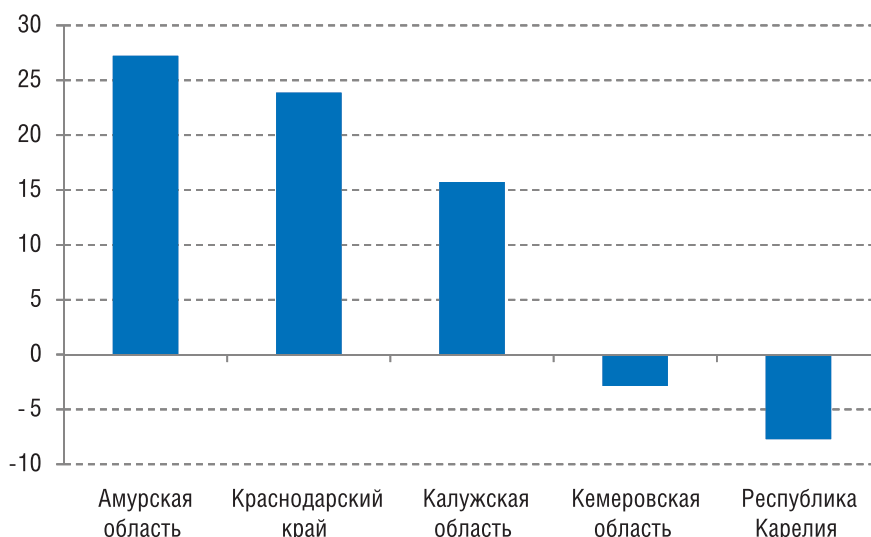
В настоящее время техническая политика государства стимулирует собственника выводить из эксплуатации оборудование не соответствующее установленным техническим требованиям. Ярким тому примером служит Приказ Минэнерго России от 07.09.2010 №430, который определяет перечень генерирующего оборудования, технические характеристики которого, не соответствуют минимальным требованиям, необходимым для участия в Конкурентном отборе мощности. Для генерирующих объектов внесение в данный список в большинстве случаев означает потерю оплаты мощности (в некоторых случаях через 2 года), что делает актив как правило убыточным для собственника.

ИЗМЕНЕНИЕ ЦЕНТРОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

Дефицит электроэнергии в единой энергосистеме в настоящий момент в целом отсутствует. Прогнозируется, что рост нагрузок в ближайшие годы, смогут компенсировать новые мощности вводимые в рамках инвестиционной программы реализуемой в рамках ДПМ. Однако в ряде случаев высокую выработку генератора (а значит и прибыль) обеспечивает именно локальный спрос на энергию, в особенности это важно для ТЭЦ производящих также теплоэнергию. И вот тут картина по стране в целом очень пестрая (рис.2). Например, в последние годы, в ряде регионов наблюдается взрывной рост электропотребления, в то время как в других, стагнация и даже снижение.

Существенно также меняется характер электрической нагрузки, например, растет потребление на низком напряжении (прежде всего, за счет роста потребления населением). Соответственно собственнику для сохранения высоких производственных показателей, необходимо внимательно отслеживать данные

РИС. 2. Прирост (%) уровня электропотребления в 2012 году к 2008



тенденции, а в ряде случаев и задумываться о смене регионов присутствия, изменения технологии производства энергии.

Таким образом, стимулы модернизировать генерирующее оборудование на сегодняшний день есть, однако инвестор не будет вкладывать деньги без возможности вернуть вложенный капитал с приемлемой доходностью.

Рассмотрим основные на сегодняшний день возможности возврата вложенного капитала, которые предлагает энергорынок:

ДОГОВОР О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ (ДПМ)

Механизмы реализованные в рамках данного соглашения обеспечивают возврат инвестиций вложенных в строительство генерирующего объекта в определенные сроки с заданным уровнем доходности и затрат. Данный договор заключался с новыми собственниками генерирующих компаний, образованных при реформировании РАО ЕЭС. Перечень объектов, строительство которых осуществляется в рамках данного соглашения определен правительством и в ближайшее время скорее всего расширен не будет. К плюсам данного механизма можно отнести, прежде всего, наличие гарантий возврата вложенного капитала, что конечно очень важно для инвестора.

Однако большинство участников рынка (в особенности потребители)

считают данный механизм псевдорыночным, так как перечень и параметры объектов ДПМ определяются государством и не подразумевают конкуренции за объект, цена по ДПМ определяется государством и не учитывает разные возможные условия инвестирования в новое строительство и модернизацию, доступные для разных инвесторов (ставка дисконтирования, требуемый срок окупаемости, стоимость заемного капитала). Таким образом учитывая противоречивое отношение участников рынка и регуляторов к данному механизму, нет уверенности что данный механизм будет предложен инвестору для новых инвестиций в модернизацию генерирующих объектов.

МЕХАНИЗМ ГАРАНТИРОВАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ (МГИ)

Планируется, что в рамках данного механизма будут решаться «точечные» проблемы дефицита электроэнергии. Инвестор будет определяться на конкурсной основе по принципу наименьшей стоимости вновь вводимой мощности для потребителя. В соответствие с предлагаемой концепцией, не предусматривается что данный механизм будет предложен инвестору для большого числа вновь вводимых и модернизируемых объектов, скорее это будут единичные проекты в которые инвестора без существенных преференций и гарантий привлечь не возможно.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТАРИФНЫЕ ПРЕФЕРЕНЦИИ

Действительно, в настоящее время существуют несколько новых станций, которые получают специальные доплаты к тарифу на мощность, компенсирующие понесенные капитальные затраты, т.е. получают так называемый «вынужденный режим». Вообще данный механизм был разработан для генерирующих объектов, которые не оплачиваются в рынке мощности, однако вывод из эксплуатации таких объектов на текущий момент не возможен (например по причине обеспечения безальтернативного теплоснабжения). Таким образом получение подобных преференций для «новых» станций скорее исключение из правил, при этом гарантии получения таких доплат в течении периода окупаемости отсутствуют.

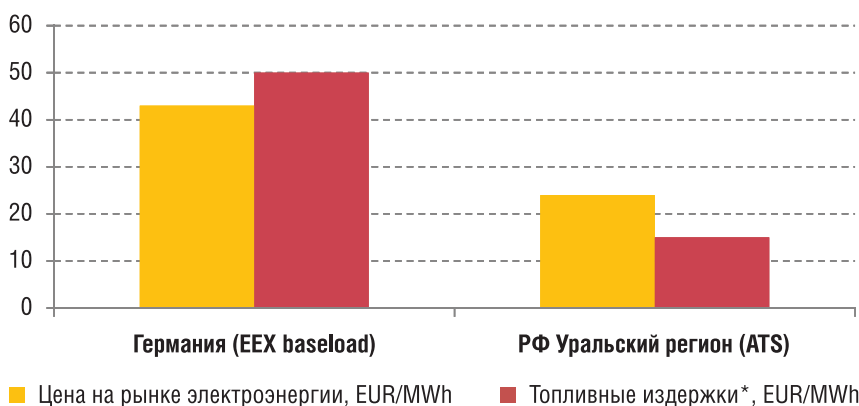
УХОД ОТ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данном случае инвестором выступает либо крупный потребитель либо консорциум потребителя и генерирующей компании (с различными схемами взаимодействия). В этом случае основой для возврата инвестиций данных проектов является разница между себестоимостью производства построенной электростанции и тарифом электроэнергии потребляемой из единой энергосистемы (ЕЭС). Сроки окупаемости могут сильно отличаться для каждого проекта, зависят от технических решений, наличия и стоимости имеющихся топливных ресурсов, темпов изменения тарифов на электроэнергию в ЕЭС.

ВОЗВРАТ ИНВЕСТИЦИЙ В РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Сегодня генерирующие компании по сути работают на двух рынках

РИС. 3. Уровень цен и топливные затраты газовых станций на рынке электроэнергии в 2012 году



* Топливные затраты рассчитаны с учетом цены на газ для соответствующего региона, для ТЭС с КПД = 50%. ТЭС в Германии использующих газ, работают преимущественно в период высоких (пиковых) цен ограниченное число часов в году, только в этом случае возможно получать положительный финансовый результат при работе на рынке электроэнергии.

электроэнергии и мощности, принципы ценообразования на которых различны. Считается что рынок электроэнергии призван компенсировать топливные издержки генератора, рынок мощности постоянные (т.е. по сути все кроме топлива). На сегодняшний день, наиболее «рыночным» и интересным с точки зрения возможностей возврата инвестиций, является рынок электроэнергии. Рынок электроэнергии работает по принципу маржинального ценообразования, т.е. цену для всех востребованных для покрытия нагрузок генераторов, формирует наиболее дорогая востребованная электростанция. Таким образом низкоэффективные станции формируют достаточно высокие цены и обеспечивают существенный маржинальный доход для высокоэффективных новых станций. Если сравнивать с европейскими рынками

электроэнергии, то за счет существенно более дешевого топлива и достаточно высокими ценами на электроэнергию, маржинальный доход эффективных тепловых станций на рынке нашей страны (Европейская часть России и Урал) существенно выше (рис. 3).

Таким образом, в зависимости от региона, маржинальный доход эффективных станций (КПД ~ 50%) на рынке электроэнергии может достигать 300–400 руб/МВтч, а при работе в комбинированном цикле (с отпуском тепла) до 450 руб/МВтч.

Однако основной вопрос который возникает у инвестиционного аналитика при построении моделей окупаемости новых проектов в рынке электроэнергии – как будет меняться маржинальный доход в ближайшие 10–15 лет. С одной стороны топливо и далее скорее всего будет дорожать (в особенности газ, в соответствии

ТАБЛИЦА. Сценарии роста цен на газ для промышленных потребителей Министерства экономического развития РФ

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
115%	115%	114.5%	113.5%	112.5%	111.5%	104.4%	101.6%	108.3%	107.1%	106.3%	105.9%	104.0%
			110.0%	108.6%	104.6%	102.7%	101.3%	106.0%	107.1%	105.5%	104.4%	103.0%
			106.6%	104.6%	99.8%	99.8%	99.0%	102.3%	104.4%	104.3%	104.3%	104.3%

с последними прогнозами МЭР (таблица), увеличивая затраты маргинальных-дорогих станций существенней, чем более эффективных.

С другой стороны постепенное выбытие неэффективных мощностей и рост доли эффективных станций будет способствовать как минимум снижению темпов роста маржи в долгосрочной перспективе. В любом случае, данные риски инвестор должен принимать во внимание и учитывать при принятии инвестиционных решений.

Другой существенный риск, которым гораздо сложнее управлять, регуляторный, т.е. постоянное изменение правил функционирования рынка (как правило не в пользу инвестора). За последнее время был принят ряд решений, негативно повлиявших на доходы генерирующих компаний. Вот некоторые из них:

- Изменение правил на рынке электроэнергии, направленные на снижение маргинальных цен: различные механизмы ограничения цен при кратковременных (при этом обоснованных) всплесках, изменение правил подачи ценовых заявок;
- Изменение порядка оплаты мощности электростанций. Переход на оплату средней за год располагаемой мощности вместо максимальной, ограничение по оплате мощности не выше установленной (хотя электростанции могут нести большую нагрузку), отказ от индексации цен на мощность в 2011 году, учет прибыли от электроэнергии всей генерирующей компании при установлении тарифов для вынужденной генерации;

Таким образом, если в ближайшие годы вновь не будут запущены механизмы подобные ДПМ, то инвестор сможет возвращать инвестиции на модернизацию главным образом через рынок электроэнергии и мощности. Однако генерирующие компании будут готовы брать на себя рыночные риски только в том случае, если законодатель и регуляторы обеспечат решение следующих проблем:

- Обеспечена стабильность правил рынка и регулирования в целом;



- Минимизировано вмешательство регулятора в ценообразование на рынке электроэнергии, при обоснованном росте цен. Высокие цены – сигнал и возможность для инвестора модернизировать генерирующие мощности, повысить эффективность, что в будущем обеспечит их снижение;
 - Решение проблем неплатежей на оптовом рынке электроэнергии;
 - Необходимо повысить прозрачность рыночной инфраструктуры, для развития ликвидного финансового рынка электроэнергии;
 - Требуется усовершенствовать рынок мощности, который в настоящее время дает только краткосрочный ценовой сигнал, тогда как инвестору необходим долгосрочный;
- Большая часть генерирующего оборудования, которое необходимо модернизировать, работает в комбинированном режиме и в этом случае должны быть созданы следующие условия в рынке тепла:
- Ликвидация всех видов перекрестного субсидирования ускоренными темпами;
 - Установление экономически обоснованных тарифов и дальнейшее ценообразование на тепловую энергию с учетом принципа «альтернативной котельной»
- Приняты антидискриминационные меры в отношении ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии и мощности:
- Помимо указанных мер, для снижения ценовой нагрузки на конечного потребителя, могут быть приняты дополнительные поддерживающие меры, такие как:
- Предоставление льготных кредитов на модернизацию;
 - Снижение или отмена таможенных пошлин на ввозимое эффективное энергетическое оборудование;
 - Предоставление льгот по налогу на имущество на стоимость модернизированного оборудования (налоговые каникулы).
- В настоящее время в рамках поручения данного Правительству РФ о совершенствовании функционирования электроэнергетики, в Минэнерго РФ и НП «Совет рынка» идет обсуждение будущей модели рынка электроэнергии и мощности. Считаю важным, чтобы авторы новой модели услышали потенциальных инвесторов и модель нового рынка позволяла инвестору модернизировать и строить новые генерирующие мощности при стабильных правилах рынка, стимулирующих эффективного собственника, в этом случае инвестор будет готов брать на себя обоснованные «рыночные» риски. ●

РЕГЕНЕРАЦИЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ

Александр Власов

Современный электроэнергетический комплекс России включает около 600 электростанций единичной мощностью свыше 5 МВт.

Электроэнергетический комплекс представлен тепловой, ядерной, альтернативной и гидроэнергетикой. Установленная мощность парка действующих электростанций по типам генерации имеет следующую структуру: 21% – объекты гидроэнергетики, 11% – атомные электростанции, 68% – тепловые электростанции.

Тепловая электроэнергетика

Около 75% всей электроэнергии России производится на тепловых электростанциях.

К тепловой электроэнергетике относятся тепловые электростанции, которые бывают нескольких видов. К ним относятся: котлотурбинные, конденсационные, газотурбинные электростанции, а также теплоэлектроцентрали, электростанции на базе парогазовых установок и на основе поршневых двигателей. Но к основным относятся КЭС и ТЭЦ. Их технологические процессы очень похожи. В том и в другом случае в результате сжигания в котле топлива выделяется тепло и нагревается пар под давлением, который попадает в паровую турбину. Там тепловая энергия пара преобразуется в энергию вращения. Вал турбины вращает ротор электрогенератора и образуется электрическая энергия.

Основное отличие КЭС от ТЭЦ заключается в том, что часть нагретого ТЭЦ пара уходит на теплоснабжение.

ПРИНЦИП РАБОТЫ КЭС

В котёл с помощью питательного насоса подводится питательная

вода под большим давлением, топливо и атмосферный воздух для горения. В топке котла идёт процесс горения – химическая энергия топлива превращается в тепловую и лучистую энергию. Питательная вода протекает по трубной системе, расположенной внутри котла. Сгорающее топливо является мощным источником теплоты, передающейся питательной воде, которая нагревается до температуры кипения и испаряется. Получаемый пар в этом же котле перегревается сверх температуры кипения, примерно до 540°C с давлением 13–24 МПа и по одному или нескольким трубопроводам подаётся в паровую турбину. Паровая турбина, электрогенератор и возбудитель составляют в целом турбоагрегат. В паровой турбине пар расширяется до очень низкого давления (примерно в 20 раз меньше атмосферного), и потенциальная энергия сжатого и нагретого до высокой температуры пара превращается в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Турбина приводит в движение электрогенератор, преобразующий кинетическую энергию вращения ротора генератора в электрический ток. Электрогенератор состоит из статора, в электрических обмотках которого генерируется ток, и ротора, представляющего собой вращающийся электромагнит, питание которого осуществляется от возбудителя. Конденсатор служит для конденсации пара, поступающего из турбины, и создания глубокого разрежения, благодаря которому и происходит расширение пара в турбине. Он создаёт вакуум на выходе из турбины, поэтому пар, поступив в турбину с высоким давлением, движется к конденсатору и расширяется, что обеспечивает превращение его потенциальной энергии в механическую работу.

ПРИНЦИП РАБОТЫ ТЭЦ

ТЭЦ конструктивно устроена как конденсационная электростанция (КЭС). В зависимости от вида паровой турбины, существуют различные отборы пара, которые позволяют забирать из нее пар с

разными параметрами. Турбины ТЭЦ позволяют регулировать количество отбираемого пара. Отобранный пар конденсируется в сетевых подогревателях и передает свою энергию сетевой воде, которая направляется на пиковые водогрейные котельные и тепловые пункты. На ТЭЦ есть возможность перекрывать тепловые отборы пара, в этом случае ТЭЦ становится обычной КЭС. Это дает возможность работать ТЭЦ по двум графикам нагрузки: тепловому – электрическая нагрузка жестко зависит от тепловой нагрузки (тепловая нагрузка – приоритет) электрическому – электрическая нагрузка не зависит от тепловой, либо тепловая нагрузка вовсе отсутствует (приоритет – электрическая нагрузка). Совмещение функций генерации тепла и электроэнергии (когенерация) выгодно, так как оставшееся тепло, которое не участвует в работе на КЭС, используется в отоплении. Это повышает расчетный КПД в целом (80 % у ТЭЦ и 30 % у КЭС), но не говорит об экономичности ТЭЦ. Основными же показателями экономичности являются: удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и КПД цикла КЭС. При строительстве ТЭЦ необходимо учитывать близость потребителей тепла в виде горячей воды и пара, так как передача тепла на большие расстояния экономически нецелесообразна.

Ядерная энергетика

АЭС, являющиеся наиболее современным видом электростанций имеют ряд существенных преимуществ перед другими видами электростанций: при нормальных условиях функционирования они не загрязняют окружающую среду, не требуют привязки к источнику сырья. Однако нельзя не заметить опасность АЭС при возможных форс-мажорных обстоятельствах.

К ядерной энергетике относятся АЭС. Они классифицируются по типу реакторов (с реакторами на тепловых нейтронах и с реакторами на быстрых нейтронах)





и виду отпускаемой энергии (атомные электростанции, предназначенные для выработки электрической энергии и атомные теплоэлектроцентрали, вырабатывающие как электроэнергию, так и тепловую энергию).

Так как принцип работы ТЭЦ и АЭС относительно схож, последнюю иногда считают подвидом тепловой электроэнергетики. Основное отличие состоит в том, что тепловая энергия на АЭС образуется не в результате сгорания топлива, а в результате деления атомных ядер в ядерном реакторе (который выполняет ту же роль, что и котел в ТЭЦ).

Любой ядерный реактор состоит из активной зоны с ядерным топливом и замедлителем, активную зону окружает отражатель нейтронов, теплоносителя, системы регулирования цепной реакции, радиационной защиты и системы дистанционного управления.

В остальном схема производства электроэнергии практически ничем не отличается от ТЭС.

Гидроэнергетика

ГЭС производят наиболее дешевую электроэнергию, но имеют доволень-таки большую себестоимость постройки. Современные ГЭС позволяют производить до 7 Млн Квт энергии, что вдвое превышает показатели действующих в настоящее время ТЭС и АЭС, однако размещение ГЭС в европейской части России затруднено по причине дороговизны земли и невозможности затопления больших территорий в данном регионе.

Гидроэнергетика представлена гидроэлектростанциями, которые можно классифицировать в зависимости от максимального использования напора воды (высоконапорные – более 60 м, средненапорные – от 25 м, низконапорные – от 3 до 25 м.), а также в зависимости от вырабатываемой мощности (мощные – вырабатывают от 25 МВт и выше, средние – до 25 МВт и малые гидроэлектростанции – до 5 МВт).

Мощность ГЭС зависит от напора и расхода воды, а также от КПД используемых турбин и генераторов. Так как уровень воды в разные сезоны разный в качестве выражения мощности гидроэлектрической станции принято брать циклическую мощность.

В гидроэнергетике в электрическую энергию преобразуется кинетическая энергия течения воды. При помощи плотин на реках создается верхний и нижний бьеф. Вода переливается из верхнего бьефа в нижний по протокам, в которых расположены водяные турбины, лопасти которых раскручиваются водяным потоком. Турбина вращает ротор электрогенератора.

Альтернативная энергетика

К альтернативной энергетике относятся ветроэнергетика, гелиоэнергетика, геотермальная, водородная, приливная и волновая энергетика.

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ

Передача электрической энергии осуществляется по электрическим сетям, которые представляют собой совокупность линий электропередачи и трансформаторов, находящихся на подстанциях.

Электроснабжение в подавляющем большинстве случаев – трёхфазное,

поэтому линия электропередачи, как правило, состоит из трёх фаз, каждая из которых может включать в себя несколько проводов. Конструктивно линии электропередачи делятся на воздушные и кабельные.

Электроэнергетика России нуждается в модернизации: 74% теплоэлектростанций старше 30 лет, 22% из которых старше 50 лет, более половины электросетевого оборудования старше 30 лет. Моральное устаревание и износ оборудования приводит к росту расхода топлива, увеличению потерь и снижению эффективности функционирования отрасли в целом.

Износ основных фондов в целом по России составляет: котельных – 54,2%, трансформаторных подстанций – 57,4%, тепловых сетей – 57,8%, электрических сетей – 51,32%. Степень износа объектов электро- и теплоэнергетики в настоящее время по отдельным территориям достигает 70–80%.

Уровень износа оборудования и необходимость повышения энергоэффективности отрасли требует вывода из эксплуатации в ближайшие 20 лет 67,7 ГВт мощностей, в том числе на ТЭС – 51,2 ГВт и на АЭС – 16,5 ГВт. Демонтаж оборудования в варианте активного обновления электроэнергетики требуется в объеме 118,3 ГВт.

Все это отражается на уровне надежности работы отрасли и качества ресурсоснабжения потребителей. В настоящее время этот уровень в Российской Федерации в десятки раз ниже, чем в европейских странах.

Программа модернизации российской электроэнергетики до 2020 года предусматривает ввод 76 ГВт новых мощностей при демонтаже 26,4 ГВт старых мощностей, в сетевом комплексе – ввод более 150 единиц подстанций в магистральных сетях и 8,5 тыс единиц подстанций в распределительных сетях, строительство и реконструкцию свыше 300 тыс км линий электропередач. Модернизация и строительство генерирующих мощностей оценивается на уровне 6,8 трлн рублей до 2020 года, модернизация и строительство электросетевого комплекса оценивается на уровне 4,6 трлн рублей. ●

«ИЗ ИСКРЫ ВОЗГОРИТСЯ ПЛАМЯ»

Система прямого розжига мазутных горелок высоко-энергетическим искровым запальником HESI



Александр Родионов,
«ВИЗАВИ ГРУПП»

Уровень износа энергетического оборудования близок к критическому – сроки использования более 50% оборудования ТЭС превышают 30 лет. Одной из первоочередных задач, стоящих в настоящее время перед электроэнергетическим комплексом России, является его широкомасштабная модернизация и перевод на новый технологический уровень. Компания «ВИЗАВИ ГРУПП» не остаётся в стороне и предлагает новейшие разработки американских компаний «FIREYE» и «FORNEY», адаптированные для российских условий. Последняя разработка компании – запально-защитное устройство HESI для прямого розжига искрой мазутных горелок.

Запальники – это стационарно установленные устройства, которые обеспечивают розжиг горелок

Существует несколько типов запальников: электрические, газовые, на жидком топливе. Запальники короткого действия, предназначенные только для розжига главной горелки, запальники пилотных горелок постоянного действия, и запальников, способных разжечь главную горелку в любых условиях работы.

В энергетических и теплоэнергетических котлах, а так же в технологических печах, в которых в качестве основного или растопочного топлива используется дизельное топливо или мазут, наиболее частым способом автоматической растопки горелок является использование газовых запальников, зажигаемых электрической дугой напряжением 10 kV.

Основной проблемой такого решения является необходимость соблюдения мер безопасности при сопутствующей газовой инсталляции и необходимость использования Системы Контроля Безопасности Пламени, отсечной арматуры, и системы управления процессом розжига. Кроме того, высоковольтный запальник имеет некоторые негативные характеристики: сложную конструкцию, чувствительность на условия, существующие в котлах работающих на тяжелых видах топлива. Погасание пламени на запальнике приводит к удлинению времени запуска котла.

Запальники короткого режима работы классифицируются следующим образом (по классификации NFPA (Североамериканской Ассоциации Пожарозащиты)):

Класс 3: запальник малой мощности, применяется для розжига газовых и мазутных горелок. Рабочий диапазон запальников 3 класса обычно не превышает 4% от полной загрузки горелки. Время работы запальника не превышает времени, требующегося для розжига горелки, в пределах максимально допустимого времени, отведенного на данный процесс.

Класс 3 специальный: электрический, высоко-энергетический запальник, (HESI – High Energy Spark Igniter) способный непосредственно воспламенить топливо главной горелки. Время работы запальника не превышает времени, требующегося для розжига горелки, в пределах максимально допустимого времени, отведенного на данный процесс.

Ниже представлены параметры, влияющие на надёжность розжига при помощи высокоэнергетического





запальника типа ХЕСИ (HESI), двухступенчатой газодинамической горелки с внутренним смешиванием топлива, а также принцип его работы, описание, технические параметры.

Принцип работы высокоэнергетического запальника типа ХЕСИ (HESI)

Высокоэнергетический запальник ХЕСИ является электрическим искровым запальником, переменного действия (подача искры, а не дуги), позволяющей розжигать горелки работающие на газе или жидком топливе.

Возможность запыла жидкого топлива основана на энергии искры – порядка 12 J на искру. Искра возникает на вторичном контуре в блоке питания благодаря системе конденсаторов. Напряжение на вторичном контуре запальника 2000 ВДС.

Принцип работы запальника – подача от 3 до 8 искр (в зависимости от применения) в секунду, с энергией 12 J, уменьшающейся с возрастанием количества искр, это означает, что запальник соединяет в себе большую энергию искры с большой суммарной энергией во времени.

Надежность работы

ЭНЕРГИЯ ИСКРЫ

В случае розжига тяжелого топлива, атомизированного паром, энергия отдельной искры, выходящей от запальника, должна быть достаточной, чтобы превратить в пар жидкое топливо, зажечь образовавшуюся газовую смесь и разжечь горелку.

В условиях, типичных для энергетических стандартов надежности, т.е. розжиг горелки после продолжительной работы, или на неподготовленных горелках, после продолжительного простоя котла, требования к величине энергии искры растут и ограничиваются уровнем энергии искры, необходимыми для самоочистки искрового электрода. Уровень энергии для самоочистки электрода принимается более чем 10 J на искру. Энергия эта должна очистить конец электрода от влажности, загрязнений, шлаков, остатков мазута, так чтобы искра смогла розжечь топливо горелки.

12 J – это энергия, принимаемая конструкторскими организациями за энергию достаточную, для розжига тяжелых масел атомизированных паром.

ЧАСТОТА ИСКРЫ

Серия искр с низкой энергией одиночной искры, даже при их большом количестве, менее эффективна при розжиге и более чувствительна на загрязнения и



влагу. Большое количество искр с малой энергией не гарантирует надежности розжига жидкого топлива. Рассматриваемый запальник имеет возможность регуляции количества искр в зависимости от применения. Из опыта известно, что 3 искры в секунду достаточны для розжига большинства горелок на мазуте, в том числе тяжелом, атомизированные паром. Увеличение количества искр в секунду, без необходимости, понижает работоспособность конца электрода.

РАСПОЛОЖЕНИЕ ЗАПАЛЬНИКА

Надежность розжига запальника в большой степени зависит от положения конца запальника относительно форсунки горелки (Рис. 1).

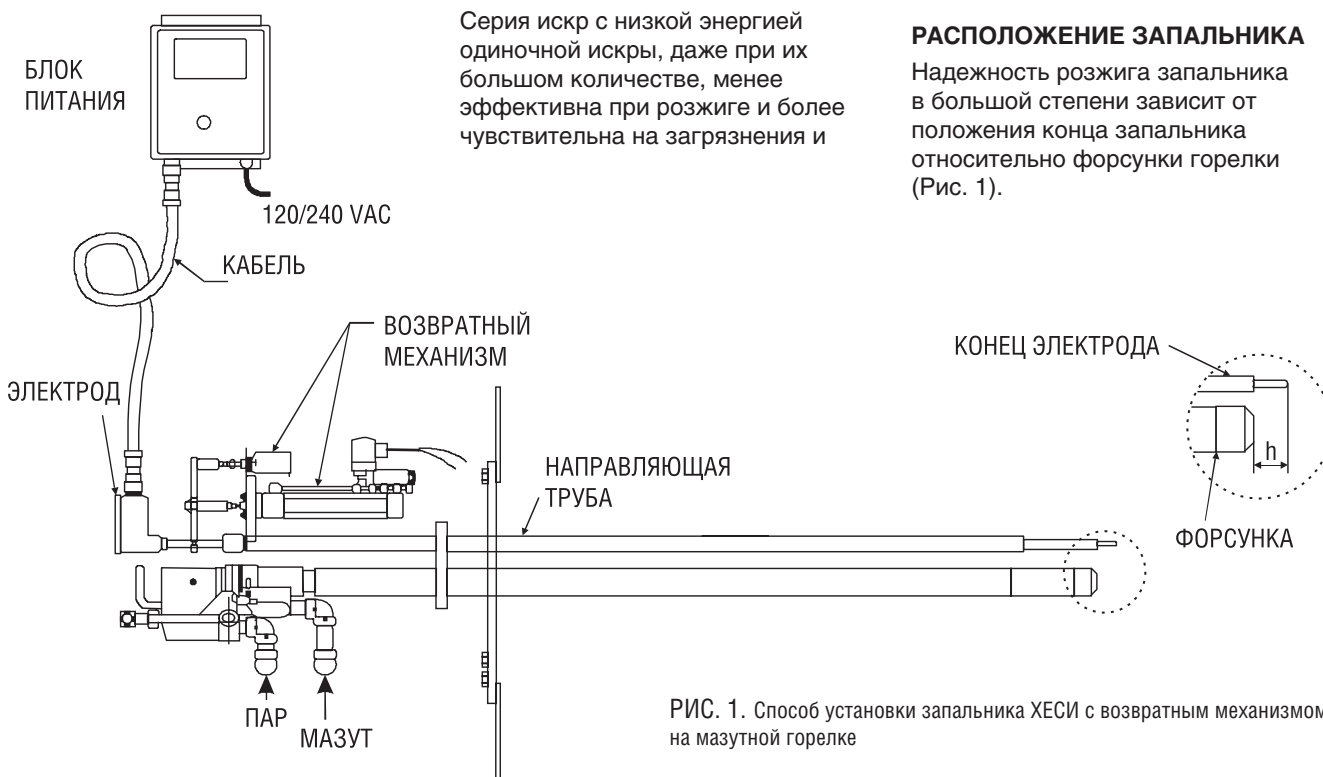
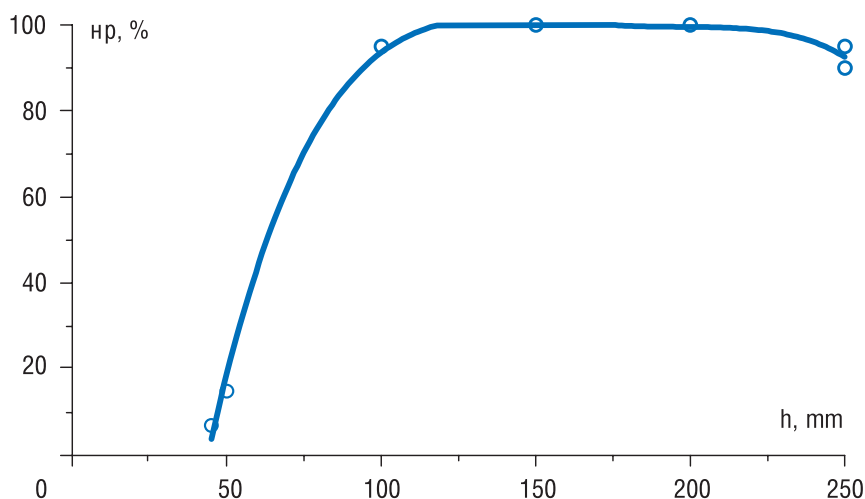


РИС. 1. Способ установки запальника ХЕСИ с возвратным механизмом на мазутной горелке

РИС. 2. Надежность розжига (нр) в зависимости от расстояния конца запальника (h) от форсунки



Из проведенных исследований для тяжелого топлива следует, что для энергии искры 12 J наибольшая вероятность розжига, близкая к 100%, выступает тогда, когда конец запальника находится на расстоянии 100–200 мм от форсунки. (Рис. 2). Запальник был установлен параллельно горелке 100–150 мм.

Данное утверждение основано на исследовании состава и концентрации топливной газовой смеси для данного топлива (масла). На Рис. 3 представлены графы перехода топлива от жидкой фазы, через тяжелые углеводы до легких углеводородов, водорода и СО. Данный переход особенно динамичен на расстоянии до 100 мм от форсунки. При расстоянии до 50 мм от форсунки, выступают только капли жидкого топлива и первичные паровые фракции распада (тяжелые углеводы).

Анализ изменения нижней и верхней границы розжига топливной смеси (Рис. 4) показывает на возможность розжига на расстоянии большей чем 30 мм от форсунки. От этого места кривая верхней границы сильно удаляется от кривой нижней границы, что означает более широкую область смеси, возможную для розжига.

Конструкция ХЕСИ

Основная модель запальника ХЕСИ 90 состоит из блока питания 220VAC/2000VDC искрового электрода и соединительного кабеля. Длина электрода от 356 мм до 4572 мм и наружным диаметром

5/8 дюйма (15.9 мм) имеет разъемный наконечник с большой надежностью времени работы, который не требует очистки, ввиду на высокой энергии искры.

Специальная конструкция запальника позволяет эксплуатировать его во влажных и запыленных условиях котлов.

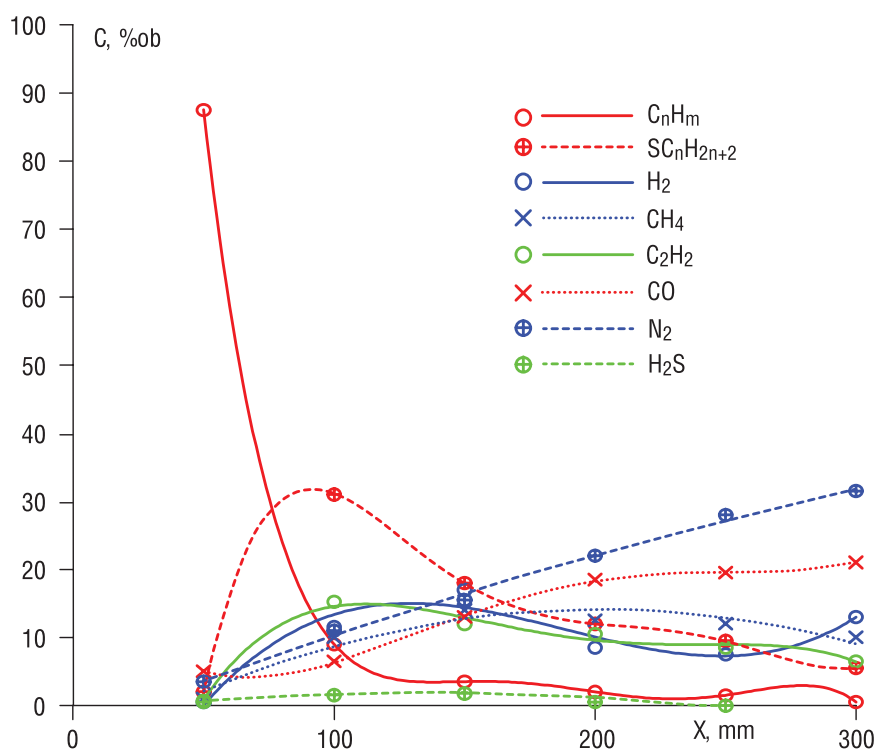
Блок питания 220VAC состоит из электрического контура запальника включающего: трансформатор,

выпрямитель, конденсаторы и систему искровика. Блок питания изготовлен в пыле-защитной версии и устанавливается непосредственно при горелке. Кабель защищен гофрированной трубой, усиленной стальной лентой и покрыт пластиком устойчивым на высокие температуры и предохраняющим от пробивания искры.

Установка запальника

Электрод запальника устанавливается параллельно оси горелки. В случае розжига горелки на жидком топливе, наконечник запальника относительно горелки должен обеспечивать касание с конусом топлива на расстоянии 100–200 мм от горелки. После розжига горелки, конец электрода должен быть выведен из области горения. Допустимая температура конца электрода 550°C, в пламени при температуре более 1000°C он может находиться короткое время. Независимое расположение запальника и блока питания удобно при настройке запальника и техосмотре. Отдельное расположение блока питания имеет и то преимущество, что в случае аварии на горелке, электрическая часть не повреждается.

РИС. 3. Распад объемных газовых компонентов топлива в зависимости от расстояния от форсунки





Технико-эксплуатационные параметры запальника ХЕСИ 90

питание	220VAC 50/60 Hz
максимальный ток блока питания	1 А
выходное напряжение	2000VDC (постоянный ток)
энергия искры	макс. 12 J / искра
частота искры	3 до 8 искр на секунду
принцип работы	постоянный (для 8 искр\сек. Прерывистый)
срок работы наконечника	200,000 искр
температура работы блока питания	-18°C до + 57°C
степень защиты блока питания	NEMA 4 или IP 54
допустимая температура наконечника (временно в пламени выше 1000°C)	550°C
макс. длина запальника	4572 мм
диаметр	5/8 дюйма (15.9 мм)
длина соединительного кабеля	1.83м, 3.66м – типовая 4.57 м
сопротивление наконечника электрода	200–600 Ом (электрод–корпус)
размеры блока питания	высота 273 мм ширина 203 мм ширина 203 мм
внутренний диаметр выходной трубы	min. 25 мм



является энергия искры, которая должна быть более 10 J на искру;

В-третьих, оптимальное расстояние конца запальника от форсунки горелки должно быть 100–200 мм. Надежность розжига в этом случае максимальна.

И в-четвертых, использование высокоэнергетического запальника замещает необходимость в употреблении высоковольтного и газового запальников, тем самым значительно упрощает инсталляцию на горелках, и делает избыточным газовую инсталляцию для запальника, ликвидирует проблему со слабой искрой и сложной конструкцией дугового запальника.

Основная модель запальника стационарна, и включается при подаче напряжения на блок питания.

Переносная версия отличается выключателем запальника на блоке питания.

Автоматическая версия имеет дополнительное оборудование, позволяющее автоматически вывести запальник из зоны горения, после розжига горелки.

В специальных условиях, на движущейся горелке, при фиксированном положении запальника, может быть применен запальник с гибким электродом.

Запальники ХЕСИ 90 не требуют регулярного обслуживания. Время от времени (1 раз в году) необходимо проверить состояние наконечника электрода и электрические соединения кабеля.

Резюмируя все вышеизложенное, следует отметить, что:

Во-первых, горелки работающей на мазуте, атомизированного паром, вполне надежны при соблюдении выше указанных требований;

Во-вторых, главным параметром запальника при розжиге атомизированного мазута



Пневматический ретрактор



Сравнение запальника ХЕСИ с высоковольтным запальником

Высоко-энергетический запальник ХЕСИ	Высоковольтный запальник
рабочее напряжение 2000V, постоянный ток	более 10,000 V, ток переменный
наконечник вне пламени	наконечник находится в пламени
работает без регулировки	требует регулярного техосмотра
фиксированное расстояние между электродами	Необходимость демонтажа пилота для демонтажа запальника
простое техобслуживание	требует регулярной чистки электродов
нечувствителен к загрязнениям	Чувствителен к загрязнениям
не требует регулярной очистки	Чувствителен к влажности
не чувствителен к влажности	плохое заземление может вызывать проблемы
нет проблем с заземлением	Опасен в случае плохого заземления
безопасен в обслуживании	

Искровой метод розжига широко применяется в Польше. Запальник ХЕСИ 90 успешно применяется для розжига тяжелого жидкого топлива атомизированного паром, а так же средних и легких масел и газов на более чем 100 горелках в Польше.

Параметры мазута, используемые в Польше:

- Калорийность **> 39 700 kJ/kg**
- Вязкость при температуре 20°C **< 995 kg/m³**
- Вязкость кинетическая при 80°C **< 122cSt**
- Вязкость относительная при 80°C **< 16.0°E**
- Температура розжига **> 110°C**

Розжиг и стабилизация наступает в течении 1–2 секунд от момента

появления топлива на форсунке. Время розжига зависит от:

- качества атомизации (типа и технического состояния форсунки)
- параметров топлива, подводящегося к форсунке (давление, температура)
- параметров среды атомизации (давление, температура)
- разницы давлений между топливом и средой атомизации, а также от постоянной величины этой разницы

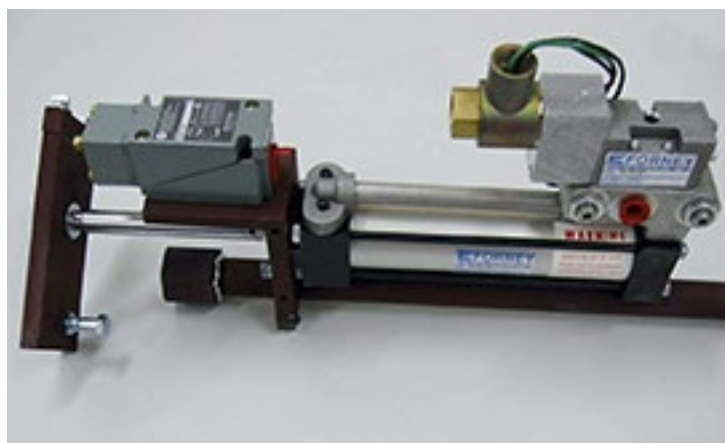
Сигналом для выключения запальника может быть сигнал присутствия пламени горелки.

1 сентября 2008 г., компания «ВИЗАВИ ГРУПП» провела

испытание Запальника HESI на Берёзовской ГРЭС, ОГК-4 ЭОН Россия, на холодном котле, после профилактических ремонтных работ с целью определения эффективности розжига мазутных пароакустических форсунок «ФАКЕЛ» ФЗУ-4500. Вот некоторые выдержки из протокола.

Горелочные устройства котлоагрегата №2: КТЖ-81(фронт котла, отметка 20 метров), КТЖ-43 (тыл котла, отметка 32 м). Давление мазута 8–10 кгс/см², марка мазута М100, температура мазута 125С, давление распыляющего пара 6–8 кгс/см². В результате испытаний установили следующее: при оптимальной длине вхождения наконечника в тело распыла (150–200 мм), наблюдался 100 процентный результат: устойчивый розжиг в течение 2–3 секунд. Всего произвели порядка 15 розжигов, и все 15 успешные. Честно говоря, перед началом испытаний мало кто верил в положительный результат. На котле установлены газовые запальники, которые, имея хороший факел пламени, разжигали мазутную форсунку за 15–25 сек. Эффект от испытаний был ошеломительным. Хочется выразить особую благодарность начальнику цеха АСУ ТП Захваткину С.В., инженеру цеха Малыгину А.Л.

В настоящее время в России это оборудование запроектировано и внедряется: Харанорская ГРЭС 12 комплектов HESI, Рефтинская ГРЭС – 24 комплекта, Гусиноозерская ГРЭС – 12, г. Улан Уде, ГРЭС – 16, Красноярская ТЭЦ – 18.





После розжига горелки запальником, возникает необходимость контроля пламени её факела. И здесь фирма «ВИЗАВИ ГРУПП» может предложить решение проблемы – использовать датчики пламени компании «FIREYE». Качество горения в топке котла оценивается по интенсивности свечения его факела. Погасание факела в топке котла взрывоопасно. Уменьшение яркости факела (потускнение) в топке котла характеризует нарушение стабильности процесса горения топлива, особенно на пылеугольных горелках. Важную роль в работоспособности и эффективности функционирования защиты «Потускнение пылеугольного пламени в топке котла» или погасания пламени играют измерительные устройства контроля пламени и место их установки на котле. Существует целый ряд разнообразных устройств контроля пламени, которые различаются принципом действия, параметрами, конструктивным исполнением. Наиболее перспективными устройствами контроля пламени являются приборы, измеряющие амплитуды пульсации пламени. Принцип измерения их позволяет исключить влияние свечения разогретой обмуровки топки котла и труб, в отличие от устройств измерения яркости пламени, и имеет меньшую инерционность. Такие устройства получили широкое распространение на электростанциях всего мира. К таким устройствам относятся сканеры пламени InSight (типа 95DS модель S1, S2) компании FIREYE (США), имеющие полупроводниковые двойные инфракрасные и ультрафиолетовые датчики. Линзы сканеров предохранены от загрязнения с помощью кварцевого окошка, температура использования сканера – 40+65°C. Сканеры измеряют амплитуду модуляций («мигание»), происходящих в контролируемом пламени. В процессе настройки сканера выбирается частота модуляций, которая обеспечивает хорошее распознавание наличия (отсутствия) пламени. Соответствующая частота модуляции и коэффициент усиления датчика выбираются либо вручную, либо автоматически с возможностью ручного регулирования. Модель S2 имеет

21 вариант частоты мерцания пламени, четыре селективных программных файла для сохранения установочных точек, регулируемый коэффициент усиления датчика, регулируемые пороговые значения наличия (отсутствия) пламени, реле пламени, аналоговый выход 4–20 мА плюс возможность дистанционной связи через программное обеспечение. Сканеры питаются от источника 24 В постоянного тока, имеют восьмизначный буквенно-цифровой светодиодный индикатор и клавишную панель с четырьмя кнопками, чтобы пользователь мог просматривать рабочие параметры и выбирать установочные точки. Показатель яркости пламени может находиться в диапазоне от 0 до 100. Минимальное ограничение связано с тем, что при определенных условиях сжигания, сила инфракрасного или ультрафиолетового сигнала (или их сумма) может быть больше 100 (максимум 999). Показатель силы сигнала обозначает интенсивность мерцания пламени, воспринимаемую инфракрасным или ультрафиолетовыми датчиками сканера, и зависит от индивидуальных установочных значений датчика «Усиление» и «Полоса пропускания» (частота мерцания). Значение силы сигнала такое же, как и величина «Яркость пламени», за исключением того, что величина силы сигнала может превышать 100 (максимум 999), тогда как яркость пламени ограничена показателем 100. В модели с двойным датчиком (95 DS) это сумма показателей силы инфракрасного или ультрафиолетового сигнала, но она ограничена цифрой 100. Неоднократные наблюдения в течение длительного времени за поведением сигнала яркости пламени показали, что частота мерцания пламени в действительности различна в разных его зонах. Колебания частоты пламени связаны не только с типом сжигаемого топлива.

Поверхность топки, например пылеугольного котла, с несколькими горелками излучает видимый инфракрасный свет в огромном количестве и составляет около 90 % общего спектра излучения пламени. Для размежевания между искомым



пламенем и его другими видами, излучаемыми в топке (т.е. для ограничения поля обзора), а также для уменьшения излучения, попадающего на сканер и вызывающего насыщение, после разделительного кварцевого стекла перед собирающей линзой, может быть установлена диафрагма с внутренним центральным отверстием с диаметром, которая подбирается индивидуально. Это резко уменьшает колебательность воспринимаемого сигнала. С помощью подбора значений «Усиление» в сканерах легко свести показания воспринимаемого спектра практически к одинаковым значениям яркости пламени. Важно отметить, что после установки диафрагм сканеры могут фиксировать лишь инфракрасное излучение, несмотря на установленный максимальный коэффициент усиления по ультрафиолетовому излучению.

Сканеры пламени InSight (95DS модель S1, S2) компании FIREYE (США) широко применяются в России: Рязанский НПЗ, Ярославский НПЗ, Московский НПЗ, Ангарский НХК, Котласский ЦБК, Конаковская ГРЭС, Челябинская ТЭЦ-3, Сургутская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2, Норильская ТЭЦ-1, ОАО «Минеральные удобрения» г.Пермь, Тюменская ТЭЦ-1 и многие другие предприятия. ●

ДнепрВНИПИЭнергопром: КУРС НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ



Алексей Микулин,
Генеральный директор
ДнепрВНИПИЭнергопром,
действительный член
Академии строительства
Украины,
действительный
член Международной
Академии наук жилищно-
коммунального и бытового
хозяйства,
доктор инжиниринга в
области энергетического
строительства

За 33 года своего существования ДнепрВНИПИЭнергопром выполнил целый ряд комплексных проектов тепловых электростанций средней и большой мощности, работающих на твердом топливе и газе. В последние два года по проектам института закончено строительство Приобской ГТЭС (на попутном газе) мощностью 315 МВт, ПГУ ТЭЦ 200 МВт на Сызранской ТЭЦ, ПГУ на Шахтинской, Калужской и Ливенской ТЭЦ. В 2012 году институт выполнил рабочую документацию замены паровых турбин на Кировской ТЭЦ-4 (188 МВт) и Новочебоксарской ТЭЦ-3 (80 МВт), проектную документацию электростанции 376 МВт комплекса по добыче, подготовке, сжиганию газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ на Ямале, предТЭО «Реконструкция ТЭЦ ОАО «Башкирэнерго» с применением типовых модулей (ГТУ с ПКУ)» для Уфимских ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4, Кумертауской, Стерлитамакской и Салаватской ТЭЦ.

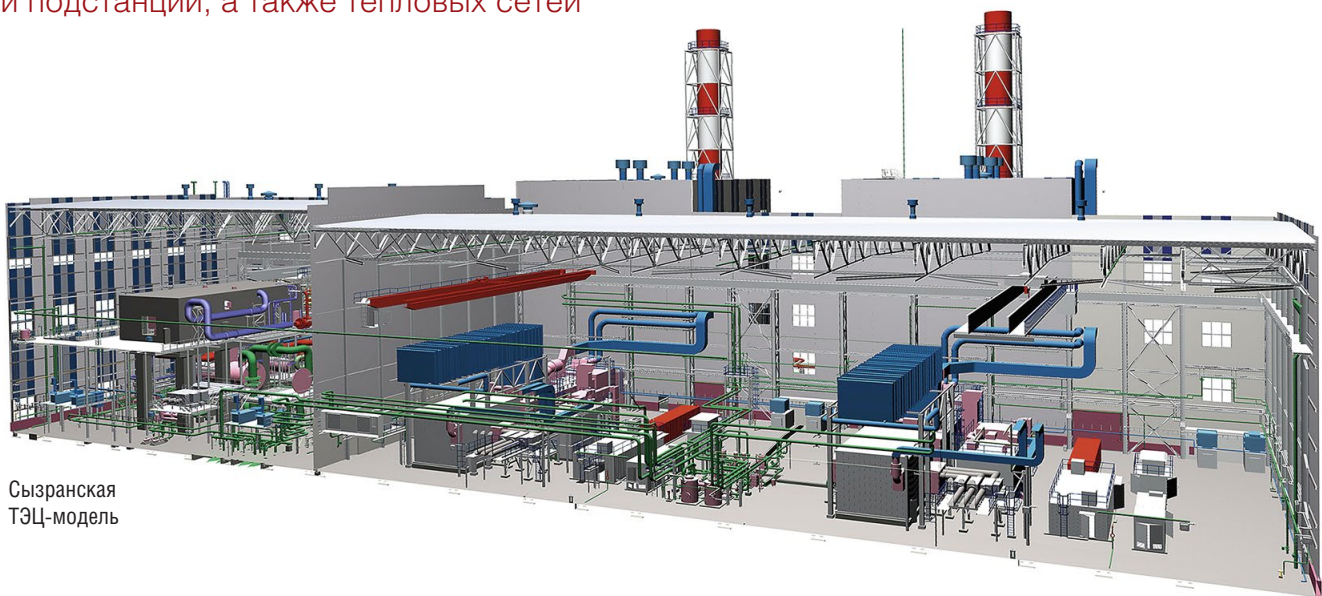
Особое место в работе института занимают проекты реконструкции угольных блоков большой мощности (200 и 300 МВт) на Криворожской,

Запорожской и Приднепровской ТЭС с применением самого современного оборудования по газо- и сероочистке. Ранее выполнена работа по проектированию угольной станции в условиях вечной мерзлоты в Якутии.

По заказу ИНТЕР РАО ЕЭС и фонда «Энергия без границ» институт выполняет НИОКР по разработке типовых проектов ТЭС на базе ГТУ 6FA фирмы General Electric. Участвует в нескольких других проектах GE по внедрению их турбинного оборудования, в частности в Оренбурге и Екатеринбурге. Разрабатывает проектную документацию на Стандартный парогазовый блок с ГТУ LM 6000PH, а также концепцию технологической схемы реконструкции и развития Ногликской газовой электрической станции (о.Сахалин) с турбинами GE и других производителей.

Институт разрабатывает также проектно-сметную документацию электрических подстанций (ПС), ОРУ, ЗРУ, линий электропередач. В последние годы по нашим проектам построены ПС 110 кВ «ДОСААФ» Ростовэнерго, ПС 110/6 кВ «Ивановская-15» в г.Иваново и «Советская» в г.Брянск.

ДнепрВНИПИЭнергопром комплексно выполняет все виды проектно-изыскательных работ для тепловых электростанций, котельных, электрических сетей и подстанций, а также тепловых сетей



Сызранская
ТЭЦ-модель



Криворожская ТЭС



ПС ДОСААФ

Закончены проекты реконструкции ВЛ 110 кВ «Белоярская – Перегребное» в Тюменской области (получено положительное заключение государственной экспертизы) и строительства ВЛ 220 кВ «Городская – Пеледуй» и «Олекминск – НПС-14» в Республике Саха (Якутия).

В настоящее время институт выполняет проекты строительства ПС 330 кВ «Лебеди» в г. Губкин Белгородской области, ПС 220/110/10 кВ «Пеледуй» в Республике Саха (Якутия), ПС 110/35/10 кВ «Дергачевская» с прилегающими сетями 110 кВ в Саратовская области, реконструкции ПС №71 «Поварово» 110/35/10 кВ в Солнечногорском районе Московской области и других подстанций.

ДнепрВНИПИЭнергопром имеет современные компьютеры и мощное программное обеспечение (ПО). Так, разрабатывая схемы выдачи мощности, расчеты режимов электросети в прилегающих к ТЭС районах производятся с помощью

программы RastrWin, специально приобретенной для этих целей. В 2012 году институт разработал ряд схем централизованного теплоснабжения. Для этого приобрел и освоил программный комплекс ZULU. В настоящее время с его помощью разрабатывает документацию для городов Иваново и Рыбинск.

Безусловный лидер по используемому нами графическому ПО – программы AutoCAD фирмы Autodesk. Сейчас работаем в версиях 2009-2013 годов. Особенно хорошо освоили AutoCAD Electrical и AutoCAD LT.

Революционный прорыв в использовании ПО наступил с приобретением лицензий программ фирмы AVEVA трехмерного моделирования объектов. Эта программа ориентирована на крупные промышленные объекты. Широко распространена среди проектных организаций энергетического профиля. Позволяет специалистам всех отделов института

одновременно видеть свои и «чужие» трехмерные модели оборудования, трубопроводов, строительных конструкций и т.д., не допускать коллизий (занятия одного и того же физического пространства разными моделями с учетом зон обслуживания, рекомендованных зазоров и т.п.). Существенно упрощает выдачу ведомостей, спецификаций. Это достигается за счет кропотливого ведения каталогов применяемого оборудования, изделий и материалов, включающих их геометрические модели. То есть требует большой предварительной подготовки к проекту.

Институт является собственностью коллектива. Более того, вместо номинальных «акционеров», давно потерявших с институтом связь, в 2012 году участниками (учредителями) Общества с ограниченной ответственностью «Институт ДнепрВНИПИЭнергопром» стали молодые, талантливые руководители подразделений, главные специалисты, главные инженеры проектов, доказавшие на деле свою приверженность проектному делу. Сейчас коллектив института насчитывает в своем составе около 450 человек.

ДнепрВНИПИЭнергопром имеет все необходимые лицензии, сертификаты и допуски к проектным работам и инженерным изысканиям в России и Украине, в том числе – на особо опасных и технически сложных объектах. С целью поддержания высокого качества проектной продукции в институте разработана система управления качеством, которая отвечает требованиям ISO 9001-2008 и имеет государственный Сертификат № UA 2.003.06997-12. ●



Приобская ГТЭС

Стандарты качества от Voith Turbo

Гидродинамические регулирующие турбомуфты рассчитаны на срок эксплуатации более 50 лет. Высокая надежность обеспечивается благодаря конструкции и принципу передачи энергии без износа. Регулирующая муфта устанавливается непосредственно между электродвигателем и насосом или компрессором и позволяет изменять производительность насоса регулированием количества оборотов насоса. Регулирование количества оборотов при работе насоса или компрессора с неполной производительностью позволяет уменьшить нагрузку на приводную систему и



Регулирующие турбомуфты компании Voith обеспечивают высокую надежность приводной системы

Системы управления, разработанные компанией Voith, обеспечивают максимальный срок службы при работе на привод центробежного насоса или компрессора



Регулирующая турбомуфта производства компании Voith рассчитана на срок эксплуатации более 50 лет

обеспечивает значительную экономию энергии. Также, благодаря регулированию количества оборотов обеспечивается повышенная надежность всей системы.

В отличие от других технических решений регулирующая муфта может использоваться во взрывоопасных условиях. Она может устанавливаться непосредственно в машинном зале насосного или компрессорного агрегата, что снижает стоимость и уменьшает размеры системы. Надежная конструкция регулирующей муфты позволяет использовать ее в самых неблагоприятных условиях, при экстремально высоких и низких температурах, а также в условиях запыленности.

Компания Voith Turbo, лидер в области гидродинамических

систем приводов, сцепных и тормозных систем для применения в наземном, железнодорожном транспорте, промышленности и судовых двигателях. Voith Turbo входит в состав концерна Voith GmbH.

Компания Voith определяет стандарты на следующих рынках: энергетика, нефтегазовый сектор, бумажная промышленность, сырьевой сектор, а также транспортные средства и автомобилестроение. Компания Voith основана в 1867 году, численность ее сотрудников превышает 42 000 человек, оборот составляет 5,7 млрд евро, компания осуществляет свою деятельность более чем в 50 странах и является одним из крупнейших семейных предприятий Европы. ●

VOITH

www.voith.com



Ни единого отказа с 1956 года! Регулирующие турбомуфты Voith

Следующие характеристики помогут Вам сделать выбор в пользу гидродинамических регулирующих турбомуфт Voith:

- Жизненный цикл продукта более 50 лет.
- Нарботка на отказ более 20 лет.
- Отсутствие отказов по вине регулирующих турбомуфт.

Voith предлагает широкую линейку приводов с регулируемым числом оборотов и диапазоном мощности до 65 МВт.

Voith Turbo Russia
ул. Николаямская, 21/7, стр. 3
109240, Москва, Россия
Тел.: +7 (495) 915-38-67 (доб. 111)
Эл. почта: Victor.Sitas@voith.com
Nikolay.Konchakov@voith.com

www.voith.com

VOITH
Engineered Reliability

КОМПАНИЯ «ЭНЕРГАЗ»: СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА ДЛЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК



Алексей Шур,
заместитель генерального
директора по сервису,
ООО «ЭНЕРГАЗ»

Востребованный опыт

Широкое применение систем газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» стало логичным результатом инженерного и производственного сотрудничества российских специалистов с их швейцарскими, немецкими, итальянскими коллегами. Благодаря взаимовыгодной кооперации удалось адаптировать лучший мировой опыт к российским технологическим традициям и в конечном итоге обеспечить быстрый доступ зарубежных инженерных достижений к созданию отечественных энергообъектов.

Первоначальный опыт нарабатывался в учебном центре в Швейцарии и на заводах-изготовителях комплектующих элементов основного оборудования в Германии и Италии. Бесценные практические навыки получены инженерами «ЭНЕРГАЗА» во время предпусковых работ на десятках объектов.

География поставок и применения технологического оборудования газоподготовки от компании «ЭНЕРГАЗ» охватывает сегодня Белоруссию, Украину и большую часть России – от западных границ

Надежная работа парогазовой установки (ПГУ), газотурбинной электростанции (ГТЭС) простого или когенерационного цикла невозможна без эффективной системы подготовки топливного газа. Такая задача успешно решается с помощью газодожимных компрессорных станций (ДКС), установок (ДКУ) и блоков подготовки топливного газа (БПТГ) от компании «ЭНЕРГАЗ». На основе этого технологического оборудования создаются современные системы газоподготовки для турбин различной мощности

(Белгородская и Курская области), через европейский Север – в Западную и Восточную Сибирь, вплоть до Якутии и острова Сахалин.

Многokратно подтверждена надежность функционирования систем газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» для турбин ПГУ и ГТЭС, работающих на природном и попутном нефтяном газе различного качества и состава. Сегодня только в энергетической отрасли это технологическое оборудование работает на 45 электростанциях суммарной установленной мощностью более 3000 МВт. При этом решена главная задача – в стабильном режиме обеспечиваются жесткие параметры чистоты, влажности, температуры и рабочего давления газа. Топливо такого качества необходимо безостановочно выдавать весь период эксплуатации турбин.

Эти обоснованные требования предъявляются создателями современных энергоблоков. Ведь специалистам хорошо известна прямая зависимость: чем выше качество газоподготовки, тем достижимее в реальной эксплуатации проектный КПД и запланированная экономичность газовой турбины. Поэтому инженеры компании «ЭНЕРГАЗ» постоянно держат в центре внимания практические вопросы качества подготовки газа для региональных ТЭЦ, местных ГТЭС нефтегазовых месторождений, автономных энергоцентров промышленных предприятий.

В итоге, в компании «ЭНЕРГАЗ» наработана значительная практика гарантированной подготовки

топлива для различных газовых турбин и газотурбинных установок НПО Сатурн и Сатурн - Газовые турбины, КМПО, Авиадвигатель-ПМЗ, Сумское НПО, General Electric, Siemens, Solar, Turbomach, Centrax, Pratt&Whitney, Rolls-Royce (таблицы 1–4).

Всего в профессиональном активе компании насчитывается 80 проектов, реализованных в энергетике и нефтегазовой отрасли. На российских, белорусских, украинских предприятиях действуют или готовятся к вводу в эксплуатацию 170 ДКУ и БПТГ «ЭНЕРГАЗ».

Надежная поддержка

Для обеспечения полного охвата всех проектов шефмонтажными и пусконаладочными работами, предоставления плановых и оперативных услуг по технической поддержке оборудования на максимально удобных для заказчика условиях, компанией «ЭНЕРГАЗ» созданы три сервисных центра со складами запасных частей – в Москве, Сургуте и Белгороде. В каждом из этих городов базируются бригады сервисных инженеров, которые осуществляют консультационную помощь в режиме 24/7 (круглосуточно, 7 дней в неделю) и всегда готовы выехать на объект заказчика.

В центральном офисе компании работает отдел, где готовится документация по дожимным компрессорным установкам Enerproject на русском языке, включая инструкции, руководство по эксплуатации, а также весь набор паспортов на оборудование



ТАБЛИЦА 1. ДКС и БПТГ «ЭНЕРГАЗ» для ПГУ и ГТЭС на природном газе

Энергогенерирующий объект	Тип дожимной КС /тип БПТГ	Сопряженные ГТУ	Мощность ГТУ, МВт	Производитель ГТУ
ПГУ Могилевской ТЭЦ	EGSI-S-55/300 WA	SGT-300	8	Siemens
ГТЭС-16 Зауральской ТЭЦ г. Сибай	EGSI-S-130/800 WA	ГТЭ-16ПА	16	Авиадвигатель-ПМЗ
ГТУ-16 Томской ПРК	EGSI -S-55/250 WA	TBM-T130	16	Turbomach
ГТЭС-22,5 Уфимской ТЭЦ-1	EGSI-S-160/1200 WA	ГТЭ-25П	22,5	Авиадвигатель-ПМЗ
ГТУ-30 Калужской ТЭЦ	EGSI-S-600/1000-150/1000 WA	LM2500+G4 DLE	30	General Electric
ГТУ-30 Ливенской ТЭЦ	EGSI-S-300/1800 WA	LM2500+G4 DLE	30	General Electric
ГТУ-60 Белгородской ТЭЦ	EGSI-S-200/1250 WA	LM2500+DLE HSPT	30	General Electric
ГТУ-60 Белгородской ГТТЭЦ «Луч»	EGSI-S-200/1250 WA	LM2500+DLE HSPT	30	General Electric
ПГУ-88 Челябинской ТЭЦ-1	EGSI-S-210/1200 WA	Frame 6B	40	General Electric
ПГУ-116 «Международной» ТЭС г. Москва	EGSI-S-350/1600 WA	SGT 800	43	Siemens
ПГУ-115 Воронежской ТЭЦ-2	EGSI-S-300/1000-100/1000 WA	LM6000 PD Sprint	45	General Electric
ПГУ-115 Северо-Западной ТЭЦ г. Курск	EGSI-S-285/2500 WA	LM6000 PD Sprint	45	General Electric
ПГУ-110 Астраханской ГРЭС	EGSI-S-150/1400 WA БПТГ GS-F-2200/12	LM6000 PF Sprint	45	General Electric
ГТЭС-136 «Коломенская» г. Москва	EGSI-S-350/1600 WA	SGT-800	45,3	Siemens
ГТУ-91,2 Южно-Сахалинской ТЭЦ-1	EGSI-S-400/1200-130/1200 WA БПТГ GS-FME-2400/11	LM6000 PF Sprint	45,6	General Electric
ГТУ-139,1 Южно-Сахалинской ТЭЦ-1	EGSI-S-400/1200-130/1200 WA	LM6000 PF Sprint	46,4	General Electric
ПГУ-235 Центральной ТЭЦ г. Астрахань	EGSI-S-150/1400 WA БПТГ GS-FME-4400/12	LM6000 PF Sprint	47	General Electric
ПГУ-60 Уфимской ТЭЦ-2	EGSI-S-370/1800 WA	SGT-800	48	Siemens
ПГУ-225 Сызранской ТЭЦ	EGSI-S-350/1600 WA БПТГ GS-FME-5000/12	Frame 6FA	75	General Electric
ГТУ-240 Новокуйбышевской ТЭЦ-1	EGSI-S-470/2600 WA БПТГ GS-FME-8000/10	Frame 6FA	80	General Electric
ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС	EGSI-S-230/1900 WA БПТГ GS-FME-5000/12	Frame 9E	126	General Electric

в соответствии с российскими стандартами.

Таким образом, созданы все условия для комплексного применения систем газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» в различных проектах электро- и теплоснабжения городов, промышленных предприятий и нефтегазовых месторождений.

Индивидуальный подход и высокое качество

Проекты, реализуемые компанией «ЭНЕРГАЗ», индивидуальны в инженерном отношении. Как правило, заказчик и генеральный подрядчик выдвигают конкретные требования, связанные с качеством исходного газа и условиями эксплуатации газотурбинных установок. Неукоснительное соблюдение этих требований, поиск и внедрение оригинальных технических решений придают своеобразие и уникальность каждому проекту.

Однако все проекты едины в выполнении следующих условий:



ФОТО 1. Система подготовки газа (ДКС, РДКС и БПТГ) для турбин ПГУ-110 Астраханской ГРЭС

- заводские испытания оборудования после сборки. В ходе этих испытаний проверяются работоспособность и надежность всех основных элементов, тестируются системы автоматического управления;
- минимальный объем работ со стороны заказчика. Этот минимум сводится к изготовлению фундамента, подводу питающего напряжения и подключению газовых трубопроводов;

ТАБЛИЦА 2. ДКС от компании «ЭНЕРГАЗ» для ГТЭС на попутном нефтяном газе

Месторождение / энергогенерирующий объект	Тип дожимной компрессорной станции	Сопряженные ГТУ	Мощность ГТУ, МВт	Производитель ГТУ
ГТЭС-4 Гежского м/р	EGSI-S-140/300 WA	ГТУ-4П	4	Авиадвигатель-ПМЗ
ГТЭС-10,4 Верх-Тарского м/р	EGS-S-65/250 WA	CX 501 KB7	5,2	Centrax
ГТЭС-12 Тромъеганского м/р	EGS-S-150/400 WA	ГТА-6PM	6	Сатурн-ГТ
ГТЭС-24 Верхне-Надымского м/р	EGS-S-250/1000 WA	ГТА-6PM	6	Сатурн-ГТ
ГТЭС-12 Западно-Чигоринского м/р	EGS-S-150/450 WA	ГТА-6PM	6	Сатурн-ГТ
ГТЭС-12 Игольско-Талового м/р	EGS-S-250/850 WA	ГТА-6PM	6	Сатурн-ГТ
ГТЭС-24 Конитлорского м/р	EGS-S-250/1100 WA	НК-16СТ	12	КМПО
ГТЭС-24 Западно-Камынского м/р	EGS-S-250/1100 WA	НК-16СТ	12	КМПО
ГТЭС-24 Мурьяунского м/р	EGS-S-250/1100 WA	НК-16СТ	12	КМПО
ГТЭС-36 Юкьяунского м/р	EGS-S-250/1100 WA	НК-16СТ	12	КМПО
ГТЭС-24 Северо-Лабатьюганского м/р	EGS-S-250/1100 WA	НК-16СТ	12	КМПО
ГТЭС-48 Тевлинско-Рускинского м/р	EGS-S-400/1750 WA	ГТУ-12ПГ-2	12	Авиадвигатель-ПМЗ
ГТЭС-72 Ватьёганского м/р	EGS-S-400/1750 WA	ГТУ-12ПГ-2	12	Авиадвигатель-ПМЗ
ГТЭС-144 Талаканского м/р	EGS-S-250/1200 WA	НК-16СТ	12	КМПО
ГТЭС-36 Рогожниковского м/р (ГТЭС №1)	EGS-S-250/1200 WA	НК-16СТ	12	КМПО
ГТЭС-36 Рогожниковского м/р (ГТЭС №2)	EGS-S-250/1200 WA	НК-16СТ	12	КМПО
ГТЭС-36 Северо-Лабатьюганского м/р	EGS-S-400/1500 WA	НК-16СТ	12	КМПО
ГТЭС-125 Южно-Хыльчуйского м/р	EGS-S-380/1600 WA	SGT-600	25	Siemens



ФОТО 2. ДКС ангарного типа на ГТЭС №1 Рогожниковского месторождения

- *полная автоматизация технологических процессов газоподготовки.* Уровень автоматизации исключает дополнительную ручную настройку и участие обслуживающего персонала в обеспечении корректного взаимодействия различных систем оборудования;
- *высокая квалификация сервисных инженеров.* Подтверждается соответствующими сертификатами, допусками и конкретным опытом практической работы.

Функциональные возможности

Производители турбин последнего поколения предъявляют повышенные требования к чистоте и составу газообразного топлива, наличию в нем жидких и твердых частиц. Поэтому, исходя из особенностей энергопроектов, условий эксплуатации, типа и состава исходного газа, оборудование подготовки газового топлива производится в разных

модификациях и необходимой комплектации.

Высокое качество топлива и надежность технологических процессов газоподготовки достигаются за счет целого ряда факторов.

ДКУ Enerproject компримируют углеводородный газ до давления 7,5 МПа. Технологические возможности различных модификаций ДКУ позволяют перекачивать природный или попутный нефтяной газ объемом от 200 до 50 000 м³/ч и снабжать топливным газом турбины мощностью от 1 до 200 МВт.

Эффективность очистки газа после применения БПТГ «ЭНЕРГАЗ» достигает 99% для твердых частиц и капельной влаги размером не менее 10 мкм.

Системы газоподготовки, разработанные специально для низконапорного нефтяного газа, подготавливают попутный газ даже при крайне низких значениях входного давления – от 70 кПа (абс.), надежны при работе с тяжелыми нефтяными газами плотностью до 3,0 кг/м³ и агрессивными газами с высоким содержанием гидросульфидов (H₂S).

Эксплуатация оборудования обеспечивается в любых климатических условиях, включая



экстремальные. В зависимости от этого оно производится и поставляется во всепогодном укрытии, на открытой раме или в арктическом исполнении.

Технологические особенности

В системах подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» используется многоступенчатая система фильтрации, которая позволяет гарантировать требуемые параметры топлива. Помимо основных элементов – фильтра-сепаратора и коалесцентного фильтра – система усиливается элементами предварительной очистки. Это фильтр-скруббер (при подготовке ПНГ) и внешний сепарационный блок (при подготовке природного газа). В некоторых проектах комплекс фильтрации оснащается дополнительными фильтрами тонкой очистки газа перед выходным газопроводом.

Двухуровневая система регулирования производительности ДКУ (в диапазоне 0...100%) максимально быстро и корректно реагирует на изменения параметров входного газопровода и режима работы газотурбинной установки; обеспечивает работу ДКУ в режиме рециркуляции; позволяет установке функционировать при нулевом расходе. Основу системы регулирования составляют золотниковый клапан компрессора и байпасная линия.

Автоматизированная система управления связывает между собой локальные САУ элементов

системы газоподготовки, выполняя функцию группового регулирования. Система управления поддерживает оборудование в рабочем режиме; обеспечивает требуемые параметры масла, газа, охлаждающей жидкости; управляет системами жизнеобеспечения и безопасности; обеспечивает связь с верхним уровнем АСУ ТП.

При необходимости осуществляется резервирование некоторых элементов оборудования – газовых сепараторов, фильтров, насосов системы охлаждения и др. Переключение на резервное оборудование осуществляется автоматически. Для изготовления отдельных узлов и деталей применяются особые сплавы и антикоррозийные материалы.

Специальное оборудование

С учетом особых проектных требований, системы подготовки газа (помимо очистки и компримирования) могут также осуществлять коммерческий учет объема газа, осушку, дополнительное охлаждение, редуцирование газа и ряд других функций.

Для этого в комплект поставки включается специальное оборудование: блок учета газа, адсорбционно-рефрижераторный осушитель, чиллер (холодильная установка), система редуцирования давления, линия измерения малого расхода газа, потоковый хроматограф для определения состава и теплотворной способности газа, измеритель температуры точки росы газа



ФОТО 3. ГТЭС ОАО «Минский КСИ». GTU Turbomach и дожимная компрессорная установка

ТАБЛИЦА 3. ДКС и БПТГ «ЭНЕРГАЗ» для автономных энергоцентров промышленных предприятий

Промышленное предприятие / энергогенерирующий объект	Тип дожимной КС / тип БПТГ	Сопряженные ГТУ	Мощность ГТУ, МВт	Производитель ГТУ
ГТЭС-3,5 Кирпичного завода ОАО «Минский КСИ»	EGS-S-40/135 W	TBM-C40	3,5	Turbomach
ГТЭС-25 Сенгилеевского цементного завода	EGS-S-50/250 WA	SGT-400	12,5	Siemens
ГТЭС-14,4 Крымского содового завода	EGSI-S-180/800 WA БПТГ GS-FME-1700/3	SGT-400	14,4	Siemens
ГТЭС-30 Завода мебельных плит г. Елабуга	EGSI-S-100/700 WA БПТГ GS-FME-1200/12	LM2500+G4	30	General Electric
ГТЭС-32 ОАО «ФосАгро-Череповец»	EGSI-S-100/700 WA	LM2500+G4	32	General Electric
ПГЭС-102,8 ОАО «Мордовцемент»	EGSI-S-240/1600 WA	LM2500+G4 DLE	36	General Electric

ТАБЛИЦА 4. ДКС от компании «ЭНЕРГАЗ» на стендах для испытаний газотурбинных установок

Испытательный стенд	Тип дожимной компрессорной станции	Испытываемые ГТУ	Мощность ГТУ, МВт	Производитель ГТУ
Стенд ОАО «Протон – Пермские моторы»	EGSI-S-200/1600 WA	ГТУ-2,5П	2,5	Авиадвигатель-ПМЗ
		ГТУ-4П	4	Авиадвигатель-ПМЗ
		ГТУ-6П	6	Авиадвигатель-ПМЗ
		ГТУ-12ПГ-2	12	Авиадвигатель-ПМЗ
		ГТЭ-16ПА	16	Авиадвигатель-ПМЗ
		ГТЭ-25П	22,5	Авиадвигатель-ПМЗ
		ГТУ-100П	100	Авиадвигатель-ПМЗ
Стенд ОАО «Сатурн – Газовые турбины»	EGSI-S-140/1400 WA	ГТЭС-2,5	2,5	Сатурн-ГТ
		ГТА-6PM	6	Сатурн-ГТ
		ГТА-8PM	8	Сатурн-ГТ
		TBM-T130	16	Turbomach
		ГТА-25	22,5-25	Сатурн-ГТ
		LM2500+DLE	30-36	General Electric
		LM6000	45-47	General Electric



ФОТО 4. Оборудование газоподготовки на стенде для испытаний ГТУ Авиадвигатель-ПМЗ

по влаге и углеводородам с устройством отбора проб и др.

Дополнительная комплектация систем газоподготовки проводится по индивидуально разработанным инженерным решениям. Например, при компримировании низконапорного нефтяного газа или тяжелого (жирного) попутного газа компрессорная установка оснащается системой быстродействующих клапанов на входе и выходе газа, насосом откачки конденсата из фильтра-скруббера, датчиком содержания кислорода и дополнительными измерительными приборами.

Конечный результат

Современные технологии подготовки топливного газа – это неотъемлемый элемент высокоэффективной газовой энергетики. В этом убеждает опыт российской компании «ЭНЕРГАЗ» и ее партнеров. Наибольшее применение находят системы газоподготовки, подающие топливо в энергоблоки, созданные на базе ГТУ ведущих российских и зарубежных производителей. Среди 45 энергопроектов «ЭНЕРГАЗА» на 27 станциях в качестве топлива подготавливается природный

газ, на 18 объектах – попутный нефтяной газ.

Особого внимания заслуживают проекты, реализация которых позволила создать устойчивые кооперационные связи и накопить уникальную практику качественной газоподготовки: для ПГУ и ГТЭС на природном газе (табл. 1, фото 1); для ГТЭС на попутном нефтяном газе (табл. 2, фото 2); для автономных энергоцентров промышленных предприятий (табл. 3, фото 3); на специальных стендах при испытаниях газотурбинных установок (табл. 4, фото 4).

Безупречная технологическая дисциплина, умноженная на инженерную изобретательность и профессионализм, позволяет специалистам «ЭНЕРГАЗА» уверенно внедрять эффективные проектные решения, направленные на качественную подготовку газа в различных отраслях. ●

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 34, стр. 8
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energaz.ru
www.energaz.ru



MIOGE

12-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА **НЕФТЬ И ГАЗ**



25-28

ИЮНЯ 2013

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



RPGC

11-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

25-27

ИЮНЯ 2013

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР

ГЛАВНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ



ПРОФИЛАКТИКА ЭФФЕКТИВНЕЕ САНАЦИИ

Как предотвратить несанкционированные врезки в трубопроводы?



Владимир Башкин,
Начальник лаборатории
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Д.б.н., профессор



Рауф Галиулин,
Ведущий научный
сотрудник ИФПБ РАН,
Д.г.н.



Роза Галиулина,
Научный сотрудник
ИФПБ РАН

Одна из существенных причин аварийных разливов нефти и газового конденсата – несанкционированные (криминальные) врезки в трубопроводы с целью хищения их перекачиваемого содержимого. Подобного рода врезки наносят значительный материальный ущерб компаниям, эксплуатирующим трубопроводы, а также приводят к крупномасштабному загрязнению углеводородами различных компонентов окружающей среды – почвы, поверхностной и грунтовой воды. Какие же профилактические меры в борьбе с несанкционированными врезками могут сегодня предпринять нефтегазовые компании?

Аварийные разливы

По данным службы Росгидромета аварийные разливы, в частности нефти, в результате несанкционированных врезок в трубопроводы, за последнее время, в различных регионах страны характеризовались максимальным количеством до 30 т и наибольшей площадью загрязнения почвенного покрова до 13,5 га, в то время как газового конденсата, по оценке Г.Л. Генделя и соавторов (2006), соответственно – около 145 м³ и 4,5 га. Особую опасность представляют аварийные разливы углеводородов на сельскохозяйственные угодья, в которых максимальное количество попавшей нефти в результате несанкционированных врезок в трубопроводы составило около 500 м³, а наибольшая площадь загрязнения достигала 10 га. При загрязнении углеводородами земли надолго выводятся из сельскохозяйственного оборота, если не провести санацию, т.е. ликвидацию геоэкологических последствий аварийных разливов углеводородов.

Однако геоэкологические последствия аварийных разливов углеводородов заключаются не только в загрязнении почвы, но и в возникновении риска их поступления из почвы в поверхностные и грунтовые воды в результате их миграции соответственно поверхностным и внутрипочвенным

стоками. Так, по наблюдениям Ю.И. Пиковского и соавторов (1985), в условиях земляного амбара, предназначенного для захоронения разлившейся нефти, в профиле почвы было отмечено возникновение мощного внутripочвенного потока углеводородов,двигающегося к месту разгрузки грунтовых вод. При этом верхняя граница потока прослеживалась на глубине 50–60 см, а нижняя – смыкалась с зеркалом грунтовых вод на глубине около 150 см.

Как известно, аварийные ситуации создаются неожиданно и развиваются стремительно с попаданием одновременно больших количеств углеводородов на почвенный покров и поэтому возникает риск воздействия их паров на человека, случайно оказавшегося в зоне аварийного разлива. При этом наибольшая опасность воздействия углеводородов создается в густонаселенных районах с плотным размещением производственных объектов нефтегазовой отрасли.

Риски интоксикации

Известно, что нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, главным образом углеводородов – метановых соединений, циклопарафинов, ароматических соединений (гомологов бензола) и многоядерных полинафтаеновых и ароматических



соединений, содержащих различные боковые цепи. В нефть также входят небольшие количества соединений, содержащих серу, кислород и азот, а также минеральные вещества. Воздействие на человека метана и его ближайших гомологов, составляющих основную массу нефтяного попутного газа, растворенного в нефти при пластовых условиях – сравнительно слабое. Значительно сильнее действуют пары жидких составных частей нефти, которые и определяют характер негативного эффекта сырой нефти. Нефть, содержащая мало ароматических углеводородов, действует так же, как смеси метановых и нафтеновых углеводородов, т.е. их пары вызывают торможение центральной нервной системы и судороги. Высокое содержание ароматических углеводородов может угрожать хроническими интоксикациями с патологическими изменениями в крови и кровеносных органах. Что касается сернистых соединений нефти, то они являются причиной острых и хронических интоксикаций. При этом главную роль играет сероводород, как раздражающий и удушающий газ. Мгновенные отравления летучими соединениями сернистой нефти происходят при концентрации сероводорода 0,55–0,63 мг/л и углеводородов 15–20 мг/л.

Газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов (пентан+высшие гомологи), которая выделяется из природных газов при эксплуатации газоконденсатной залежи в результате снижения пластовых давлений и температуры. Так называемый сырой (нестабильный) конденсат, доставляемый потребителю с помощью специальных конденсатопроводов под собственным давлением – это жидкие углеводороды, в которых растворены газовые углеводороды и неуглеводородные компоненты. Газовый конденсат от нефти отличается меньшей плотностью и низким содержанием гетероатомных соединений (смолы и асфальтены). Ввиду того, что газовый конденсат в основном состоит из бензиновых и керосиновых компонентов, то его токсикологические свойства могут быть оценены по характеристикам данных веществ. Так, при очень



высоких концентрациях паров, в частности бензина в воздушной среде (0,5–1,6%) возможно молниеносное отравление человека, приводящее к потере сознания и смерти вследствие отека легких. Токсическое воздействие другого компонента газового конденсата – керосина сходно с бензином. Кроме острой и хронической интоксикации человека парами бензина или керосина, особо следует отметить факт их влияния на возникновение рака почки и мочевого пузыря. Исследования показали статистически значимый риск онкологического заболевания при длительном контакте с названными веществами. При этом смертность от рака мочевых органов продолжает занимать одно из ведущих мест в структуре онкологической летальности.

Между тем проблема аварийных разливов нефти и газового конденсата вследствие несанкционированных врезок в трубопроводы, приводящих к крупномасштабному загрязнению почвенного покрова и токсическому воздействию на человека, может решаться путем санации.

Санация

Как известно, количество аварийных разливов, возникающих по различным причинам, в том числе и в результате несанкционированных врезок в трубопроводы, нельзя планировать, а избежать их на

100% практически невозможно, и поэтому закономерно встает задача санации. Считается, что уровень загрязнения земель углеводородами уже в 5% от массы почвы (50 г/кг) не позволяет их использовать для сельскохозяйственных целей. Именно при таком уровне загрязнения земель в результате аварийных разливов нефти и газового конденсата возможно применение микробиологического подхода, связанного с внесением в загрязненную почву биопрепаратов или биокомпостов, способствующих ее очистке от углеводородов путем разложения микроорганизмами. Биопрепараты представляют собой высушенную лиофилизацией, т.е. при низкой температуре и в вакууме биомассу углеводородоокисляющих микроорганизмов, а биокомпосты – это композиции, получаемые путем ферментации торфопометной или торфонавозной и другой смеси, и непременно обогащаемые микроорганизмами и питательными веществами.

Недавно была проведена оценка эффективности очистки почвы от нефти с помощью подобного рода биологических средств. В опытах имитировали аварийное загрязнение почвы нефтью в количестве 50 и 100 г/кг, и ее миграцию на глубину до 50–90 см. В почву вносили биопрепарат «Биорос» (0,1 и 0,5 г/кг) и биокомпост «Пикса» (50 и 100 г/кг). Как оказалось, с повышением содержания нефти

в почве варианта без внесения биологических средств, время микробиологического разложения углеводородов нефти на 99% (T_{99}), возрастает в 3,5 раза или до 3,2 лет (см. таблицу). Здесь T_{99} рассчитывали по экспоненциальной зависимости: $y = e^{-kt}$, где y – остаточное содержание углеводородов на время t , отнесенное к исходному (y_0); e – основание натурального логарифма; k – константа скорости разложения углеводородов. Соответствующая формула для расчета выглядит так: $T_{99} = \ln 100/k$, где $k = \ln (y_0/y)/t$.

Между тем при внесении в почву различных доз биопрепарата (0,1 и 0,5 г/кг) и биокомпоста (50 и 100 г/кг) время микробиологического разложения углеводородов нефти при ее исходном содержании в 50 г/кг сокращается относительно варианта без внесения биологических средств соответственно в 1,9 и 5,4, 1,8 и 4,8 раза, при исходном содержании нефти в 100 мг/кг – в 2,2 и 3,0, 1,7 и 4,0 раза. Исследования подтвердили высокую эффективность микробиологического подхода при ликвидации геоэкологических последствий аварийных разливов углеводородов.

Однако перефразируя известное выражение, следует сказать, что любую аварию, в том числе возникающую в результате несанкционированных врезок в трубопроводы, легче предупредить, путем принятия профилактических мер, чем ликвидировать ее геоэкологические последствия.

Профилактика

Как показал анализ литературы основной профилактической мерой по защите трубопроводов от несанкционированных врезок является применение автоматизированной системы их упреждающего определения. Концепция построения подобного рода системы, основанной на методе геолокации очагов акустической эмиссии под названием «Автоматизированная система определения несанкционированных действий» (АСОНД), была недавно предложена А.В. Клейменовым и соавторами (2012), что, по их мнению, должна обеспечить приемлемый уровень защиты трубопроводов от преступных посягательств. Данная система предназначена для обнаружения факта присутствия нарушителей в охранной зоне трубопроводов, идентификации источника «шума», автоматического сбора, обработки и хранения информации, а также для автоматизированного оповещения оперативного персонала с выдачей координат места несанкционированных действий в режиме реального времени. Структура АСОНД включает 3 функциональных уровня, между которыми осуществляется обмен информацией с использованием согласованных протоколов приема и передачи данных, это:

- оперативно-производственная служба, обеспечивающая с помощью диспетчера централизованный мониторинг

за совокупностью участков трубопровода в режиме реального времени;

- контролируемые пункты, обеспечивающие автоматический сбор и обработку необходимых параметров, передачу информации на уровень оперативно-производственной службы;
- полевое оборудование, улавливающее с помощью системы геопеленгации «шум», создаваемый механическим воздействием техники или нарушителей на грунт в охранной зоне и обеспечивающее преобразование физических параметров «шума» в нормируемые значения, воспринимаемые микропроцессорными устройствами (платами аналого-цифрового преобразования, контроллерами и т.д.).

Фактически диспетчер при получении сигнала о несанкционированных действиях в охранной зоне трубопровода, должен незамедлительно его передать группе быстрого реагирования службы безопасности для принятия дальнейших действий по пресечению деятельности нарушителей.

Между тем в настоящее время на трубопроводах эксплуатируются системы, работа которых основана на различных физических принципах, в частности акустические системы, регистрирующие в соответствующем диапазоне частот волны, сформированные утечками, а также параметрические системы, основанные на измерении давления и расхода продукта перекачки и т.д. Анализ технических характеристик вышеуказанных систем, проведенный В.В. Супрунчиком (2007) показал, что они обеспечивают регистрацию крупных утечек, сопровождающихся падением давления, и имеют предел чувствительности, который составляет около 1% производительности трубопровода. Однако утечки с низкой интенсивностью (менее 1%), характерные для несанкционированных врезок, такие системы не регистрируют. По мнению автора, важным шагом в решении данной проблемы может стать новая система мониторинга технического состояния трубопроводов с

ТАБЛИЦА. Время микробиологического разложения углеводородов нефти на 99% (T_{99}) в почве под действием биологических средств

Количество внесенных биопрепарата и биокомпоста, г/кг почвы	T_{99} , сут
Исходное содержание нефти – 50 г/кг почвы	
Без биопрепарата и биокомпоста	329
0,1	171
0,5	61
50	184
100	69
Исходное содержание нефти – 100 г/кг почвы	
Без биопрепарата и биокомпоста	1150
0,1	512
0,5	384
50	658
100	288



функциями обнаружения утечек и охраны, получившая название «Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов» (ИСМТ). В данной системе используется метод регистрации инфразвуковых колебаний, которые распространяются внутри трубопровода (по крайней мере, с жидкими продуктами) на расстоянии до нескольких сотен километров. Благодаря слабому затуханию инфразвуковых волн эта система способна обнаружить утечку из трубопровода, механическое воздействие на стенку трубы, а также источники «шума», формирующиеся на значительном удалении от места его регистрации. ИСМТ состоит из модулей регистрации (инфразвуковых антенн), модулей обработки (многофункциональных высокопроизводительных контроллеров), компьютера управления, программного обеспечения и канала связи. Данная система осуществляет, в частности:

- постоянный дистанционный контроль состояния трубопровода в режиме реального времени;
- регистрацию утечки (в течение 1–2 мин), в том числе с низкой интенсивностью (0,04% производительности трубопровода);
- охрану трубопровода в режимах регистрации механических воздействий (в течение 1–2 мин), подъезда техники или подхода нарушителей.

Не меньший интерес для широкой практики вызывает другая разработка, описанная А.И. Турбиным (2011), и представляющая собой оптоволоконную кабельную систему обнаружения утечек и контроля активности трубопроводов (СОУИКА). Данная система предназначена, в том числе, для защиты трубопроводов от преступных посягательств, и в настоящее время применяется в нашей стране. Система состоит из кабельной сети, соответствующих датчиков и регистрирующей компьютерной аппаратуры, и прокладывается в виде оптоволоконного кабеля вдоль трассы трубопроводов, имеет точность определения места утечки углеводородов до 5 м, а чувствительность, позволяющую обнаружить малые утечки – до сотен литров за 5 мин.



При этом вытекающая под высоким давлением жидкость генерирует акустическую волну и изменяет температуру среды, что воспринимается оптоволоконным кабелем.

Между тем несанкционированные врезки в трубопроводы, как правило, нарушители осуществляют с применением приспособлений (трубы, запорная арматура) из несертифицированных материалов, которые не рассчитаны на действующее давление и перекачиваемое содержимое. Поэтому в любой момент возможно разрушение или поломка приспособлений из таких материалов, приводящее к неконтролируемому выбросу углеводородов и возникновению аварийной ситуации. Однако при обнаружении несанкционированной врезки на трубопроводе, как считает Д.Н. Шепинов и соавторы (2010), ее можно оперативно устранить посредством установки специальных защитных конструкций, прошедших гидравлические испытания и позволяющих не выводить из эксплуатации трубопроводы до проведения плановой остановки и вырезки и замены поврежденного участка. Защитные конструкции могут быть различного исполнения, что зависит от вида врезки и ее местоположения относительно

кольцевого и продольного шва трубопровода. Так, например, если сварные стыки не позволяют установить защитную конструкцию с усиливающей накладкой, то применяется конструкция в виде обжимной муфты.

Таким образом, аварийные разливы углеводородов в виде нефти и газового конденсата, вследствие несанкционированных врезок в трубопроводы, характеризующиеся крупномасштабным загрязнением земель, в том числе и сельскохозяйственного использования, а также токсическим воздействием на человека относятся к числу чрезвычайно опасных инцидентов. Санация как ликвидация геоэкологических последствий аварийных разливов нефти и газового конденсата осуществляется посредством внесения в почву биопрепаратов или биокомпостов, выбор которых для практических целей будет определяться по соотношению «цена-очищающий эффект». В целом проблема несанкционированных врезок в трубопроводы может вполне успешно решаться путем заблаговременного принятия профилактических мер, т.е. широкого внедрения в практику автоматизированных систем упреждающего определения несанкционированных врезок в трубопроводы. ●

ПОТЕНЦИАЛ ОТРАСЛИ

ТРАНСПОРТИРОВКА СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СУДОВ СМЕШАННОГО ПЛАВАНИЯ



Андрей Крестьянцев,
начальник сектора,
ФГУП «Крыловский
государственный
научный центр»



Антон Луцкевич,
ведущий инженер



Олег Таровик,
научный сотрудник

Россия располагает уникальной системой внутренних водных путей в виде ЕГС и великих сибирских рек. Сейчас заложенный в них огромный транспортный потенциал никак не используется для перевозки сжиженных газов, которые по сложившейся практике транспортируют либо по железной дороге, либо автотранспортом. В то же время суда смешанного (река-море) плавания могли бы непосредственно связать большинство крупнейших российских производителей сжиженных газов, многих их крупных потребителей и обеспечить возможность беспереvalочного экспорта сжиженных газов. Кроме того, открывается возможность транзита из бассейна Каспийского моря. Насколько целесообразны такие суда и какова их экономическая привлекательность?

Использование различных газов в энергетических, промышленных, бытовых и прочих целях после двух веков развития сегодня превратилось в один из глобальных процессов, без которых невозможно представить современную экономику. Основную часть добываемого в мире газа (около 90%) составляет природный газ (Natural Gas, NG) – смесь, на 95–98% состоящая из метана. Доля различных углеводородных или нефтяных газов (Petroleum Gas, PG) в общем объеме добычи составляет порядка 8%. Также присутствуют на рынке добываемые либо получаемые иными способами в промышленных масштабах этан, этилен (обобщающее название Ethylene Gases, EG), аммиак, углекислота, хлор и ряд других химических веществ, которые в силу своих свойств могут транспортироваться аналогично PG.

Для транспортировки газа необходимо существенно (в сотни раз) уменьшить занимаемый им объем, иначе использование любых транспортных средств неэффективно. Принципиально возможны следующие подходы: газ можно сжать (компримировать), перевести в жидкое либо твердое состояние, растворить или химически связать. Решающее значение имеет то обстоятельство, что NG, этан и ряд других газов не могут быть сжижены за счет повышения давления, а только за счет охлаждения до криогенных температур или комбинацией повышенного давления и пониженной температуры. В то же время газы, отнесенные к числу PG, могут быть превращены в жидкость в результате сжатия. Это различие

оказывает принципиальное влияние на все технические, логистические и другие аспекты транспортировки NG и PG.

NG является одним из главных энергоносителей. Согласно данным компании British Petroleum за 2011 г., в мире его было потреблено 3223 млрд. м³, экспортировано из разных стран – 1025,4 млрд. м³, в том числе, в сжиженном виде (сжиженный природный газ, СПГ, либо Liquefied NG, LNG) – 330,8 млрд. м³ (т.е. ок. 10% от общемирового потребления и ок. 32% от общемирового экспорта).

Россия в 2011 г. экспортировала более 207 млрд. м³ газа, что составило более 20% мирового экспорта. Однако практически весь этот объем NG был экспортирован в Европу и страны бывшего Советского Союза посредством самой длинной в мире (протяженностью более 220 тыс. км) системы магистральных трубопроводов.

PG в отличие от NG технологически сложно транспортировать на большие расстояния по трубопроводам. Однако PG относительно просто сжижать, перевозить и хранить в жидком виде (Liquefied Petroleum Gas, LPG). Мировое потребление LPG в 2008 г. и в 2010 г. составило ок. 240 млн. т, причем по данным Poten & Partners в 2008 г. около 60 млн. т. (25% от потребленного объема) было перевезено водным транспортом. Основной объем производства, транспортировки и потребления LPG в мире приходится на пропан-бутановую смесь, доля всех прочих газов, вместе взятых, существенно меньше.



Отечественный рынок LPG и основные экспортные направления

В России в 2010 году по данным Минэнерго РФ было произведено около 10 млн. т LPG (около 4% от общемирового производства), причем в будущем ожидается рост объемов выработки LPG, в основном за счет получаемого при добыче нефти попутного нефтяного газа, значительная часть которого (около 30 млрд. м³ в год) в настоящее время сжигается на факелах.

Комплекс мер по рациональному использованию PG был принят Правительством РФ еще в 2007 году и должен был быть реализован в срок до 2012 г., однако недавно срок реализации был продлен до 2014 г.

Можно отметить следующих крупнейших отечественных производителей LPG: ОАО «СИБУР-холдинг» (в первую очередь – Тобольский НПЗ), ОАО «Газпром» (в т.ч. ООО «Астраханьгазпром»), ОАО «Лукойл» (в т.ч. Пермский НПЗ), Башкирский нефтехимический кластер (в т.ч. Уфимский НПЗ) и ряд других.

Для транспортировки LPG по территории России используются ж/д. цистерны вместимостью ок. 50–100 м³. Местные перевозки выполняются в основном автомобильным транспортом. Существующая практика экспорта LPG из России также в большей степени ориентирована на использование железнодорожного транспорта. Однако с ростом необходимости диверсификации рынков сбыта доля перевозок водным транспортом будет расти.

Основные направления экспорта LPG из России – в Польшу, Турцию, Финляндию, Белоруссию, Украину, Венгрию. В 2009 г. экспорт LPG составил 3,2 млн. т, что на 52% превысило показатель 2008 г. (рост произошел за счет временной отмены экспортных пошлин на LPG), из них только 28% от общего объема экспорта LPG составляла перевалка через морские терминалы. Большая часть экспортных поставок южного направления осуществлялась через портовые терминалы Украины (Одессу, Керчь, Ильичёвск), на Балтике – через Рижский терминал. В последние годы доля перевалки LPG на морские суда растет. В настоящее время строятся либо запланированы к строительству

терминалы в российских портах Тамань, Туапсе, Азов, Усть-Луга, Архангельск, Находка. Из указанных терминалов принимать относительно крупные суда смогут только последние три, а единственный на сегодняшний день функционирующий в России терминал в Темрюке не может принимать суда с осадкой более 4,2 м (что соответствует вместимости морского судна – газовоза LPG 3–4 тыс. м³ или предполагает использование мелкосидящих судов большей вместимости).

Следует также отметить, что через Россию проходят транзитные пути экспорта LPG из Казхстана (около 950 тыс. т. в год), Туркмении и ряда других стран. На этих путях также используется, главным образом, железнодорожный транспорт.

То обстоятельство, что российский LPG достигает оптового потребителя по железной дороге, тогда как LPG, поставляемый

конкурентами, доставляется по морю, в большинстве случаев дает последним преимущество, позволяя им поддерживать более низкие цены за счет меньшей стоимости доставки и грузообработки.

Во ФГУП «Крыловский государственный научный центр» с целью обоснования перспективности транспортировки LPG по внутренним водным путям были проанализированы перспективные грузопотоки LPG, выполнен сопоставительный анализ экономической эффективности транспортных систем LPG на основе водного и железнодорожного транспорта.

На основе выполненных исследований была выполнена соответствующая проектная проработка оптимального для заданных условий эксплуатации газовоза LPG смешанного плавания и обоснованы основные проектные решения для такого судна.

РИС. 1. Схема основных водных путей Единой глубоководной системы



Перспективы использования внутренних водных путей для транспортировки LPG

Значительная часть российских предприятий – производителей LPG находится вблизи водных путей ЕГС, от большинства других предприятий LPG может быть доставлен к потенциальным местам перегрузки по участкам железной дороги относительно небольшой протяженности. Схема ЕГС с наиболее важными объектами для водной транспортировки LPG приведена на рисунке 1.

Продолжительность навигации для судов, следующих по ЕГС из Каспийского моря в Балтийское, составляет ок. 189 суток, из Каспийского в Азовское – 230–260 суток.

Судно, приспособленное для плавания по ЕГС (без учета Беломоро-Балтийского канала), с учетом размеров шлюзов и судового хода, должно иметь габаритные размеры, не более: длину – 141,2 м, ширину – 16,7 м, осадку – 3,6 м, надводный габарит – 16,0 м. Скорость хода ограничена величиной 20 км/ч. Указанные габариты позволяют использовать на путях ЕГС суда водоизмещением до 8000 т, что значительно больше, чем в других подобных водных системах. Также следует отметить, что суда таких размеров могут иметь достаточную мореходность для выполнения морских переходов.

Таким образом, учитывая географическое расположение производителей, транзитеров и потребителей LPG, особое значение для его транспортировки в России приобретают водные пути ЕГС, причем наиболее полно их

потенциал может быть раскрыт при эксплуатации газоведа смешанного плавания, способного совершать переходы как по внутренним водным путям, так и в прибрежных водах европейских морей. Проект такого газоведа не имеет аналогов в мире. Это обусловлено тем, что большинство зарубежных систем внутренних водных путей в силу ограничений на размерения судов не позволяют эксплуатировать газоведа вместимостью более 2000 м³, соответственно, стоимость перевозок оказывается достаточно высокой. Кроме того, для судов таких малых размеров обеспечение полноценной возможности смешанного (река-море) плавания является затруднительным.

Проект газоведа LPG смешанного плавания

В результате выполнения концептуальной проектной проработки газоведа LPG (см. Рисунок 2) был определен облик и обоснованы основные проектные решения по судну, такие, как общее расположение судна, тип энергетической установки, расположение, число и форма грузовых емкостей и т.п. В результате экономического анализа было установлено, что наибольшей экономической эффективностью обладает судно с максимальной грузоместимостью. С учетом ограничений на главные размерения грузоместимость спроектированного судна составляет ок. 7000 м³.

Основное назначение судна – круглогодичная перевозка нефтяного газа плотностью до 0,98 т/м³ полурефрижераторным способом из портов, расположенных на Каспийском море и в пределах ЕГС, в порты Европы и Турции. Судно может перевозить всю номенклатуру

LPG, предусмотренную для газоведа класса 2G, согласно Международному газовому кодексу (IGC Code). Также судно может быть использовано для перевозки наливом жидких химических грузов: спиртов, эфиров, различных масел (в т.ч. растительных и животных) и др. Полурефрижераторный тип судна был выбран как наиболее универсальный при заданной вместимости: грузообработка полурефрижераторного газоведа возможна, как на напорных, так и на рефрижераторных терминалах LPG.

Судно спроектировано в соответствии с требованиями к классу Российского Морского Регистра Судоходства (PMPC): KM Ice2 R1 AUT1 Gas carrier type 2G (минус 50°C, 6 бар).

Район плавания судна – ограниченный R1 (СП1). Судно может эксплуатироваться при температуре наружного воздуха 30–+35°C и температуре забортной воды 2–+32°C.

Архитектурно-конструктивный тип судна (см. Рисунок 3): однопалубное, с баком и ютом, с двойными бортами в районе грузовой зоны, со скуловыми цистернами, с кормовым расположением машинного отделения и надстройки, в которой размещены все жилые, общественные, служебные помещения и посты управления, с подъемной рулевой рубкой, с палубой тронка в районе грузовых танков, с помещением оборудования грузообработки на палубе тронка, с переходной площадкой вдоль судна в грузовой зоне.

Спроектированное судно может быть охарактеризовано следующим образом:

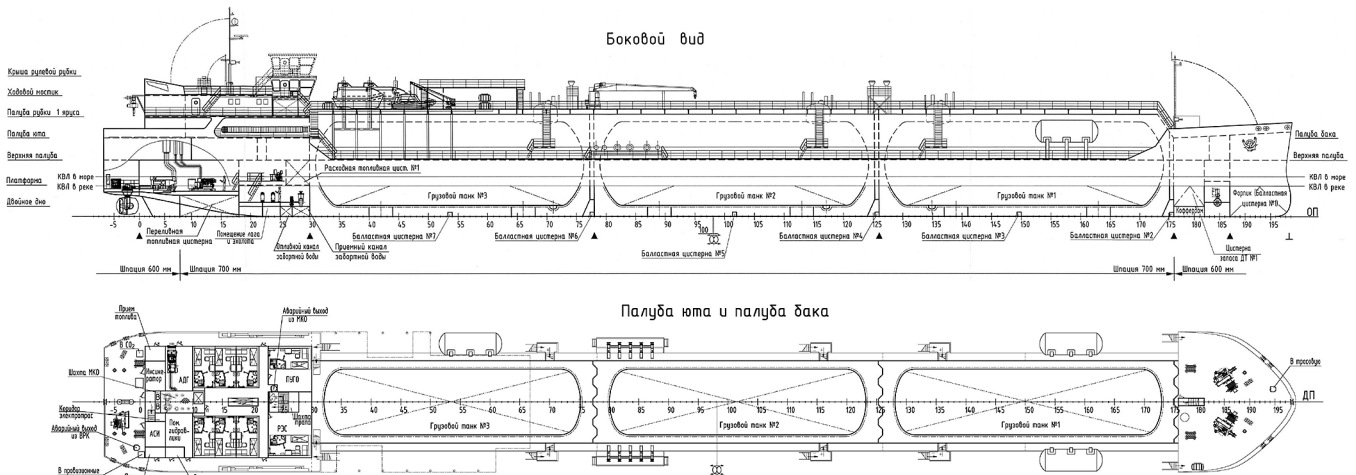
- как полурефрижераторный газовоз, судно полностью удовлетворяет требованиям



РИС. 2. Общий вид полурефрижераторного газоведа LPG смешанного плавания (пр.23070)



РИС. 3. Схема общего расположения судна пр.23070



к судам данного класса и при своей осадке может принять существенно большую партию груза, чем морские суда аналогичного назначения с такой же осадкой.

- как судно смешанного плавания, имеющее возможность совершать переходы по ЕГС между Каспийским, Азовским и Балтийским морями и по соответствующим внутренним водным путям, судно имеет максимально возможные размеры и дедвейт, соответствуя в этом плане лучшим существующим аналогам. Кроме того, с учетом ограничения района плавания судно может работать вдоль всего европейского побережья и побережья бассейнов Средиземного и Красного морей, вдоль значительной части побережья Африки и ряда участков побережья Азии в Индийском океане.
- для повышения эксплуатационной гибкости (с учетом необходимости обеспечения безубыточной эксплуатации судна на время прекращения навигации по ЕГС в холодное время года, а также для обеспечения возможности обратной загрузки судна при работе на экспортных линиях) судно может быть использовано, как танкер-химовоз.

Судно имеет следующие главные размерения:

длина наибольшая, м	140,2
ширина наибольшая, м	16,6
высота борта на миделе, м	6,7

осадка в море, м	4,7
осадка в реке, м	3,6
высота от ОП до верхней кромки несъемных частей, м	16,6

Дедвейт судна и его распределение по статьям при плавании в море и в реке приведены в таблице 1.

Эксплуатационная скорость хода судна в грузу на внутренних водных путях – 20 км/ч. (согласно действующим ограничениям), в море – 11 узлов. Дальность плавания судна в море с эксплуатационной скоростью хода составляет 5000 морских миль. Автономность плавания по запасам сухой провизии – 20 суток, по запасам пресной воды – 5 суток с пополнением запасов пресной воды от опреснителя.

Экипаж судна составляет 14 человек. Капитан и старший механик размещаются в блок-каютах, остальные члены экипажа – в одноместных каютах.

Также на судне может быть дополнительно размещено 6 человек спецперсонала.

В качестве грузовых танков для сжиженного газа приняты три вкладных цилиндрических резервуара диаметром 9,9 м с эллиптическими глухими доньшками, выполненные из стали высокой прочности. В верхней части каждого резервуара предусмотрен купол, обеспечивающий доступ людей внутрь резервуара и размещение необходимого оборудования. Резервуары покрыты слоем высокоэффективной теплоизоляции, обеспечивающей минимальный уровень тепловых потерь. Вся теплоизоляция грузовых танков доступна для осмотра и контроля.

Грузовая система судна обеспечивает проведение, как выгрузки судна, так и его загрузки за время, не превышающее 12 часов. Манifoldы расположены побортно, несколько в корму от миделя.

ТАБЛИЦА 1. Составляющие дедвейта судна

Статьи дедвейта судна	В море при осадке 4,7 м	В реке при осадке 3,6 м
Дизельное топливо, т	300,3	215,7
Смазочные масла, т	15,3	15,3
Пресная вода, т	47,1	47,1
Провизия, т	1,4	1,4
Экипаж с багажом, т	2,4	2,4
Перевозимый груз, т	6603	3959
Суммарный дедвейт, т	6970	4241

Движение судна обеспечивают два главных двигателя – четырехтактных среднеоборотных дизеля номинальной мощностью 960 кВт каждый, работающих через прямую передачу на две азимутальные угловые колонки с винтами регулируемого шага.

Судовая электростанция состоит из четырех вспомогательных дизель-генераторов мощностью около 450 кВт с приводом от среднеоборотных дизелей. Аварийный дизель-генератор мощностью около 400 кВт с воздушным охлаждением обеспечивает питание аварийных потребителей при исчезновении напряжения в судовой сети.

Предусмотрена интегрированная система управления техническими средствами (ИСУТС).

Сопоставительный анализ экономической эффективности транспортировки LPG по водным путям и по железной дороге

На настоящей ранней стадии разработки проекта транспортировки LPG по ЕГС был выполнен сопоставительный анализ экономической эффективности водного и железнодорожного вариантов транспортировки LPG. В рассмотрении был принят экспортный вывоз LPG от терминала Актау (Казахстан) на терминалы Дьёртьёл (Турция) и Гданьск (Польша) (см. рисунок 1) в количестве 7000 м³ в период летней навигации, т.к. в зимний (ненавигационный) период использование ЕГС невозможно и экспортные поставки должны будут осуществляться с помощью железнодорожного транспорта. Необходимо отметить, что на выбранных маршрутах груз достигает пункта назначения за 16–18 суток по воде и за 24–27 суток по железной дороге. Указанная разница в расчетах на настоящей стадии не учитывалась, поскольку ее учет требует привязки к конкретной организационно-логистической задаче, определенному грузопотоку и т.п.

Расчет стоимости транспортировки по железной дороге (ж/д) выполнялся в соответствии с тарифами РЖД. На маршруте

п. Актау – п. Дьёртьёл предполагалось, что LPG доставляется из п. Актау до порта Ильичевск (Украина), а затем на железнодорожном пароме – до терминала Деринже (Турция). Использование железнодорожного парома на этом маршруте оказывается существенно дешевле, чем доставка LPG в Турцию только по ж/д. На маршруте п. Актау – п. Гданьск полагалось, что груз доставляется только по ж/д.

Определение затрат на транспортировку LPG по путям ЕГС выполнялось исходя из предположения, что грузовладелец фрахтует судно на условиях тайм-чартера, т.е., наряду с оплатой фрахта судна, осуществляет оплату затрат на топливо и портовые сборы. Фрахтовая ставка определялась исходя из внутренней нормы доходности (ВНД) судовладельца 15%, которая является достаточно высокой и принята с «ошибкой в безопасную сторону». Тайм-чартерный эквивалент судна, формирующий совместно с ВНД величину фрахтовой ставки, определялся на основе оценки капитальных и эксплуатационных затрат судовладельца.

При оценке капитальных затрат на строительство судна применялся комбинированный метод расчета, учитывающий данные по наливным и сухогрузным судам смешанного плавания (в части корпуса и общесудового оборудования), а также данные по стоимости специального оборудования, грузовых систем и грузовых танков судов-газовозов. При постройке серии судов по рассматриваемому проекту на отечественных верфях можно ожидать стоимости постройки головного судна порядка 30–32 млн. USD и стоимости серийного судна в пределах 22–24 млн. USD.

Схема финансирования строительства судна следующая: собственные средства составляют 20%, заемные – 80%. Условия займа приняты достаточно жесткими – 14% годовых на срок 7 лет с отсрочкой погашения 1 год – для обеспечения «ошибки в безопасную сторону».

Эксплуатационные затраты судовладельца определялись как сумма следующих составляющих: затраты на содержание экипажа,

затраты на ремонт и содержание судна, страхование судна, затраты на администрирование, а также затраты на оплату пошлины за регистрацию в РМРС и ее ежегодное подтверждение.

Вследствие того, что эксплуатация судна на основной линии перевозок является сезонной, величина фрахтовой ставки существенно зависит от продолжительности периода прибыльной эксплуатации судна (т.е. периода, когда величина фрахтовой ставки превышает тайм-чартерный эквивалент судна). Эта особенность настоящей задачи позволяет рассмотреть два основных варианта эксплуатации судна в зимний (несудоходный) период:

- Первый, когда рыночные условия позволяют эффективно (прибыльно) сдавать судно в чартер круглогодично (т.е. в зимний период, например, – на европейском рынке). В таком случае величина фрахтовой ставки является минимальной и составляет порядка 390 тыс. руб./сут.
- Второй, если рыночные условия складываются таким образом, что прибыльная эксплуатация судна возможна только в летний период (во время эксплуатации судна на основной линии), а в зимний период судно работает на самоокупаемости. В этом случае величина фрахтовой ставки изменяется в зависимости от продолжительности летней навигации.

Необходимо отметить, что судно вместо балластного перехода может перевозить попутный груз предусмотренной проектом номенклатуры (масла, спирты и др. химические грузы), т.к. существует устойчивый поток импорта в Россию различных жидких химических грузов. В расчете рассмотрен сценарий эксплуатации судна с перевозкой попутного груза, при котором полагается, что продолжительность хода с попутным грузом составляет около 30% времени кругового рейса, что существенно снижает затраты на транспортировку LPG (в соответствии с процедурой временного вывоза судна из тайм-чартера (off-hire)).

Очевидно, что наименее экономически эффективным является сценарий, когда судно в зимний период работает в



ТАБЛИЦА 2. Сопоставление экономических показателей систем транспортировки LPG по водным путям и по железной дороге

№ п.п.	Показатель	Значение					
1	Транспортировка по водным путям						
1.1	Маршрут перевозок	п. Актау – п. Гданьск			п. Актау – п. Дьёртьёл		
1.2	Ожидаемый период работы судна с прибылью (ВНД судовладельца 15%)	Кругло-году*	Только в летний период на линиях перевозок основного груза		Кругло-году*	Только в летний период на линиях перевозок основного груза	
1.3	Дополнительные грузы на обратном рейсе (около 30% времени кругового рейса)	нет	нет	есть	нет	нет	есть
1.4	Цена судна, млн.руб.	650					
1.5	Эксплуатационный период за год, в.т.ч	352					
1.6	прибыльный период работы судна (с фрахтовой ставкой строки 1.8), сут	352	199		352	248	
1.7	период работы судна на самокупаемости, сут.	–	153		–	104	
1.8	Фрахтовая ставка (ВНД судовладельца 15%), тыс.руб./сут.	390	530		390	465	
1.9	Удельные затраты на перевозку LPG по воде, руб./т.	6 155	7 280	5 280	6 023	6 600	5 910
2	Железнодорожная транспортировка						
2.1	Удельные затраты на перевозку LPG по ж/д, руб./т.	Ок. 10 000			Ок. 9 000		

* в летний период эксплуатация судна осуществляется по внутренним водным путям, а в зимний – на средиземноморском фрахтовом рынке.

режиме самокупаемости и не перевозит попутных грузов. Все прочие рассмотренные варианты оказываются более благоприятными.

Результаты экономических расчетов приведены в таблице 2. Как следует из рассмотрения результатов расчетов, несмотря на заложенные в расчет тяжелые условия кредитования и высокую норму доходности судовладельца, использование предлагаемого судна для транспортировки LPG позволяет сократить затраты в период навигации приблизительно на 35–50% по сравнению с транспортировкой по ж/д.

Перспективы перевозок LNG с использованием внутренних водных путей

По предварительным оценкам, газозавоз LNG смешанного плавания может иметь грузовместимость не более 5–7 тыс. м³. С учетом существующей к настоящему времени в мире практики

перевозок LNG водным транспортом, такое судно могло бы быть перспективно для организации местных перевозок LNG на относительно коротком плече, либо для выполнения каких-либо специальных задач.

Перевозки LNG на коротком плече могут стать перспективными в случае роста потребления LNG в качестве моторного топлива, в первую очередь – автомобильным транспортом и инженерной техникой. Сейчас наблюдаются определенные предпосылки для этого. Ожидается существенное увеличение интереса к LNG как к бункерному топливу для морских и речных судов (о чем будет сказано ниже). Следует также отметить, что ОАО «Газпром» планирует создать в российских регионах сеть газосжижительных производств малой и средней мощности, что обеспечит источники LNG внутри Российской территории и соответствующие грузопотоки для местных перевозок. Кроме того, планы создания малотоннажных

газосжижительных производств в различных российских регионах (в частности, в Поволжье) имеются и у независимых газодобывающих компаний, для которых производство LNG – едва ли не единственный способ поставок добываемого ими газа на рынок в обход ОАО «Газпром», монополю контролирующих сети газопроводов.

Под специальными задачами следует понимать участие в Северном Завозе, газоснабжение удаленных и труднодоступных районов с использованием СПГ, бункеровку различных судов и плавсооружений. Поскольку сейчас создаются мощные газосжижительные производства на п/о. Ямал, снабжение LNG населенных пунктов и промышленных объектов, расположенных вдоль трассы Северного морского пути и по берегам великих сибирских рек, позволит обеспечить значительный экономический эффект по сравнению с практикуемым

сейчас завозом туда жидких нефтепродуктов и угля «с Большой Земли».

В случае модернизации водного пути между Каспийским и Азовским морями определенные перспективы имеет вопрос о транзитных перевозках Каспийского LNG в Европу (подобно тому, как это было показано выше применительно к LPG). Одним из основных сдерживающих факторов в данном случае является негарантированность прохода ЕГС в установленные для конкретного маршрута сроки ввиду возможности возникновения «пробок» в имеющихся сейчас в системе

перевозок интермодальности, достичь высокой досягаемости при приемлемых транспортных издержках и повышенном уровне безопасности перевозок LNG (т.к. грузообработка LNG в данном случае выполняется вместе с тарой и операции непосредственно с LNG сводятся к возможному минимуму, что повышает уровень их безопасности и снижает требования к необходимой профподготовке и квалификации персонала, задействованного в работах).

Поскольку сейчас общим трендом является реализация комплексных решений, при рассмотрении круга вопросов,

дополнительно установлены особые районы контроля выбросов серы, такие, как Балтийское и Северное моря, пролив Ла-Манш, прибрежные воды США и ряд других, в границах которых намечено в ближайшие годы многократно сократить выбросы серы с судов. Так, к 2016 г. предусмотрено сократить содержание серы в выхлопах судовых энергоустановок до 0,1% (т.е. более, чем в 10 раз), а также существенно снизить выбросы оксидов азота и других загрязнителей. Кроме того, сам перечень особых районов в ближайшие несколько лет, вероятно, будет существенно расширен.

На сегодняшний день полностью отсутствует возможность бункеровки в наших водах и портах газотопливных судов

«узких мест». Впрочем, сейчас принята и реализуется программа модернизации российских внутренних водных путей.

Учитывая, что перевозки LNG по внутренним водным путям, по всей видимости, будут заметно уступать по объемам соответствующим перевозкам LPG, представляется весьма перспективным создание универсального газозова смешанного плавания (LNG-LEG-LPG), способного обеспечить экономически приемлемую перевозку всей возможной к предъявлению номенклатуры сжиженных газов. Такие суда, также будут иметь достаточную коммерческую гибкость для того, чтобы с высокой вероятностью быть востребованными на свободном фрахтовом рынке в межнавигационный период и при поиске загрузки на обратный рейс. По этой же причине следует обеспечить возможность использования таких судов в качестве танкеров-химовозов – это придаст им еще большую коммерческую гибкость.

Для организации газоснабжения труднодоступных местностей представляется весьма перспективной технология перевозки LNG в танк-контейнерах международного стандарта (термосах), что позволяет в полной мере использовать имеющуюся транспортную инфраструктуру и, с учетом характерной для контейнерных

касающихся газоснабжения удаленных населенных пунктов и промышленных объектов, возникает вопрос об организации в них условий для приема, хранения, использования (выработки электрической и тепловой энергии, питания местной газораспределительной сети) и, возможно, дальнейшей дистрибуции LNG. С учетом комплекса особенностей удаленных регионов РФ, перспективным представляется создание для этой цели плавучих газохранилищ LNG либо плавучих перегрузочно-утилизационных терминалов LNG.

Вопрос о перспективах использования LNG в качестве бункерного топлива в последнее время приобретает особую актуальность для операторов отечественных судов.

В настоящее время происходит постоянное ужесточение требований к морским судам в части выбросов серы, NOX, CO₂ и твердых частиц. В основном, за счет ужесточения требований, содержащихся в международной конвенции МАРПОЛ 73/78, действующей под эгидой ИМО и регламентирующей вопросы, связанные с загрязнением окружающей среды с судов. Эта конвенция, в частности, определяет предельные нормы выброса вредных веществ в результате сжигания топлива в судовых энергоустановках. Недавно введенным в действие Приложением VI к МАРПОЛ 73/78

Хотя нормы ИМО по выбросам серы в особых районах очень жесткие, Морская Администрация каждой страны вправе устанавливать в своих портах ещё более жесткие нормы. Так, Европейская комиссия установила, что с 01.01.2010 года выброс серы с любого судна при нахождении в порту ЕС не должен превышать 0,1%. В случае невозможности уложиться в установленные нормы судно должно использовать питание с берега, что влечет за собой дополнительные расходы для судовладельца.

Указанные обстоятельства, в сочетании с проводимыми государствами Евросоюза мерами стимулирования национальных судовладельцев к применению на судах технологий, обеспечивающих снижение выбросов, привели к существенному росту в последние несколько лет числа судов, на которых обеспечиваются требуемые нормы выбросов, а также к появлению практики коммерческой дискриминации судов, на которых требуемые нормы выброса не обеспечиваются.

Одним из наиболее эффективных способов снижения выбросов с судна является перевод судовой энергоустановки на использование в качестве топлива LNG. Этот способ также мотивирован ценами на LNG, уже сейчас весьма привлекательными по сравнению с малосернистыми сортами жидких моторных топлив и имеющими устойчивую тенденцию к повышению своей привлекательности.

По этой причине наметилась тенденция к увеличению числа судов (не являющихся газовозами), использующих LNG



в качестве бункерного топлива (газотопливных судов). Следует ожидать увеличения числа таких судов с десятков (сейчас) до сотен и тысяч в ближайшие годы, в первую очередь – в акваториях Балтийского и Северного морей.

Однако указанная тенденция существенно сдерживается неразвитостью инфраструктуры, в частности, почти полным отсутствием возможности бункеровки таких судов традиционными для современного судоходства способами. Для обеспечения газотопливных судов возможностью бункеровки в странах Евросоюза в настоящее время предпринимаются значительные усилия.

Все сказанное самым непосредственным образом касается отечественного судоходства (особенно в Балтийском регионе) и функционирования отечественных портов в акватории Балтийского моря.

В частности, на сегодняшний день полностью отсутствует возможность

бункеровки в наших водах и портах газотопливных судов. Имеется острая и срочная потребность в судне-бункеровщике, способном выдавать LNG на газотопливные суда, а также в судне-газовозе, способном осуществлять с необходимой безопасностью и коммерческой эффективностью перевозку небольших партий LNG с газосжижительных производств и крупных терминалов местным потребителям и на бункеровочные базы. При этом такие суда должны быть оптимизированы для работы в отечественных водах и портах. Создание таких судов позволило бы не только решить актуальные задачи, стоящие перед отечественным народным хозяйством, но и выдвинуть Россию в число мировых лидеров в области инфраструктуры для экологически чистого флота, а также активно продвигать услуги отечественных компаний на рынок Евросоюза.

Можно заключить, что проект транспортировки LPG в России с помощью специализированных судов-газовозов смешанного (река-море) плавания по внутренним

водным путям имеет безусловную экономическую привлекательность и направлен на развитие перспективного рынка LPG в России.

На базе представленного проекта газовоза LPG смешанного (река-море) плавания вместимостью 7000 м³ (Пр.23070) представляется целесообразной проработка линейки газовозов смешанного плавания:

- универсального газовоза смешанного плавания (LNG-LEG-LPG);
- газовоза LNG смешанного плавания для местных и каботажных перевозок;
- ледокольного газовоза смешанного плавания для нужд Северного Завоза;
- бункеровщика LNG;
- плавучего газохранилища;
- перегрузочно-утилизационного терминала LNG.

Концепции таких судов в настоящее время прорабатываются силами специалистов ФГУП «Крыловский государственный научный центр».



УДАРНО-МЕХАНИЧЕСКАЯ МАРКИРОВКА

ЖЕЛЕЗНОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ИДЕНТИФИКАЦИИ



Ударно-точечная маркировка производится путём нанесения твердосплавной иглой на поверхность изделия серии точек, множество которых формируют линию надписи или логотипа. Качественное нанесение товарной маркировки, в сочетании с возможностью нанесения логотипа предприятия, позволяет защитить продукцию от подделки.

Дополнительно действуют акции по оборудованию SIC Marking:

- e8-c153 поставляется с бесплатным цифровым указателем позиции;
- ес9 поставляется с бесплатной осью вращения и бесплатной программой для прорисовки логотипов;
- e9-p122 портативный маркиратор для малосерийного производства по привлекательной цене.



г. Челябинск, ул. Косарева, 71
тел./факс (351) 729-97-97
E-mail: alekseevVM@dtrack.ru
www.promarking.ru



ДЕТАЛЬНЫЙ ПОДХОД



Мария Коришева,
руководитель отдела маркетинга
ЗАО ГК «Русское снабжение»

Уже более 12 лет ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» осуществляет оптовые поставки деталей для строительства и ремонта более 1000 объектов нефтяных, газовых, нефтехимических, химических и атомных комплексов по всему миру. География поставок охватывает практически весь земной шар, начиная от Российской Федерации и стран ближнего зарубежья, достигая самых отдаленных уголков вплоть до юго-западной части Африки и некоторых городов Бразилии.

Будучи членами «Союза Нефтегазостроителей» и «Союза производителей нефтегазового оборудования», ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» за 2012 год поучаствовала во многих выставках и конференциях как российского, так и мирового масштаба, например выставка «Kioeg – 2012», прошедшая в Казахстане. Так же, 6 декабря 2012 года было принято участие в конференции НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ-2012 в г. Москве, где российские и зарубежные компании

обменялись опытом по поставкам оборудования для нефтегазовых месторождений на шельфе. На конференции были налажены новые деловые контакты. Российские и иностранные компании рассказывали о своей работе с подрядчиками по шельфовым проектам. После запуска крупных месторождений в Баренцевом, Балтийском, Охотском, Каспийском морях, освоение нефтегазового шельфа является важнейшим резервом для развития национальной промышленности. В конференции





принимало участие более 100 российских и зарубежных компаний, в том числе крупнейшие мировые нефтегазодобывающие корпорации, такие как Газпром, Лукойл, Сахалин Энерджи и многие другие.

При подведении итогов 2012 года было выявлено, что за это время компания развивалась на максимальных скоростях, а ушедший год стал судьбоносным, ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» вошло в реестр официальных поставщиков ОАО «Стройтрансгаз» и ОАО «НК «Роснефть» по поставке МТР, кроме того, в начале 2013 года аккредитация была пролонгирована.

С каждым годом Русское Снабжение приобретает все большее количество клиентов, улучшает финансовые и организационные показатели, расширяет географию поставок, что не остается незамеченным. В настоящее время ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» открывает филиал в столице Казахстана – Совместное Предприятие «Казахстанско – Российское Снабжение». Наличие представительства в Казахстане значительно упростит Контрагентам прием закупаемой продукции.

С точки зрения развития производства компания так же не стоит на месте. По многочисленным просьбам заказчиков, ЗАО Группой Компаний «Русское Снабжение» были разработаны ТУ 1400-001-62226329-2012 «Детали трубопроводов: отводы, переходы, тройники, заглушки, фланцы диаметром от 9 мм до 1420 мм с рабочим давлением до 100 МПа (1019 кгс/см²)». ТУ предусматривают крупнейший ассортимент выпуска деталей от среднесерийного производства до штучных экземпляров, используемых практически во всех отраслях промышленности.

Главная отличительная особенность ТУ, разработанных ЗАО Группой Компаний «Русское Снабжение», заключается в возможности изготовления изделий по техническому заданию заказчика. Появилась возможность изготавливать

**ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ**

**CENTRAL ASIA'S LEADING
OIL & GAS EVENT**

ufi
Approved
Event

**2-5
октября / October
2012**
Алматы, Казахстан
Almaty, Kazakhstan






www.kioge.kz
www.kioge.com

20
KIOGE
of Success
years

СЕРТИФИКАТ

благодарности

От имени организаторов
благодарим

CERTIFICATE

of Gratitude

On behalf of the organisers,
we would like to thank

ЗАО ГК "РУССКОЕ СНАБЖЕНИЕ"

ЗА УЧАСТИЕ
в 20-ой Юбилейной
Казахстанской Международной
ВЫСТАВКЕ «НЕФТЬ И ГАЗ»

FOR PARTICIPATION
in the 20th Anniversary
Kazakhstan International
OIL & GAS EXHIBITION

ОРГАНИЗАТОРЫ / ORGANISERS:

изделия нестандартные, сложные, с большими диаметрами, увеличенными толщинами стенок и длинами, с повышенной стабильностью механических характеристик. Также, ТУ предусматривают изготовление деталей из широкого спектра сталей, что немаловажно для обеспечения технических характеристик деталей, а также требований промышленной безопасности.

Проведена экспертиза текста ТУ в НИИхиммаш (г. Москва) на соответствия техническим требованиям, а также нормативным документам и стандартам РФ. Согласование НИИхиммаш является подтверждением того, что изделия, изготовленные в соответствии с ТУ 1400-001-62226329-2012 «Детали трубопроводов: отводы, переходы, тройники, заглушки, фланцы диаметром от 9 мм до 1420 мм с

рабочим давлением до 100 МПа (1019 кгс/см²)», имеют высокую конкурентоспособность, а главное – надежность.

Проведена экспертиза промышленной безопасности всех видов изделий, включенных в ТУ. Оформлены сертификаты соответствия Технологическому регламенту, сертификаты Промышленной безопасности, получено разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение продукции на нефтехимических, химических, нефтегазоперерабатывающих и других взрывопожароопасных объектах.

Детали трубопроводов, производимые ЗАО Группой Компаний «Русское Снабжение», являются продукцией высокого качества и отвечают всем необходимым стандартам. ●

В январе 2013 года ОАО «Сатурн - Газовые турбины» в рекордные сроки осуществило поставку трёх агрегатов ГТЭС-2,5 для ГК «Туркменгаз». ГТЭС-2,5 блочно-контейнерного типа будут использованы нашими партнерами для энергоснабжения компрессорных станций УКПГ «Зеакли-Дервезе» и КС «Чоллук». Это первый в истории ОАО «Сатурн - Газовые турбины» проект по поставке ГТЭС на рынок топливно-энергетического комплекса Средней Азии

«САТУРН – ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ» РАСШИРЯЕТ ГЕОГРАФИЮ

В целях успешной реализации задач, поставленных перед газовой отраслью в соответствии с «Программой развития нефтегазовой промышленности Туркменистана на период до 2030 года», президент Туркменистана подписал Постановление на заключение контрактов Государственного концерна «Туркменгаз» с открытым акционерным обществом «Сатурн-Газовые турбины» (Российская Федерация) на закупку трёх газотурбинных электростанций марки ГТЭС-2,5 и инструментария, необходимого для проведения пуско-наладочных работ, а также на осуществление

руководства над работами по монтажу закупаемых газотурбинных электростанций, ввода их в действие, а также оказания услуг по обучению специалистов. Президент Гурбангулы Бердымухамедов отметил, что строительство новых мощных газотурбинных электростанций позволит обеспечить всевозрастающие потребности в электроэнергии предприятий топливно-энергетического комплекса и, соответственно, более полно реализовать экспортные возможности отрасли. Так писали об этом событии в декабре прошлого года туркменские СМИ



Игорь Юдин,
управляющий директор,
ОАО «Сатурн – Газовые
турбины»

Для нас это не просто первая крупная экспортная поставка в истории компании. Это веское доказательство того, что мы находимся на правильном пути. Что разработанная на предприятии и утвержденная УК ОДК Стратегия развития реализуется так, как было запланировано. По сути, все процессы преобразований, которые были запущены на предприятии, преследуют именно эту цель – выход компании на международный рынок. Сделан первый уверенный шаг в этом направлении. Мы начинаем работать на очень перспективном рынке Азии, наша продукция способна удовлетворить спрос заказчиков из Туркменистана, Азербайджана, Казахстана и Китая. ГК «Туркменгаз» – государственная компания и

решения принимались на уровне руководства страны. Постановление о заключении контракта подписал лично Президент Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедов. Это, прежде всего, говорит о той ответственности, которая возлагается на нас. Поставки основного оборудования были осуществлены в течение 10 дней. Это рекордный срок и наши партнеры высоко оценили нашу оперативность. Я считаю, что ОАО «Сатурн – Газовые турбины»

системой очистки воздуха. Применена усовершенствованная подсистема топливопитания. С целью обеспечения температурного режима в отсеке электрооборудования поставлен кондиционер. Применён аппарат воздушного охлаждения масла с большей производительностью. Внешний электромонтаж выполнен кабелями исполнением «Т» (тропическое). Изменена цветовая гамма покраски, для снижения нагрева поверхностей агрегата под

«ОАО «Сатурн – Газовые турбины» является генеральным подрядчиком ОАО «Управляющая компания «Объединенная Двигателестроительная Корпорация» по строительству объектов энергогенерации»

имеет хорошие перспективы на Туркменском рынке, они связаны как с энергетическими станциями, так и с нашей продукцией по газоперекачивающей тематике и газопоршневыми энергетическими станциями.

Из особенностей поставленной нами продукции отмечу следующее – ГТЭС-2,5, направленные в Туркменистан полностью приспособлены к жестким климатическим условиям эксплуатации. Температура воздуха на объектах в Туркменистане достигает +50°С, и мы учли этот момент. Впервые применено новое малогабаритное комплексное воздухоочистительное устройство с трёхступенчатой

воздействием солнца. Эти решения заложены в нашей конструкторской документации, однако на практике они реализованы впервые. ●



ОАО "САТУРН - ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ" - ЕРС-КОНТРАКТОР ПО СОЗДАНИЮ И ОБСЛУЖИВАНИЮ
В ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГОГЕНЕРАЦИИ

-ПРОИЗВОДСТВО ГАЗОТУРБИННЫХ И ГАЗОПОРШНЕВЫХ АГРЕГАТОВ

-ПРОИЗВОДСТВО ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

-КОМПЛЕКСНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩИХ СТАНЦИЙ

-СОПРОВОЖДЕНИЕ В ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ЭНЕРГООБЪЕКТА

-РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ПРОГРАММ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

-КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ



САТУРН
ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО МАСШТАБА

ОБЪЕДИНЁННАЯ
ДВИГАТЕЛЕСТРОИТЕЛЬНАЯ
КОРПОРАЦИЯ



www.saturn-gt.ru

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ СВАРОЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА В РОССИИ



Олег Стеклов,
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина,
Президент Российского
научно-технического
сварочного общества

В XXI веке сварка и родственные процессы остаются ведущими технологическими процессами.

К сварочным и родственным процессам, как инженерии неразъемных соединений и поверхностей, относится комплекс технологических процессов:

- разделительные с использованием теплофизических источников энергии (газопламенных, дуговых, плазменных, лазерных);
- соединительные для получения неразъемных соединений: сварка, сварка-пайка, пайка, сварка со склеиванием – с использованием различных видов энергии (термической, механической, термомеханической);
- создание поверхностей с заданными свойствами (износостойкими, коррозионно-стойкими, жаростойкими и др.) методами наплавки, напыления, термомеханической обработки и др.;
- сопутствующие до, при, послесварочные операции для повышения качества соединений и поверхностей с

использованием различных видов термической, деформационной и термомеханической обработки.

В зависимости от химической природы соединяемых материалов, их сочетаний, толщин, условий изготовления и эксплуатации сварных конструкций применяется более 250 видов и разновидностей сварочных процессов.

Из ряда сложных задач, стоящих перед сварочным производством на современном этапе, выделим три проблемы:

- состояние и перспективы сварочного производства;
- обеспечение безопасности сварных конструкций ответственного назначения после длительной эксплуатации;
- создание системы менеджмента качества сварочного производства (СМКСП) для обеспечения качества сварных соединений и надежности сварных конструкций.

Состояние и перспективы сварочного производства

Для сварочного производства России характерен в настоящее время ряд тенденций:

- Распад бывшего СССР и сложное экономическое положение России и других стран содружества (СНГ) привел к резкому снижению государственного регулирования и поддержки научно-технических



ТАБЛИЦА 1. Производство стали в мире 1999–2008 гг., млн. тонн (steel statistical year book)

1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
784	845	855	911	972	1060	1134	1237	1317	1301

исследований и программ в области сварки и родственных технологий, а так же координации этих программ;

- Начало XXI века для России, несмотря на наличие ряда крупных строительных проектов в силу экономической ситуации в стране и резкого старения металлоконструкций – период преимущественной реновации конструкции и сооружений повышенной опасности, в том числе с широким использованием сварочных восстановительных технологий;
- Вместе с тем, рыночная экономика способствовала возникновению динамичных саморегулируемых (не государственных) предприятий и фирм-производителей сварочной продукции и технологии;
- Определенное значение на этом фоне имеют конверсионные процессы – использование достижений оборонного комплекса для гражданских целей;
- В соответствии с законом о «Техническом регулировании» и глобализацией экономики возрастает значимость стандартизации и сертификации, адаптированных с международной системой. В этой связи непозволительная пассивность российских производителей в работе международных сварочных организаций;
- Особую проблему составляет интенсивная экспансия на российский рынок зарубежной продукции, включая дешевую китайскую технику.

Из общего действующего металлофонда страны, равно ориентировочно 1,8 млрд. тонн, половину составляют сварные несущие конструкции, для которых потребляется 2/3 проката.

Существует высокая степень корреляции объемов потребления

металлопродукции (стальной, алюминиевой и др.) и объемов производства и потребления сварочной техники. Это позволяет использовать прогнозы металлургов в качестве ориентира для прогнозных оценок в сварочном производстве.

В докризисный период наблюдался заметный ежегодный рост производства стали в мире (Табл. 1).

Крупнейшими производителями стали являются Китай, США, Япония, Южная Корея, Индия, Германия, Россия. (Табл. 2)

ТАБЛИЦА 2. Крупнейшие производители стали

№	Страна	Объём, млн. тонн
1.	Китай	453
2.	США	102
3.	Япония	83
4.	Россия	68
5.	Южная Корея	61
6.	Индия	54
7.	Германия	45
8.	Италия	35
9.	Украина	30
10.	Мексика	24

По ориентировочным статистическим данным сварочное производство по критерию трудоемкости в структуре технологического передела машиностроения составляет 15–20%, а с учетом контроля и сертификации до 30–35%. В СССР было 1 млн. рабочих и специалистов сварочной специальности.

За десятилетие перестройки сварочное производство было отброшено на уровень 1965–1970-х годов.

В настоящее время наметившиеся положительные сдвиги в экономике, и в частности в металлургии, наличие значительных мощностей



по производству сварных конструкций, сварочных материалов и оборудования, квалифицированных фирм свидетельствует о новом положительном этапе развития сварочного производства.

Характерен в этом аспекте, объем и качество сварочной продукции, представляемой отечественными производителями на основных специализированных выставках. Последние из этих выставок, на которых была представлена продукция всех ведущих зарубежных и отечественных фирм, показали, что уровень отечественной сварочной продукции, в том числе по своим характеристикам и дизайну, не уступает импортной, и значительно более выгодный по ценовому показателю.

В таблицах 3, 4, 5 представлены основные статистические показатели значимости сварочного производства в машиностроительном комплексе России. В таблицах 6, 7 для сопоставления приведена структура затрат в ведущих отраслях США.

Отмечая общий рост потребления стали, а соответственно сварных конструкций и сварочной техники, необходимо особо отметить увеличение потребления стальной металлопродукции в виде проката и труб в промышленности и гражданском строительстве, при строительстве магистральных нефте- и газопроводов. Это огромные потребители сварочной

ТАБЛИЦА 3. Структура национальный валовой продукт РФ в 2008 г.

Направление деятельности	Всего (млрд. долл.)	Доля национального валового продукта
Национальный валовой продукт	2086,0	100%
Торговые услуги	1501,0	72%
Строительство	271,0	13%
Промышленное производство	312,0	15%

ТАБЛИЦА 5. Структура технологических переделов в машиностроении РФ (по критерию – трудоемкости)

Технологический предел	2000 г. (%)	2008 г. (%)
Заготовительное производство	20	35
Формообразование (механическая обработка, специальные технологии)	50	20
Сборка, сварка, конструкционная пайка, покрытия	20	20
Контроль, испытания	8	8
Аттестация, сертификация	2	10

ТАБЛИЦА 6. Доля национального валового продукта отдельных промышленных отраслей США в 2008 г.

Отрасли, сектора промышленности	Всего (млрд. долл.)	Доля национального валового продукта США
Национальный валовой продукт США	13860,0	100%
Весь объем производства машиностроения, строительства и горнорудной промышленности США	7900,0	57%
Весь объем производства 7-ми отраслей промышленности, вошедших в исследование	4851,0	35%
Автомобильная промышленность	831,0	6%
Авиа-космическая промышленность	277,0	2%
Электроника / медицина	693,0	5%
Легкое машиностроение	277,0	2%
Тяжелое машиностроение	277,0	2%
Строительство	554,0	4%
Капитальный ремонт и техническое обслуживание	1940,0	14%

ТАБЛИЦА 4. Распределение сварочного оборудования по отраслям машиностроительного Комплекса РФ

Отрасль	Использование (%)
Автомобилестроение	20
Строительство	21
Химическая	26
Электротехническая	2
Авиакосмическая	4
Энергетическая	10
Судостроение	3
Прочие	12

техники и технологии, трубная промышленность потребляет около 20 % проката.

Строительство нового газопровода с полуострова Ямал в Европу протяженностью более 4 тыс. км потребовала более 7 млн. т металла, в основном в виде сварных труб, в том числе около 150 тыс. т металла, наплавленного при сварке труб в заводских и монтажных условиях. Ведется строительство гигантских (4,5–5,5 тыс. км) газопроводов и нефтепроводов с северных месторождений России в Китай, Корею. Реализованы проекты ВСТО (Восточная Сибирь – Тихий Океан), «Голубой поток» (Россия – Турция через Черное море), «Северный поток» (В Европу по дну Балтийского моря).

Можно полагать, что мировой рынок сварочной техники и услуг, возрастающий пропорционально росту мирового потребления стали к началу XXI в., составит не менее 40 млрд. долл. США, из которых около 70 % – сварочные материалы и около 30% – сварочное оборудование.

Лидирующее положение на мировом рынке сварочного оборудования стабильно занимает оборудование и технологии для дуговой сварки. Эта доля и дальше будет возрастать в основном за счет оборудования для механизированной сварки порошковой и сплошной проволокой.

Машины для контактной сварки прочно удерживают второе место на рынке оборудования,

ТАБЛИЦА 7. Структура общих производственных затрат машиностроения США*

Отрасль	Общие затраты	Зарплата		Материалы		Энергия		Прочие	
	млн. долл.	млн. долл.	%	млн. долл.	%	млн. долл.	%	млн. долл.	%
Строительство	10614,7	8358,2	78,7	1263,6	11,9	434,3	4,1	558,8	5,3
Тяжелое машиностроение	7384,8	5443,8	73,7	1667,9	22,6	220,8	3,0	51,2	0,7
Легкое машиностроение	4813,0	3355,0	69,7	1210,0	25,1	175,4	3,6	72,6	1,6
Капитальный ремонт и техническое обслуживание	3867,0	2306,6	59,6	721,4	18,7	127,0	3,3	712,0	18,4
Автомобилестроение	2466,6	1816,1	73,6	498,2	20,2	122,0	4,9	30,4	1,3
Электроника / медицина	1269,8	904,2	71,2	254,7	20,1	47,2	3,7	63,7	5,0
Авиа космическая промышленность	264,7	209,1	79,0	39,2	14,8	9,4	3,6	6,9	2,6
Всего (средний %) для всех отраслей	30679,9	22392,9	73	5655,22	18,4	1136,1	3,7	1495,6	4,9

* Данные приведены за 2008 год

объемы их продаж также имеют тенденцию к росту. Доля оборудования для газовой сварки и резки сокращается, но остается достаточно большой.

Ощутимые изменения наблюдаются на мировом рынке сварочных материалов, где материалы для механизированных видов дуговой сварки, в первую очередь сплошные и порошковые проволоки, уверенно теснят по объемам продаж покрытые электроды для ручной сварки.

Европейский рынок сварочной техники составляет ~30 % от объема продаж мирового рынка.

Как следует из приведенных данных, основой сварочного производства остается сварка плавлением, техника и технология которой будут развиваться и дальше в первую очередь за счет сокращения доли ручной дуговой сварки покрытыми электродами и расширения механизированных способов сварки сплошной и порошковой проволоками.

В целом же за последние 20 лет в промышленно развитых странах доля металла, наплавляемого ручной дуговой сваркой, снизилась почти в три раза. Есть основания

полагать, что в недалеком будущем доля ручной дуговой сварки (по наплавленному металлу) в промышленных странах стабилизируется на уровне 15–25 %.

ТАБЛИЦА 8. Структура рынка сварочного оборудования, %

Вид сварки	Дуговая	Контактная	Газовая сварка и резка	Плазменная сварка и резка
Европейский	44	37	15	4
Мировой	47,2	31,5	17,3	4

ТАБЛИЦА 9. Структура рынка оборудования для дуговой сварки, %

Вид сварки	В защитных газах	Покрытым электродами	Под флюсами
Европейский	75,0	13,6	11,4
Мировой	70,3	21,2	8,5

ТАБЛИЦА 10. Структура рынка сварочных материалов, %

Вид сварки	Покрытые электроды	Сплошные проволоки	Порошковые проволоки	Материалы для сварки под флюсом	Прутки и другие присадочные материалы
Европейский	23	45	13,5	10,5	8
Мировой	32	33,5	15,5	9	4

РИС. 1. Структура европейского рынка сварочного оборудования



За последнее десятилетие в сварочном машиностроении сформировалась подотрасль «Промышленные роботы для сварки», которая сегодня во многом определяет уровень автоматизации сварочного производства промышленно развитых стран. Значительно возрастают инвестиции в автоматизацию производства, чтобы снизить затраты на оплату труда. Наибольшее место на рынке (треть оборота) занимает оборудование для дуговой сварки, по 20 % оборота приходится на оборудование для контактной сварки и сварки плавящимся электродом в инертном газе.

Сегодняшняя ситуация с научным и производственным потенциалом сварочного рынка и социально-экономические предпосылки в России дают основание надеяться, что в ближайшие

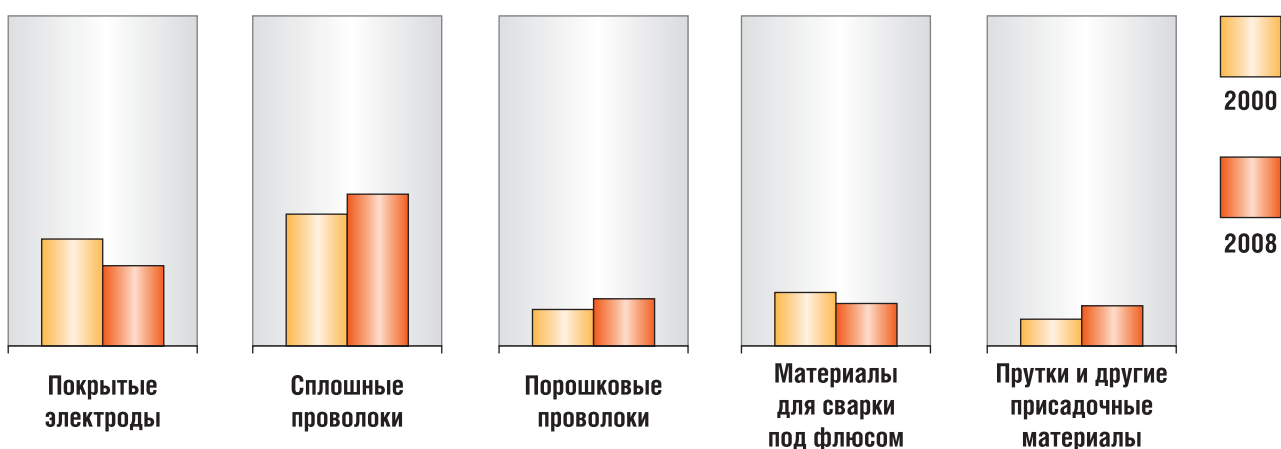
годы отечественное сварочное направление не только не утратит свои авторитет, но и приумножит сварочную мировую науку новыми разработками.

В частности, в соответствии со сложившейся спецификой НИОКР в мировой практике, и в России, запланировано дальнейшее развитие работ по созданию и совершенствованию технологий дуговой сварки в части динамического контроля параметров процесса, более широкого применения компьютерного управления сваркой с использованием многоязычных дисплеев и усовершенствованных программных средств, разработки прогрессивных схемных решений источников тока. В направлении совершенствования процессов сварки давлением прогнозируется развитие технологий на основе

применения средств адаптивной автоматизации. В области лазерной и электронно-лучевой сварки намечены работы по повышению мощности твердотельных лазеров и трассировки излучения с использованием новейшей, оптоволоконной техники, а также увеличению объема применения электронно-лучевой сварки с использованием камер локального вакуумирования.

Развиваются исследования и создание оборудования с гибридными процессами и технологиями. Разрабатываются исследования и создание оборудования на основе гибридных процессов и технологий (лазерно-дуговых, контактно-дуговых и др.). Разработка новых материалов для производства сварных конструкций, отличающихся повышенными характеристиками несущей способности, коррозионной

РИС. 2. Структура европейского рынка сварочных материалов



стойкости и технологичности займет также значительный объем НИР в этот период. Наряду с этим планируются работы по освоению новых видов сварочных материалов, отвечающих современным требованиям эксплуатационных параметров сварных соединений и снижению загрязнений окружающей среды.

Обеспечение безопасности сварных конструкций ответственного назначения

Общий металлофонд конструкций и оборудования стран СНГ составляет более 1800млн. тонн, в том числе в России около 800 млн. тонн сварных конструкций.

Большая часть из потенциально опасных сварных конструкций (трубопроводы, резервуары, теплотехническое оборудование, мосты и путепроводы и др.) в России выработала свой плановый ресурс и вступает в период интенсификации отказов.

Отказы сварных конструкций происходят преимущественно по сварным соединениям (до 80%) в связи с воздействием термомодеформационного цикла сварки на металл, возникновения концентраторов упруго-пластических деформаций и остаточных сварочных напряжений при объеме наплавленного металла < 1% от общего объема сварных конструкций. Отказы связаны с процессами старения, усталости и коррозии металла, а также браком строительно-монтажных работ. Например, в нефтедобывающей промышленности и транспорте нефти причинами отказов явились: коррозионные повреждения до 70%, брак строительно-монтажных работ – 15%, заводской брак труб и оборудования – 2%, механические повреждения – 10%, нарушения правил технологии эксплуатации – 3%.

Жизненный цикл конструкций имеет 4 стадии:

- проектирование,
- изготовление,
- эксплуатация,
- реновация (реконструкция, ремонт).

Изменение интенсивности отказов на эксплуатационной стадии имеет три характерных периода:

- 1) приработка, как период ранних отказов при уменьшающейся интенсивности отказов, когда выявляются недостатки строительства;
- 2) нормальной работы при практически постоянной интенсивности отказов по причинам преимущественно случайного характера;
- 3) возрастание интенсивности отказов.

К настоящему времени большинство несущих конструкций вступило или вступает в третий период и основными причинами отказов становятся усталость, коррозия и старение.

Решение проблем, связанных с коррозией и старением технических объектов представляет собой комплекс задач, включающих:

- установление причин, механизмов, закономерностей отказов конструкций;
- создание системы мониторинга с учетом специфики отказов;
- обоснованный выбор и оптимизация конструкционных материалов, технологий, средств защиты, в том числе с использованием сварки и родственных процессов;
- нормативное, сертификационное, информационное обеспечение, включая оценку ресурса длительно эксплуатирующихся объектов;
- подготовка специалистов соответствующей квалификации;
- материально-техническое обеспечение для решения этих задач.

В связи с отмеченным, в настоящее время чрезвычайно остро стоит проблема мониторинга и оценки прогнозируемого ресурса сооружений с целью определения плановых сроков эксплуатации, реконструкции, вывода из эксплуатации, необходимости прогнозирования и оценки экономического риска аварий, необходимости проверки соответствия состояний законодательным требованиям и административным решениям.

Важнейшим аспектом обеспечения надежности является многоуровневый

мониторинг на всех стадиях жизненного цикла конструкций и сооружений.

Должны быть созданы и утверждены регламенты мониторинга объектов и конструкций различных отраслей с использованием комплекса средств технической диагностики на всех стадиях жизненного цикла объектов с учетом специфики отказов, влияния технологических и эксплуатационных факторов.

Мониторинг на стадии проектирования должен включать контроль обоснованного выбора материалов, правильность конструкционных решений и расчетов напряженно-деформированного состояния, обоснованную оценку климатических условий, агрессивность технологических и природных сред и т.п.

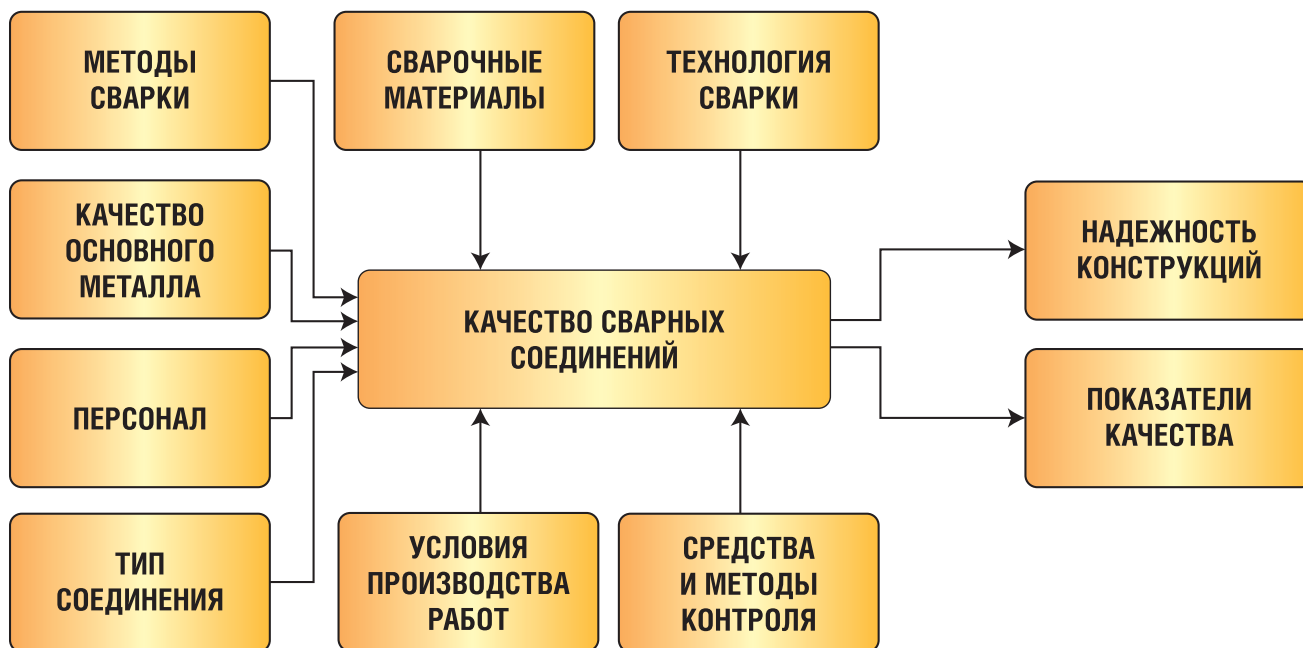
Мониторинг на стадии изготовления (строительства) – контроль за соблюдением проектных решений, обоснованностью отклонений от проектных решений, сварочно-монтажных работ и т.п.

Мониторинг на стадии эксплуатации включает диагностику состояния объекта, оценку его живучести, и остаточного ресурса, принятие альтернативных решений по изменению условий эксплуатации, выводу объекта из эксплуатации по ремонту и реконструкции.

Мониторинг на стадии реновации – включает контроль технических решений по конструкционным и восстановительным работам и прогнозирование живучести объекта с учетом этих работ.



РИС. 3. Факторы, формирующие качество сварных соединений



Основой мониторинга является техническое диагностирование на стадиях проектирования, изготовления, эксплуатации и реновации объекта.

В зависимости от типа объекта используются различные схемы мониторинга и соответственно, технической диагностики.

Концепция технической экспертизы объекта состоит в определении общего технического состояния объекта, выявлении потенциально опасных участков, которые анализируются детально по предложенному алгоритму с использованием комплекса приборных средств для определения:

- конструктивной макроповреждаемости элементов конструкции (утонение стенок, расслоение, язвы, трещиноподобные дефекты, аномальные деформации);
- структурно-физической деградации (старения материала);
- реального напряженно-деформированного состояния потенциально опасного участка объекта;
- химической активности среды (природно-климатических и технологических факторов, грунтов и т.д.) и качества защиты (покрытий, электрохимической защиты, ингибирования).

На основании технической экспертизы потенциально опасных участков с использованием компьютерных экспертных систем принимается техническое решение: по прогнозу остаточного ресурса, выводу в ремонт; изменению условий эксплуатации и защиты оборудования; реновационным технологиям с использованием сварочных и родственных процессов.

Разработка системы менеджмента качества сварочного производства

Сварка и родственные процессы в соответствии с международной классификацией (ИСО) относятся к специальным, т.е. процессам, когда конечный результат нельзя в полной мере проверить последующим контролем, испытанием продукции или когда дефекты могут быть выявлены только в процессе использования продукции (ИСО 9001, ИСО 2000-12-15). Таким образом, для обеспечения качества требуется постоянный надзор за соблюдением документированных технологических инструкций для подтверждения выполнения установленных требований к технологическим процессам, т.е. своего рода мониторинг на всех стадиях жизненного цикла конструкции. (Выписка из ИСО

9004: «Сварка – специальный процесс, результаты которого не могут быть выявлены тестированием готового изделия. Для сварочного производства требуется непрерывный контроль на всех стадиях изготовления.»)

Анализ отечественного и мирового опыта убедительно показал, что качество, надежность и безопасность продукции (конструкций, изделий), где основную функцию в инженерии неразъемных соединений и поверхностей несут сварка и родственные процессы, определяется всей системой «конструкция – материал – сварочная технология – сварочное оборудование – контрольное оборудование – персонал».

Хотя доля сварных швов в сварных конструкциях занимает менее 1% объема, 70–80% всех фиксированных отказов связано со сварными соединениями, в связи с теплофизическим и химико-металлургическим воздействием сварочного процесса, вызывающего в соединении структурно-химическую неоднородность, возникновение собственных упруго-пластических деформаций, технологическую и конструктивную геометрическую неоднородность, различие физических, механических и электрохимических свойств по сравнению с основным металлом.

На фигуре 1 представлены факторы, формирующие качество сварных соединений.

Для строительной отрасли, в которой занято около 40 % всех сварщиков исследованы причинно-следственные связи «фактор – причина – дефект». Выявлены 5 доминирующих факторов и рассчитан их удельный вес в образовании дефектности: подготовка и сборка под сварку – 28 – 34%, квалификация исполнителей – 19–31%, сварочные материалы – 14–26 %, сварочные процессы – 11–19%, сварочное оборудование – 5–13%.

Установлено, что по каждому доминирующему фактору образуется уникальная, только ему присущая структура дефектности. Следовательно, совершенствование технологических процессов и уровня качества необходимо осуществлять по алгоритму «дефект – причина – фактор» в процессе сварки и устранять причины дефектности еще на промежуточных этапах.

В международной практике обеспечения качества и прогнозирования надежности конструкций и оборудования реализуются два основных подхода. Первый – локальный, для решения конкретных частных задач, в т. ч.: поиск корреляционных зависимостей между лабораторными и натурными испытаниями, например связь результатов испытаний на ударную вязкость с коэффициентами интенсивности напряжений при плоской деформации; долговечность образцов с дефектами при различных схемах нагружения, зависимость параметров технологической прочности от исходного состояния свариваемого металла, а также режимов сварки и т. д.

Эти исследования, решая частные задачи надежности отдельных элементов конструкций и оборудования, в том числе их технологической и конструктивной прочности, позволяют накапливать данные для последующего интегрального прогнозирования их надежности. В этом ценность и необходимость этих исследований и подхода в целом.

Второй – системный (процессный) подход. Это реализация стандартов серии ISO 9001, а применительно к сварным конструкциям и

оборудованию – дополнительно стандарта ISO 3834 (EN 729). Эти стандарты могут работать либо совместно, либо последний самостоятельно, соблюдая определенные дополнительные требования.

В России пока нет полного комплекса современных государственных стандартов, устанавливающих порядок,



требования и правила проведения аттестации и сертификации сварочных производств, персонала, продукции и оборудования. Национальные стандарты недостаточно увязаны с международными нормами, что отрицательно сказывается на качестве и конкурентоспособности отечественной продукции.

Глобализация экономики и вступление России в ВТО (Всемирную Торговую организацию) ставит перед сварочным сообществом необходимость создания нормативной базы и системы сертификации сварочного производства в соответствии с международными требованиями. Эти требования формируются следующими международными организациями:

- ИСО (Международная организация по стандартизации);
- МИС (Международный институт сварки);
- ЕФС (Европейская федерация по сварке);
- МЭК (Международная электротехническая комиссия).

Опыт работы с этими организациями позволяет сделать следующие выводы о современных особенностях международного сотрудничества в области сварки:

- происходит эффективное использование на международном рынке опыта интеграции европейских и других стран в области научно-технических работ, стандартизации, подготовки, сертификации и аттестации персонала, защиты окружающей среды, развития и применения систем качества и т.д.;
- для реализации такой интеграции по всем перечисленным выше направлениям создаются соответствующие координационные комитеты, рабочие комиссии и группы;
- особое внимание уделяется совместным планам по разработке стандартов, охватывающих все основные направления развития технологий, сварочных материалов, оборудования, проектирования и эксплуатации сварных конструкций;
- страны-члены МИС и ЕФС реализуют процедуры сертификации производств сварных конструкций на базе стандартов ИСО-3834 в полном соответствии с основными положениями стандартов серии ИСО-9000.

Системы менеджмента качества сварочного производства (СМК СП), включают в себя блоки:

1. Конструкция – материал (К – М);
2. Система качества сварочного производства (СКСП) с подсистемами:
 - сварочные технологии (СКСТ),
 - сварочное оборудование (СКСО),
 - сварочные материалы (СКСМ);
3. Система контроля качества (СКК);
4. Система качества персонала (СКП).

Базовым блоком, определяющим все систему СМК СП, является свариваемые конструкции и их материал (К – М).

Сертификация сварочных производств на предмет применения ISO 3834 (EN 729)



осуществляется под общим, в том числе методическим, контролем EWF (Европейская сварочная федерация).

Выбор схемы сертификации производства всецело зависит от принятой системы качества на этом производстве. Так, если производство сертифицировано на предмет применения ISO 9001, то есть выбор: либо ISO 3834 (EN 729) работает в связке с ISO 9001, тогда орган по сертификации должен быть аккредитован на предмет стандарта EN 45012, либо ISO 3834 работает самостоятельно (как если бы предприятие не сертифицировано на предмет ISO 9001) – тогда орган по сертификации должен быть аккредитован на предмет стандарта EN 45011.

Реализация процедуры сертификации сварочных производств осуществляется через Уполномоченный национальный орган сертификации компаний (ANBCC) Европейской федерации по сварке ЕФС (EWF). Такой орган создается в стране, которая является либо членом, либо наблюдателем EWF. В соответствии с Уставом EWF и МИС в члены (либо наблюдатели) этой федерации принимаются по одной организации от страны. От России членом МИС и EWF является Российское научно-техническое сварочное общество (РНТСО). Разработчиком всей нормативно-технической документации в части образования и функционирования ANBCC является EWF, в ряде

случаев разработка ведется совместно с Европейской ассоциацией по аккредитации (EA).

Отечественная практика сертификации сварочного производства в настоящее время базируется на сертификации его отдельных объектов, например, сварочных материалов, технологии, персонала и т.д. по правилам либо отдельных ведомств, например Ростехнадзора, либо отдельных сертификационных центров, например Речной Регистр, Морской Регистр и т.п.

Один из основных элементов (объектов) сертификации сварочного производства, а именно – СМК с учетом международных требований отсутствует во всех отечественных сертификационных схемах. Кроме того, во многих из них (в частности в схемах, подконтрольных Ростехнадзору) превалирует ведомственный подход, который не достаточно корреспондируется с международным. Более того, имеет место терминологическая путаница между аттестацией и сертификацией.

Российским научно-техническим сварочным обществом разработана концепция и правила реализации Системы добровольной сертификации сварочного производства получившей название Регистр СП РНТСО. Для функционирования Регистра в настоящее время заканчивается разработка нормативно-методических документов.

В структуру этих документов входят документы общего назначения, например, документы, определяющие правила функционирования комитета по аккредитации с учетом объектной специфики, и документы для пообъектного функционирования, например сертификация персонала.

Реализация полной схемы сертификации сварочного производства в соответствии с требованиями Регистра СП РНТСО позволяет осуществлять интегральное управление качеством конечной продукции с учетом специфики использования «специального» сварочного процесса»

В общей системе СМК СП важная роль принадлежит отраслевым системам, учитывающим специфику отраслей.

На Международном конгрессе МИС в 2011г. РНТСО получило право международной сертификации сварочного производства с выдачей сертификатов, признаваемых во всех промышленно развитых странах мира.

Преимуществом международной сертификации является повышение надежности, качества, конкурентоспособности объекта сертификации посредством оценки соответствия определенных параметров этого объекта международным стандартам и взаимное признание результатов сертификации, в какой бы стране она не происходила.

Ранее РНТСО получила право квалификации персонала сварочного производства в соответствии с международными стандартами с выдачей дипломов международного образца, признаваемых во всех промышленно развитых странах для следующих категорий сварочного персонала:

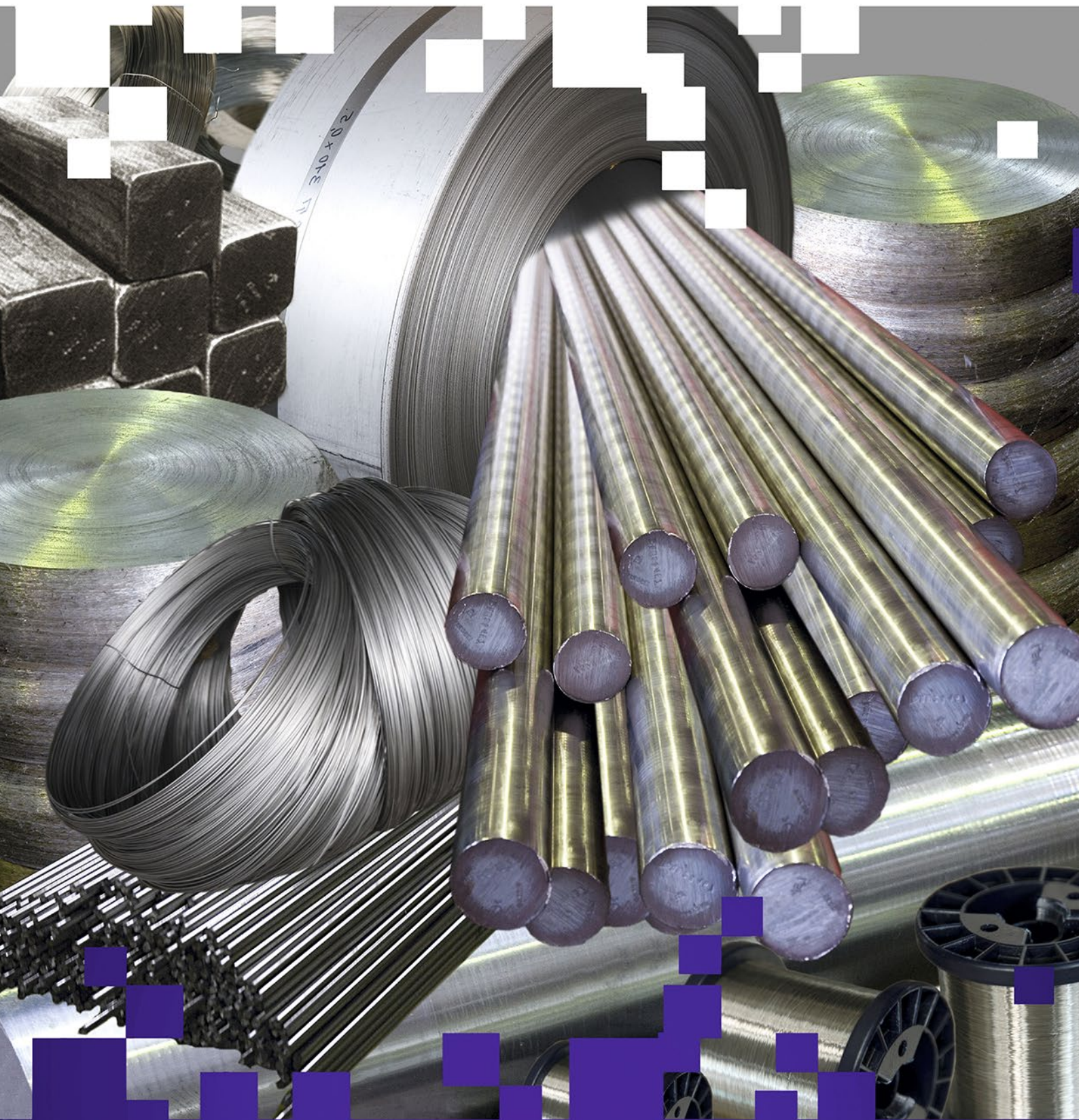
- Международный инженер по сварке IWE;
- Международный технолог по сварке IWT;
- Международный специалист по сварке IWS;
- Международный инспектор по сварке IWIP.

Эту деятельность выполняет уполномоченный национальный орган по квалификации и сертификации персонала ANB. ●



Открытое акционерное общество
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ЗАВОД

ЭЛЕКТРОСТАЛЬ



www.elsteel.ru

ПРОИЗВОДСТВО СПЕЦИАЛЬНЫХ СТАЛЕЙ И СПЛАВОВ

МАГИСТРАЛЬНЫЙ ПУТЬ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Перспективы использования сварных высокопрочных труб



Георгий Макаров,
Советник президента
ОАО ВНИИСТ,
Профессор кафедры
сварки и мониторинга
нефтегазовых сооружений
РГУ нефти и газа
им. И.М.Губкина,
доктор технических наук,
профессор

Магистральным направлением развития техники является стремление постоянно увеличивать мощность и производительность оборудования, энергетических установок, транспортных средств и т.п. Это, в свою очередь, требует применения конструкционных материалов все более высокой прочности, так как увеличение расчетных нагрузок может быть компенсировано (без существенного увеличения металлоемкости) только за счет увеличения допускаемых напряжений (расчетных сопротивлений).

Применительно к трубопроводному транспорту нефти и газа – стремление увеличить производительность перекачки по магистральным трубопроводам (при ограничении максимальных

диаметров труб: 1220 мм для нефтепроводов и 1420 мм для газопроводов) привело за последние два десятилетия к росту величины номинального рабочего давления с 5,4–7,4 МПа до значений 9,8–14,0 МПа. При таких высоких величинах давления использование листового проката трубных сталей прежних классов прочности K52 – K55 потребовало бы увеличения толщины стенки труб до 35–40 мм. Увеличение металлоемкости конструкций (в том числе соединительных деталей, задвижек, арматуры и т.п.) осложнило бы технологию сварки монтажных кольцевых стыков, а также потребовало бы разработки принципиально нового парка техники и оборудования для выполнения строительных и сварочно-монтажных работ.

В настоящее время при строительстве магистральных трубопроводов нового поколения применяют трубы повышенной





прочности, которые позволяют ограничить толщину стенки труб значениями 27–30 мм. Например, в проекте – магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь–Тихий океан (ВСТО-1)», при выполнении которого ОАО ВНИИСТ являлся генеральным проектировщиком, использованы высокопрочные трубы диаметром 1067–1220 мм с максимальной толщиной стенки 18–27 мм из сталей классов прочности К56, К60, К65 и К70 на давления до 14,0 МПа.

Помимо высокой прочности листовой прокат трубных сталей должен обладать высоким уровнем пластических и вязкостных свойств во всем температурном диапазоне эксплуатации трубопровода, что необходимо для обеспечения статической трещиностойкости (предотвращение развития трещин от дефектов всех типов), а также сопротивляемости распространению протяженных разрушений (характерных для магистральных газопроводов). Обеспечение сочетания высоких значений прочностных характеристик: предела текучести и временного сопротивления, и характеристик вязкости разрушения:

коэффициента интенсивности напряжений и пластического раскрытия у вершины трещины, является сложной технологической задачей и относится к приоритетным направлениям научных исследований в области создания высокопрочных и высоковязких труб нового поколения.

Как известно, традиционные способы повышения прочности стали за счет увеличения процентного содержания углерода не позволяют существенно повысить прочностные характеристики без заметного снижения запаса пластичности и вязкости разрушения (пример – сталь 17Г1С-У с содержанием углерода 0,15–0,20% для труб класса прочности К52). В последние годы в металлургической отрасли были освоены другие способы достижения высокой прочности листового проката трубных сталей, в частности за счет применения упрочняющей термообработки листа в процессе прокатки (так называемые, стали контролируемой охлаждением). Для того чтобы увеличить «лимит» на легирующие

добавки, необходимые для достижения эффекта упрочняющей термообработки, и при этом не ухудшить свариваемость (которая регламентируется ограничением эквивалента углерода и параметра стойкости против растрескивания), процентное содержание углерода пришлось понизить до 0,07–0,09%.

Ограничение процентного содержания углерода обеспечивает сохранение запаса пластичности и вязкости разрушения, а термообработка – достижение высокой прочности листового проката. Такой подход позволяет получить сочетание высоких значений характеристик прочности, пластичности и вязкости разрушения, как основного металла труб, так и сварных соединений.

Снижение металлоемкости конструкций за счет повышения допускаемых напряжений можно обеспечить двумя способами: повышая характеристики прочности металла или понижая величину коэффициента запаса. Система коэффициентов запаса, принятая в СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» (при расчетном определении

ТАБЛИЦА 1

Класс прочности труб	Категории качества труб и соответствующие коэффициенты надежности по материалу								
	A	B	C	D	E	F			
	1,55	1,47	1,40	1,34	1,26	1,18			
K42	+	+	+	Не применяются					
K48	+	+	+						
K50	Не применяются		+				+		
K52			+				+		
K55			+				+		
K56			+				+	+	+
K60			+				+	+	+
K65			+				+	+	+
K70			+				+	+	+
K80			+				+	+	+

толщины стенки труб), позволяя учитывать категории качества изготовления труб посредством коэффициентов надежности по материалу. ОАО ВНИИСТ разработал технические требования на трубы нового поколения – с повышенными эксплуатационными характеристиками, качество которых регламентируется большим количеством параметров, чем указывается сегодня в паспортах на трубную продукцию. Эти дополнительные параметры устанавливают требования по: характеристикам вязкости разрушения (статической трещиностойкости), сопротивляемости протяженным разрушениям для труб магистральных газопроводов, хладостойкости (температурный порог хрупкости), пластичности (угол загиба и относительное поперечное сужение), твердости, свойствам сварных соединений, характеристикам микроструктуры (полосчатость, зернистость, количество неметаллических включений). Такие трубы нового поколения позволяют в дальнейшем уменьшить величину коэффициентов надежности по материалу для этих категорий труб. При проектировании трубопроводов из этих труб при прочих равных условиях требуемая по расчету толщина стенки труб уменьшится на 5–10%. В табл. 1 показано сопоставление классов прочности и категорий качества труб большого диаметра, применяемых для строительства магистральных трубопроводов.

Коэффициенты надежности по материалу для категорий качества A, B, C, D соответствуют табл. 9 СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». Высшие категории качества E и F соответствуют перспективным трубам нового поколения – с повышенными эксплуатационными характеристиками.

ТАБЛИЦА 2

Название элемента	Содержание элемента, %		
	K56 и K60	K65 и K70	K80
Углерод	0,09	0,07	0,07
Сера	0,005	0,003	0,002
Фосфор	0,013	0,010	0,010
Азот	0,009	0,007	0,007
Кремний	0,17 – 0,37	0,17 – 0,37	0,17 – 0,37
Марганец	1,65	1,95	2,10
Ниобий	0,08	0,08	0,08
Ванадий	0,09	0,10	0,10
Титан	0,03	0,03	0,03
Никель	0,30	0,30	0,50
Хром	0,30	0,30	0,50

ТАБЛИЦА 3

Показатель свариваемости	Значение показателя, не более			
	K56 и K60	K65	K70	K80
Эквивалент углерода Сэкв	0,38	0,40	0,45	0,48
Параметр стойкости против растрескивания R _{ст}	0,21	0,23	0,23	0,25

В табл. 2 – 5 приведены требования по химическому составу и микроструктуре трубных сталей для труб категорий качества E и F. Опыт проведения научно-исследовательских работ показывает, что параметры микроструктуры напрямую влияют на характеристики прочности, пластичности и вязкости разрушения. Так, например, мелкозернистая структура низкоуглеродистой стали соответствует, как правило, высокой пластичности и высокой вязкости разрушения. Аналогичным образом на пластичность и вязкость разрушения влияет снижение загрязненности стали неметаллическими включениями. С другой стороны, такой параметр как полосчатость (а это – проявление эффекта раздавливания и удлинения зерен при прокатке), влияет на прочностные характеристики металла: предел текучести и временное сопротивление.

Повышенные требования к трубной продукции, разработанные ОАО ВНИИСТ, стимулировали внедрение новых технологий на отечественных металлургических и трубных заводах, способствовали



ТАБЛИЦА 4

Параметр микроструктуры	Значение параметра для труб классов прочности К56, К60, К65, К70 и К80		
	Обычного качества	Хладостойких	С повышенными эксплуатационными характеристиками
Полосчатость по ГОСТ 5640 (шкала 3 ряд А), не более	3 балла	3 балла	2 балла
Величина действительного зерна феррита по ГОСТ 5639 (шкала 1), не ниже	7 баллов	8 баллов	9 баллов

ТАБЛИЦА 5

Параметр микроструктуры	Значение параметра для труб классов прочности К56, К60, К65, К70 и К80		
	Обычного качества	Хладостойких	С повышенными эксплуатационными характеристиками
Загрязненность неметаллическими включениями по ГОСТ 1778 (метод ШБ)			
Сульфиды	2,5 / 4,0	1,0 / 1,5	1,0 / 1,5
Оксиды:			
Строчечные	2,5 / 4,0	2,0 / 2,5	2,0 / 2,5
Точечные	2,5 / 4,0	2,0 / 2,5	2,0 / 2,5
Силикаты:			
Хрупкие	2,5 / 4,0	2,5 / 4,0	2,0 / 2,5
Пластичные	2,0 / 2,5	2,0 / 2,5	2,0 / 2,5
Недеформируемые	2,0 / 2,5	2,0 / 2,5	2,5 / 3,0

техническому перевооружению и повышению культуры производства в трубной отрасли. В металлургии при выплавке трубных сталей нашли применение конверторные способы непрерывной разливки. Были введены в действие новые прокатные станы, в частности стан с шириной проката 5 м для формовки одношовных труб диаметром 1420 мм. Получил распространение способ пошаговой формовки одношовных труб большого диаметра. Вместо способа гидравлического экспандирования труб после сварки повсеместное распространение получил способ механического экспандирования.

Основным технологическим требованием, предъявляемым к механическим свойствам труб и трубных деталей, является сохранение запаса пластичности после всех операций технологического передела при изготовлении труб на трубопрокатных заводах (после вальцовки, сварки, экспандирования, гидроиспытаний и т.п.).

В табл. 6 – 8 приведены требования по предельной твердости сварных швов, значениям показателей пластичности и ударной вязкости. К трубам повышенных категорий качества предъявляют

ТАБЛИЦА 6

Твердость по Виккерсу, не более	Классы прочности труб				
	К56	К60	К65	К70	К80
HV10	250	260	280	300	325

ТАБЛИЦА 7

Показатели пластичности	Значение
Относительное удлинение, не менее	18 %
Относительное поперечное сужение, не менее	50 %
Отношение предела текучести к временному сопротивлению, не более	0,90
Максимальный угол статического изгиба по API 5L	180 градусов
Критическая переходная температура, не выше	- 60°C
Пластическая деформация при экспандировании, не более	1,2 %

дополнительные требования по температурному порогу хрупкости, который регламентирует минимальное значение температуры стенки трубы при эксплуатации. Если температура стенки трубы (основного металла и сварных соединений) окажется ниже критической температуры хрупкости (температуры «вязко-хрупкого» перехода), то металл перейдет из «вязкого» состояния в «хрупкое». Для труб с повышенными эксплуатационными характеристиками критическая температура хрупкости установлена на уровне минус 60°C.

В отношении трещиностойкости в нормы вводятся новые критерии сопротивляемости возникновению и распространению трещин. Для оценки статической трещиностойкости, которая характеризует сопротивляемость металла трубы возникновению трещины от дефекта, на основе многочисленных научных исследований и опыта эксплуатации трубопроводов принята консервативная оценка вязкости разрушения. Величина пластического раскрытия у вершины трещины, определенная в соответствии с ГОСТ 25.506-85 при температуре минус 20°C на компактных лабораторных образцах, изготовленных из основного металла и металла сварных соединений труб повышенных категорий качества для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, должна быть не ниже 0,2 мм.

ТАБЛИЦА 8

Диаметр труб, мм	Проектное давление, МПа	Ударная вязкость на образцах с острым надрезом KCV, Дж/см ² , не менее							
		Надрез – по центру сварного шва				Надрез – по зоне сплавления			
		K56, K60	K65	K70	K80	K56, K60	K65	K70	K80
530	5,4-9,8	34	34	34	39	49	49	49	59
	11,8	39	39	39	39	59	59	59	59
	14,7	39	49	49	49	59	69	69	69
720	5,4-9,8	34	34	34	39	49	49	49	59
	11,8	39	39	39	39	59	59	59	59
	14,7	39	49	49	49	59	69	69	69
820	5,4-8,3	34	39	39	39	49	59	59	59
	9,8	34	39	39	49	49	69	69	69
	11,8	39	49	49	59	59	69	69	79
	14,7	49	49	49	59	69	69	69	79
1020	5,4-8,3	49	49	49	49	69	69	69	69
	9,8	49	49	49	59	69	69	69	79
	11,8	49	59	59	69	69	79	79	88
	14,7	49	59	59	69	69	79	79	88
1220	5,4-8,3	49	49	49	49	69	69	69	69
	9,8	49	59	59	59	69	79	79	79
	11,8	59	69	69	79	79	88	88	98
	14,7	69	79	79	79	88	98	98	98
1420	6,4-7,4	49	49	49	59	69	69	69	79
	8,3	49	49	49	59	69	69	69	79
	9,8	59	59	59	69	79	79	79	88
	11,8	69	79	79	88	88	98	98	108
	14,7	69	79	79	88	88	98	98	108



РИС. 1. Вид поверхности разрушения трубы от исходного надреза



РИС. 2. Общий вид трубы после испытания

Для магистральных газопроводов, а также для участков трубопроводов, подвергаемым пневматическим испытаниям, определяющим предельным состоянием по вязкости разрушения является сопротивляемость протяженным разрушениям.

Протяженное разрушение – это особый вид разрушения сварной конструкции, который связан с упругопластическим деформированием металла стенки трубы в области вершины, стационарно движущейся при протяженном разрушении трещины, с учетом граничных условий, формируемых газодинамическими процессами декомпрессии. Указанный механизм в принципе не может быть адекватно воспроизведен в лабораторных условиях на образцах. Поэтому характеристики динамической трещиностойкости (сопротивляемости протяженным разрушениям) определяют при натуральных испытаниях поставляемых труб при температуре, равной минимальной температуре



стенки трубы при эксплуатации. Методика натуральных испытаний полноразмерных труб на разрыв внутренним давлением с целью определения характеристик сопротивляемости протяженному разрушению приводится в стандарте организации СТО 01297858 0.0024.0-2007 (ВНИИСТ, 2007) «Натурные испытания труб с надрезом с целью определения характеристик статической трещиностойкости металла (вязкости разрушения) в конструкции трубы. Программа и методика испытаний».

Методика предполагает доведение до разрушения полноразмерной трубы (длиной до 11,6 м, но не менее 6 м) с нанесенным поверхностным продольным надрезом и фиксацию величины разрушающего давления.

По значению величины разрушающего давления и значению геометрических параметров надреза с помощью известных формул механики разрушения подсчитывают экспериментально определенную величину пластического раскрытия у вершины трещины. На рис. 1–2 показаны трубы после гидравлических испытаний на разрыв внутренним давлением. Полученные при натуральных испытаниях значения величины пластического раскрытия у вершины трещины для труб, предназначенных, например, для подземной прокладки на участках I – II категории должны быть не ниже соответствующих табличных значений, приведенных в табл. 9. Табличные значения пластического раскрытия в зависимости от рабочих параметров подсчитаны с помощью специальной компьютерной программы расчета газопровода на сопротивляемость протяженным разрушениям (номер государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009614102). Аналогичные таблицы получены для прокладки на участках других категорий, а также для наземной и надземной прокладки.

Как видно из табл. 9, требования в отношении предотвращения протяженных разрушений газопроводов заметно возрастают при увеличении проектного давления и диаметра труб. Вероятно, именно это обстоятельство на сегодняшний

ТАБЛИЦА 9

Диаметр труб, мм	Проектное давление, МПа	Раскрытие в вершине трещины при температуре, равной минимальной температуре стенки трубы при эксплуатации для подземной прокладки на участках I-II категории, не менее				
		K56	K60	K65	K70	K80
530	5,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	6,3	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
	7,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
	8,3	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6
	9,8	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
	11,8	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1
	14,7	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6
720	5,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	6,3	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
	7,4	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8
	8,3	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1
	9,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4
	11,8	2,4	2,3	2,2	2,1	1,9
	14,7	3,4	3,3	3,1	3,0	2,8
820	5,4	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
	6,3	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
	7,4	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
	8,3	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3
	9,8	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7
	11,8	2,9	2,8	2,7	2,6	2,4
	14,7	4,2	4,0	3,8	3,6	3,4
1020	5,4	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
	6,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
	7,4	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
	8,3	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6
	9,8	2,6	2,5	2,4	2,3	2,1
	11,8	3,6	3,5	3,3	3,2	2,9
	14,7	5,2	5,0	4,7	4,5	4,2
1220	5,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1
	6,3	1,7	1,6	1,5	1,5	1,3
	7,4	2,1	2,1	2,0	1,9	1,7
	8,3	2,7	2,6	2,5	2,4	2,2
	9,8	3,6	3,4	3,3	3,1	2,8
	11,8	5,0	4,8	4,6	4,4	4,0
	14,7	7,1	6,8	6,5	6,2	5,8
1420	5,4	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3
	6,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8
	7,4	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3
	8,3	3,6	3,5	3,3	3,2	2,9
	9,8	4,7	4,5	4,3	4,1	3,8
	11,8	6,5	6,3	6,0	5,7	5,3
	14,7	9,3	8,9	8,5	8,2	7,6

день является определяющим при ограничении величины проектного давления для магистральных газопроводов, так как требуемые значения пластического раскрытия у вершины трещины для труб классов прочности K56 – K80 на давления 9,8 МПа – 14,7 МПа труднодостижимы.

В заключение следует еще раз подчеркнуть, что применение

сварных высокопрочных труб нового поколения повышенных категорий качества – магистральный путь развития трубопроводного транспорта нефти и газа, так как только этот подход позволяет обеспечить снижение металлоемкости конструкций при существующей тенденции увеличения рабочего давления в магистральных трубопроводах. ●



СОСТОЯНИЕ РОССИЙСКОГО РЫНКА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ: ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Первые сооружения для организации водоснабжения были построены 2600 лет до н.э. в Махенджо-Даро. С целью орошения и питьевого водоснабжения подобные сооружения строили в древней Индии, Египте и Китае. Очевидно, для прекращения и распределения потоков, а также для исключения обратного потока применялись какие-то устройства. В то время они выполнялись из природных материалов и были похожи на створки ворот, что дало основание назвать их в английском языке «Gate valve», что дословно переводится как «Воротная арматура». С того времени трубопроводная арматура используется практически во всех отраслях промышленности. Что представляет собой сегодня рынок трубопроводной арматуры?

Иван Тер-Матеосянц,
Научно-Промышленная
Ассоциация
Арматуростроителей

Структура российского рынка трубопроводной арматуры и приводов

Российский рынок трубопроводной арматуры представлен, по экспертным оценкам, примерно 350 предприятиями-изготовителями. По объемам производства все они относятся к категории малого и среднего бизнеса, причём объём производства 15 крупнейших компаний составляет примерно половину всего российского выпуска арматуры.

Российские арматурные компании можно разделить на две основные группы – «доперестроечные», ведущие свою историю с советского и более ранних

периодов, и «постперестроечные» производства. К первой группе относятся такие предприятия, как ОАО «Пензтяжпромарматура», ОАО «Энергомаш (Чехов) – ЧЗЭМ», ОАО «Алексинский завод тяжёлой промышленной арматуры», ОАО «Благовещенский арматурный завод», ОАО «Курганский завод трубопроводной арматуры «ИКАР», ЗАО «Машиностроительная корпорация «СПЛАВ» и ещё около 40 компаний. Ко

Ежегодные объёмы потребления трубопроводной арматуры только в России составляют более трёх миллиардов долларов

второй группе относятся ООО «Гусевский арматурный завод «ГУСАР», ООО «Саратовский арматурный завод», ООО «Челябинскспецгражданстрой», ЗАО «Фобос» и др.

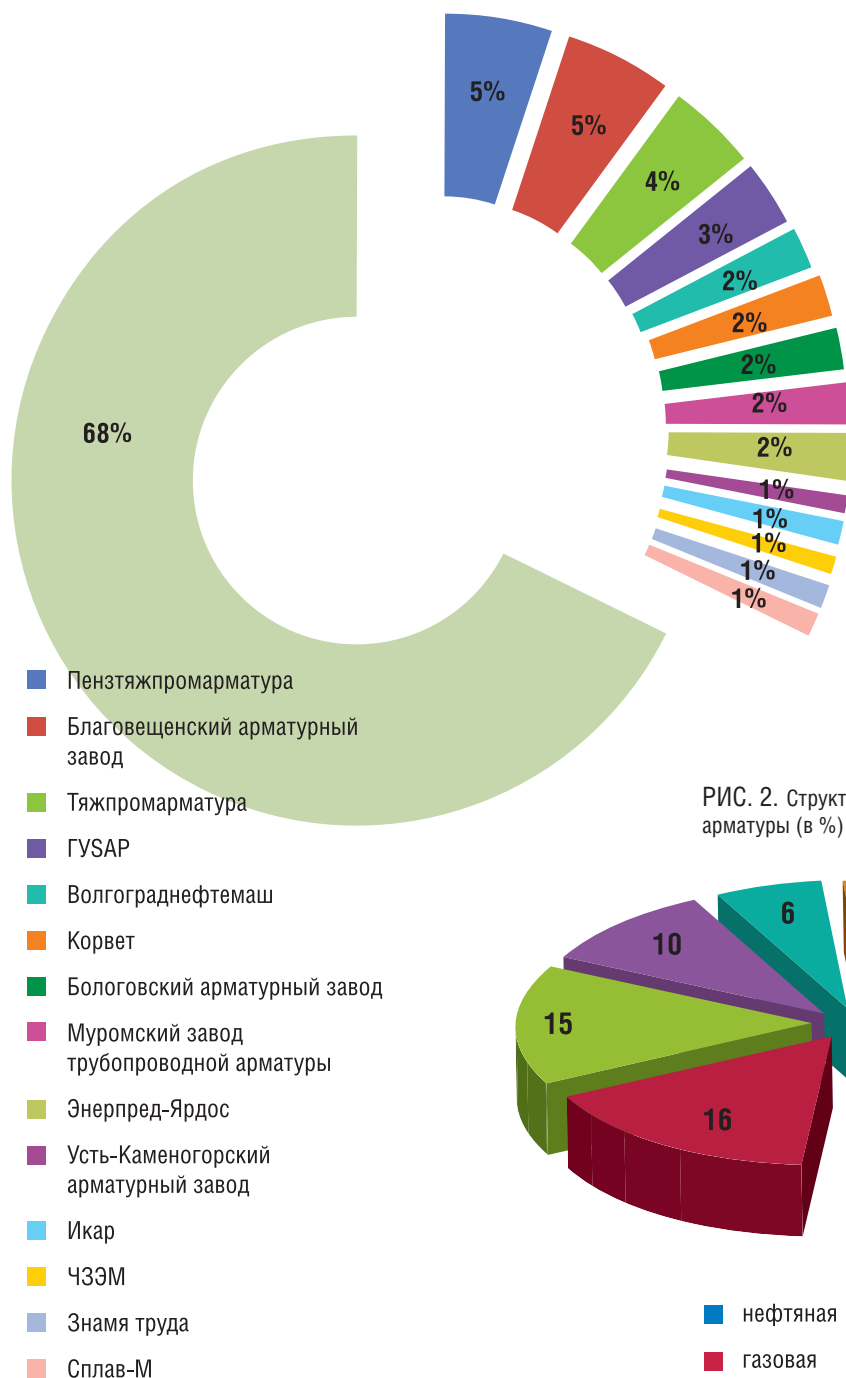
Доперестроечные предприятия, как правило, имеют полный

технологический цикл производства, включая заготовительный цикл (литьё, кузницу), постперестроечные в большей степени ориентированы на кооперацию, выполняя самостоятельно лишь финишные технологические операции – механическую обработку, сборку, испытания, нанесение покрытий и т.п. По объёму производства предприятия первой группы обеспечивают примерно 60–65%

всего объёма производства трубопроводной арматуры в России.

Если произвести сегментацию рынка по основным производителям арматуры, ориентируясь на объёмы производства в стоимостном выражении, то картина будет выглядеть так (рис. 1):

РИС. 1. Структура объемов производства трубопроводной арматуры (в %)



Другой наиболее распространенный способ сегментации рынка – по отраслевому потреблению трубопроводной арматуры. В порядке убывания доли потребления отрасли распределяются следующим образом (рис.2):

Если сегментировать номенклатуру трубопроводной арматуры с точки зрения отраслевой структуры потребления, то картина выглядит следующим образом (таблица 1):

Динамика изменения рынка

Динамика изменения стоимостного и физического объемов производства, экспорта и импорта трубопроводной арматуры за период 2007–2011 гг. приведена в таблицах 2 и 3.

РИС. 2. Структура объемов потребления трубопроводной арматуры (в %)

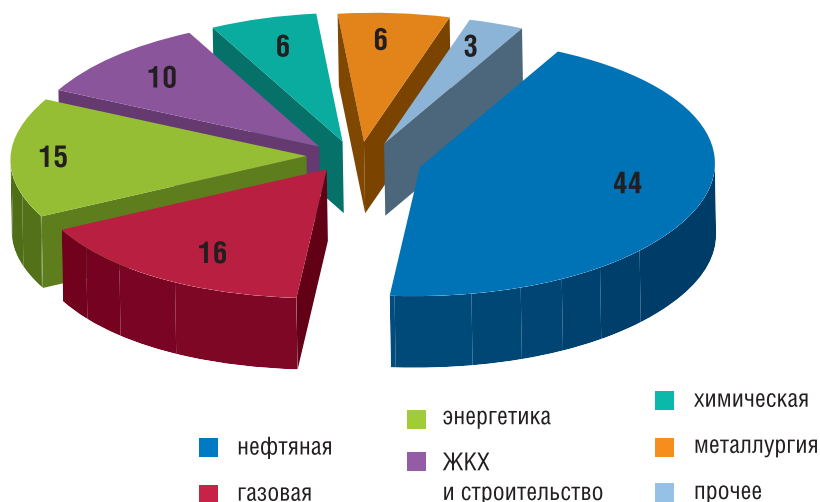


ТАБЛИЦА 1. Ресурсы технически извлекаемого газа в мире, трлн.куб.м

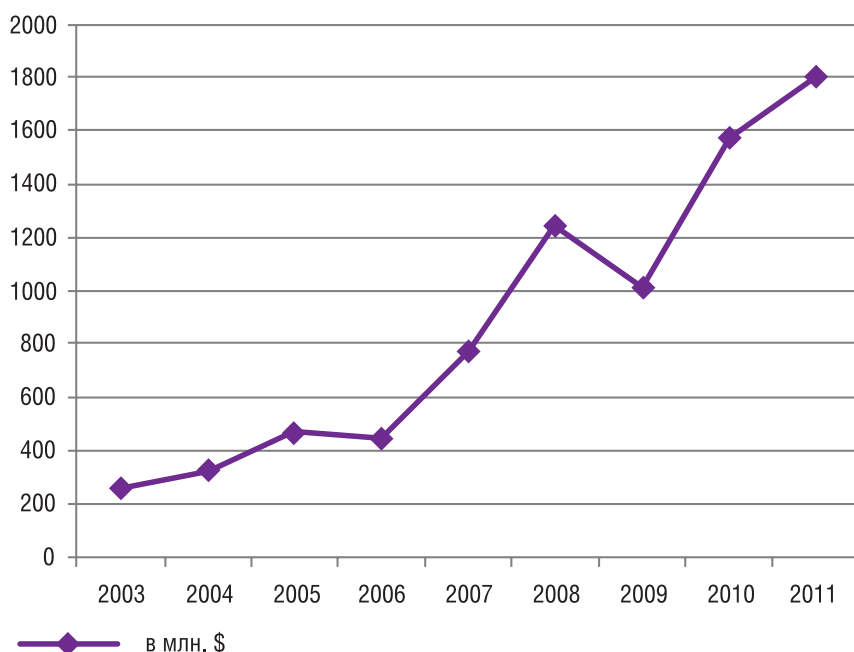
Тип арматуры/Отрасль	нефтяная	газовая	энергетика	ЖКХ	Химия	металлургия
задвижки	70%	1%	80%	50%	60%	35%
краны шаровые и конусные	5%	80%	5%	10%	2%	10%
клапаны запорные	2%	2%	10%	0%	20%	35%
клапаны регулирующие	10%	3%	1%	5%	5%	5%
клапаны предохранительные	10%	10%	1%	5%	5%	5%
клапаны и затворы обратные	2%	1%	1%	9%	3%	3%
затворы поворотные	1%	2%	2%	5%	3%	5%

ТАБЛИЦА 2. Динамика изменения рынка трубопроводной арматуры в стоимостных показателях

	2007	2008	2009	2010	2011
Производство, \$ млн.	957,5	1112,0	970,8	1205,1	1527,5
рост производства	23,3%	16,1%	-12,7%	24,1%	26,8%
Импорт	766,0	1240,6	1006,1	1562,0	1805,8
изменение IM	27,7%	62,0%	-18,9%	55,3%	15,6%
Экспорт	253,6	283,1	216,4	171,0	125,3
изменение EX	28,2%	11,7%	-23,6%	-21,0%	-26,7%
Рынок	1469,9	2069,5	1760,6	2596,1	3208,0
изменение рынка	24,7%	40,8%	-14,9%	47,5%	23,6%
Соотношение экспорт/импорт	33,1%	22,8%	21,5%	10,9%	6,9%
Доля импорта в общем объеме рынка	52,1%	59,9%	57,1%	60,2%	56,3%
Соотношение импорт/производство	80,0%	111,6%	103,6%	129,6%	118,2%

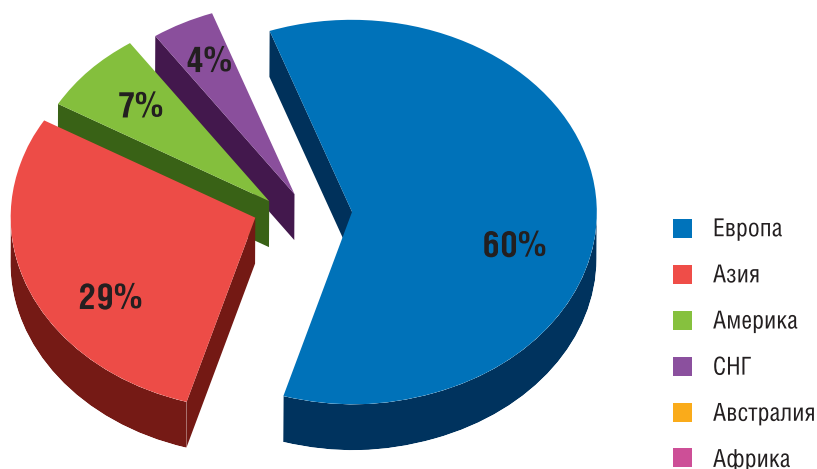
ТАБЛИЦА 3. Динамика изменения рынка трубопроводной арматуры в натуральных показателях

	2007	2008	2009	2010	2011
Производство, тыс. шт.	26 153	25 040	21 117	22 870	24 882
рост производства	0,8%	-4,3%	-15,0%	8,3%	8,8%
Импорт, тонны	110 003	123 000	81 888	134 659	157 650
изменение IM	64,5%	11,8%	-33,4%	64,4%	17,1%
Экспорт, тонны	23 992	24 885	18 762	13 700	10 200
изменение EX	9,0%	3,7%	-24,6%	-27,0%	-25,5%

РИС. 3. Динамика импорта трубопроводной арматуры в Россию


Приведённые данные наглядно демонстрируют, что, несмотря на более чем полуторный рост за прошедшую пятилетку стоимостного объёма российского производства трубопроводной арматуры, физический объём производства остался практически неизменным. Импорт арматуры демонстрирует устойчивый рост как в стоимостном, так и в натуральном выражении, и в последние годы превышает стоимостной объём внутреннего производства. Исключение составляет лишь кризисный 2009 год, когда объём потребления арматуры на российском рынке заметно снизился, что, впрочем, незначительно повлияло на тренд соотношения «импорт/производство». Экспорт трубопроводной арматуры из России весьма незначителен и

РИС. 4. Импорт в Россию трубопроводной арматуры за 2011 год (в стоимостном выражении). Сегментация по регионам мира



в стоимостном, и в натуральном выражении и имеет в последние три года устойчивую тенденцию к снижению.

В 2011 году объем импорта трубопроводной арматуры составил \$1805,8 млн. и 157,65 тысяч тонн, что превышает показатели предыдущего года на 15,6% и 17,1% соответственно (рис.3).

В 2011 году трубопроводная арматура импортировалась из 72 стран, как и в прошлые годы, превалирует импорт из Европы, однако его доля постепенно сокращается под напором азиатских стран, в основном Китая. Так, в 2010-м году соотношение импорта трубопроводной арматуры из Европы и Китая было 62% и 26% соответственно, в 2011-м оно стало 60% и 29%. Сегментация по регионам мира представлена на рис.4

Структура продуктовой линейки

На рисунке 5 показана структура российского производства трубопроводной арматуры и приводов в стоимостном выражении.

Как видно из рис.5 лидерами по объемам производства в России в 2011 году являлись задвижки стальные и краны шаровые стальные, чья суммарная доля равна 75,6% (в 2010 году – 74,7%, в 2009 году – 63,4%, в 2008 году – 59%).

Тенденции и перспективы

В настоящее время российский рынок трубопроводной арматуры находится в нехарактерной для большинства отраслей промышленности фазе активного развития. Согласно нашим исследованиям основные российские заводы-

изготовители трубопроводной арматуры загружены на 75% и более, т.е. работают на полную мощность, останавливая оборудование только на планово-предупредительный ремонт. Все ведущие предприятия отрасли практически завершили процесс технического перевооружения своих производственных мощностей и в настоящее время используют самое современное высокопроизводительное оборудование, что позволяет им выпускать продукцию на уровне мировых стандартов качества. По уровню конструкторских проработок наша трубопроводная арматура также не уступает мировым лидерам.

Однако, безусловно, существуют и проблемы, без решения которых отечественное арматуростроение не может на равных конкурировать с импортом. Здесь условно можно выделить две группы – кадровые и психологические.

Кадровые проблемы связаны с практически полным отсутствием в стране среднего профессионального образования и оторванностью высшей школы от реалий сегодняшних

РИС. 5. Сегментация стоимостного объема производства трубопроводной арматуры и приводов в России



производственных процессов. Высвободившиеся в результате кризиса трудовые резервы – это, в основном, «офисный планктон», который не обладает ни необходимыми знаниями, ни практическими навыками, ни, самое главное, желанием эти навыки и знания получить. Поэтому дефицит хороших инженеров, технологов, станочников как был, так и остаётся.

В этой сфере мы предпринимаем определённые усилия: по инициативе и при поддержке НПАА в Курганском государственном университете была открыта специализация «Конструирование трубопроводной арматуры», на которой сейчас обучается несколько сотен студентов. По инициативе нашей ассоциации и Польской ассоциации промышленной арматуры (SPAP) между КГУ и Вроцлавским политехническим университетом подписано соглашение об обмене опытом. Кроме того, дочерним предприятием НПАА – Отраслевым информационно-аналитическим центром – регулярно организуются различные обучающие курсы, семинары и «круглые столы», имеющие целью постоянного повышения уровня подготовки инженерно-технического персонала арматурных предприятий.

Что касается проблем психологического характера, то в силу отсутствия в России устоявшихся традиций ведения



бизнеса, между участниками рынка нет необходимой степени доверия. Например, многие заводы пренебрегают возможностью организации сбыта своей продукции через разветвленные дилерские сети, предпочитая концентрировать все продажи в своих руках. В то же время, недобросовестные торговые компании нередко выводят на рынок фальсифицированную арматуру, например, условно говоря, подобранную на свалке, подкрашенную и выдаваемую за новую. Это, безусловно, не способствует развитию партнёрства между заводчанами и сбытовиками и подрывает доверие потребителя к отечественной продукции.

Отсюда – вторая психологическая проблема. С советских времён в нашем сознании укоренилось мнение, что импортное – всегда лучше отечественного. Тогда, в практически полном отсутствии конкуренции, это было оправдано. Но в наши дни, когда каждый производитель стремится расширить свои рынки сбыта, завоевать новые ниши, говорить о том, что российская продукция по качеству значительно уступает импортной – явное преувеличение. Причём, что любопытно, никто никаких исследований, подтверждающих или опровергающих это мнение, никогда не проводил. И уж во всяком случае – не публиковал. Но мнение – бытует, и крупные потребители трубопроводной арматуры осуществляют немалые закупки по импорту.

В-третьих, сегодня наши арматурные заводы вместо того, чтобы конкурировать с импортом, конкурируют друг с другом,

осваивая производство однотипной продукции.

Как следствие вышеперечисленных факторов в последнее десятилетие происходил планомерный рост объёма импорта трубопроводной арматуры в Россию, который в 2008 году впервые в новейшей истории России превысил объём внутреннего производства.

Однако не стоит посыпать голову пеплом. Во-первых, у роста объёма импорта имеются объективные предпосылки. Например, с несмотря на то, что импортная продукция занимает половину российского рынка трубопроводной арматуры, отечественные предприятия не жаловались на отсутствие сбыта, их производственные мощности были загружены, как уже говорилось, на 75–80%, т.е. работали на пределе своих возможностей. Следовательно, импорт – это в значительной степени следствие ненасыщенности рынка и здесь мы видим хорошие перспективы для отечественных производителей. Нам нужно предпринимать шаги по созданию новых арматурных производств, оснащённых по последнему слову техники и ориентированных, в первую очередь, на замещение импортной арматуры. И здесь не обойтись без поддержки государства, без хорошо продуманной программы развития российской обрабатывающей промышленности. Если этого не начать делать сейчас, то через 3-5 лет, когда влияние последствий от вступления России в ВТО станет ощутимым, реализовывать амбициозные планы развития российской экономики будут не отечественные, а зарубежные компании. ●





Дизельные генераторы жидкостного охлаждения 10 - 3 300 кВА

Двигатели: Volvo Penta, Perkins, John Deere и MTU
Высокий моторесурс (не менее 45 000 мч) и полная адаптация к российским топливам и маслам
Высота над уровнем моря до 1000 м без снижения мощности
Температура окружающей среды: -30оС ...+ 40оС
Время работы ограничено только межсервисным интервалом
Опции, облегчающие интеграцию ДГУ в систему электрообеспечения Заказчика



Шумозащитный всепогодный кожух

Гальванизированные стальные листы, фосфатизированные и окрашенные порошковым напылением
Исполнение IP44
Резидентный глушитель - 26 дБА
Термо- и звукоизоляция огнестойкой минеральной ватой (50 мм)
Внешний доступ к горловине топливного бака и кнопке аварийного останова
Центральный рым-болт или 4 подъемных рым-болта
Опция: шасси для локального перемещения и по дорогам общего пользования



Управляющие контроллеры DeerSea 4420/7320

Ручной или автоматический запуск/останов.
Управление переключением АВР- Аварийная сигнализация и защитные остановы
Программируемые цифровые входы и выходы
СИД, USB-порт, звуковая сигнализация
Поддержка протоколов CANBUS(J1939)
RS 485 и RS 232-modem с поддержкой MODBUS RTU (для DSE 7320)
Многоязычный ЖК-дисплей (в том числе русский – для DSE 7320)



Бензиновые электростанции 3 – 15 кВА

Двигатели Honda, Briggs&Stratton серии Vanguard, 3000 об/мин
Ручной запуск пусковым тросом или от ключа зажигания
Автоматический запуск/останов при пропадании сети или по внешнему сигналу
Колесный комплект: одноосное шасси и ручки для перемещения
Увеличенные топливные баки



Дизельные генераторы воздушного охлаждения 4 - 30 кВА

Двигатель: Lombardini, 3000 об/мин.
Ручной запуск пусковым тросом или от ключа зажигания
Автоматический запуск/останов при пропадании сети или по внешнему сигналу
Колесный комплект



Сварочные генераторы (AC, DC)

Однофазные: 180 - 200 А
Трёхфазные: 210 - 300 А
Колёсный комплект
Регулятор тока сварки
Термический расцепитель
Два сварочных вывода («-» и «+»)
Кабель сварочный (4м) с зажимом
Кабель заземления (2м) с зажимом

АБИТЕХ
АБСОЛЮТНАЯ ТЕХНИКА

**ООО "Абитех" - официальный
дистрибьютор Gesan в России**

Телефон: 8 (495) 234-01-08
E-mail: info@abitech.ru
Web: www.abitech.ru

С ЧЕМ ПОЙТИ В РАЗВЕДКУ

Технология ядерно-магнитных резонансных исследований при разведке и разработке месторождений высоковязких нефтей

Заметное истощение запасов нефти низкой и средней вязкости, добываемой в настоящее время, уже сегодня становится не очень отдаленной перспективой. В связи с этим современная разведка и добыча углеводородного сырья характеризуется увеличением доли трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей. Месторождения высоковязких нефтей рассматриваются в качестве перспективной базы для развития нефтедобывающей отрасли в ближайшие годы. Россия обладает значительными запасами трудноизвлекаемых нефтей, которые составляют около 55% от общих запасов.

Исследование свойств коллекторов высоковязкой нефти является сложной задачей. Коллекторы высоковязкой нефти сильно отличаются друг от друга. Даже в пределах одного напластования свойства коллектора могут существенно меняться по площади и глубине. При исследовании залежей высоковязких нефтей необходимо детально изучать условия залегания коллекторов: их непрерывность по площади и разрезу, слоистость, наличие или отсутствие непроницаемой покрышки, а также содержание и распределение воды.

При вовлечении в активную разведку и разработку трудноизвлекаемых запасов нефти повышается роль оперативной информации о количестве и качестве пластовых флюидов. При проведении геофизических исследований скважин мы получаем информацию о пористости, проницаемости и нефтенасыщенности, но при этом практически отсутствуют данные о процессах фильтрации в пласте и свойствах насыщающих его флюидов таких, как состав и вязкость. Поэтому для повышения достоверности изучения месторождений высоковязких нефтей необходима принципиально

новая информация о подвижности пластовых флюидов, структуре порового пространства и физико-химических характеристиках поверхности пор.

Эти обстоятельства делают необходимым применение инновационных технологий оперативных исследований залежей высоковязкой нефти при их разведке и разработке, созданных на базе фундаментальных физико-технических достижений, к которым относится техника и методика ядерного магнитного резонанса (ЯМР).

Физико-технологические особенности

Физическими предпосылками эффективного применения ядерно-магнитных исследований нефтегазовых месторождений является прямая связь измеряемых эффектов с количеством водородосодержащей жидкости и уникальная чувствительность на молекулярном уровне к ее подвижности. Эти особенности метода позволяют оценивать структуру и свойства продуктивных пластов, в том числе распределение пор по размерам, характер смачиваемости (гидрофильность, гидрофобность), фильтрационную неоднородность, текущую и остаточную нефтенасыщенность, состав и состояние насыщающих их флюидов. Данные ЯМР исследований позволяют установить принадлежность залежи углеводородов к категории высоковязкой нефти уже на ранней стадии разведки, что необходимо для определения стратегии дальнейшего разбуривания площади.

При проведении геологоразведочных работ ЯМР исследования каменного (шлам, образцы СКО, грунты, керн) и флюидного (нефть, вода) материала, поступающего на устье бурящихся скважин, выполняются в



Аркадий Блюменцев,
д.т.н., проф.
ГНЦ РФ ФГУП
ВНИИГеосистем



Игорь Кононенко,
к.т.н.
ГНЦ РФ ФГУП
ВНИИГеосистем

процессе их проводки. В результате анализа отбираемых образцов углеводородов определяются следующие характеристики: состав углеводородов и их структурная неоднородность; вязкость углеводородов; плотность нефтей; содержание воды. Причем реологические свойства нефтей могут быть определены и без извлечения их из образцов пород. Непосредственно в скважинных условиях геологический разрез нефтегазовой залежи изучают с помощью ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) /3/. Основным параметр ЯМК – индекс свободного флюида (ИСФ), прямо



пропорционален количеству свободной водородосодержащей жидкости и не зависит ни от минерализации пластовой воды, ни от минерального состава горных пород. Поэтому величина ИСФ непосредственно связана с коэффициентом эффективной пористости породы..

Принципиальной новизной технологии ЯМР исследований месторождений высоковязких нефтей является определение компонентного состава нефтей и вязкости отдельных их компонентов. Наличие информации о процентном содержании в пластовых нефтях компонентов с большей и меньшей подвижностью позволяет оптимизировать режимы разработки, включая выбор метода физико-химического воздействия с целью повышения нефтеотдачи

В процессе разработки нефтегазовой залежи происходит изменение пространственного распределения ее физико-химических свойств из-за взаимодействия различных фаз фильтрационного потока со скелетом породы. Мониторинг этих изменений может проводиться по данным контроля физико-химических параметров нефти и воды с помощью ядерно-магнитных исследований отбираемых проб жидкости. При этом извлеченный продукт используется в качестве источника и носителя объектовой информации о составе и свойствах продуктивного пласта и пластовых

углеводородов и вод. Как известно, нефть в пластовых условиях не является однородной жидкостью. Поэтому различные фракции нефти фильтруются в породе с различной скоростью, в первую очередь, в зависимости от их взаимодействия со скелетом породы. Системный анализ закономерностей распределения реологических свойств нефтей эксплуатационных объектов позволяет оптимизировать их разработку с целью повышения нефтедобычи.

Примеры применения

Эффективность применения ЯМР исследований при разведке и разработке залежей с высоковязкими нефтями показана на ряде месторождений.

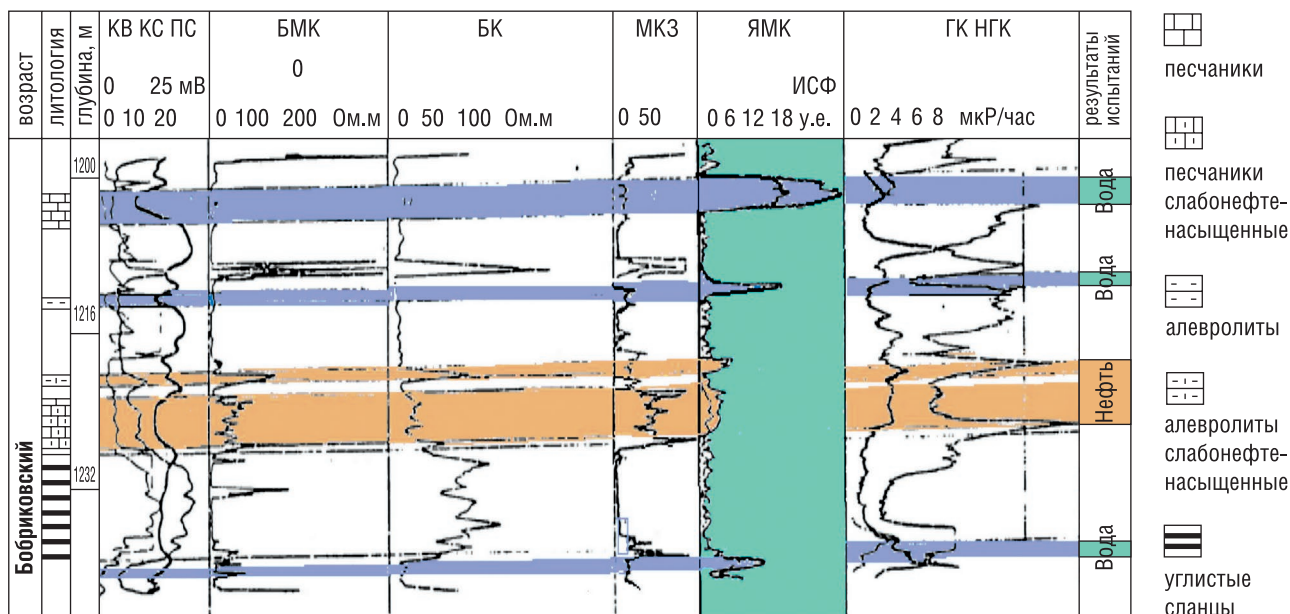
Так по данным ЯМР-анализа образцов пород (в виде керна и шлама) было выявлено, что отложения Баженовской свиты на Салымской площади (Западная Сибирь) в основном представлены сильно битуминозными глинами (содержание органического вещества более 20%). Остаточная нефтебитумонасыщенность Конб пород Баженовской свиты составляет значительную часть их порового пространства (до 26%) при небольшом объеме остаточной воды (2–8%), причем величина Конб повышается от кровли к средней части. По данным ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) была получена прогнозная оценка среднего значения коэффициента

нефтеотдачи, подтвержденная результатами испытаний.

Пример выделения пластов с вязкой нефтью на основе данных ЯМК на Ромашкинском месторождении (Татария) представлен на рис.1. В условиях низкой минерализации пластовых вод каротаж по удельному сопротивлению не может различить воду и нефть. Кроме того, по данным комплекса ГИС нельзя отличить подвижную нефть от вязкой. При проведении ЯМК измеряемые эффекты от высоковязкой нефти уменьшаются намного быстрее, чем для подвижной нефти. Поэтому данные ЯМК позволяют отличить воду от высоковязкой нефти там, где минерализация воды слишком мала для уверенной интерпретации электрического каротажа. При этом данные ЯМК могут использоваться для определения зон, которые дадут избыточную воду в ответ на закачку пара.

Обычно вязкость пластовых нефтей оценивают по очень ограниченному числу отбираемых образцов. При этом используют простые схемы распределения значений вязкости по залежи. В реальной практике значения вязкости нефтей изменяются по глубине и площади залежи сложным образом. Проведенные систематические ядерно-магнитные исследования свойств добываемых нефтей Ван-Еганского месторождения (Западная Сибирь) показали, что их плотностная

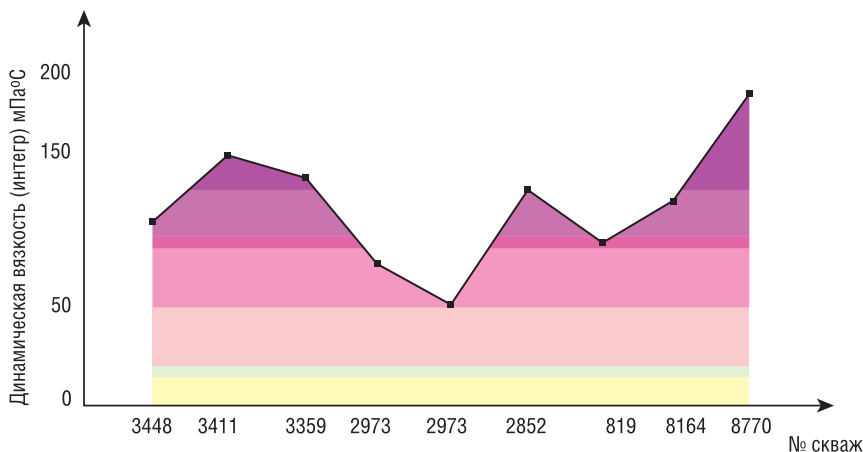
РИС. 1. Выделение пластов с высоковязкой нефтью комплексом ЯМК и ГИС



характеристика меняется в широких пределах (0,843–0,935 г/см³), а вязкость – почти в 50 раз. При площадном мониторинге продукции добывающих скважин выявлена определенная приуроченность легких и подвижных нефтей (с плотностью 0,843 – 0,856 г/куб. см и с вязкостью 4,4 – 8,3 мПа.с) к южной части месторождения, тогда как из скважин, расположенных в центральной его части, извлекаются высоковязкие (до 215 мПа.с) нефти повышенной плотности (до 0,935 г/см. куб). Получаемая в результате площадного и временного мониторинга информация об изменении свойств пластовых флюидов позволила контролировать состояние разрабатываемой залежи и принимать оптимальные управленческие решения с целью повышения текущей и накопленной добычи.

Основной целью использования ЯМР исследований вязких и высоковязких нефтей пермокарбонатной залежи (ПКЗ) Севера Европейской части было повышение нефтеотдачи посредством рационального регулирования геолого-технических мероприятий на базе данных

РИС. 2. Мониторинг реологических свойств нефтей по профилю Ю–С



систематического изучения добываемой продукции – мониторинга текущей информации о состоянии объектов. Для увеличения нефтеотдачи на месторождениях высоковязких нефтей используют тепловые методы, в том числе паротепловое воздействие. При этом обычно 75% затрат приходится на генерацию пара. Минимизация суммарного отношения использованного пара к объему добытой нефти является одной из первоочередных

задач усовершенствования технологии добычи высоковязких углеводородов. Оценка соотношения содержания подвижных и высоковязких компонентов в пластовой нефти, получаемая с помощью ЯМР исследований, позволяет оптимизировать систему термических воздействий на коллектор с целью повышения нефтеотдачи.

Системный анализ результатов мониторинга состава и свойств извлеченных нефтей эксплуатационных объектов ПКЗ показал, что они характеризуются повышенными реологическими величинами. Из скважин, пробуренных по направлению Юг – Север (рис. 2), извлекаются нефти с широким диапазоном вязкостей (50–195 мПа.с), в том числе высоковязкие нефти извлекаются преимущественно в северной части профиля. Поэтому рациональная разработка залежи по этому профилю обуславливает дифференцированный подход к технико-промышленным мероприятиям на различных его участках. Для повышения объектовой добычи нефти очевидна предпочтительность целенаправленной тепловой обработки забоев добывающих скважин на южном и центральном участках этого профиля. Аналогичные ЯМР исследования реологических свойств отбираемых образцов нефтей были проведены и по другим профилям. В результате площадного оконтуривания (рис. 3) главных эксплуатационных блоков залежи по реологическим показателям в ее центральной части был выделен перспективный участок добычи относительно

РИС. 3. Площадное оконтуривание подвижности объектовых нефтей

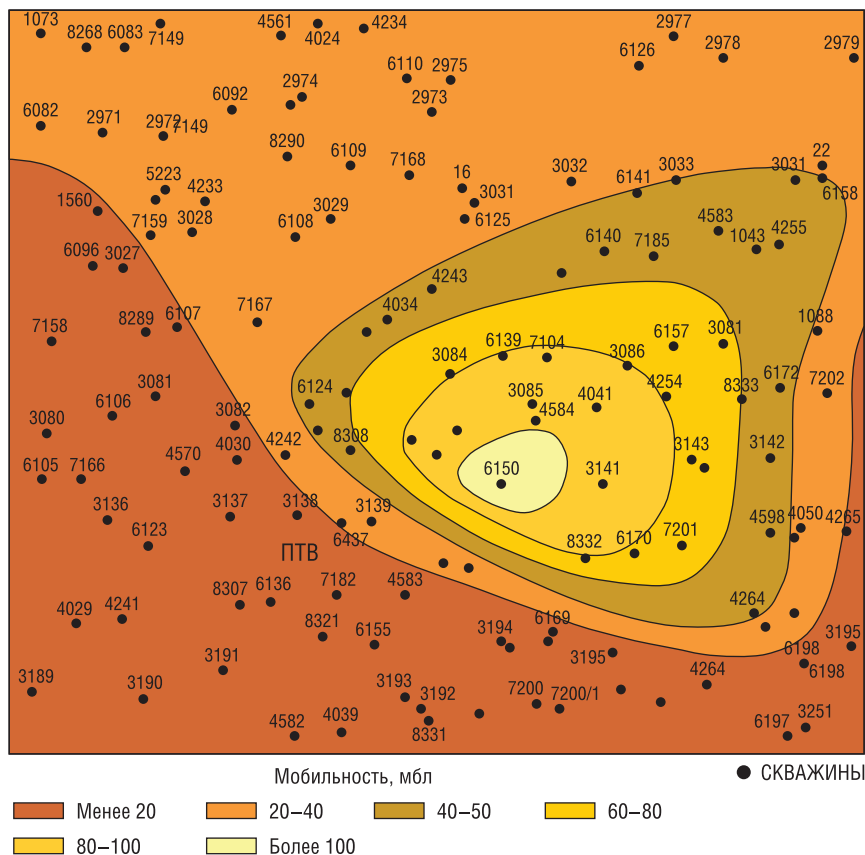
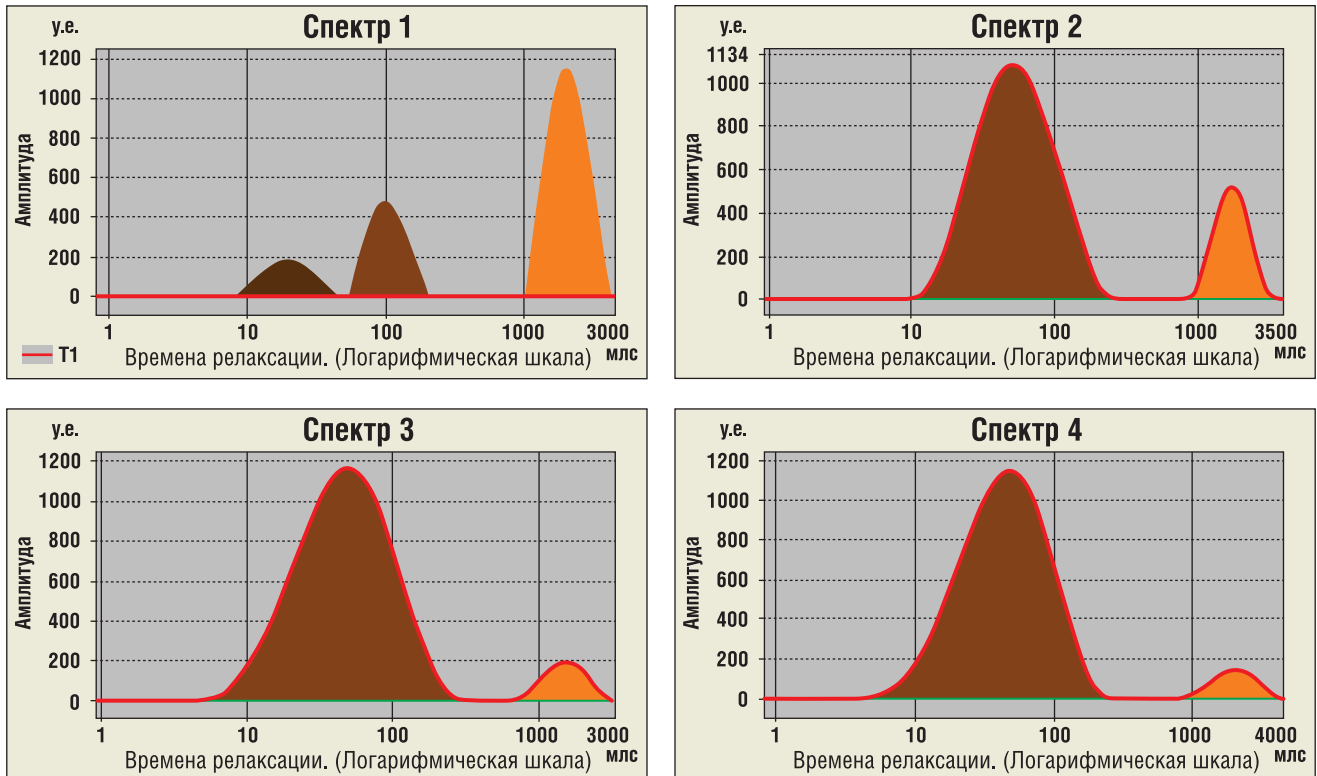




РИС. 4. Спектральные характеристики нефти после ПТВ



подвижной нефти, которая может быть извлечена при оптимальном управлении его разработкой путем паротеплового воздействия.

На основе данных систематических ЯМР исследований отбираемого продукта из эксплуатационных скважин получают информацию не только для оптимизации разработки залежи, включая выбор способа воздействия, но и для контроля эффективности этого воздействия. При тепловом воздействии за счет вводимого в пласт тепла происходит изменение внутренней энергии пластовой системы. Это приводит к термическому расширению нефти и улучшению ее реологических свойств. При этом в составе нефти происходит существенное увеличение доли компонент, обладающих большей подвижностью и уменьшение доли компонент, обладающих меньшей подвижностью.

На рис. 4 представлены изменения во времени спектральных характеристик нефтей, отобранных в одной из эксплуатационных скважин, после паротеплового воздействия (ПТВ). Полученные спектры показывают существенное увеличение доли компонент нефти большей подвижности (площадь, окрашенная оранжевым цветом)

после воздействия (спектр 1) и постепенное уменьшение их со временем (спектры 2–4).

Технология изучения месторождений высоковязких нефтей базируется на программно-управляемом аппаратно-методическом комплексе (АМК) ядерно-магнитных исследований каменного и флюидного материала. В созданном АМК автоматизированы процессы проведения измерений, обработки получаемых данных и определения петрофизических параметров. Достоверность определений обеспечивают методики выполнения измерений пористости на образцах керна и шлама, аттестованные на основе Государственных образцов водородосодержания (влажности). В состав АМК входит современный ЯМР релаксометр 4-го поколения, включенный в Госреестр средств измерений.

Опыт применения технологии ЯМР исследований при разведке и разработке месторождений высоковязких нефтей показывает:

1. На основе данных ЯМР исследований определяется принадлежность залежи углеводородов к категории высоковязкой нефти уже на ранней

стадии разведки, что позволяет оптимизировать дальнейшие геологоразведочные работы..

2. Результаты петрофизических ЯМР исследований позволяют провести моделирование разрабатываемых пластов, включая оценку остаточной нефтенасыщенности.

3. Получаемая информация о реологических характеристиках пластовых углеводородов, о характере и интенсивности взаимного влияния нефтей и вмещающих их пород-коллекторов позволяет выбирать наиболее эффективные технологии воздействия и оптимальные режимы разработки.

4. Мониторинг эксплуатации нефтяной залежи на основе перманентных ЯМР исследований отбираемого продукта позволяет оценивать эффективность применяемой технологии воздействия с целью повышения нефтеотдачи.

5. Результаты моделирования и систематических ЯМР исследований отбираемого продукта позволяют провести классификацию нефтяных пластов по их потенциальной продуктивности. ●

ТЭР-ИНЖИНИРИНГ: КЛЮЧ К ПРОЕКТАМ «ПОД КЛЮЧ»

Мобильность мира промышленности, постоянно возрастающие экологические и технологические требования, а также необходимость соответствовать последнему слову инновационного прогресса заставляют заказчиков искать самые эффективные и современные технологии для модернизации своих производств. Что предлагают сегодня компании, работающие на российском рынке инжиниринговых услуг?



Николай Болдырев,
Генеральный директор,
ООО «ТЭР-Инжиниринг»

– ТЭР-Инжиниринг – молодая компания, но уже зарекомендовала себя как серьёзного партнера, расскажите, чем конкретно занимается ваша компания.

– ООО «ТЭР-Инжиниринг» входит в Группу компаний «Теплоэнергоремонт», выполняет проекты под ключ, начиная от проектирования заканчивая пусконаладочными работами, по модернизации теплового оборудования электростанций.

Мы являемся эксклюзивным поставщиком и исполнителем работ по внедрению Системы шариковой очистки производства ООО «Теплоэнергоремонт», наша

компания заключила партнерское соглашение с чешской компанией Sigma group, ведущим европейским производителем насосного оборудования.

– Вы внедряете СШО, скажите, насколько эта технология востребована на данный момент в России?

– В России технология СШО применяется с 1989 года но, до недавнего времени это были точечные проекты. Широкое применение в России технология СШО получила в начале этого столетия. Связанно это с тем, что на рынке не было представлено надежного отечественного оборудования, а оборудование зарубежных производителей стоило неоправданно дорого.

В настоящее время наша компания внедряет СШО как на действующих, так и на новых энергоблоках.

С начала этого года нашими специалистами разработано более десятка проектов внедрения оборудования СШО для разных регионов России и ближнего зарубежья.

ООО «ТЭР-Инжиниринг» входит в Группу компаний «Теплоэнергоремонт», выполняет проекты под ключ, начиная от проектирования заканчивая пусконаладочными работами, по модернизации теплового оборудования электростанций





– Николай, глядя на ваш референц лист понимаем, что у компании довольно много проектов за прошедший и текущий год. Расскажите, какие наиболее интересные?

– У нас большое количество проектов, по всей России, каждый из которых нам важно выполнять качественно и в срок.

Наиболее значимые из них: монтаж системы шариковой очистки под ключ на 2-х блоках 300 мВт Кармановской ГРЭС; монтаж СШО на блоке 800 мВт Сургутской ГРЭС-2; поставка и пуско-наладка СШО на Ириклинской ГРЭС, монтаж и наладка циркуляционных насосов на Каширской ГРЭС.

– Через какое время эксплуатации можно увидеть положительный эффект от СШО?

– Положительный эффект можно увидеть сразу после запуска блока с работающей системой шариковой очистки. Как показывает практика, после качественного внедрения системы шариковой очистки вакуум в конденсаторе стабильно поддерживается на уровне не ниже нормативных значений даже при высокой температуре охлаждающей воды.

Экономический эффект от внедрения можно просчитать после того как блок отработает несколько месяцев.

Окупается проект от 2-х до 5-и лет, в зависимости от мощности блока и стоимости электричества в конкретном регионе.

– Бывают ли случаи когда, на станции хотят внедрить технологию, но по техническим причинам это сделать сложно?

– Да, такие случаи встречаются в нашей практике, в этом году был такой проект.

Специалистами ООО «ТЭР-Инжиниринг» на этапе проектирования решались задачи по размещению оборудования ФПО в условиях стесненной компоновки циркуляционных водоводов машинного зала Уфимской ТЭЦ-2. Плотная расстановка оборудования на блоке не позволяла применить фильтры предварительной очистки воды типового исполнения, устанавливающиеся на прямолинейных участках. В кратчайшие сроки была разработана конструкция углового фильтра предварительной очистки воды. Применение фильтров углового исполнения позволило сделать проект внедрения системы предварительной очистки более экономически выгодным, так как удалось избежать дополнительных затрат, связанных с капитальным строительством помещения для размещения фильтров за пределами главного корпуса ТЭЦ.

– Николай, в настоящее время проходят завершающие этапы по многим проектам, как у вас получается все отслеживать и быть в курсе всех работ непосредственно на самих объектах?

– Да, действительно, времени не так много. Но в нашей команде работают профессионалы,



которые имеют многолетний опыт внедрения систем шариковой очистки, это позволяет вести качественный контроль за ведением проектов на всех этапах.

Так же наши инженеры постоянно совершенствуются: черпают опыт из реализуемых проектов, посещают курсы повышения квалификации, тренинги и семинары. Для нас очень важно, что бы люди, которые у нас работают развивались и учились. От их профессионального уровня напрямую зависит качество наших работ, поэтому мы не экономим на обучении.

Секрет успеха нашей компании - команда профессионалов. ●



САМЫЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОХЛАЖДЕНИЯ ВОДЫ ОТ МИРОВОГО ЛИДЕРА – КОМПАНИИ SPX



Алексей Сомов,
Генеральный директор,
ЗАО «Эс Энд Эй»

Задачи, связанные с реконструкцией существующего парка градирен, все чаще и чаще остро встают перед специалистами энергетических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий. Планы развития предприятий требуют как повышения надежности работы оборотных циклов, так и увеличения эффективности работы охлаждающего оборудования. Зачастую энергетические предприятия имеют ограничения по мощности или завышенные удельные показатели из-за недостаточно эффективного охлаждения.

Кроме поставки современных градирен различных типов на протяжении более чем ста лет, компания SPX предлагает ряд

опробованных решений для проведения реконструкций существующего оборудования на предприятиях. Сегодня SPX является ведущим специалистом в отрасли систем водоохлаждения и законодателем внедрения инновационных технологий.

Для монолитных башен с естественной тягой предлагается комплексная замена внутренней начинки – от водораспределительной системы до оросителя и каплеуловителя.

Для градирен с металлическими несущими конструкциями, как правило, рассматривается вариант демонтажа с ремонтом чаши бассейна и возведением в ней

Все расчеты выполняются высококвалифицированными инженерами на специальном программном комплексе, выдаются заказчику при формировании заказа. Гарантия выполнения оборудованием SPX расчетных параметров подтверждена сертификатами CTI и Evrovent для всех предлагаемых типов градирен.

Широко используемый нами для изготовления несущих конструкций и обшивки материал FRP (армированный стекловолокном пластик), изготавливаемый методом вакуумной полтрузии, доказал свои преимущества и обоснованность применения длительным сроком

Сегодня SPX является ведущим специалистом в отрасли систем водоохлаждения и законодателем внедрения инновационных технологий

новой конструкции. При отсутствии специальных требований, оптимальным будет применение градирен с каркасом и обшивкой из FRP.

Градирню с каркасом из железобетона в хорошем состоянии можно реконструировать избежав демонтажа несущих конструкций, заменив кроме внутренней начинки, диффузоры и обшивку, тем самым улучшив ее внешний вид и заметно увеличив производительность.

Подобная реконструкция, как правило, приводит к увеличению эффективности процесса охлаждения до 50% и более.

безупречной эксплуатации на многочисленных объектах, находящихся в зонах сурового климата. Отличительными особенностями этого материала являются высокая удельная прочность, долговечность, химстойкость, низкий



удельный вес, негорючесть, неподверженность коррозии и деформациям, низкий тепловой коэффициент линейного расширения, широкий диапазон рабочих температур, хорошие электроизоляционные свойства, абсолютная экологичность, а также минимальные затраты на монтаж и обслуживание.

Необходимо отметить, что эффективные внутренние компоненты градирен SPX позволили уменьшить размеры секций, а следовательно, и стоимость их сооружения. При



Эффективные внутренние компоненты градирен SPX позволили уменьшить размеры секций, а следовательно, и стоимость их сооружения

этом эффективная работа внутренних компонентов градирни не требует большого напора воды – используется безнапорная распределительная система, позволяющая существенно экономить электроэнергию. Высокая производительность достигается благодаря специальным форсункам, которые неподвижны и не засоряются. Форма «полного конуса» равномерно распределяет воду.

К отличительным особенностям предлагаемых SPX решений можно отнести:

- Высокую надежность оборудования – градирни применяются в производственных процессах первой категории.
- Конструкцию с пониженным уровнем шума – все градирни имеют особую конструкцию, использующую высокоэффективные вентиляторы и теплообменные материалы с низким уровнем шума. В градирнях используются малозумные высокоэффективные двигатели,

редуктора с пониженным шумом и невибрирующий производительный вентилятор.

- Низкие эксплуатационные расходы – высокоэффективные наполнители и вентиляторы Marley, безнапорное распределение воды и производительные механические системы обеспечивают максимальный охлаждающий эффект при минимальных затратах энергии.
- Круглогодичный режим работы – надежная работа при 100% требуемом теплосъеме в летний период времени, точное выполнение требований экономии электроэнергии осенью, зимой и весной; работа без образования наледи в зимний период времени – все это обеспечивается инновационной технологией конструкции, оросителей и встроенными жалюзи.
- Использование только болтовых соединений – сварные швы подвержены жесткой коррозии,

что приводит к повреждениям конструкций уже через несколько лет эксплуатации.

- Минимизация времени простоя – конфигурация градирен SPX позволяет выполнять обслуживание во время работы, так как очистка и осмотр распределительной системы не требуют отключения насосов.
- Предоставление расчетов, подтверждающих параметры, которые являются неотъемлемой частью договора.
- Высокий уровень технических специалистов, сопровождающих проект и осуществляющих сервисное обслуживание.
- Огромная референция во всех отраслях промышленности и регионах, в том числе в суровых климатических условиях.

Предлагаем потенциальным заказчикам связаться с нами по телефону или посетить наш офис для подбора различных вариантов оборудования, максимально соответствующего потребностям заказчика и отвечающего самым современным требованиям к системам промышленного охлаждения. ●



**Официальный представитель
SPX Cooling Technologies в России
ЗАО «Эс Энд Эй»
125445 Москва
Ленинградское шоссе, д. 69, корп. 1
тел/факс (495) 649-9773**



**ПУТИН ПРЕВРАЩАЕТ
«ЧЕРНОЕ ЗОЛОТО»
В ЗОЛОТЫЕ СЛИТКИ:
РОССИЯ СТАЛА
КРУПНЕЙШИМ
ПОКУПАТЕЛЕМ
ЗОЛОТА В МИРЕ**

Bloomberg

Скотт Роуз, Ольга Танас

Когда В. Путин говорит, что США, злоупотребляя своей долларовой монополией, ставят глобальную экономику под угрозу, это не просто слова. Российский президент делает на это ставку.

При Путине Россия стала не только крупнейшим в мире производителем нефти, но и крупнейшим в мире покупателем золота. За прошлое десятилетие



российский Центральный банк добавил к своим запасам 570 метрических тонн металла.

«Чем больше у страны золота, тем больше суверенитета у нее будет, если с долларом, и любой другой резервной валютой произойдут какие-либо катаклизмы», – считает депутат ГД РФ от Единой России Е. Федоров.

По мнению американских аналитиков стратегия В. Путина в отношении золота лежит в русле его государственнической политики и ресурсного национализма: «Это игра в оборонительном стиле, но она ведь сработала, не так ли?».

**РОССИЯ
ВОЗРОЖДАЕТ
АТОМНЫЙ
ПОДВОДНЫЙ ФЛОТ**



Ричард Вайц

10 января в боевой состав российского Северного флота официально вошла атомная подводная лодка-ракетоносец нового поколения, оснащенная баллистическими ракетами «Булава».

Эта первая субмарина класса «Борей», получившая название «Юрий Долгорукий», строилась на кораблестроительном предприятии Севмаш с 1996 по 2008 г.

Российские военные хотят, чтобы сочетание Борей-Булава стало морской основой российской

ядерной триады как минимум до 2040-х гг. Правительство страны выделило 132 млрд долл США на строительство новых подводных лодок и других боевых кораблей

**СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ:
ЗА ИЛИ ПРОТИВ?**

ЗЕРКАЛО НЕДЕЛИ

Богдан Соколовский

В украинском обществе назревает продолжительная дискуссия о сланцевом газе. В этой ситуации снова становится актуальным изучение опыта деятельности других стран в данной сфере. Одним из таких примеров является Польша, которая по многим признакам похожа на Украину и сегодня занимает наиболее активную позицию в



Европе в плане геологической разведки и разработки сланцевых месторождений газа.

Судя по оценкам, себестоимость украинского сланцевого газа близка к польской, со всеми вытекающими последствиями.

Цена польского сланцевого газа для конечных потребителей прогнозируется на уровне до 321 долл США /тыс м3 позволит ему успешно конкурировать по цене с российским газом как на польском рынке, так и на рынках стран Балтии.

Вместе с тем большими проблемами при реализации проектов добычи сланцевого газа являются высокая стоимость геологоразведочных и добывающих работ на начальном этапе разработки сланцевых месторождений. Суммы для Польши неподъемные – только к 2025 г. необходимо будет инвестировать 11 млрд долл США. ●

Реклама



17-я международная
выставка химической
промышленности
и науки

ХИМИЯ
28–31
октября **2013**

Организатор: ЦВК «Экспоцентр»

www.chemistry-expo.ru

12+

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Цены на нефть начнут двоиться...

Сотрудник Центра стратегических и международных исследований Р. Эбель считает, что война в Ираке приведет к значительному повышению цен на нефть.

По его предположениям, в 2003 году цена нефти составит 35 долл США/барр. Р. Эбель утверждает, что после начала военной операции в Ираке цена барреля практически удвоится.

• **Комментарий** Neftegaz.RU

Эбель и предположить не мог, что цена на нефть, которую он считал высокой 10 лет назад увеличится ещё более чем втрое, составив около 117 долл США за баррель. Добавим, что цены на нефть существенно влияют на ситуацию в мире, при цене нефти 8 долл США/барр прекратил своё существование СССР.



Европа и СНГ объединит энергосистемы?

Заседание Европейской экономической комиссии по объединению электроэнергетических систем Европы, а также стран СНГ и Балтии пройдет 21-23 января 2003 г в Женеве.



По словам советника Исполкома СНГ Н. Лазаревой, в странах Содружества в настоящее время завершена работа по объединению энергосистем, сформирован рынок электроэнергии, который требует расширения.

Договор о воссоздании единой энергосистемы, действовавшей в бывшем СССР, государства-участники СНГ подписали 25 ноября 1998 года.

• **Комментарий** Neftegaz.RU

С тех пор многие регионы и страны стремятся энергетически отмежеваться друг от друга. Россия в частности, в августе 2012 г, понимая стратегическую цель стран Балтии работать синхронно в сети Континентальной Европы, уже начала готовиться к десинхронизации электроэнергетических систем стран Балтии от российской системы ЕЭС/ОЭС.

Венесуэльская нефть «оживает»...

Президент государственной нефтяной компании Петролеос де Венесуэла (ПДВСА) Али Родригес заявил, что между 10 и 12 декабря 2002 г страна, занимавшая 5-е место в мире по экспорту нефти, ежедневно производила лишь 150 тыс барр нефти.

Он заверил, что к настоящему моменту удалось достигнуть абсолютного контроля за

деятельностью ПДВСА благодаря назначению в компанию вместо бастующих новых управляющих, контролеров и рабочих.



По словам главы государства, производство нефти в Венесуэле достигнет уровня в 2 млн барр уже к концу января.

• **Комментарий** Neftegaz.RU

С тех пор производство нефти Венесуэлой неуклонно приближается к 3 млн барр в сутки. В 2011 г уровень нефтедобычи в Венесуэле достигал 2,99 млн барр в сутки, а в 2012 г. это цифра составляла уже 3,2 млн барр в сутки. Хотя не малая доля от добытой нефти приходится на тяжелые её виды 1,7 млн барр в сутки. ●



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

5–6 марта

XI Международная Выставка
и Конференция

Russia Power 2013

III Международная Выставка
и Конференция

HydroVision Russia 2013

Москва, Экспоцентр

МАРТ

П		4	11	18	25
В		5	12	19	26
С		6	13	20	27
Ч		7	14	21	28
П	1	8	15	22	29
С	2	9	16	23	30
В	3	10	17	24	31

19–20 марта

9-я Ежегодная
Энергетическая
Конференция CEE

Варшава

19–21 марта

3-я международная
Конференция и Выставка

«Промышленная и
экологическая безопасность
нефтегазовых проектов.
Россия и СНГ»

Москва

19–21 марта

13-я Китайская
Международная Выставка
Нефтяного и Нефтехимического
Оборудования и Технологий

CIPPE-2013

Пекин

19–21 марта

**Национальный
нефтегазовый
форум**

Москва

25–30 марта

**Сбор, подготовка
и транспортировка
углеводородов – 2013**

Сочи

28–30 марта

6-я Международная Выставка Технологий
и Оборудования LPG, CNG, LNG

GAS TURKEY FAIR 2013

Стамбул



А.-А.Салехи, А. Новак



Е. Шакиров



Конференция
Шельф
России-2013

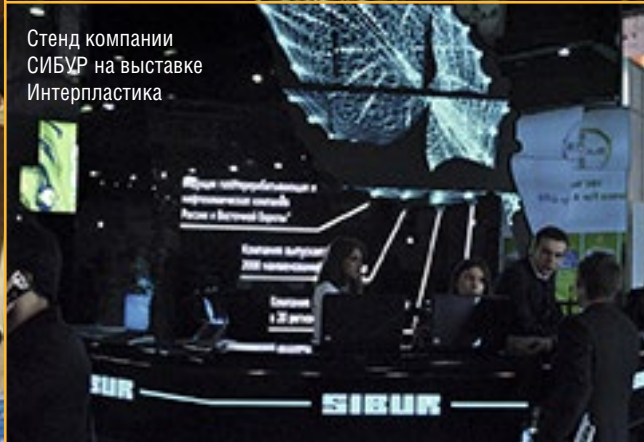
Представитель российской
стороны на подписании протокола
по вопросам торгово-экономического
сотрудничества



Стенд компании Полимех
на выставке Интерпластика



Стенд компании
Полимер-Хеми
на выставке
Интерпластика



Стенд компании
СИБУР на выставке
Интерпластика



Г. Иванов





Президиум 8-й ежегодной конференции Шельф России 2013

Стенд компании Bluewater на выставке Интерпластика



Участники конференции Шельф России-2013



К. Халимов



А. Дворкович

Представитель иранской стороны на подписании протокола по вопросам торгово-экономического сотрудничества



А. Гревцев



За столом Р. Ширд, ректор МНЭПУ С. Степанов



КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

*«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»*

Д. Менделеев

Любая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

Специалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

Полная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. *Оборудование и инструмент в НГК*



2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*



3. *Сырье и материалы в НГК*



4. *Нефтепродукты, нефть и газ*





ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР GMM9M (Италия)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса*

1.6.9. Генераторы



Дизель-генератор GMM9M
с оригинальным дизельным
двигателем Mitsubishi S3L2 SD
(Япония)

Номинальная мощность

10 кВА (8 кВт)
50 Гц, 220 В, однофазная
электростанция

Резервная мощность

11 кВА (8.8 кВт)

GM использует преимущественно
электрогенераторы Leroy Somer
(Франция) с функцией AREP в
стандарте, что выгодно отличает
его от других производителей,
использующих генераторы Marelli
(Италия), Marathon (Китай),
Stamford (Великобритания или
Китай) и зачастую с обычной
функцией SHUNT. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Мощность электростанции (основная)	10 кВА (8 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	11 кВА (8.8 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	Mitsubishi S3L2 SD 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Месс Alte ECO 3-3LN/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	2.1 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	52 л
Ёмкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	52 л
Вес электростанции открытое исполнение	435 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	550 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	116 x 73 x 100 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	175 x 77 x 107 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	65 дБ

Мощность в кВт указана при $\cos \varphi = 0.8$

ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР SDMO T12KM (Франция)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9. Генераторы



Дизель генератор SDMO T12KM с оригинальным дизельным двигателем Mitsubishi S4L2 SD (Япония)

Номинальная мощность

11 кВА (11 кВт)
50 Гц, 220 В, однофазная
электростанция

Резервная мощность

12.1 кВА (12.1 кВт)

Оборудование SDMO успешно используется для основного и резервного электропитания наиболее ответственных потребителей на всей территории России от Курильских островов до Республики Карелия. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Мощность электростанции (основная)	11 кВА (11 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	12.1 кВА (12.1 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	Mitsubishi S4L2 SD 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Mecc Alte ECP 28-1L/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	3.2 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	50 л
Ёмкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	50 л
Вес электростанции открытое исполнение	452 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	600 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	141 x 72 x 105 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	175 x 72 x 123 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	60.7 дБ

Мощность в кВт указана при $\cos \varphi = 1$



ДИЗЕЛЬНЫЙ ГЕНЕРАТОР GMJ130 (Италия)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9. Генераторы



Дизельный генератор GMJ130 с оригинальным дизельным двигателем John Deere 6068TF258 (США)

Номинальная мощность

125 кВА (100 кВт)
50 Гц, 230/400 В, трёхфазная
электростанция

Резервная мощность

137 кВА (110 кВт)

Высокая надёжность – за счёт исключительно европейской сборки, технологически отлаженного и современного производства на трёх ведущих мировых заводах Европы: во Франции, Италии и Великобритании, а также за счёт использования дизельных двигателей ведущих мировых производителей (Cummins, MTU, Mitsubishi, John Deere, Volvo Penta)

GM использует преимущественно электрогенераторы Leroy Somer (Франция) с функцией AREP в стандарте, что выгодно отличает его от других производителей, использующих генераторы Marelli (Италия), Marathon (Китай), Stamford (Великобритания или Китай) и зачастую с обычной функцией SHUNT. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность электростанции (основная)	125 кВА (100 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	137 кВА (110 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	John Deere 6068TF258 1500 об/мин
Генератор переменного тока (варианты поставки)	1. Leroy Somer LSA 44.2 S7 2. Mecc Alte ECP 34-1L/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	19 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	88 л
Ёмкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	139 л
Вес электростанции открытое исполнение	1370 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	1800 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	210 x 77 x 143 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	285 x 120 x 151 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	70 дБ

Мощность в кВт указана при $\cos \varphi = 0,8$

КОМПЛЕКТ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 168/114Х21

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

КПО представляет собой полный комплект подземного оборудования для обустройства лифтовой колонны газовых и газоконденсатных месторождений, для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм, лифтовой колонны диаметром 114 мм и листовым давлением 21 МПа, включая инструмент.

КПО включает необходимый объем принадлежностей (переводники, центраторы, захваты, фитинги, управляющие трубопроводы) и следующие основные агрегаты:

- гидроуправляемый клапан-отсекатель – СКОЗ;
- ингибиторный клапан КПЗ;
- телескопическое соединение – СТЗ;
- циркуляционный клапан – КЦЗ;
- пакер гидравлический ПДГЗ;
- надпакерный клапан дублирующий – РКЗ;
- клапан дублирующий после пакера – ПДГЗ, ПДГЗ.940.

Для работы на скважине совместно с КПО поставляются следующие инструменты:

- ясс механический – ЯМЗ;
- ясс гидравлический – ЯГДЗ;
- толкатель – ТЗ;
- устройство закрепления проволоки – УЗП;
- ловитель – ЛТ1;
- набор грузовых штанг – ШТГ.

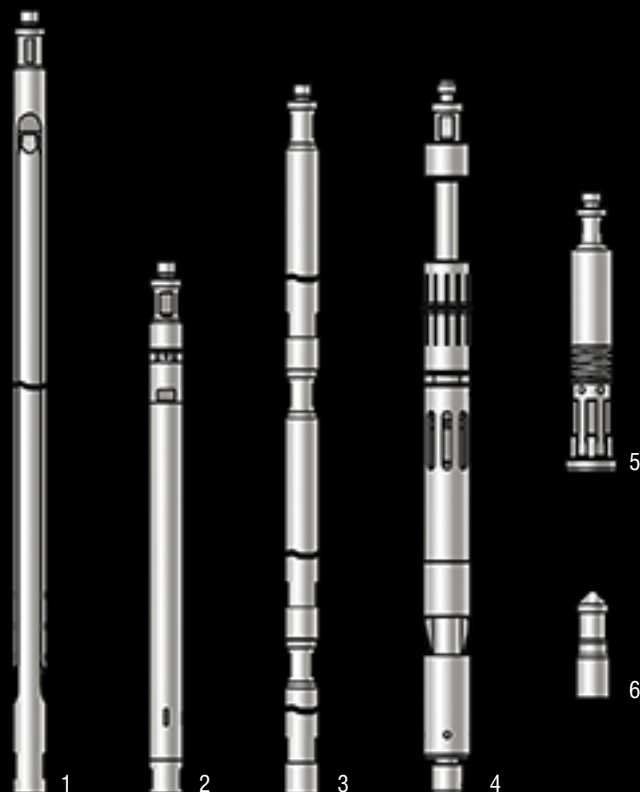
Каждый элемент КПО проходит испытания на заводе-изготовителе в более жестких условиях, чем условия его эксплуатации. Материалы, используемые для изготовления КПО, имеют заключение ООО «Газпром ВНИИГаз» о его соответствии условиям работы на протяжении всего срока эксплуатации (более 20 лет). ●

«Воронежский механический завод» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»

Россия, 394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22

Тел.: (473) 234-82-73, 34-84-80
Факс: (473) 34-80-41

e-mail: 348168@rambler.ru
www.vnzvrn.ru



Поз.	Наименование	Длина L, мм	Наружный диаметр D, мм
1	Ясс механический ЯМ2	1410	47,6
2	Ясс гидравлический ЯГА1	775	48
3	Штанга грузовая ШТГ	1000	64
4	Толкатель ТЗ	1033	72,3
5	Ловитель ЛТ1	402	57
6	Устройство закрепления проволоки УЗП	155	48



АНАЛИЗАТОР ВЛАЖНОСТИ ТЕРМОГРАВИМЕТРИЧЕСКИЙ ML-50, A&D (Япония)

1. Оборудование и инструмент в НКК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.1.8. Электронное оборудование



Анализатор влажности ML-50 предназначен для экспресс-анализа влажности продукции в лабораториях на производстве, а также при входном и выходном контроле продукции.

Быстрый и равномерный нагрев с помощью направленной галогеновой лампы и инновационной технологии вторичного излучения SRA сокращает время сушки.

Функция памяти позволяет хранить 5 условий режима измерения, приемлемых для конкретного образца и 30 результатов измерений.

Единицы измерения: содержание влаги (влажная основа), содержание влаги (сухая основа, Atro), сухой остаток, коэффициент, вес (г).

Стандартный интерфейс RS-232C обеспечивает двунаправленную связь с ПК или непосредственное подключение к принтеру.

Соответствие нормам GLP, GMP, GSP и ISO. Возможен вывод характеристик в соответствии с указанными стандартами: дата и время, ID, дата калибровки, результаты автоматического контроля.

Продуманный эргономичный дизайн. Благодаря специальной рукоятке исключается возможность обжечься во время работы, перемещая емкость с горячим образцом. Продуманная форма верхней крышки нагревательного элемента позволяет без труда открывать и закрывать анализатор. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Метод измерения	400 Вт направленная галогеновая лампа с фильтром SRA и технологией взвешивания SHS, термогравиметрический анализ
Диапазон веса образца	0,1... 51 г
Разрешение при определении веса	0,005 г
Разрешение при определении содержания влаги	0,1% / 1%
Воспроизводимость при определении содержания влаги	0,1% (образец > 5 г); 0,5% (образец > 1 г)
Диапазон температуры сушки на чашке для образца	50... 200°C с шагом 1°C
Объем памяти программ измерения	5 программ
Количество результатов измерения в памяти	30
Программы измерения	стандартная, автоматическая, ускоренная, по таймеру, ручная
Способ измерения	влажная основа, сухая основа, твердое содержание, коэффициент
Диаметр чашки весов	85 мм
Питание	сеть (AC-адаптер)
Номер в Госреестре средств измерений	40496-09
Тип калибровки	внешняя
Класс гири (в комплект не входит)	F1
Калибровочный вес, г*	20, 50
Условия эксплуатации	температура 10... 40 °C; относительная влажность не более 85%
Габаритные размеры	215 x 320 x 173 мм
Масса	6 кг

«Нефть рождает иллюзию совершенно изменившейся, свободной жизни, жизни, когда не надо работать»

Рышард Капуцинский



«Современная трубка мира – нефтепровод»

Леонид Сухоруков

«Многие считают, что в России все, что интересно для бизнеса, уже поделено – нефть, газ. Но мы же свою страну еще даже не начинали развивать»

Михаил Прохоров



«Мы печатаем доллары быстрее, чем арабы качают нефть»

Гарри Каспаров

«Если мы сейчас научимся обходиться без нефти, то маленькие страны, вошедшие в силу в 30-е благодаря нефти под их песками, перестанут контролировать нашу экономику»

Джордж Клуни

«Когда я зажгу нефть, тебе будет хорошо. Совсем хорошо!»

Абдулла

«Белое солнце пустыни»






ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА
ФГУП «РОСЛЕСИНФОРГ»

ВАШ НАДЕЖНЫЙ КОМПАС В ЛЕСАХ РОССИИ



СОВРЕМЕННЫЕ КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ – ПРЕДПРИЯТИЯМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Организация процесса использования лесов
- Лесное проектирование
- Землеустроительные и кадастровые работы
- Топографо-геодезические и картографические работы
- Информационное сопровождение лесного хозяйства
- Консалтинг, мониторинг и обследование лесов

 8 800 5555 660

WWW.ROSLLESINFORG.RU

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Системы подготовки газа,
дожимные компрессорные станции



Внимание к деталям – от идеи до воплощения

