



ДИАГНОСТИКА
ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ

ЭВАКУАЦИЯ
В АРКТИКЕ



Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

[9] 2016

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ОБЪЕКТЫ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ
УСЛОВИЯХ



Входит в перечень ВАК

МОДУЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ГАЗОПОДГОТОВКИ

ENERPROJECT group



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ



ИНДИВИДУАЛЬНОЕ
ПРОЕКТИРОВАНИЕ



ДОСТАВКА
И ШЕФМОНТАЖ



ПУСКОНАЛАДКА
И ИСПЫТАНИЯ



СЕРВИСНОЕ
ОБСЛУЖИВАНИЕ

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1.
Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energias.ru www.energias.ru

Война и газ



14

«Северный поток -2»

большая труба для большой политики



17

СОДЕРЖАНИЕ

Конкуренция на электроэнергетическом рынке



20

Реформы в электроэнергетике: ИТОГИ



30

Эпохи НГК 8

РОССИЯ Главное

Приватизационные рокировки 8

НДД, НФР или НДС? 10

События 8

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Война и газ 14

«Северный поток -2» – большая труба для большой политики 17

РЫНОК

Конкуренция на электроэнергетическом рынке 20

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Реформы в электроэнергетике: итоги 30

ОБОРУДОВАНИЕ

За нами – варианты, а выбор – за заказчиком 34

Методика определения параметров газотурбинного привода ГТЭ-6,3/мс теплоэлектростанции 38

Современные решения в области диагностики прогнозирования состояния электрических приводов 44

Нефтегазовые объекты в экстремальных условиях



48

Эвакуация в Арктике



52

Манипуляторные комплексы для подводных аппаратов



64

Контроль качества



78

НЕФТЕСЕРВИС

Нефтегазовые объекты в экстремальных условиях 48

ШЕЛЬФ

Эвакуация в Арктике 52

Концептуальное использование судна-склад в шельфовых проектах труднодоступных регионов 60

Манипуляторные комплексы для подводных аппаратов 64

Защита шельфа 68

ДОБЫЧА

Обеспечение точности высоты зубков относительно корпуса шарошки 72

ТРАНСПОРТИРОВКА

Контроль качества 78

Стальное качество трубопроводной арматуры 82

НАУКА

Ориентированные фундаментальные исследования: от постановки задачи до выпуска высокотехнологичной продукции 84

АВТОМАТИЗАЦИЯ

Системы сбора данных и управления компании McCoyGlobal 90

Календарь событий 94

Хронограф 96

Россия в заголовках 97

Нефтегаз. Лайф 98

Классификатор 100

Цитаты 104

126 лет назад

В 1890 году немецкий инженер Рудольф Дизель изобрел дизельный двигатель, способный работать на побочных продуктах переработки нефти.

109 лет назад

В 1907 году британская компания Shell и голландская Royal Dutch слились в Royal Dutch Shell.

108 лет назад

В 1908 году в Иране открыты первые нефтяные месторождения. Для их эксплуатации создана Англо-Персидская Нефтяная Компания, позднее ставшая компанией British Petroleum.

98 лет назад

В 1918 году впервые в мире Советская Россия национализировала нефтяные компании.

60 лет назад

В 1956 году начался Суэцкий кризис. После вторжения англо-французских войск в Египет мировые цены на нефть выросли вдвое.

57 лет назад

В 1959 году предпринята первая попытка создать международную организацию поставщиков нефти. В Каире прошел Арабский Нефтяной Конгресс, участники которого заключили джентльменское соглашение о совместной нефтяной политике, которая должна была увеличить влияние арабских государств в мире.

48 лет назад

В 1968 году на территории Аляски открыты крупные нефтяные месторождения.

43 года назад

В 1973 году объявлено первое нефтяное эмбарго. В ответ на действия США, поддержавших Израиль арабские страны-экспортеры нефти постановили ежемесячно снижать добычу нефти на 5% и запретить экспорт нефти в страны, которые поддержали Израиль.

21 год назад

В 1995 году компания General Motors продемонстрировала первый электромобиль –EV1.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
Елена Алифирова

Ответственный секретарь
Татьяна Петрова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Редколлегия

Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.

Гриценко А.И.
Данилов А.М.

Данилов-Данильян В.И.

Макаров А.А.

Мастепанов А.М.

Салыгин В.И.



Издательство:
000 Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор

Ольга Бахтина

Отдел рекламы

Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербакова
Ольга Ющенко

reklama@neftgaz.ru

Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджеры по работе с клиентами

Элина Валитова
Татьяна Хаяркина

Служба технической поддержки

Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru

Передача материалов журнала Neftegaz.RU возможна 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, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ
Neftegaz.RU
ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

Political barriers should not get in the way of the establishment of business contacts, because the future of Europe is impossible without cooperation with Russia.

More and more people are getting interested in Russia; we observe it due to the growing popularity of Neftegaz.RU content in English.

Over the last 16 years of the experience in the oil and gas industry, the Communication group of Neftegaz.RU has become a recognized and respected brand, an indispensable supplier of industry news and analytics.

Neftegaz.RU business magazine is proud of its unique audience, and it includes top management, manufacturers and consumers of high-tech equipment and services in the fuel and energy complex of the Russian Federation and CIS states

From May 2017 in english

**We invite you
to cooperate**

Office in Russia
18/1 Tverskaya str., Moscow,
www.magazine.neftgaz.ru
(495) 650-14-82

Contact address in EU:
Viktoria Geiger
PO Box 1242
77716 Haslach / Baden
Germany
english@neftgaz.ru
Tel. +49 (0) 160 274 1320



ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

Politische Aspekte sollen und dürfen geschäftliche Zusammenarbeit über Landesgrenzen hinweg nicht behindern, da eine prosperierende Zukunft nur im Einklang und der tatkräftigen Mitwirkung aller west- und osteuropäischen Nationen gelingen wird. Das Interesse für Russland nimmt zu, das merken wir an der steigenden Popularität der englischsprachigen Inhalte von Neftegaz.RU.

Die Mediengruppe Neftegaz.RU hat sich im Bereich der Erdöl- und Erdgasindustrie während ihres 16-jährigen Bestehens zu einem wichtigen Akteur und gefragten Lieferanten für branchenspezifischen Nachrichten und Analysen entwickelt.

Das auf eine professionelle Zielgruppe ausgerichtete Magazin "Neftegaz.RU" bedient sowohl Top-Manager, Hersteller und Anwender von Hightech-Anlagen und Dienstleistungen im Brennstoff- und Energiebereich der RF und GUS-Länder mit hochwertigen Nachrichten und Informationen aus erster Hand

Ab Mai 2017 auf Englisch

Wir laden
Sie herzlich zur
Zusammenarbeit ein

Büro in Russland:
Ul. Twerskaya 18/1, Moskau, RF
www.magazine.neftegaz.ru
Tel. +7 495 650-14-82

Kontaktadresse in EU:
Viktoria Geiger
Postfach 1242
77716 Haslach / Baden
Deutschland
english@neftegaz.ru
Tel. +49 (0)160 274 1320



РЕКЛАМА



РОСНЕФТЬ
ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ





А. Улюкаев объявил о подготовке нового плана по передаче госкомпаний в частную собственность



ЛУКОЙЛ готов пожертвовать казначейскими акциями в погоне за акциями Башнефти



Приватизация будет продолжаться, т.к. государство не заинтересовано в том, чтобы держать крупные доли в бизнесе



Вся приватизация свелась к продаже АЛРОСА

ПРИВАТИЗАЦИОННЫЕ РОКИРОВКИ

Анна Павлихина

На исходе очередного приватизационного цикла А. Улюкаев объявил о подготовке нового плана по передачи госкомпаний в частную собственность. Глава Минэкономразвития не стал раскрывать тактические ходы предстоящей 3-х летки, упомянув лишь, что до конца 2016 года планируется продать пакет акций Роснефти.

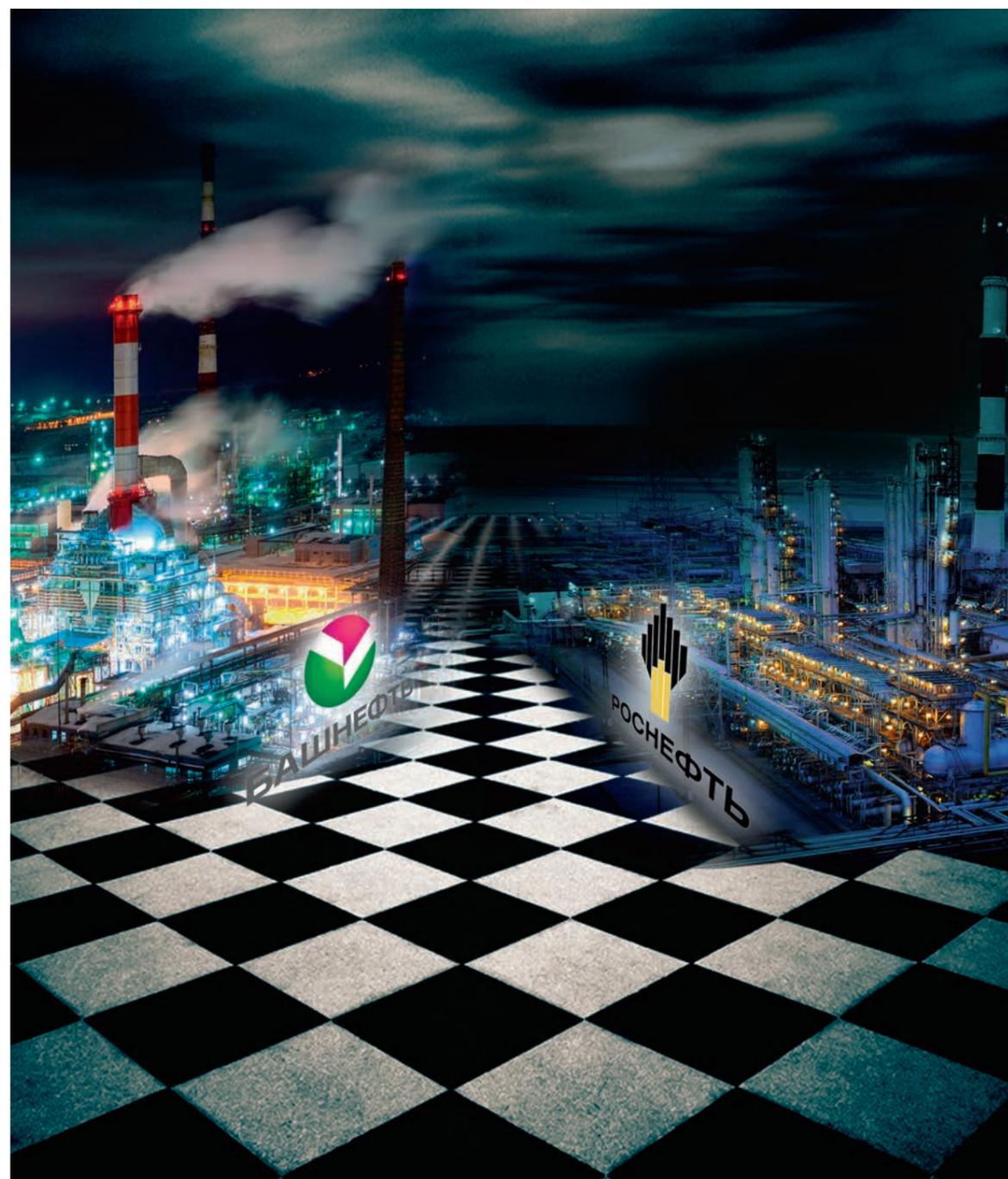
Сегодня под крупным бизнесом в России принято понимать исключительно сырьевые компании. И это печально. Будь в России свой Microsoft, Apple или Mercedes-Benz, налогов от которых хватало бы для пополнения бюджета, приватизировать сырьевые компании вообще бы не потребовалась. Продажа не только нефтегазовых, но и других, ориентированных на добычу и первичную переработку сырья, компаний, снижает экономическую безопасность страны.

С тех пор, как в середине нулевых годов государство взвалило на себя ношу в виде управления стратегическими предприятиями, оно систематически пытается отдать их в частные умелые руки. Но вот уже почти 10 лет то ли момент неподходящий, то ли руки не слишком умелые.

Так, недавно стало очевидным, что главное ожидаемое приватизационное событие 2016 года – продажа акций Башнефти в лучшем случае станет событием следующего, 2017 года. А ведь за акциями компании выстроилась целая очередь. Так, ЛУКОЙЛ готов был пожертвовать своей «подушкой безопасности» – казначейскими акциями, заполучить которые хотели очень многие, в том числе и по цене выше рыночной.

Доля Башнефти была бы лакомым кусочком и для Роснефти, глава которой пытался пойти на хитрость и приобрести акции, предложив правительству такую схему: Роснефть приобретает контроль в Башнефти за 5 млрд долл США с премией к рынку, а продав долю участия 19,5% в самой Роснефти, государство сможет выручить 16 млрд долл США, что могло бы покрыть половину дефицита бюджета. При первых подсчетах экономический эффект получается выгодным для всех, но хитрость (или, скорее, нелепость) в том, что госкомпания не может приобрести госкомпанию, когда речь идет о приватизации. Кроме того, такой маневр противоречит российскому законодательству. Это, конечно, вторичное, можно и переписать.

По этому поводу В. Путин, выразил мнение, что вариант с передачей Роснефти половины госпакета Башнефти не лучший, поскольку обе компании контролируются государством и задача бороться с ростом бюджетного дефицита таким образом решена не будет.



Также он отметил, что запущенный процесс приватизации будет продолжаться, поскольку государство не заинтересовано в том, чтобы держать крупные доли в бизнесе. Не относится это только к Газпрому. В интервью агентству Bloomberg президент заявил, что Россия не теряет веры в Газпром, несмотря на то что за последние десять лет компания потеряла 80% капитализации (в долл США, в рублях – 60,5%).

Из наиболее привлекательных компаний остается еще Аэрофлот, но до 2020 г. в отношении него будет сохранено status quo. Таким образом, пока вся приватизация свелась к продаже Алроса и основным источником для латания бюджетных прорех остается Резервный фонд.

Эксперты считают, что без дополнительных источников, ресурсы фонда могут быть исчерпаны уже до конца этого года. Поэтому перенос продажи акций Башнефти на неопределенный срок становится еще менее понятным. Компания – третья по разведанным запасам (после Роснефти и Лукойла), что делает ее очень привлекательной для потенциальных покупателей. За другими госактивами такая очередь не выстроится. В 2015 году не состоялось 80% торгов в связи с отсутствием спроса.

Понимая это, правительство пошло еще на один шаг – попыталось увеличить размер дивидендов. Согласно постановлению госкомпания должны платить вместо 25 50% чистой прибыли по тому типу отчетности (МСФО или РСБУ), по которому прибыль больше. Но Газпром, Роснефтегаз и Транснефть добились для себя специальных условий, благодаря которым, суммы стали значительно меньше, чем выплачиваемые до этого.

В попытке найти выход Минфин и Минэкономразвития выступили с обсуждаемыми сегодня инициативами. Минфин предлагает продлить действие постановления о дивидендах на следующие 3 года. Минэк предлагает отдельным компаниям с госучастием выплатить в 2016 году еще и промежуточные дивиденды. Мнения аналитиков по этому поводу разделились, одни считают, что заплатить промежуточные дивиденды для любой нефтегазовой госкомпания не составит труда. Другие видят в этом маневре полумеру, так как если компании выплатят прибыль промежуточными дивидендами в 2016 году, они меньше заплатят в 2017 году и в зачатке ничего не останется.

Попытки найти деньги для бюджета помимо продажи госкомпаний понятны. Ситуация на рынке для этого сейчас не самая подходящая. И деньги, вырученные за акции – это разовая мера, в отличие от ежегодных дивидендов. Но приватизация это не только источник пополнения бюджета, это структурная перестройка экономики. И дело не в низком рынке (при более благоприятных условиях и продавать ничего не потребует) и не в том, что можно продолжать наращивать госдолг (который в России один из самых небольших), а в том, что государство, как показывает историческая практика, менее эффективный собственник и крупный бизнес оказывается для него лишним балластом. ●

НДД, НФР или НДС?

Татьяна Абрамова

Осенью 2016 г. в Госдуму РФ будет внесена новая схема налогообложения в нефтяной отрасли промышленности.

Этот законопроект обсуждался ведомствами в рамках антикризисного плана, который в свою очередь разработало правительство РФ. Как пояснил первый заместитель министра энергетики А. Текслер, введение такой налоговой схемы – единственный правильный долгосрочный сигнал и стимул для российского нефтегаза.

В конце июля 2016 г. Минэнерго и Минфин практически договорились о внесении поправок в законопроект. Минэнерго РФ ранее предлагало уже в 2016 г. заменить НДС налогом на финансовый результат (НФР) на выработанных месторождениях, где высокая себестоимость добычи делает разработку низкорентабельной. Тогда Министерство заявило, что большинство нефтяных компаний поддержали эту позицию, которая заключалась в нецелесообразности отмены «единой методики» предоставления льгот по вывозной таможенной пошлине на нефть и льгот по НДС на нефть для месторождений Восточной Сибири, НАО, ЯНАО, Северного Каспия и целесообразности предоставления недропользователям права добровольного перехода на новый налоговый режим по указанным месторождениям (в случае принятия решения о введении НДС в качестве новой налоговой системы в нефтяной отрасли и заинтересованности отдельных компаний в представлении отдельных месторождений для проведения налогового эксперимента).

Противником НФР выступал Минфин РФ, который разработал собственный законопроект о введении налога на добавленный доход (НДД). При этом Минфин выступал против тестирования налоговых новаций на отдельных месторождениях, настаивая на распространении новой системы на весь нефтегаз.

После этого 2 министерства согласовывали компромиссный вариант новой системы, представляющий собой некий серпентинитовый мезанж НФР и НДС.

Однако, со слов А. Текслера становится понятно, что ведомства так и не преодолели все разногласия и что их количество только множится, раз появилась уже целая таблица.

Кроме совершенствования налоговой базы в ТЭК, активно обсуждается ускорение налогового маневра. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Благодаря сланцевой революции США стали поставлять газ на Ближний Восток. Учитывая, что страны региона и без того не обделены голубым топливом, выглядит это достаточно странно, кроме того, еще совсем недавно поставки шли в обратном направлении. К чему приведет такое изменение вектора экспортных поставок?

К чему приведет экспорт газа США на Ближний Восток?

27%

Россия начнет терять рынки

9%

Цена СПГ снизится

11%

Маршруты поставок меняются, а значит, изменится баланс рынка

3%

Получат импульс развития слабые экономики стран Южной Америки, т.к. СПГ поступает и к ним

50%

Это долго не продлится, т.к. логистика слишком дорогая

Свернутые, каждый в свое время, «Южный» и «Турецкий» потоки синхронно снова замелькали в заголовках новостей. В то время, как премьер-министр Болгарии Б. Борисов заявлял о создании рабочей группы по восстановлению российских энергетических проектов, Президент Турции Р. Эрдоган говорил о готовности Турции продолжить диалог с Россией о реализации проекта по строительству МГП «Турецкий поток». Как же распределятся потоки российского газа?

Как распределятся потоки российского газа?

9%

Все 4 нитки пустят по «Южному потоку»

2%

Все 4 нитки пустят по «Турецкому потоку»

13%

Построят 2 нитки «Южного потока» и 2 – «Турецкого потока»

13%

Построят 2 нитки «Южного потока» и 1 – «Турецкого потока»

23%

Построят 2 нитки «Турецкого потока»

40%

Построят только одну нитку «Турецкого потока»

Эксперты в области создания установок пенного пожаротушения и водяного охлаждения



Мир технологий
пожарной безопасности



ООО «Пожнефтехим»
Санкт-Петербург
Тел.: +7 (812) 309 9109

ООО «Пожнефтехим-Комплект»
Москва
Тел.: +7 (499) 703 0132

e-mail: mail@pnx-spb.ru
www.pnx-spb.ru

Выборы президента
Запуск нового производства
Отмена пошлин
Северный поток
Обвал рынка акций
Газовые войны
Слияние капиталов
Новый глава Роснефти
Цены на нефть

Второй виток ВСТО
Южный поток
Северный поток достроили
Продажа квот
Богучанская ТЭС запущена
Второй виток кризиса
Цены на газ
Дошли руки до Арктики

Заработала самая северная ГТЭС в России

Мессояханефтегаз ввел в эксплуатацию газотурбинную электростанцию (ГТЭС) мощностью 84 МВт на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе.

Это самая северная материковая ГТЭС в России, которая полностью обеспечит электроэнергией и теплом Восточно-Мессояхское месторождение. Из-за удаленности группы Мессояхских месторождений от транспортной инфраструктуры доставка строительных материалов и оборудования осуществлялась преимущественно по зимним автодорогам.

Для сохранения вечномерзлых грунтов ГТЭС общим весом более 1,5 тыс. т была установлена на сваях с системой термостабилизации в 2-х м над уровнем почвы.

Мессояхская ГТЭС состоит из 73 объектов, главные из которых – 6 газотурбинных агрегатов мощностью 14 МВт каждый. На ГТЭС построена собственная система газоподготовки производительностью 450 тыс. м³/сутки, где топливо очищается от механических примесей, воды и нефтяного конденсата.

Газотурбинный комплекс не только обеспечит электроэнергией объекты добычи нефти, инфраструктуру промысла, но и, благодаря

использованию в качестве сырья попутного нефтяного газа, позволит исключить нерациональное использование ресурсов.

Газпром нефть планирует ввести группу Мессояхских месторождений в промышленную эксплуатацию в 4-м квартале 2016 г.

1-я ЛЭП для Сахалинской ГРЭС-2

РАО ЭС Востока завершило строительство линии электропередачи напряжением 35 кВ от площадки строительства Сахалинской ГРЭС-2 до подстанции «Ильинская».

Воздушная линия, состоящая из 101 опоры, протяженностью 8,7 км, построена в рамках реализации схемы выдачи электрической мощности и после пуска станции будет использоваться для энергоснабжения сел Ильинское, Пензенское Томаринского района и села Взморье Долинского района.

Параллельно продолжается строительство схемы выдачи электрической мощности Сахалинской ГРЭС-2 напряжением 220 кВ.

Она включают в себя строительство основных 4-х воздушных линий напряжением 220 кВ (Макаровская, Углезаводская, Томаринская и Красногорская) общей протяженностью более 20 км. На сегодняшний день установлено 85 опор 220 кВ, энергостроителям предстоит возвести еще 47.

Также возводятся 2 подстанции – одна напряжением 220/35/10 кВ непосредственно на площадке Сахалинской ГРЭС-2 и другая, напряжением 35/10 кВ в районе уже существующей подстанции «Ильинская»

Энергомост Чукотка – Магадан

Правительство Чукотского автономного округа, ГДК Баимская и Базовые металлы заключили соглашение о сотрудничестве, предусматривающее созданию энергомоста, связывающего энергосистемы Чукотки и Магадана.

Проект подразумевает строительство воздушной линии электропередачи ВЛ 110 кВ Билибино – Кекура – Песчанка.

Инвестиции в проект составят около 24,6 млрд руб.

В настоящее время ведется проектирование ВЛ, которая станет частью энергомоста Чукотка – Магадан, связывающую локальную энергосистему Чукотского автономного округа с энергосистемой Магаданской области в целях оптимизации схемы энергообеспечения Чаун-Билибинского узла.

Энергомост будет способствовать реализации комплексного инвестпроекта по освоению месторождений цветных металлов Баимской рудной зоны.

Так, в 2018 г. планируется завершение строительства золото-извлекательной фабрики на месторождении Кекура, которое содержит до 80 т золота.

Кроме того, энергомост позволит обеспечить электроэнергией медно-порфировое месторождение Песчанка, где ресурсы оцениваются в 27 млн т меди и порядка 2 тыс. т золота. ●

Новых лицензий на шельфовые участки не будет

Правительство РФ услышало Минприроды и ввело мораторий на выдачу новых участков недр на шельфе.

Право работать на шельфе есть только у госкомпаний – Газпрома и Роснефти. Падение цен на нефть, санкции Запада и уход зарубежных партнеров из совместных проектов на российском шельфе вынудили российские компании пересмотреть свои планы.

На данный момент Минприроды распределило более 80% континентального шельфа, а ресурсов для освоения полученных участков у компаний в этих условиях недостаточно.

С учетом значительного объема работ, который сейчас выполняется и еще предстоит выполнить госкомпаниям, в условиях макроэкономической нестабильности правительством принято решение о введении временного моратория на предоставление в пользование новых участков недр континентального шельфа.

Это позволит компаниям сфокусироваться на выполнении текущих лицензионных обязательств, оптимально распределить финансовые ресурсы при реализации проектов геологоразведочных работ (ГРР).

Решение о заморозке выдачи новых лицензий принято с небольшим опозданием.

Дело в том, что период после 2018 г может стать критическим для нефтегазовых проектов на арктическом шельфе, поскольку по условиям лицензий, основные объемы поискового бурения заложены с 2016 г с последующим увеличением до 2022–2023 гг.



Стратегия развития Арктики утверждена

Д. Медведев утвердил план реализации Стратегии развития Арктической зоны России и обеспечения национальной безопасности.

Сама стратегия развития Арктической зоны на период до 2020 г была утверждена президентом РФ 20 февраля 2013 г. и новый документ конкретизирует механизм ее реализации. В план включено 80 мероприятий по 6 направлениям:

- комплексное социально-экономическое развитие региона;
- развитие науки, высоких технологий и инноваций;
- развитие информационно-телекоммуникационной инфраструктуры;
- охрана окружающей среды и обеспечение экологической безопасности;
- развитие международного сотрудничества;
- обеспечение военной безопасности, защиты и охраны государственной границы.

План предусматривает совершенствование условий деятельности российских компаний на арктическом шельфе, сохранение и развитие российского ледокольного флота, создание новых портово-производственных комплексов и модернизацию арктических портов, развитие транспортного сообщения.

Драйвером развития Арктической зоны, с точки зрения Минприроды, должно стать освоение минерально-сырьевой базы.

На территории Арктической зоны открыты 340 месторождений нефти и газа, из них 33 – на арктическом шельфе. В Арктике на шельфе и на суше действует 407 лицензий на углеводородное сырье. На шельфе Арктической зоны по состоянию на 1 августа 2016 г. ГРР на нефть и газ ведутся на 75 лицензионных участках недр на общей площади 1,3 млн км². Также в пределах Арктической зоны действуют 248 лицензий на пользование недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи твердых полезных ископаемых. ●

ВОЙНА И ГАЗ

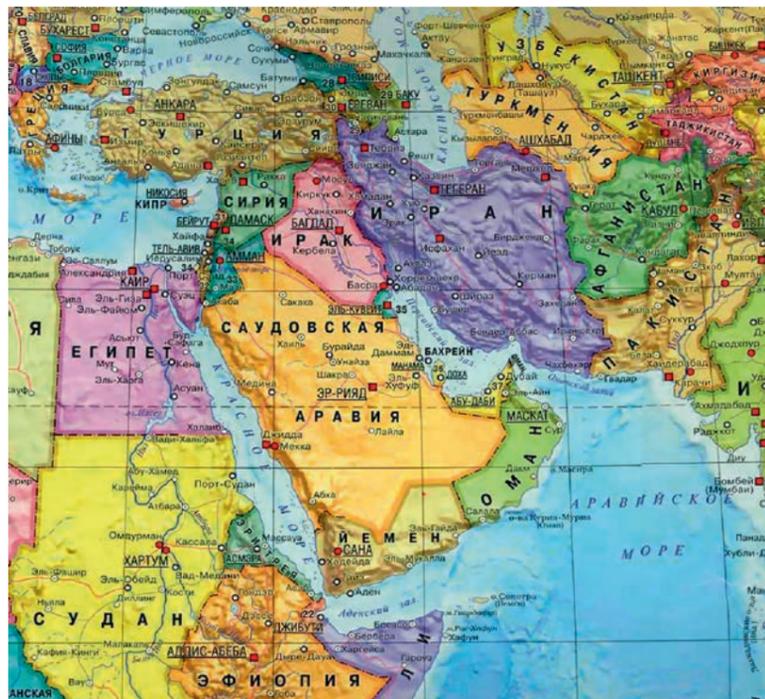
БЛИЖНИЙ ВОСТОК НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕЙ ЧЕЛОВЕЧЕСКОЙ ИСТОРИИ БЫЛ РЕГИОНОМ ПОЧТИ НЕПРЕРЫВНЫХ ВОЙН И КОНФЛИКТОВ. БОРЬБА ВЕЛАСЬ ЗА РЕСУРСЫ, СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПУНКТЫ, ТОРГОВЫЕ ПУТИ И ПРОСТО РАДИ ГРАБЕЖА. В ЭТОМ СМЫСЛЕ К СЕГОДНЯШНЕМУ ДНЮ ПОЧТИ НИЧЕГО НЕ ИЗМЕНИЛОСЬ – С ТОЙ ЛИШЬ РАЗНИЦЕЙ, ЧТО ТЕПЕРЬ В ЛЮБОМ БЛИЖНЕВОСТОЧНОМ КОНФЛИКТЕ УЧАСТВУЮТ ЕЩЕ И ДЕРЖАВЫ ИЗ ДРУГИХ ЧАСТЕЙ СВЕТА. А ГЛАВНЫМИ РЕСУРСАМИ, ИЗ-ЗА КОТОРЫХ ВСПЫХИВАЮТ ВОЙНЫ, ТЕПЕРЬ ЯВЛЯЮТСЯ НЕФТЬ И ГАЗ

Ирина Герасимова

Сумели договориться

9 сентября 2016 г. главы внешнеполитических ведомств России и США Сергей Лавров и Джон Керри объявили о достижении принципиальных договоренностей по Сирии, направленных на замирение ближневосточного государства и запуска в нем политического процесса. Был подписан пакет из пяти документов, подробное содержание которых широкой публике раскрыто не было. Как пояснил прессе глава российского МИД, документы не будут опубликованы, поскольку «содержат серьезную чувствительную информацию», которая не должна попасть в руки лиц, желающих сорвать договоренности (цитата по официальному сообщению МИД РФ).

Как было раскрыто в общих чертах, стороны договорились о прекращении боевых действий в Сирии с 12 сентября. Если перемирие будет соблюдаться, то США и Россия создадут совместный исполнительный центр, который займется «отделением умеренной оппозиции от террористов». Как конкретно будет происходить это отделение, сообщено не было. При этом умеренную оппозицию планируется оставить в покое: над районами, которые она контролирует, не будет летать авиация сирийских правительственных войск. Этот пункт стал особо значимым для американских дипломатов. Как пояснил Джон Керри, таким образом Дамаск лишится возможности бомбить оппозицию под видом борьбы с «Джабхат ан-Нусрой» (террористическая организация, запрещенная в РФ). Настоящие же террористы будут



подвергнуты скоординированным ударам российской и американской авиации.

Для Москвы важно, что американская сторона заявила о намерении вести борьбу с «Джебхат ан-Нусрой». По словам Джона Керри, сирийские оппозиционеры должны теперь всеми возможными способами дистанцироваться от «Ан-Нусры» и Исламского государства (ИГ, запрещенная в РФ организация).

Официальный Дамаск на другой же день выразил готовность исполнять российско-американские договоренности и одобрило соглашение о прекращении огня. Сирийский оппозиционный Высший комитет по переговорам (ВКП), со своей стороны, заявил,

что поддерживает женевские договоренности при условии, что перемирие будут соблюдать военные силы, подконтрольные президенту Сирийской Арабской республики (САР) Башару Асаду.

Уверенности в том, что план сирийского урегулирования удастся выполнить, нет даже у самих авторов документа. «Никто не может дать стопроцентных гарантий – слишком много игроков вовлечено в эту головоломку», – заявил Лавров в Женеве.

Борьба за ключевой регион

Несмотря на то, что текущее положение в Сирии оставляет массу вопросов, женевские договоренности России и США можно признать позитивными для

Москвы. Новым соглашением в Вашингтоне фактически признали, что вести свою политику на Ближнем Востоке, исходя исключительно из собственных интересов, уже не получится.

США, несомненно, продолжают бороться с негодным им Асадом и добиваться его ухода от руля государства. Не исключено, что России придется в конце-концов согласиться на смену власти в САР. Но Москва ясно дает понять, что в силах не допустить в Сирии ливийского сценария, и она не позволит свергнуть Асада насильственным путем и тем более устранить его физически.

Россия стремится играть ведущую роль на Ближнем Востоке отнюдь не только ради статуса великой державы, как иногда утверждается. Тут преследуются вполне практические цели: не допустить разрастания террористической угрозы к своим границам, сохранить свою единственную военную базу в Восточном Средиземноморье в сирийском порту Тартус и др. Кроме того, имеют место соображения экономического характера. Если позволить сирийскому пожару перекинуться на соседние страны, это будет означать, в том числе, передел богатейших углеводородных ресурсов Ближнего Востока: радикальные группировки продолжают захватывать месторождения – что уже происходит в Сирии и Ираке. Это угроза стабильности глобального нефтяного рынка. Также есть опасность для бизнеса российских нефтекомпаний, работающих в регионе (так, в Ираке присутствуют «Газпром нефть» и «ЛУКОЙЛ»).

России очень невыгоден и такой вариант, при котором бы в САР наступил мир, но во главе государства встали люди, лояльные к США и их союзникам (к последним, в частности, относятся Саудовская Аравия и Катар). Во-первых, в этом случае Москва, опять-таки, лишится своей военной базы в Сирии, без которой способность влиять на страны ближневосточного региона резко снизится. Во-вторых, о планах россиян поработать на этом рынке придется забыть. Нынешние же сирийские власти обещают компаниям из РФ преференции.

Впрочем, сирийская «нефтянка» не является особо привлекательным полем для деятельности:



ресурсы республики куда менее значительны, нежели у ее восточных соседей. Запасы нефти Сирии оцениваются в 2,5 млрд баррелей. Производство нефти и конденсата в 2010 г. составило 383 тыс. баррелей в сутки, а из-за военных действий к 2014 г. сократилась до 23 тыс. баррелей в сутки (данные EIA). Нефтегазовые месторождения Сирии расположены, главным образом, на востоке и северо-востоке страны и находятся под контролем радикальных группировок. До 2011 г. Сирия экспортировала нефть – главным образом, в Европу.

Имея сильные позиции в Сирии, России легче находить общий язык и с другими странами региона. Так, 5 сентября глава российского Минэнерго Александр Новак и министр энергетики Саудовской Аравии Халид аль-Фалих договорились о совместном плане действий для стабилизации цен на нефть, а также обмене информацией о нефтяном рынке и данными об отраслевых технологиях. Египетский эксперт Хамди аль-Гамаль в недавней беседе с агентством ТАСС выразил мнение, что Саудовская Аравия пошла на такое соглашение, в том числе, под влиянием успешных действий России в САР.

Время строить газопроводы?

Есть еще один существенный для РФ аспект сирийской проблемы – газотранспортный. Сирия в силу своего географического положения могла бы стать важнейшей страной-транзитером газа из стран

Персидского залива в Европу. С идеей о строительстве газопровода выступали, каждый со своей стороны, Катар и Иран. Эти две страны обладают огромными запасами газа – и весьма сложными отношениями между собой.

Сегодня самым крупным поставщиком «голубого топлива» на европейский рынок является российский «Газпром». По итогам 2015 г. компания, по ее собственным данным, обеспечила 31% поставок газа в Старый Свет (158,6 млрд м³ при общем объеме потребления 510,8 млрд м³). «Газпром» намерен удерживать долю на европейском рынке не ниже 30% до 2035 г., говорилось в презентации для инвесторов, представленной в феврале этого года.

В «Газпроме» уверены, что спрос на газ в Европе будет расти, в том числе за счет его более активного применения на транспорте. Так, в феврале об этом говорил заместитель председателя правления компании А.Медведев. К 2025 г. дополнительные потребности Старого Света в поставках газа составят 140 млрд м³ в год, и «Газпром» готов предоставить из этого объема «столько, сколько Европа захочет», заявлял замглавы российского концерна.

Европейский рынок в обозримой перспективе будет оставаться основным для экспортных продаж «Газпрома». Монополия стремится выйти на перспективные рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), в первую очередь – Китая, но дело движется

так быстро, как хотелось бы российской стороне. В 2014 г. было заключен контракт по поставкам газа по восточному маршруту в объеме до 38 млрд м³ газа в год, строится система газопроводов «Сила Сибири». По поставкам по западному маршруту в объеме 30 млрд м³ в год контракта нет, подписано только соглашение об основных условиях. Но даже по первому контракту поставки начнутся не раньше 2020 г., да и объемы, которые будут покупать китайцы, пока в несколько раз меньше, чем покупает Европа.

Но в Старом Свете хотят покупать газ из разных источников, чтобы легче влиять на цены и не зависеть от «Газпрома». И пока российская монополия продавливая сквозь бюрократические препоны ЕС свои новые проекты, Брюссель рассматривает новые источники поставок.

Вернемся к Катару, который мог бы стать одним из поставщиков трубного газа в Европу. Это небольшая страна обладает огромными газовыми запасами – 24,5 трлн м³ газа. Катару принадлежит южная часть крупнейшего в мире нефтегазового месторождения Северный купол в Персидском заливе. Северная часть месторождения относится к Ирану, там оно называется «Южный Парс». Запасы Северного купола оцениваются в 28 трлн м³ газа и 7 млрд тонн нефти, из них около 14 трлн м³ газа и более 4 млрд тонн нефти принадлежит катарской стороне.

В 2015 г. страна добыла 181 млрд м³ газа. Часть газа Катар продает в ОАЭ, транспортируя его по газопроводу. Для поставок в другие регионы мира, в том числе в Европу, газ сжижается и доставляется танкерами. Еще до начала сирийской войны в Дохе раздумывали о строительстве газопровода для поставок в Европу. Маршрут газопровода мог

бы пролегать через Саудовскую Аравию, Иорданию и Сирию – до побережья Средиземного моря либо далее в Турцию. Но Дамаск на такой проект не согласился. Зато сирийцы поддержали проект дружественного для себя Ирана.

Некоторые эксперты указывали, что именно это стало причиной, почему Катар активно выступает против режима Асада и, по неофициальным данным, поддерживает группировки, противостоящие действующему правительству. Впрочем, согласно

Иранский проект газопровода в Европу через Сирию тоже остался неосуществленным – тут роль сыграла и война в Сирии, и западные санкции против самой Исламской республики. В прошлом году иранцы вели переговоры о поставках своего газа в Европу через Турцию, но Тегеран и Анкара не сумели придти к соглашению.

Вместо этого Иран, обладающий 34 трлн м³ доказанных запасов газа, работает над проектами

Катар на газовом рынке:

- **3-е место** по запасам газа в мире
- **крупнейший в мире** производитель СПГ
- доказанные запасы газа – **24,5 трлн куб. м газа**
- добыча газа в 2015 г. – **181 млрд куб. м**
- экспорт газа в 2015 г. – **124 млрд куб. м**
- главные импортеры катарского газа: **Индия, Китай, ОАЭ, страны ЕС**

другой точкам зрения, если «газовый» фактор и имел веское значение в сирийском конфликте, то к настоящему времени ситуация в регионе настолько усложнилась, что о каких-либо газотранспортных проектах на территории Сирии уже думать не приходится. Наконец, есть мнение, что «газовый» фактор изначально не играл большой роли, поскольку Катару, как и многим другим производителям «голубого топлива», куда более интересен растущий рынок Азии, а не Европы – и при этом выгоднее сжигать газ, а не строить трубопроводы.

по поставкам газа на Восток – в частности, в Пакистан.

В любом случае, пока Ближний Восток остается беспокойным, «Газпром» не оставляет усилий по наращиванию своих газотранспортных мощностей. В этом ключе очень кстати стала реанимация «Турецкого потока», с помощью которого российская монополия намеревается увеличить поставки газа в Турцию и Южную Европу. Необходимо отметить, что реализация этого проекта косвенным образом также зависит от решения сирийского вопроса. «Турецкий поток» оказался практически свернутым после того, как в конце ноября 2015 г. турецкий истребитель на сирийско-турецкой границе сбил Су-24 российских ВКС. Тот инцидент, по сути, был следствием столкновения интересов Москвы и Анкары в САР. Только после нескольких месяцев российских экономических санкций против Турции (и, видимо, после неизвестных широкой публике дипломатических ходов) произошло резкое потепление в отношениях двух стран, благодаря чему масштабный газотранспортный проект «Газпрома» получил новую возможность осуществиться. ●

«СЕВЕРНЫЙ ПОТОК -2» – большая труба для большой политики

ЧТО СТОИТ ВО ГЛАВЕ – ЭКОНОМИКА ИЛИ ПОЛИТИКА? СЧИТАЕТСЯ, ЧТО ЭКОНОМИКА СТОИТ ВО ГЛАВЕ ВСЕГО, А ПОЛИТИКА ТОЛЬКО ОБСЛУЖИВАЕТ ЭКОНОМИКУ. ЕСЛИ ИСХОДИТЬ ИЗ ЭТОГО ПОСТУЛАТА, ТО ПРОЕКТ «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2» («СП-2») ДОЛЖЕН БЫТЬ ОБЯЗАТЕЛЬНО РЕАЛИЗОВАН, ПОСКОЛЬКУ ЭКОНОМИЧЕСКИ ОН, КОНЕЧНО, ВЫГОДЕН. НО НЕ ВСЕ ТАК ПРОСТО В ЭТОМ МИРЕ. «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2» ПО СУТИ ЭТО ОДНОВРЕМЕННО И ПОЛИТИЧЕСКИЙ, И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ, ХОТЯ ВСЕ ЕГО СТОРОННИКИ И ПРОТИВНИКИ ССЫЛАЮТСЯ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ЛИШЬ НА ВЫГОДНЫЕ ИМ МОМЕНТЫ – КТО-ТО ОБЪЯВЛЯЕТ ЕГО ЯВНО ПОЛИТИЧЕСКИМ, А КТО-ТО, НАОБОРОТ, ЧИСТО ЭКОНОМИЧЕСКИМ ПРОЕКТОМ, ПРИЧЕМ У КАЖДОЙ СТОРОНЫ НАХОДЯТСЯ ВЕСОМЫЕ АРГУМЕНТЫ В ЭТОМ СПОРЕ

Алексей Чесноков

История вопроса

8 июня 2015 г. на Петербургском экономическом форуме Газпром, немецкий E.ON, англо-голландский Shell и австрийский OMV договорились о сотрудничестве по проекту создания второй линии газопровода «Северный поток» по дну Балтийского моря, которая при вводе в строй третьей и четвертой ниток газопровода увеличит объем поставок газа в Германию в два раза, до 110 млрд м³ в год. Было принято решение о создании для строительства и последующей эксплуатации газопровода международного консорциума, каждый из участников которого получал свою долю в капитале

этого совместного предприятия. Предполагалось, что участники проекта, окончательный состав которых состоял из французской Engie, австрийской OMV, англо-голландской Shell, немецких Uniper (бывший E.ON) и Wintershall создадут с Газпромом совместное предприятие (СП). Этот шаг был необходим, чтобы избежать возражений со стороны Комиссии ЕС, которая могла применить в отношении этого проекта механизм Третьего энергетического пакета, обвинив российский концерн в монополии. Кроме того европейские компании-участники должны были обеспечить по крайней мере половину объема

финансирования проекта, бюджет которого составляет на сегодня, по некоторым оценкам, уже около 10 млрд евро.

Заявку на создание СП партнеры подали регуляторам Германии и Польши в декабре 2015 г. Германский регулятор согласовал ее в течение 18 дней. Польша взяла дополнительное время на рассмотрение заявки, направляла дополнительные запросы заявителям, а в конце июля 2016 г. выпустила официальное заявление о возражениях. В заявлении говорилось, в частности, что реализация проекта приведет к «существенному ограничению конкуренции».



В результате западные партнеры Газпрома отказались от идеи создания консорциума по строительству нового газопровода, что вызвано несколькими причинами. Одной из них следует назвать риски осложнений для бизнеса этих компаний в Польше. Второй причиной является нежелание стран-участниц СП на нынешнем фоне проблем в единой Европе раздувать еще один скандал, способный усугубить противоречия между членами ЕС. Поэтому партнеры по проекту «Северный поток-2» отозвали ходатайство о создании СП, направленное ранее в польский антимонопольный регулятор UOKiK.

Необходимость получения разрешения у польской стороны была вызвана тем, что у Газпрома, Shell и немецких компаний уже есть существенный бизнес в Польше. В ходе неофициальных встреч стало ясно, что регулятор настроен решительно на запрет слияния и шансы на успешную апелляцию ничтожны.

Теоретически консорциум мог бы проигнорировать мнение Польши, но западные участники объединения сочли такой вариант неприемлемым и слишком рискованным. Известно, что на данный момент никакого решения по схеме участия в проекте не принято, есть только понимание, что она должна быть одинаковой для всех западных партнеров. Пока единственным акционером Nord Stream-2 остается Газпром, который продолжает подготовительные работы для начала строительства газопровода.

Кто против проекта?

Противников у «СП-2» гораздо больше, чем сторонников. И здесь политика густо замешана на экономических интересах. Так, например, в марте этого года восемь членов ЕС – Чехия, Словакия, Венгрия, Польша, Румыния, Латвия, Литва, Эстония – выступили с заявлением, направленным категорически против проекта, обосновав это тем, что «реализация проекта несет в себе геополитическую угрозу».

В том факте, что Польша фактически заблокировала проект, ничего удивительного нет. С одной стороны, Польша, также как Словакия и Украина, в случае реализации «Северного потока-2» потеряют миллиарды долларов,

которые они получают за транзит газа по своей территории. Известно также, что Польша является проводником интересов США в Европе. А США сейчас оказывают беспрецедентное давление на Европу с целью сорвать газовые проекты с Россией. Причем это давление оказывается на всех уровнях и на все имеющие отношение к этим вопросам страны. На пресс-конференции в Стокгольме в конце августа вице-президент США Джозеф Байден назвал «СП-2» «плохой сделкой» для Европы. Он подчеркнул, что в случае появления газопровода возросшая зависимость Европы от России приведет к полной дестабилизации Украины. «Европе необходимо диверсифицировать свои источники газа», – заявил Байден. Позиция вице-президента США обусловлена беспокойством относительно возможной потери Украиной поступлений от транзита (а это 2 млрд долларов США ежегодно), которые придется возмещать ее спонсорам, а конкретно США. Кроме того, Байден навязчиво лоббирует интересы американских газовых компаний, которые планируют наладить регулярные поставки СПГ на Европейский континент. Как говорится, ничего личного, просто бизнес.

Действия Польши копирует и Украина. Антимонопольный комитет Украины на днях потребовал от участников проекта газопровода «СП-2», согласовать его реализацию с украинской стороной «для предотвращения нарушения законодательства о защите экономической конкуренции». Вряд ли кто обратил внимание на этот украинский демарш. Однако сбрасывать со счетов его все-таки нельзя. Если дело дойдет до Комиссии ЕС и судебных разбирательств, он станет еще одним аргументом для противников проекта.

Одним из примеров давления США могут стать их усилия по срыву сделки по обмену активами между австрийской компанией OMV и Газпромом, в которой планировалось, что в обмен на долю в проекте газодобычи в Сибири OMV предоставит российскому газовому холдингу активы своей «дочки» в Норвегии OMV Norge. Узнав о договоренности, США начали давить на Норвегию и лично на министра энергетики Торда

Андре Лина, позже об этом стало известно из австрийской прессы. В результате Норвегия заблокировала сделку. Австрийское издание назвало этот случай «борьбой в традициях холодной войны».

Ситуация с OMV – это всего лишь один из многих подобного рода случаев, можно вспомнить многочисленные визиты эмиссаров США в Болгарию по поводу «Южного потока», который затем был успешно похоронен болгарскими партнерами. Представители Дании, участвовавшие в переговорах по «СП-2», который касается территориальных вод этой страны, жаловались, что оказалась в безвыходной ситуации, хотя и не имеют ничего против расширения газопровода, однако предпочитает не вызывать недовольство Вашингтона. Для полноты картины следует добавить и активность спецпосланника США по международным энергетическим вопросам Амоса Хохштейна, который, вторя Байдену, утверждает, что «СП-2» нанесет экономике Украины непоправимый удар, из чего следует, что США сделают все возможное, чтобы заблокировать этот проект, уговорив Германию отказаться от планов по его реализации. По словам Хохштейна, «Северный поток-2» угрожает энергетической безопасности Европы и ее стратегии по диверсификации источников энергии. Поэтому он заботливо предлагает Европе покупать как можно больше американского сжиженного газа, который дороже российского трубопроводного на 50-70%.

Председатель Еврокомиссии Жан-Клод Юнкер тоже прошелся по проекту «СП-2». Выступая на международном экономическом форуме в Санкт-Петербурге в июне, он сказал: «Мы должны быть уверены в том, что все страны Центральной и Восточной Европы имеют равный доступ к поставкам энергии». «Мне очень нравятся трубопроводы, которые соединяют, а не разъединяют», – добавил глава Еврокомиссии..

Кто кроме Газпрома за проект?

Очевидно, что главный бенефициар проекта «СП-2» в Европе это немецкие газовые фирмы – участницы проекта и Германия в



целом. Польша, например, уже закупает СПГ из Катара, пока около 10% от своих потребностей. Газ из Катара на 70% дороже российского, но Польша называет это платой за «диверсификацию поставок углеводородов». В Германии нет такой безумной русофобии, там умеют видеть и получать свою выгоду от торговли с соседями. «Восточная политика» Германии еще во времена СССР заключалась в налаживании отношений через экономическое сотрудничество. Если «СП-2» будет реализован и через Германию пойдут дополнительные 55 млрд м³ газа в год, то эта страна станет ключевым газовым игроком на континенте. Это сулит немалые выгоды. Газ из Германии можно будет поставлять в страны Западной, Центральной, Южной и (!) Восточной Европы. Даже сейчас газ, поставляемый в Чехию через «СП-1» и трубопровод Орап, стоит дешевле, чем транзит через Украину и Словакию. Кроме выгод от транзита, немецкие компании получат серьезные инфраструктурные подряды, значительно возрастет ликвидность газового рынка Германии, что приведет к снижению цены на газ и общему повышению конкурентоспособности промышленности. Проект даст новые рабочие места и толчок к развитию экономики. Причем финансировать его будут только частные фирмы. То есть многие в Берлине за проект, но Брюссель против. Германия оказалась сейчас на распутье, это момент истины для страны. Может ли она позволить себе независимую

внешнюю и экономическую политику или останется заложником евроатлантической солидарности? Не стоит забывать, что американские войска так и не покинули Германию, хотя со времен Второй мировой войны прошло более 70 лет. Однако в немецкой элите происходит борьба вокруг проекта. Вот один из ярких примеров такой борьбы.

Недавно лидер Европейской народной партии, крупнейшей, кстати, в Европарламенте, Манфред Вебер написал письмо министру экономики ФРГ Зигмару Габриэлю, в котором резко критиковал проект строительства газопровода по дну Балтийского моря. Пресс-секретарь Габриэля, когда ее спросили через неделю о реакции шефа, сделала удивленные глаза и сказала, что впервые слышит о таком письме.

Пожалуй, Вебер напрасно ждал от Зигмара Габриэля какой-то другой реакции. Лидер СДПГ осенью прошлого года летал в Москву, чтобы заверить Владимира Путина в поддержке проекта Германией.

У СДПГ давние дружеские связи с Москвой. В отличие от ХДС и ХСС социал-демократы от сотрудничества с Россией выигрывают. Они надеются, что их твердая позиция в спорах вокруг проекта поможет им успешно выступить на парламентских выборах, которые состоятся в 2017 г.

Энергетический сектор, в котором работают мощные профсоюзы, традиционно считается вотчиной СДПГ. Габриэль надеется, что поддержка «Северного потока»

поможет его партии вернуть голоса избирателей и преодолеть кризис.

Многие обозреватели считают, что Германия, не раздувая большого европейского скандала, будут все же продвигать столь выгодный ей проект. Хотя в этом случае действия Германии войдут в противоречие с так называемым «списком Могерини», перечнем пунктов, которые должны, по мнению ЕС, лежать в основе отношений с Россией. И там присутствует требование проводить общую энергетическую политику.

Что касается Украины, теряющей в случае реализации проекта транзитные миллиарды, есть версия, что Германия, в случае реализации проекта, попросит Газпром оставить небольшой транзит через эту страну, в объемах 20–30 млрд м³ в год.

Перспективы проекта

Постоянный представитель России при ЕС Владимир Чижов считает, что проект «СП-2» будет реализован, поскольку он чрезвычайно привлекателен коммерчески для крупнейших газовых компаний Германии. Кроме этого, Чижов обращает внимание, что у «Северного потока» в отличие от «Южного» нет наземной части, что не позволяет ЕС применить к нему положения Третьего энергопакета ЕС, на основании которого договоры России со странами транзитерами по «Южному потоку» были признаны ЕС незаконными.

Недавно глава Газпрома Алексей Миллер также прокомментировал ситуацию с проектом «СП-2». «Иностранцы партнеры Газпрома по проекту строительства газопровода «Северный поток-2» продолжают работу», – сообщил он журналистам.

«Абсолютно все партнеры, которые являются участниками проекта с самого начала, продолжат работу над проектом. Они все подтвердили Газпрому свое участие. Что касается конкретных моделей реализации проекта, в настоящее время есть несколько вариантов, они обсуждаются, мы ведем переговоры. Думаю, что буквально в самые ближайшие месяцы мы примем окончательное решение», – добавил А. Миллер. ●

КОНКУРЕНЦИЯ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ



Афанасьев Валентин Яковлевич,
доктор экономических наук,
профессор,
заведующий кафедрой
экономики и управления в
топливно-энергетическом
комплексе
Государственного
университета управления



Кузьмин Виталий Васильевич,
кандидат экономических
наук,
доцент кафедры экономики
и управления в топливно-
энергетическом комплексе
Государственного
университета управления

В СТАТЬЕ ИЗЛАГАЕТСЯ ЛОГИКА ПОСТЕПЕННОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ МЕХАНИЗМОВ СВОБОДНОЙ КОНКУРЕНЦИИ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ. ДАЕТСЯ КРАТКАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РЕФОРМИРОВАННОЙ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ. ОТМЕЧАЕТСЯ НАЛИЧИЕ КОМПЛЕКСА СИСТЕМНЫХ ПРОБЛЕМ В ФУНКЦИОНИРОВАНИИ СОВРЕМЕННОГО РОССИЙСКОГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА, ОТСУТСТВИЕ РЕШЕНИЯ КОТОРЫХ НЕГАТИВНО ВЛИЯЕТ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТРАСЛИ. ПРЕДЛОЖЕН АЛГОРИТМ ПОЭТАПНОГО РАЗВИТИЯ УСЛОВИЙ КОНКУРЕНЦИИ НА РОССИЙСКОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ ЧЕРЕЗ ФОРМИРОВАНИЕ И ПОСТЕПЕННОЕ РАЗВИТИЕ СЕКТОРА СВОБОДНОЙ ТОРГОВЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ

THE ARTICLE DESCRIBES THE LOGIC OF THE GRADUAL SPREAD OF FREE COMPETITION MECHANISMS ON THE ELECTRIC POWER MARKET IN ORDER TO INCREASE ITS EFFECTIVENESS. A BRIEF ESTIMATE OF THE PERFORMANCE OF THE REFORMED RUSSIAN ELECTRIC UTILITY INDUSTRY HAS BEEN GIVEN. THE PRESENCE OF AN ARRAY OF SYSTEM PROBLEMS IN THE FUNCTIONING OF THE REFORMED RUSSIAN ELECTRIC POWER MARKET, THE LACK OF WHICH SOLUTIONS ADVERSELY AFFECTS THE EFFICIENCY OF THE INDUSTRY, HAS BEEN NOTED. AN ALGORITHM FOR THE EVOLUTIONARY DEVELOPMENT OF COMPETITIVE CONDITIONS ON THE RUSSIAN ELECTRIC POWER MARKET THROUGH THE FORMATION AND GRADUAL DEVELOPMENT OF THE ELECTRIC POWER FREE TRADE SECTOR HAS BEEN OFFERED

Ключевые слова: *электроэнергетический рынок, конкуренция, государственное регулирование, развитие и реформы электроэнергетики, «дерегулирование» электроэнергетики.*

В настоящей статье рассматриваются проблемы постепенного развития условий конкуренции на современном российском электроэнергетическом рынке в целях повышения эффективности процессов производства, передачи и потребления электрической энергии.

Как известно, к 80-м гг. XX века, в условиях сложившейся всеобщей электрификации большинства сфер деятельности и среды обитания человека, в мировой экономике возникает новая тенденция существенного роста цен на энергоносители и тарифов на электроэнергию. Новый тренд в изменениях цен на электроэнергию вызвал острую негативную реакцию потребителей и государственных регулирующих органов, которые в процессе поиска решений проблемы высоких темпов роста тарифов на электроэнергию начинают

критически оценивать вопросы эффективности электроснабжения и государственного регулирования в этой важнейшей сфере предпринимательства.

Начало структурных реформ на электроэнергетических рынках

В этот период в экономической, научной и политической элите многих экономически развитых стран начинает складываться убеждение, что прежние монополии, функционирующие в электроэнергетике (от деятельности которых во многом зависит деятельность людей в их частной, производственной, социальной и иных сферах) в условиях значительного удорожания углеводородного топлива оказались недостаточно эффективными. Также и действующий в то время

вариант рынка электроэнергии, основанный на деятельности указанных вертикально интегрированных, регулируемых государственными структурами энергетических компаний, в целом начинает оцениваться как неоптимальный. В действующем порядке их функционирования на рынке многие начинают видеть причины низкой эффективности процесса электроснабжения.

Критическая оценка эффективности электроэнергетического рынка, функционирующего в условиях традиционной для того времени системы государственного регулирования, и мотивация на повышение его эффективности привели к тому, что примерно через 100 лет после первых устойчивых рыночных сделок по купле-продаже электрической энергии начинает формироваться представление о целесообразности применения в электроэнергетике (в инфраструктурной, сложной в технологическом отношении отрасли человеческой деятельности) условий свободной рыночной конкуренции, позволяющих оптимизировать процесс электроснабжения потребителей и повысить его эффективность.

Такие представления формируются на фоне развития все более свободных, все менее деформированных условий конкуренции на самых различных рынках – товарных, валютных, фондовых и пр. К этому времени во многих сферах человеческой деятельности свободные конкурентные отношения стали традиционными, на практике доказав свою эффективность.

Теоретической основой идеей и подходов к формированию условий свободной конкуренции на электроэнергетическом рынке служат выводы экономической теории о том, что свободная, конкурентная рыночная экономика как система отношений людей, созданная в ходе длительного эволюционного развития человечества (и не перестающая развиваться) в конечном итоге приводит к наиболее предпочтительным результатам.

Параллельно с электроэнергетикой в иных отраслях экономики также идут процессы анализа и изменения подходов к государственному регулированию

компаний, оказывающих «общественно значимые» услуги. Низкая мотивация на повышение эффективности и снижение тарифов государственно регулируемых организаций в сфере инфраструктурных услуг способствует формированию идеи «приватизации», «дерегулирования», «либерализации» этих (ранее регулируемых государством) отраслей во многих странах мира [1, с. 710]. Например, в США оценка и обсуждение сходных недостатков регулирования методом установления нормы доходности привели к серьезным изменениям в способах регулирования организаций, оказывающих услуги в сфере газоснабжения, телефонной связи и кабельного телевидения. На указанных рынках «государственная политика, если и не стала направленной к полной замене прямого регулирования данных отраслей рынком, то проявила тенденцию в этом направлении» [1, с. 710].

На фоне таких изменений традиционная система государственного вмешательства (регулирования) электроэнергетических компаний становится еще более критикуемой позицией. Часто звучат мнения, что многие тарифные решения регулирующих органов продиктованы политическими мотивами и что регулирующие органы продались регулируемым организациям. Складывается устойчивое убеждение, что регулируемая государством электроэнергетика, сконцентрированная в крупных вертикально интегрированных компаниях, уже не в состоянии обеспечить требуемый от нее уровень эффективности. Результаты работы электроэнергетики начинают расцениваться как слишком слабые и неудовлетворительные («ужасные»). Звучат настойчивые требования по изменению отношений на электроэнергетических рынках и изменению подходов к государственному регулированию в этой инфраструктурной отрасли.

С начала 90-х гг. XX века в промышленно развитых странах идея применения конкурентных механизмов на электроэнергетических рынках как инструмента повышения

эффективности электроэнергетики переходит в практическую плоскость. Начинается поиск «конкурентных» рыночных моделей (процедур, методов, инструментов и пр.), а также процесс практического перевода отношений поставщиков и потребителей электрической энергии и услуг на принципы рыночной конкуренции.

Идея естественной монополии, которая во многом лежала в основе прежних подходов к государственному регулированию электроэнергетического рынка, наряду с идеей «общественной значимости» этого вида деятельности, к этому времени трансформируется. В условиях, когда на базе новейших технологий управления процессами производства и передачи электрической энергии в составе электроэнергетических систем функционируют все больше различных источников генерации, присоединенных к общей электрической сети и принадлежащих разным собственникам и хозяйствующим субъектам, система электроснабжения, которая ранее считалась единой монополией, начинает рассматриваться как система, открытая для конкурентной борьбы. В этот период поставка электроэнергии на рынке уже не представляется как исключительно монопольная услуга с неизбежно необходимым жестким государственным (прежде всего – тарифным) регулированием.

Постепенно начинают меняться взгляды на роль потребителей в конкурентных процедурах на электроэнергетическом рынке. Также, как и на иных рынках, на указанном рынке они начинают рассматриваться (пока на уровне принципиальных идей и подходов к развитию электроэнергетического рынка) в качестве главного действующего лица: от их решений по покупке или отказе от покупки электроэнергии от того или иного источника генерации должно будет зависеть экономическое благополучие тех или иных поставщиков электрической энергии.

Вначале в Чили и Великобритании (1990 г.) и далее во многих странах (в Новой Зеландии,

УДК 621.31.339.13

скандинавских странах и др., включая также и Россию) запускаются процессы серьезных институциональных реформ электроэнергетики, включающих, в том числе, и изменение правил функционирования электроэнергетических рынков. Основополагающей идеей указанных реформ электроэнергетики становится использование конкурентной рыночной системы в качестве главного инструмента повышения эффективности процесса энергоснабжения, повышения надежности и качества обслуживания потребителей электрической энергии. В ходе реформирования и серьезных структурных преобразований электроэнергетической отрасли осуществляется постепенная замена традиционных методов жесткого государственного управления и регулирования на механизмы конкурентного рынка, предпринимаются меры по открытию указанных рынков для свободной конкуренции независимых поставщиков, потребителей и иных субъектов с одновременным формированием и развитием систем саморегулирования его субъектов.

Важные условия для таких преобразований создают высокоразвитые к этому времени рыночные институты, а также активные процессы информатизации, интеллектуализации среды обитания, деятельности и взаимодействия людей, в том числе и в электроэнергетических системах.

В современных условиях в большинстве стран Европы, США и ряде других регионов мира осуществляются те или иные шаги по внедрению и развитию конкурентных моделей функционирования электроэнергетики. Будет вполне справедливым утверждение, что сегодня преобразования в электроэнергетике, направленные на реализацию конкурентных механизмов на рынке электрической энергии, в целом являются мировой тенденцией, затронувшей большинство развитых и ряд развивающихся государств мира. Но одновременно с этим следует заметить, что к 2016 г. пока ни одна страна полностью не завершила

создание сколько-нибудь удовлетворительного конкурентного электроэнергетического рынка. Есть страны добившиеся значительных успехов в этом направлении. В настоящее время к ним можно отнести США, Австралию, Новую Зеландию, Великобританию, Швецию, Финляндию, Норвегию, Германию, Чили, Бразилию. При этом необходимо учесть, что процессы реформирования электроэнергетических рынков довольно динамичны, поэтому вполне можно ожидать скорейших изменений в списке стран с реформированной конкурентной электроэнергетикой.

Реформирование российской электроэнергетики в 1992–2016 гг.

Начиная с 1992 г. в России проведены кардинальные структурные реформы электроэнергетической отрасли, а также реализованы важнейшие, масштабные меры, направленные на формирование и развитие условий рыночного взаимодействия субъектов рынка в рамках двухуровневой модели оптового и розничного рынка электрической энергии и мощности. К важнейшим позитивным результатам более чем 25-летнего реформирования электроэнергетики и электроэнергетического рынка можно отнести следующие:

- Деятельность организаций электроэнергетики в сжатые сроки переведена на коммерческие принципы, взамен действовавших ранее принципов директивного государственного управления.
- В отрасли введена структура управления, основанная на разделении конкурентных и монопольных видов деятельности. Генерация выведена из вертикально интегрированных структур, что формирует условия (в действующей модели – не реализованные в полной мере) для организации свободных конкурентных отношений потребителей со всей доступной генерацией (производителями электроэнергии).
- В целом на коммерческих, рыночных принципах организовано предпринимательское

взаимодействие поставщиков и потребителей электрической энергии в рамках двухуровневой модели рынка, включающей оптовый и розничный рынок.

- Создан комплекс нормативных правовых документов, определяющих порядок функционирования организаций электроэнергетики и взаимоотношения на рынках электрической энергии и мощности (закон «Об электроэнергетике», правила функционирования оптового и розничных рынков и пр.).
- Применительно к рыночным условиям создана и совершенствуется система государственного регулирования деятельности субъектов на электроэнергетическом рынке, прежде всего – тарифное и антимонопольное регулирование.
- На оптовом рынке, функционирующем в пределах ЕЭС России, заработали (точнее – постепенно формируются) в целом рыночные механизмы саморегулирования в виде структур и процедур Ассоциации «НП Совет рынка» с участием в нем производителей, потребителей, инфраструктурных организаций и представителей государства.
- Для субъектов оптового рынка (далее – ОРЭМ) доступен сервис инфраструктурных организаций указанного рынка, включая услуги:
 - системного оператора (ОАО «СО ЕЭС») – единой иерархически построенной организации, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России;
 - коммерческого оператора оптового рынка электрической энергии и мощности – оказывающего услуги по администрированию торговой системы (ОАО «АТС»);
 - ПАО «Российские сети» и его ДЗО, оказывающих услуги по передаче электрической энергии в рамках технологической инфраструктуры ЕЭС России и обеспечивающих управление и развитие электросетевого комплекса.
- На оптовом рынке практически реализуются в целом рыночные механизмы

взаимодействия субъектов рынка и инфраструктурных организаций (хотя и имеющие во многом монопольный характер). Отработаны технологии оформления и исполнения торговых сделок по купле-продаже ежесуточных объемов поставок (с разбивкой по часам суток) электрической энергии (рынок на сутки вперед – РСВ) и учета фактических режимных отклонений от принятых на РСВ (балансирующий рынок – БР). Поведение цен на рынке электроэнергии коррелируют с ценами на рынках топлива, объемами потребления и состоянием электрической сети, что доказывает его работоспособность.

- Накоплен опыт косвенного регулирования рынка – через правила рынка, антимонопольные меры, использование механизмов предельных цен (price-cap), участия государства при принятии решений «НП Совет рынка». Однако участие государства в ряде случаев подавляет рыночное поведение субъектов рынка, основываясь на краткосрочных (часто политически мотивированных) целях и не всегда адекватной оценке долгосрочных последствий и возможных действий субъектов рынка.
- С целью преодоления угрозы дефицита электроэнергии приняты меры для ввода энергетических мощностей в ЕЭС России (модернизации) за счет введения внерыночного механизма договоров предоставления мощности (далее – ДГМ). Данный механизм дает практически полную гарантию результата, но при высоких затратах и при условии, что все риски (финансовые и ошибки в размещении объектов и их избыточность) ложатся на потребителей. Следствием введения ДГМ стало сдерживание инвестиционной привлекательности действующей генерации (вне ДГМ) и требование субъектов генерации осуществлять все инвестиционные проекты на условиях контрактов ДГМ.

Перечень положительных результатов реформирования электроэнергетики можно было бы продолжить. Но удалось ли достичь ключевых, перспективных

целей реформирования отрасли и формирования условий недеформированной конкуренции на электроэнергетическом рынке: повысить эффективность электроэнергетики на базе развития конкурентных рыночных процедур и стимулов предпринимательской деятельности; обеспечить необходимые (но не избыточные) темпы развития объектов и систем электроэнергетики для надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей; создать рыночные условия для привлечения необходимых объемов инвестиций в развитие отрасли?

Оценка показателей функционирования электроэнергетики в рамках целевой модели оптового и розничного рынка (в 2008–2016 гг.) не дает оснований говорить о сколько-нибудь удовлетворительном достижении поставленных целей. С 1991 по 2016 гг. многие показатели, характеризующие эффективность функционирования российской электроэнергетики, имеют негативную динамику (подробнее об этом см. [2, 3, 4]), в частности:

- значительно ухудшилась эффективность (полнота) использования установленной мощности электростанций;
- ухудшилась эффективность использования топлива на тепловых электростанциях;
- наблюдается серьезный рост удельной стоимости строительства энергетических объектов;
- значительно выросла численность персонала в организациях электроэнергетики, при сохраняющемся (даже несколько сниженном) уровне отпуска электроэнергии потребителям;
- уровень потерь электроэнергии в сетях вырос с 8,7% (от отпуска электрической энергии в сеть) в 1990 г. до 11,2% в 2013 г.; в то же время этот показатель в США, Китае складывается на уровне 6–8%, в Германии – около 4% [5];
- наблюдается существенный рост электросетевых активов в отсутствие роста потребления (и объемов услуг по передаче электроэнергии);
- после некоторого спада в 2005–2006 гг. снова резко возросла дебиторская задолженность в электроэнергетике.

Электроэнергетика так и не стала отраслью предпринимательства, привлекательной для инвестиций. В отрасли не созданы базовые условия для привлечения на рыночных принципах инвестиционных ресурсов и их окупаемости (без государственной поддержки в виде договоров поставки мощности, которые в итоге дополнительно ухудшают инвестиционную среду в отрасли). И это при том, что основные фонды в электроэнергетике характеризуются высоким уровнем износа и подавляющая часть используемого в отрасли парка электрогенерирующего оборудования морально устарела.

В целом на современном российском электроэнергетическом рынке наблюдается комплекс серьезных системных проблем, отсутствие решения которых не позволяет говорить о положительном влиянии этого рынка на эффективность отрасли. Прежде всего, необходимо отметить логическую незавершенность реформы российской электроэнергетики в сфере создания конкурентного рынка. Именно вследствие этой незавершенности сохраняется монопольный характер отношений поставщиков и потребителей электрической энергии и услуг (как на оптовом, так и на розничном рынках). Несмотря на то, что после 2005 г. в стране объявлено о создании «конкурентного рынка», на самом деле на рынке явно прослеживается монополия поставщиков.

Поставщики на рынке действуют в условиях, когда потребителей «забыли» включить в конкурентные отношения. Потребители искусственно и необоснованно ограничены в своих действиях на рынке, не оказывают конкурентного влияния на поставщиков. Они не могут заменить «неудобных, дорогих» поставщиков энергии и услуг, не могут покупать энергию и услуги на открытых торговых площадках и др. С другой стороны, поставщики также не могут предложить к продаже и реализовать потребителям весь имеющийся ресурс. Наблюдается избыточное вмешательство государственных органов в работу рынка, что также препятствует реализации потенциала конкурентных механизмов в повышении эффективности отрасли. Имеющаяся технологическая база функционирования субъектов электроэнергетического рынка, а также его инфраструктура не обеспечивают условия конкурентного взаимодействия поставщиков и потребителей электроэнергии и услуг. Потребителям на таком «конкурентном рынке» до такой степени некомфортно, что наблюдается активный их уход на локальные системы энергоснабжения. Это, в свою очередь, вызывает дополнительное снижение эффективности действующего рынка вследствие относительного снижения объемов поставок и роста удельных издержек генерации и сетей ЭЭС России. Более подробно сложившиеся на рубеже 2015–2016 гг. проблемы российского электроэнергетического рынка, мешающие его эффективному функционированию, отражены в [2, 3, 4, 6, 10].

Современные взгляды на институциональные изменения на электроэнергетическом рынке

Следует заметить, что само по себе появление и начало реализации идей о целесообразности и неизбежности использования конкурентных механизмов для повышения эффективности электроэнергетики, совсем не означает окончательной победы этих идей и представлений с

«автоматическим» получением ожидаемых результатов. Анализ опыта реформирования электроэнергетики в западных странах и в России (где реформы активно проводятся с 1992 г.) показывает, что в процессе формирования «конкурентных» моделей функционирования электроэнергетики возникали и возникают существенные проблемы и неудачи. Например, хотя опыт Великобритании по структурной реформе электроэнергетики во многом послужил для других стран «опытным образцом» того, как надо создавать конкурентную электроэнергетику, этот опыт также может послужить по многим вопросам примером того, как не нужно это делать. Еще одним ярким примером временных неудач в формировании конкурентной системы является опыт преобразований электроэнергетического рынка в Калифорнии (США), [1, 7, и др.]. Как известно, в обоих названных случаях для исправления ситуации на рынке были реализованы специальные программы мер с участием регулирующих государственных органов.

В ситуации, когда в процессе «либерализации» электроэнергетического рынка «с ходу» не получается достичь всех намечаемых целей реформирования (а также в нередких случаях тех или иных временных неудач), в России и в западных странах все еще сохраняется немало (и в теоретической, и в практической сфере) сторонников «дальнейшего развития электроэнергетики на базе вертикально интегрированных структур, жестко регулируемых государством».

Довольно много людей все еще считают, что государство, помимо создания и защиты условий функционирования общества и рынка, должно взять на себя также задачу корректировки действий субъектов рынка, «оптимизации» их деятельности, путем вмешательства в функционирование рынка, исходя из собственного понимания тех или иных руководителей этих государств (или тех или иных государственных органов) вопросов справедливости и целей развития общества. Для многих людей до сих пор нет положительного ответа на вопрос о том, действительно ли

столь необходимо и целесообразно развивать на электроэнергетическом рынке механизмы свободной конкуренции, а государству держаться вне рынка. Приверженцы традиционных подходов к государственному управлению и регулированию в электроэнергетике убеждены в том, что в ряде сфер хозяйственной деятельности, включая электроэнергетику, необходимо усиление влияния государства на экономические отношения участников рынка. Они считают идеи и шаги по применению конкурентной модели отношений на электроэнергетическом рынке «нецелесообразными, идеалистическими и практически невыполнимыми» [1, с. 775], и что необходимо «чуть-чуть усовершенствовать» действующие механизмы государственного регулирования, придумать (обновить) систему стимулирования монополий, и энергетика вернется к прежним (или как минимум удовлетворительным) темпам повышения эффективности. В современной России дополнительную энергию в аргументацию сторонников усиления государственного вмешательства в работу электроэнергетического рынка добавляет во многом негативная динамика показателей, характеризующих эффективность функционирования российской электроэнергетики после проведенных реформ. А также то, что проблемы функционирования отрасли, в том числе недостатки существующего рынка, приводят к «необоснованному завышению» цен на электроэнергию. Это дает основания некоторым отечественным сторонникам усиления государственного регулирования говорить о необходимости введении административных ограничений на уровень цен. Все активнее звучат сомнения в целесообразности применения конкурентной модели рынка в электроэнергетике и настойчивые требования к усилению государственного регулирования рынка и управления в отрасли.

Но в это же время, приверженцы развития справедливых условий конкуренции в электроэнергетике (или «приватизации», «дерегулирования»,

«либерализации» отрасли, что на самом деле означает применение на электроэнергетических рынках условий конкуренции и принципов взаимодействия, характерных для рынков с традиционно развитыми конкурентными механизмами) придерживаются точки зрения, в соответствии с которой такое реформирование является единственным системным способом существенного повышения эффективности электроэнергетики. И что такое реформирование вполне осуществимо в эпоху всеобщей информатизации и интеллектуализации электроэнергетических систем, хотя и нуждается в серьезной теоретической и проектной подготовке и в постоянном развитии. Сегодня все больше людей убеждается в том, что на электроэнергетическом рынке, несмотря на его технологическую сложность и «общественную значимость», можно и нужно повышать эффективность и производительность труда через развитие условий конкуренции, отказ от избыточного ограничения конкуренции. Они считают, что на электроэнергетическом рынке можно и нужно создавать условия для того, чтобы действующие индивиды (прежде всего, потребители, а также и поставщики, включая и тех, которые производят электрическую энергию на объектах малой распределенной генерации) имели возможности рыночного, конкурентного выбора между альтернативными способами действий. То есть создавать условия для свободной, справедливой, недеформированной конкуренции. Одним из важных аргументов сторонников развития условий конкуренции является то, что опыт первых проектов по применению конкурентных механизмов на электроэнергетическом рынке демонстрирует, что менее деформированные условия конкуренции на электроэнергетическом рынке приносят значительные экономические выгоды его субъектам, включая потребителей. «В условиях конкурентной борьбы активы, существующие в электроэнергетическом секторе, используются более эффективно, и это приносит потребителям реальные долговременные выгоды». [8, с. 15].

Наличие в обществе во многом взаимно противоположных взглядов на вопросы развития условий конкуренции отражается на состоянии дел в российской электроэнергетике. В текущих условиях указанное противостояние взглядов начинает оказывать серьезное влияние на процессы дальнейшего реформирования российского электроэнергетического рынка и его эффективность. Несмотря на то, что в стране (в 2008 г.) был объявлен переход к «конкурентному рынку электрической энергии», в текущий период сложились условия (в том числе и вследствие логической незавершенности реформ отрасли и направившие развитие отношений на электроэнергетическом рынке в сторону усиления государственного вмешательства в работу рынка [2]. Сегодня сторонники усиления государственного влияния не оставляют попыток использования электроэнергетики и ЭЭС России в качестве инструментов государственной политики в экономике и социальной сфере. Не прекращаются попытки пересмотреть уже принятые решения по переходу к конкурентному электроэнергетическому рынку и вернуться к регулируемой электроэнергетике [4, с. 13]. Отдельные временные негативные результаты проведенных реформ электроэнергетики, как в России, так и за рубежом, дают основания некоторым сторонникам усиления государственного регулирования говорить даже о необходимости сворачивания реформ на фоне «отрицательных их результатов».

Предлагаемые подходы к решению текущих проблем российского электроэнергетического рынка

В такой момент очень важно разобраться в сути проблем, накопившихся на российском электроэнергетическом рынке, и реализовать меры, которые будут направлены на их решение и обеспечат выполнение задач по повышению эффективности российской электроэнергетики, в том числе по отношению к соответствующим отраслям в экономически развитых странах.

Прежде всего, важно учитывать, что, несмотря на наличие довольно большого количества сторонников идеи возврата к государственно регулируемой электроэнергетике, в России, как и практически во всех других странах, преобладающим является понимание того, что модели рынка электроэнергии, основанные на деятельности монопольных вертикально интегрированных компаний, в целом оказались неоптимальными. Для большинства научных, государственных и практических работников окончательно ясно, что функционирование вертикально интегрированных компаний демонстрирует низкую эффективность, что подтверждается как ростом тарифов на энергию для потребителей, уже угрожающим потерей внешней конкурентоспособности, так и недостаточной инвестиционной привлекательностью отрасли. Кроме этого, складывается понимание того, что сложности, с которыми сталкиваются современные рынки электроэнергии, в первую очередь связаны с нерешенными в ходе реформирования проблемами. Например, с неспособностью современных переходных моделей электроэнергетического рынка обеспечить корректные ценовые сигналы для формирования торговых сделок на рынке, с проблемами функционирования информационной и



организационной инфраструктур, позволяющих субъектам рынка (прежде всего, потребителям и субъектам малой распределенной генерации) полноценно участвовать в торговых операциях (в том числе осуществляемых на электронных торговых площадках) и многими другими.

Результаты серии реформ, проведенных в российской электроэнергетике с 1992 г. по настоящее время, в целом аналогичны результатам реформ во многих экономически развитых странах. Современный электроэнергетический рынок в России (так же, как и рынки, сформированные в большинстве стран в мире в результате реализации проектов по внедрению менее деформированных условий конкуренции на электроэнергетических рынках) пока очень далек от классических рынков совершенной конкуренции [2, 7]. Это объясняется как недостаточной проработанностью и ошибками в проведении реформы, недостатками внедряемой модели рынка (довольно искусственно разделенной на оптовый и розничный), так и недостаточным уровнем развития технологической базы указанного рынка.

При этом важно учитывать постепенный характер развития условий конкуренции в сферах предпринимательской деятельности с развитыми условиями конкуренции. В традиционно «конкурентных» сферах деятельности в течение длительного исторического периода (со средних веков) в целом преобладала тенденция к развитию механизмов конкурентной рыночной экономики (наряду с развитием механизмов государственного регулирования в «неконкурентных» сферах деятельности). В этих сферах деятельности в течение столетий постепенно развиваются конкурентные механизмы и механизмы саморегулирования субъектов рынка, вытесняя административное государственное регулирование. При этом экономическая теория подчеркивает, что «система рыночной экономики никогда не опробовалась в завершеном и чистом виде» [9, с. 250].

Знание исторического опыта эволюционного развития условий рыночного взаимодействия в

сферах деятельности с традиционно развитой конкуренцией позволяет предположить, что «конкурентная» рыночная система в электроэнергетике будет также развиваться постепенно. И что



первые проекты по реализации «конкурентной» системы в электроэнергетике являются только начальными шагами в долгом историческом пути развития указанных отношений в направлении формирования все менее деформированных и все более свободных, справедливых отношений его субъектов.

Очень важно знать и учитывать, что ни одна страна, осуществившая переход к «конкурентной» электроэнергетике, не планирует возврата к прежней вертикально интегрированной структуре электроэнергетики и прежним механизмам ее государственного регулирования. То есть, несмотря на то, что на современных реформированных электроэнергетических рынках сохраняются те или иные проблемы и недостатки, ни в одной стране не ставится серьезно вопрос о возврате назад к жесткому государственному управлению электроэнергетикой, а идет активный поиск путей развития рыночных процедур и возможностей выстраивания справедливых условий для конкуренции среди субъектов рынка. Практически во всех странах, где осуществляются серьезные структурные реформы

электроэнергетики, анализ текущего состояния рынка, анализ отдельных негативных результатов реализации тех или иных мер по преобразованиям на рынке используется (с большим или меньшим успехом) для решения задач корректировки и дальнейшего развития конкурентных механизмов, развития инфраструктуры и правил функционирования указанных рынков. Выявленные на текущих этапах проблемы несовершенства рынка используются в качестве исходных данных для последующих решений, проектирования и реализации процедур и механизмов взаимодействия субъектов рынка, в основе которых лежит приоритет конкурентных форм торговли, в том числе с участием так называемых субъектов естественных монополий, с обеспечением свободного конкурентного доступа участников рынка к их услугам.

Дополнительным условием, создающим новые стимулы к развитию конкурентных механизмов на электроэнергетическом рынке в современных условиях, является процесс бурного развития распределенной генерации. В электроэнергетике передовых стран, включая и Россию, с начала XXI века появились освоенные и уже широко тиражируемые относительно дешевые источники малой (распределенной) генерации (газопоршневые, парогазовые установки, микротурбины, интенсивные котлоагрегаты, тепловые насосы и др.). Указанные источники генерации в сочетании с интеллектуализацией их энергоустановок, систем технологического управления в электроэнергетических системах и учета энергии предоставляют многим предпринимателям (включая потребителей) реальные возможности для собственного производства энергии. Многие предприниматели сегодня уже формируют локальные системы энергоснабжения, успешно конкурирующие с централизованной энергетикой. Приближение производства к потреблению создает условия для относительного снижения затрат на транспорт энергии, расширяя сферу экономической эффективности децентрализованного и даже

индивидуального энергоснабжения. Развивающаяся распределенная генерация в скором времени станет сопоставима по рыночной силе с функционирующими на рынке традиционными генерирующими компаниями, обеспечивая реальную эластичность спроса и создавая действенное давление на цены. Кроме этого, новые технологии позволяют облегчить управление в электроэнергетических системах. При их использовании потребители сами смогут выбирать нужные им уровни надежности и качества энергоснабжения, получать конкурентную оценку стоимости передачи и подключения к сетям, обоснованно определять необходимые резервы по генерации и распределительным сетям, давая обоснованные инвестиционные сигналы для развития энергетической отрасли. В этих условиях на электроэнергетических рынках возникает объективная необходимость корректировки правил, которые будут предоставлять этой новой рыночной силе возможности, наравне с иными субъектами, конкурировать за более выгодные условия поставок потребителям электрической энергии, а потребителям – конкурировать за покупку энергии у поставщиков, зачастую предлагающих на рынке более выгодные условия поставки.

О текущих задачах по развитию условий и механизмов конкуренции на российском электроэнергетическом рынке

Необходимость решения проблем, касающихся функционирования российского электроэнергетического рынка диктует необходимость согласованных действий государственных структур и субъектов рынка по изменению системы экономических отношений на электроэнергетическом рынке. Несмотря на то, что на современном российском электроэнергетическом рынке существуют серьезные проблемы и недостатки (а вернее, именно вследствие этого!), важно не возвращаться назад к жесткому государственному управлению электроэнергетикой, а идти вперед в направлении развития рыночных процедур и условий свободной, менее

деформированной конкуренции на рынке. В России, так же, как и во всех странах, где осуществляются серьезные структурные реформы электроэнергетики, через определенные промежутки времени возникают задачи корректировки и дальнейшего развития конкурентных механизмов, развития инфраструктуры и правил функционирования указанных рынков. В современных условиях, после почти десятилетней «обкатки» «целевой модели рынка электрической энергии и мощности», запущенной после завершающего этапа реформирования ПАО «ЕЭС России» в 2005–2008 гг., необходимо реализовать качественно новый комплекс мер. Сделать это целесообразно, исходя из современного представления о характеристиках и свойствах конкурентного электроэнергетического рынка [2], с учетом современного уровня развития производственных, управленческих, торговых технологий, а также информационных и коммуникационных систем и сервисов.

Исходя из понимания того, что внедрение условий свободной, недеформированной конкуренции на электроэнергетическом рынке является не разовой кампанией, а представляет собой длительный, постоянно развивающийся процесс, в текущих российских условиях наступает период нового осознания и определения участниками рынка и регулирующими органами основного контура необходимых перемен, формулирования концепции изменений, согласования позиций участников рынка по вопросам развития механизмов и процедур рынка, с последующей разработкой и созданием указанных механизмов и процедур конкурентного рынка. Требуется также теоретическая разработка новых алгоритмов и программ торговли, практическая апробация механизмов торговли с оценкой достигнутого результата, проектирование, создание и запуск информационно-технологических решений (продуктов), а также инфраструктурных сервисов, позволяющих субъектам рынка вести предпринимательскую деятельность в условиях более свободной конкуренции. Необходимо учитывать при

этом, что каждая новая модель конкурентного электроэнергетического рынка запускается «с колес», параллельно с действующими оптовым и розничными рынками.

В текущих российских условиях наиболее обоснованным и рациональным представляется поэтапный алгоритм развития условий конкуренции на электроэнергетическом рынке в направлении расширения участия и поставщиков (включая малую распределенную генерацию) и потребителей в конкурентных процедурах через формирование и постепенное развитие сектора свободной торговли электрической энергией (ССТ ЭЭ): первый этап – подготовка концепции развития условий конкуренции в рамках вновь создаваемого сектора свободной торговли электрической энергией; второй этап – реализация пилотных проектов по запуску ССТ ЭЭ; третий этап – развертывание ССТ ЭЭ во всех регионах России.

Исходя из изложенного понимания процесса развития условий конкуренции на российском электроэнергетическом рынке, можно сформулировать следующие задачи для запуска нового этапа их развития:

- проведение научно обоснованной оценки и анализа отношений на оптовом и розничном рынках электрической энергии и мощности;
- подготовка проекта концепции дальнейшего развития электроэнергетического рынка;
- выработка и согласование позиций «НП Совет рынка», ОАО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», иных субъектов рынка по концепции развития электроэнергетического рынка;
- утверждение правительством РФ концепции и плана формирования (развития) свободных, недеформированных условий конкуренции на электроэнергетическом рынке (через формирование и развитие ССТ ЭЭ);
- организация реализации утвержденной концепции и исполнения плана развития условий конкуренции на указанном рынке.

¹ Об ССТ ЭЭ более подробно см. [2, 10].

РЕФОРМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ: ИТОГИ



Чебанов Константин Александрович,
кандидат педагогических наук,
заведующий кафедрой
электроэнергетики



Карамьян Ольга Юрьевна,
кандидат исторических наук,
доцент кафедры
электроэнергетики



Соловьева Жанна Александровна,
старший преподаватель
кафедры электроэнергетики

ГАОУВО «Невинномысский
государственный гуманитарно-
технический институт»

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ОТЛИЧИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОТ ОСТАЛЬНЫХ ОТРАСЛЕЙ ЭКОНОМИКИ. ТАКЖЕ ГОВОРЯТСЯ О ТОМ, ЧТО ЭНЕРГОСИСТЕМА БУДЕТ ТЕМ НАДЕЖНЕЕ, ЧЕМ БОЛЬШЕ В НЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РАЗЛИЧНЫХ ПО МАНЕВРЕННОСТИ И ЭКОНОМИЧНОСТИ. ВЫСОКАЯ КАПИТАЛОЕМКОСТЬ ЭНЕРГЕТИКИ КОМПЕНСИРУЕТСЯ ЭКОНОМИЕЙ ЗА СЧЕТ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ. УПОМИНАЮТСЯ ПОДХОДЫ РАЗНЫХ ГОСУДАРСТВ К ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ. РАССМОТРЕНЫ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА СТРАНЫ, ПРИВОДЯЩИЕ К ОТКЛЮЧЕНИЯМ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА В РЕГИОНАХ, РОСТУ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ, СНИЖЕНИЮ ОПЕРАТИВНОСТИ В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ, СТАРЕНИЮ И СНИЖЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ СЕТЕЙ. ПО ИТОГАМ РЕФОРМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЦЕНЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ВОЗРОСЛИ КАК ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ТАК И ДЛЯ ГРАЖДАН, ХОТЯ ЦЕЛЬЮ ЯВЛЯЛОСЬ СНИЖЕНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

THIS ARTICLE PRESENTS THE DIFFERENCES OF ELECTRIC POWER INDUSTRY FROM THE REST OF THE SECTORS OF THE ECONOMY. IT IS ALSO SAID THAT MORE ELECTRIC POWER PLANTS DIFFERENT IN TERMS OF MANEUVERABILITY AND EFFICIENCY THE POWER SYSTEM HAS, MORE RELIABLE IT IS. THE HIGH CAPITAL INTENSITY OF THE POWER INDUSTRY IS OFFSET BY COST-CUTTING DUE TO THE INCREASE OF THE RELIABILITY OF THE EQUIPMENT. REFERENCE IS MADE TO THE APPROACHES OF DIFFERENT COUNTRIES TO THE ELECTRIC POWER INDUSTRY. THE PROBLEMS OF THE INTEGRATED POWER GRID OF THE COUNTRY, LEADING TO POWER CUTS THROUGHOUT THE COUNTRY, GROWTH IN THE ELECTRICITY TARIFFS, REDUCED EFFICIENCY IN EMERGENCIES, ELECTRIC MAIN AGING AND REDUCTION OF THE ELECTRIC MAIN RELIABILITY, HAVE BEEN ADDRESSED. THE REFORM OF ELECTRIC POWER INDUSTRY HAS RESULTED IN INCREASE OF THE ELECTRICITY PRICES BOTH FOR INDUSTRIES AND CITIZENS, THOUGH THE REFORM AIM WAS TO REDUCE ELECTRICITY TARIFFS

Ключевые слова: реформы электроэнергетики, отличия электроэнергетики от других отраслей экономики, энергосистема, высокая капиталоемкость энергетики, тарифы на электроэнергию, российский энергорынок, мелкие электросетевые компании, проблемы распределительного электросетевого комплекса.

Чем отличается электроэнергетика от остальных отраслей экономики? Отличий много. И они разительны.

Момент потребления электроэнергии совпадает по времени с моментом ее производства. Электричество нельзя запасать впрок. Гидроаккумулирующие станции не в счет. Они так дороги в производстве и эксплуатации, что возникают сомнения в их рентабельности. Особенно если посчитать и стоимость затопляемых земель. Создание энергетических мощностей процесс затратный по капиталам и времени. Для ТЭС процесс от постановки задачи до ввода в эксплуатацию занимает не менее 10 лет и стоит

миллиарды долларов США. Для атомных электростанций этот процесс занимает лет 15. А для гидроэлектростанций и 20 лет может оказаться мало, и стоимость на порядок больше. То есть нарастить резко производство электроэнергии в случае необходимости невозможно. А недостаток электричества станет тормозом экономики. Приходится ради перспективы терпеть и оплачивать приносящие огромные убытки, особенно в периоды спада экономики, «лишние» мощности [1].

Стоимость электроэнергии, альтернативной произведенной на электростанциях, для дизелей в разы дороже. Для всякой экзотики,

вроде ветровых и солнечных станций, – в десятки, а то и в сотни раз. Причем при производстве всей электроэнергии из моторного топлива на дизелях расход этого самого топлива вырастет в разы.

Для того чтобы появилась альтернатива промышленной электроэнергетики и стало выгодно ставить ветровики во дворе, солнечные батареи на крыше, а подвал забить аккумуляторами, стоимость электричества должна подняться как минимум в десятки раз. Только в этом случае в электроэнергетике появится реальная конкуренция электростанциям. И только тогда заработает рынок. А пока электроэнергетика относится к естественным монополиям [2].

Производство и распределение электроэнергии – единый технологический процесс. Невозможно отделить электропроводку и котлы от турбогенераторов. Вся электроэнергия подается в единую сеть. И все потребители используют единую энергию из единой сети. Где чье электричество, установить невозможно. Всякие разговоры о том, что какой-то потребитель будет напрямую договариваться с владельцем генератора о покупке у него электричества, являются шарлатанством. Все договоренности сведутся лишь к тому, кто будет получать деньги за произведенную совместно электроэнергию.

Энергосистема тем надежнее, чем больше в ней электростанций. Если одна вылетит из системы в случае аварии, то другие подхватят, и толчок для потребителей будет менее заметен.

Электростанции не заменяют одна другую. Они разные по маневренности и экономичности. А электрическая нагрузка сильно меняется от времени суток. Поэтому чем на большее количество суточных поясов раскинулась энергосистема, тем меньше изменение нагрузки и стабильнее она работает [3].

Атомные станции работают только в базе. Если играть нагрузкой на атомной станции, то или будет поломка реактора, или произойдет Чернобыль.

Гидроэлектростанции – самые маневренные. Для того чтобы набрать мощность с нуля до максимума, нужны минуты. И у них самая дешевая электроэнергия. Но самое дорогое строительство.

Тепловые станции – среднее между ними по маневренности и самые дешевые в строительстве.

Есть еще и газотурбинные генераторы. На раскрутку ГТС требуются часы, а иногда и сутки. Они так же маневренны, как и ГЭС. Но электроэнергия у них самая дорогая по топливу – в разы дороже, чем на ТЭС. Особенно с учетом того, что ГТС работают на дорогом газе или керосине, а ТЭС на дешевых углях. Именно поэтому станции и объединяют в систему, где разные типы станций дополняют друг друга. Чем больше и мощнее система, тем дешевле производство электроэнергии и тем она надежнее.

В силу высокой капиталоемкости энергетики, малого количества персонала на электростанциях и, соответственно, малой доли зарплаты в себестоимости продукции, а также того, что персонал и менеджмент энергетики на стоимость топлива влияния не имеют, единственной существенной статьей экономии на уже построенных станциях может быть только экономия на надежности. Иными словами, для получения прибыли сдать в металлолом или для начала прекратить ремонт и обслуживание резервных мощностей.

Для минимизации ущерба от аварий надо волевым порядком разделить потребителей по категориям важности и в случае аварии отключать потребители вначале четвертой, потом третьей и т.д. категорий, пока не сбалансируются оставшаяся после аварии мощность генерации и нагрузка, чтобы не отключать тех, кого отключать нельзя. Если отключить, к примеру, химкомбинат, то в его реакторах и трубах застынет полимер. И в этом случае будет выгоднее построить новый химкомбинат, чем восстанавливать старый.

Из особенностей энергетики вытекает то, что энергетика – одна из немногих отраслей, созревшая для национализации. То есть при правильной организации

государство в энергетике более эффективный собственник, чем частник.

Чем отличаются подходы разных государств к электроэнергетике?

Принципиальным является вопрос о том, что такое электроэнергетика – инфраструктурная отрасль, призванная обеспечивать функционирование всей экономики, или бизнес-средство, предназначенное исключительно для зарабатывания денег?

В СССР энергетика была в госсобственности. Именно этим и объясняется более высокая надежность советской энергетики по сравнению с той же американской.

Занимаясь реформой электроэнергетики, Анатолий Чубайс любил повторять, что изменения в отрасли необходимы хотя бы для того, чтобы не настало время, когда электроэнергию нельзя будет купить ни за какие деньги. Мол, без инвестиций все может обветшать до такой степени, что перестанет функционировать. О возможной обратной стороне этого процесса, когда энергия станет настолько дорогой, что существование целых отраслей промышленности окажется под угрозой, он предпочитал не упоминать. А между тем именно такой стала ситуация в настоящее время [8].

Сейчас электроэнергия для российских предприятий уже часто стоит дороже, чем в США. А если она и дальше продолжит дорожать существующими темпами – по 15% в год, то через 10 лет превысит американские тарифы в 3-4 раза. Последнее будет означать автоматическую смерть

УДК 621.3(47)

энергоемких отраслей экономики, если только у них не окажется собственных генерирующих мощностей. Не зря ведь алюминиевый магнат Дерипаска после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС предлагал выкупить ее у Русгидро и восстановить своими силами: производство у него очень энергоемкое.

Реформа в электроэнергетике должна была стабилизировать тарифы и одновременно создать достаточный ресурс для инвестиций в отрасль. Но ни того, ни другого не случилось. Если судить о реформе по уровню тарифов, то можно заключить, что она провалилась. Стабилизации или снижения цен на энергию не происходит. Наоборот, они растут и уже сегодня угрожают существованию целых отраслей отечественной промышленности. Цены на электроэнергию, превышающие американские и одновременно не обеспечивающие должные потоки инвестиций на воспроизводство и модернизацию энергетики, являются наиболее очевидным свидетельством неблагоприятия в отрасли.

Сегодняшний российский энергорынок характеризуют произвольное ценообразование и резкие скачки тарифов, которые заставляют задуматься об энергетической безопасности российских предприятий и граждан. Неустойчивости ему добавляет то, что в любой момент лоббисты могут продать новое повышение цен на энергию, и это уже наблюдалось во многих регионах страны в последние годы. При таком положении вещей не существует никаких гарантий, что тарифы на энергию не перегонят цены в самых богатых странах мира. Вследствие этого внутреннее производство может стать нерентабельным, а предприятия окажутся неконкурентоспособными из-за высоких издержек [6].

Если оставить все как есть и не пытаться изменить ситуацию, то уже скоро цены на электроэнергию в России будут выше, чем в США или в Финляндии, что крайне негативно скажется на всех потребителях. Однако в первую очередь это ударит по малому и среднему бизнесу. В 2011 году произошло серьезное увеличение цен на электроэнергию. Темп роста тарифов в большинстве субъектов РФ существенно опередил определенный правительством



предельный уровень индексации в 15%. Так, рост цены для конечных потребителей составил:

- в Тверской области – 32,9%;
- в Курской – 33,2%;
- в Саратовской – 32%;
- в Омской – 30%;
- в Астраханской – 46,5%;
- в Пензенской – 37%.

Спустя почти 10 лет после реформирования РАО «ЕЭС России» споры о том, куда двигаться отечественной электроэнергетике, продолжают. Надежды реформаторов на то, что дроблением энергокомпаний можно создать между ними конкуренцию и так оздоровить отрасль, оказались мифом. Теперь специалисты ищут пути объединения раздробленных сетевых компаний, которое может исправить положение в электроэнергетике [5].

В стране действуют тысячи мелких электросетевых компаний, у которых нет денег и производственных мощностей для ремонта сетевого хозяйства.

Эти мелкие компании повышают тарифы и собирают с потребителей деньги на псевдоинвестиционные программы, тогда как в действительности состояние сетевого хозяйства ухудшается. Чтобы переломить тенденцию, необходимо объединение, укрупнение и централизация сетевых компаний. Юридически подтолкнуть компании к укрупнению можно с помощью новых технических нормативов, которым мелкие компании не смогут соответствовать. Нужно стимулировать присоединение

мелких компаний к Россетям или осуществить передачу контроля над ними муниципалитетам [4].

Проблемы распределительного электросетевого комплекса страны приводят к отключениям электричества в регионах, росту тарифов на электроэнергию, снижению оперативности в аварийных ситуациях, старению и снижению надежности сетей. В подавляющем большинстве случаев распределительные сети в городах и населенных пунктах России эксплуатируются территориальными сетевыми организациями (ТСО) различных форм собственности, не входящих в структуру ОАО «Россети». Любое юридическое лицо может стать сетевой организацией. Большинство небольших компаний этим пользуется и откровенно паразитирует на услуге по передаче электроэнергии, нагружая своими затратами тариф на электроэнергию, – говорится в презентации доклада. – В России более 3600 таких ТСО, которые живут по своим правилам. Для сравнения: в Германии менее 800 ТСО, в Великобритании – 16.

Приватизация распределительного электросетевого комплекса была задумана и продекларирована как способ создания конкурентной среды с целью повышения качества предоставляемой услуги со снижением ее стоимости. При этом основная задача по распродаже электрических сетей, принадлежащих ранее местным администрациям и ведомствам, была выполнена. В результате приватизации на сегодня мы имеем более 3600 локальных

территориальных сетевых организаций различных форм собственности. Такого рода ТСО не имеют обязательств выполнять отраслевые стандарты при оказании услуги потребителю и не несут ни юридической, ни экономической ответственности. В результате потребители – без их согласия – были разделены на две категории: везучие и невезучие. Везучие – те, которые питаются от сетей, имеющих государственный контроль и четкую техническую и правовую политику. Территориальные сетевые организации, находящиеся в руках частного собственника, как правило, владеющего небольшими участками электрической сети, сами себе определяют уровень и качество предоставляемой услуги и практически не несут никакой ответственности перед потребителем, которого смело можно отнести к категории невезучих. А что касается влияния подобных рыночных механизмов на стоимость электрической энергии, то чем больше ТСО, тем выше издержки, а значит, и тариф.

Также проблема состоит в разрозненности территориально-сетевых организаций, число которых в России чрезвычайно велико. При этом многие из них получают должную тарифную выручку, но качество услуг оставляет желать лучшего, а некоторые существуют только формально. Поэтому сейчас основным направлением развития ТСО является консолидация этих организаций на базе дочерних компаний Россетей и утверждение единой технической политики всех организаций электросетевого комплекса.

По итогам реформы электроэнергетики, цены на электроэнергию для промышленности выросли в 2,7 раза, для граждан – в 3,8 раза за последние 10 лет, подсчитали эксперты Института проблем естественных монополий (ИПЕМ). В итоге упала конкурентоспособность российской промышленности, выросли расходы населения. Однако без реформы и обновления мощностей страна столкнулась бы с угрозой крупных аварий, отмечают эксперты.

Небывалый, по словам экспертов, рост цен на электроэнергию для конечных потребителей – главный и самый ощутимый итог реформы электроэнергетики, говорится в

докладе ИПЕМ по результатам реформы отрасли, формально завершённой в 2008 году с распадом РАО «ЕЭС России».

С 2002 по 2012 годы цены на электроэнергию для промышленности выросли в 2,7 раза. Правда, сама промышленная продукция, как следует из данных Росстата, подорожала еще больше: цены на нее выросли за тот же период в 3,3 раза. Однако в других секторах отмечался опережающий рост цен на электроэнергию. Цена для бытовых потребителей за этот же период росла в среднем на 14% в год и в результате увеличилась почти в 3,8 раза, что в полтора раза превысило рост потребительских цен. Больше всего выросла цена для сельскохозяйственных потребителей – в 5,5 раз, что вдвое быстрее роста цен на сельхозпродукцию.

При сохранении нынешних темпов роста цены на электроэнергию для бытовых потребителей России будут выше, чем в США, уже в ближайшие годы. Цены для промышленности превысили американские еще в прошлом году.

Казалось бы, что после завершения преобразований цены, напротив, будут постепенно снижаться, в том числе из-за возникшей конкуренции в секторе генерации, значительная часть которого была приватизирована.

Но в секторе генерирующих компаний так и не была создана необходимая для снижения цен и издержек конкурентная среда, считают в ИПЕМ. Механизм договоров на предоставление мощности (ДПМ) из механизма, гарантирующего обеспечение выполнения обязательств инвесторов, превратился в порочный для нашей электроэнергетики инструмент, исключающий предпринимательские риски для генераторов, гарантируя им окупаемость инвестиций в рекордно короткие по отраслевым меркам сроки.

Кроме того, идеологи реформы переоценили темпы роста потребления, и инвестпрограммы по строительству новых мощностей, ради которых в основном и затевалась реформа, оказались завышенными.

Что касается сетевых компаний, оставшихся под контролем

государства, основными причинами роста цен в этом комплексе являются непрозрачность инвестпрограмм электросетевых компаний, а также дискриминация в процессе тарифообразования на местном уровне в пользу недобросовестных местных территориальных сетевых компаний, уверены в ИПЕМ.

Из-за роста цен заметно снизилась рентабельность деятельности компаний энергоемких отраслей промышленности: если в 2008 году она составляла 21–32%, то в 2014-м уже 6–13%, что даже ниже, чем в кризисном 2009 году, подсчитали эксперты института. ●

Литература

1. Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Узьяков М.Н. *Электроэнергетика России: экономика и реформирование. – Проблемы прогнозирования. – 2001. – №5.*
2. Городецкий А., Павленко Ю. *Реформирование естественных монополий – Вопросы экономики. – 2000. – №1.*
3. *Энергетическая стратегия России на период до 2030 года*, утв. распоряжением 2 правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715р.
4. *Постановление правительства РФ № 411 от 10 мая 2009 г. «О внесении изменений в Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики»* http://www.nv-tess.ru/press_center/mass_media/2009/06/03/109.
5. *Постановление правительства РФ №118 от 14.02.2009 г. «О внесении изменения в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям»* // http://www.nv-tess.ru/press_center/mass_media/2009/06/03/109.
6. Воропай Н.И. *Инвестиции в развитие электроэнергетики в рыночной среде* // ТЭК, 2002, №3. с. 63–65.
7. *Россия в мировой энергетике XXI века* // Велихов Е.П., Гагаринский А.Ю., Субботин С.А., Цибульский В.Ф. – М.: ИздАТ, 2006, с. 48.
8. *Наследие Чубайса поделят нарпое?* <http://www.rbcdaily.ru/print.shtml?2009/02/20/tek/402828>.
9. *Технологическое развитие российского топливно-энергетического комплекса под влиянием экономических санкций*. Карамян О.Ю., Чебанов К.А., Соловьева Ж.А. *Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1-1. С. 326.*
10. *Анализ выбора трансформатора собственных нужд с учетом надежности срабатывания защиты при токах короткого замыкания*. Любичкий А.М., Чебанов К.А., Кумратова Ж.Р., Головаченко А.П. *Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1-1. С. 328.*

KEY WORDS: *electricity reform, the differences of electric power industry from other industries, power system, high capital intensity of energy, electricity tariffs, the Russian energy market, the small electric grid company issues the electricity distribution grid sector.*

«ЗА НАМИ – ВАРИАНТЫ, А ВЫБОР – ЗА ЗАКАЗЧИКОМ»

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ВО ВСЕМ МИРЕ СЕГОДНЯ ОТКРЫВАЮТ ПЕРЕД ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ АЭС УНИКАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ СВОИХ КОМПЕТЕНЦИЙ. ЕГО ЗАКАЗЧИКИ, НАХОДЯСЬ В ПОИСКЕ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ, НАДЕЖНЫХ И БЕЗОПАСНЫХ РЕШЕНИЙ, ВЫБИРАЮТ В КАЧЕСТВЕ ПОСТАВЩИКОВ ТЕ КОМПАНИИ, КОТОРЫЕ ГОТОВЫ ПРЕДЛОЖИТЬ КАК ШИРОКИЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТЕХНИЧЕСКИХ МОДИФИКАЦИЙ ОБОРУДОВАНИЯ, ТАК И ОБЕСПЕЧИТЬ КОМПЛЕКСНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ. «СИЛОВЫЕ МАШИНЫ», ИМЕЮТ В ЛИНЕЙКЕ ПРОИЗВОДИМОГО ДЛЯ АЭС ОБОРУДОВАНИЯ БЫСТРОХОДНЫЕ ТУРБИНЫ, ГЕНЕРАТОРЫ (В ДВУХ ИСПОЛНЕНИЯХ – ТИХОХОДНОМ И БЫСТРОХОДНОМ), АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И БОЛЬШУЮ НОМЕНКЛАТУРУ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. СЕГОДНЯ СПЕЦИАЛИСТЫ КОМПАНИИ РАБОТАЮТ НАД ПРОЕКТИРОВАНИЕМ И ПРОИЗВОДСТВОМ ТИХОХОДНОЙ ТУРБИНЫ – НОВОГО ПРОДУКТА КОМПАНИИ, ЛОГИЧНО ДОПОЛНЯЮЩЕГО ПРЕДЛОЖЕНИЕ КРУПНЕЙШЕГО РОССИЙСКОГО ЭНЕРГОМАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ. О ТОНКОСТЯХ РАЗРАБОТКИ, НЮАНСАХ ПРОИЗВОДСТВА И ОСОБЕННОСТЯХ НОВЫХ МАШИН РАССКАЗЫВАЕТ ГЛАВНЫЙ КОНСТРУКТОР ПАРОВЫХ ТУРБИН, ДИРЕКТОР ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТИХОХОДНЫХ АГРЕГАТОВ «СИЛОВЫХ МАШИН» АЛЕКСАНДР ЛИСЯНСКИЙ

CURRENT PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF ATOMIC ENERGETICS ALL AROUND THE WORLD GIVE THE MANUFACTURERS OF POWER EQUIPMENT FOR NUCLEAR POWER PLANTS A UNIQUE OPPORTUNITY TO EXPAND THEIR SCOPE OF FUNCTIONS. BEING IN SEARCH OF THE MOST EFFICIENT, RELIABLE AND SECURE SOLUTIONS, THE CUSTOMERS CHOSE SUCH COMPANIES AS SUPPLIERS THAT CAN BOTH OFFER A WIDE RANGE OF TECHNICAL MODIFICATIONS TO THE EQUIPMENT, AND PROVIDE COMPREHENSIVE SUPPORT FOR THE PROJECT IMPLEMENTATION. THE PRODUCT LINE OF NUCLEAR POWER EQUIPMENT INCLUDES "POWER MACHINES" SUCH AS FULL-SPEED TURBINES, GENERATORS (IN TWO VERSIONS – THE HALF-SPEED AND THE FULL-SPEED), AUTOMATIC CONTROL SYSTEMS AND A LARGE RANGE OF ACCESSORIES. NOWADAYS, THE COMPANY'S EXPERTS ARE WORKING ON THE DESIGN AND MANUFACTURE OF HALF-SPEED TURBINES – A NEW PRODUCT OF THE COMPANY THAT COMPLEMENTS THE OFFER OF THE LARGEST RUSSIAN POWER PLANT. ALEXANDER LISYANSKY, CHIEF DESIGNER OF STEAM TURBINES, DIRECTOR OF THE DEPARTMENT FOR THE DESIGN OF "POWER MACHINES" HALF-SPEED MACHINERY, GOES INTO REFINEMENTS OF THE DEVELOPMENT, PRODUCTION DETAILS AND PECULIARITIES OF THE NEW MACHINERY

Ключевые слова: атомная энергетика, тихоходные турбины, генераторы, энергетическое оборудование, машиностроение.



Александр Лисянский, доктор технических наук, главный конструктор паровых турбин, директор по проектированию тихоходных агрегатов «Силовых машин»

– Александр Степанович, в конце 2015 года «Силовые машины» подписали с концерном Росатом крупный пакет контрактов на поставку комплектного оборудования турбоустановок для трех атомных электростанций. Расскажите о подробностях: какое именно оборудование и для каких АЭС оно предназначено?

– Этот пакет договоров на общую сумму 122 млрд рублей является знаковым не только для компании «Силовые машины», но и для российского энергомашиностроения в целом. В соответствии с документами, поставка комплектного оборудования предполагается для шести новых энергоблоков трех атомных электростанций: две из них за рубежом – иранская АЭС «Бушер» и АЭС «Куданкулам» в Индии, третья – российская – Курская АЭС.

На АЭС «Бушер» и АЭС «Куданкулам» оборудование «Силовых машин» уже успешно работает в составе ранее

построенных энергоблоков с использованием быстроходных турбин на 3000 оборотов в минуту мощностью 1000 МВт. Нынешняя поставка – для вторых очередей обеих станций – на АЭС «Куданкулам» это блоки № 3 и № 4, а на АЭС «Бушер» – блоки № 2 и № 3 – предусматривает четыре комплекта оборудования с турбоустановками мощностью 1000–1055 МВт. Комплекты будут включать быстроходные паровые турбины на 3000 об/мин, конденсаторы, комплектные турбогенераторы и оборудование вспомогательных систем.

Для блоков № 1 и № 2 Курской АЭС-2 контрактом предусмотрено создание турбинного оборудования, которое откроет новую страницу в развитии и «Силовых машин», и российского энергомашиностроения. Дело в том, что для этой станции «Силовые машины» впервые спроектируют и изготовят две тихоходные турбины АЭС на 1500 оборотов в минуту, которые войдут



Новый завод «Силовых машин» укомплектован уникальным для российского машиностроения оборудованием

в состав двух турбоустановок мощностью 1255 МВт каждая. Комплект поставки также будет включать конденсаторы и турбогенераторы, оборудование вспомогательных систем.

– В чем разница между тихоходным и быстроходным исполнением? И почему в двух случаях выбрана быстроходная технология, а в одном – тихоходная?

– Очевидное преимущество быстроходной турбины на полное число оборотов – 3000 в минуту – это сокращение затрат при изготовлении, транспортировке оборудования, капитальных затрат на сооружение машинного зала и монтаж турбоагрегата, поскольку габариты и масса крупных статорных и роторных узлов турбины и генератора существенно меньше по сравнению с тихоходными турбинами.

Однако особенности работы мощных паровых турбин в составе АЭС с реакторами типа ВВЭР, на которых сегодня базируется атомная энергетика, подразумевают использование влажного пара низких параметров и значительных расходов пара (в 1,5 раза и более превышающие расходы пара на турбины ТЭС аналогичной мощности). Это требует применения цилиндров низкого давления (ЦНД) с увеличенной площадью выхода: либо с увеличенным числом ЦНД в быстроходной турбине, либо с увеличенными радиальными габаритами ротора и последней ступени ЦНД в тихоходной турбине. Выбор так называемой пороговой мощности влажнопаровой турбины АЭС при переходе от полного числа

оборотов к половинному был и остается риторическим вопросом. Ведущие турбостроительные фирмы, как известно, решали его для себя по-разному. «Силовые машины», опираясь на достигнутые показатели турбины мощностью 1000 МВт на базе ЦНД с длиной рабочей лопатки последней ступени 1200 мм, изготовленной из титана, считают обоснованным применение для АЭС с ВВЭР быстроходного турбоагрегата на 3000 об/мин мощностью 1200 МВт. В то же время, находящиеся сегодня в эксплуатации и монтаже тихоходные турбины некоторых мировых производителей по мощности уже переступили рубеж в 1500 МВт. То есть при меньшей скорости вращения, но при этом и более серьезных габаритах по сравнению с быстроходными турбинами, они способны достичь большую мощность (при больших расходах пара и размерах ЦНД). Соответственно, при идентичной мощности предпочтения заказчиков и выбор быстроходных или тихоходных агрегатов зависит от ряда различных причин как технико-экономического, так и иного характера.

Чтобы предоставить заказчикам возможность выбора, нам, как и большинству мировых производителей мощного генерирующего оборудования для ТЭС и АЭС, желательно иметь в своей производственной линейке как турбины, так и генераторы, изготавливаемые по обеим технологиям. Это существенно расширяет возможности компании на рынке, позволяя предлагать оборудование, максимально полно отвечающее практически любым запросам заказчиков.

– Тихоходные турбины – новое для России направление в энергомашиностроении?

– Производство мощных турбин для АЭС на Ленинградском Металлическом заводе (ЛМЗ) было ориентировано исключительно на быстроходную технологию, а поставка осуществлялась в основном за пределы России. В настоящий момент произведенными на ЛМЗ быстроходными турбинами различной мощности оснащены около тридцати атомных энергоблоков мира.

Тихоходными же турбинами оборудовано значительное число энергоблоков российских АЭС мощностью 1000 МВт. При этом в России турбоагрегаты такого класса до сих пор не производились. Причина – существовавшая в Советском Союзе производственная специализация, в рамках которой производством тихоходных машин занимался харьковский завод «Турбоатом» (Украина).

– Насколько такое оборудование сегодня востребовано на внутреннем и внешнем рынках и почему «Силовые машины» приняли решение о включении тихоходных турбин в свою линейку?

– В истории развития атомной энергетики для первых атомных электростанций поставлялись быстроходные паровые турбины, а затем применение и совершенствование быстроходной и тихоходной технологий шло параллельно, поскольку у каждой есть свои преимущества. Для «Силовых машин», обладающих солидным опытом производства мощных быстроходных турбоагрегатов для АЭС, шаг в сторону освоения тихоходных турбин продиктован логикой развития компании и требованиями современного рынка энергооборудования.

Кроме того, энергоблоки АЭС, как и любой другой электростанции, периодически нуждаются в реконструкции. И в этом случае наличие в России производства тихоходных машин, которое будет способно полностью «закрыть» вопрос замен и ремонтов тихоходных турбин, а значит удовлетворит потребности энергосистемы страны, становится уже не просто запросом рынка,



а гарантией государственной энергетической безопасности. При этом компания, безусловно, намерена сохранить и далее развивать свои позиции лидера в быстроходном направлении, используя имеющийся научно-технический опыт при разработке турбин мощностью 1200-1600 МВт и более для АЭС нового поколения.

– Как давно «Силловые машины» начали разрабатывать собственную тихоходную турбину?

– Еще в 2008 году «Силловые машины» в инициативном порядке начали разработку проекта новой турбины, предназначенной для установки на российских атомных станциях с реактором ВВЭР-1200, в рамках программы «АЭС-2006». Параллельно с этим стартовало строительство под Санкт-Петербургом нового производственного комплекса «Силловых машин». Эта площадка проектировалась и оснащалась с учетом будущего изготовления на ней в том числе и тихоходных турбин для АЭС мощностью от 1200 МВт, отличающихся большими массогабаритными характеристиками по сравнению с быстроходными аналогами. Инвестиции в строительство нового завода составили около 7 млрд. рублей, введен в эксплуатацию он в конце 2012 года.

– В чем главные преимущества новой производственной площадки?

– Самое главное – это современное оборудование мирового класса. Например, сварочный центр фирмы «Полисуд» (Франция), применяемый для производства сварных роторов, современные металлорежущие

станки различных назначений, печь для термообработки и многое другое, – все призвано обеспечить полный технологический процесс изготовления основных узлов, а также сборки тихоходного турбоагрегата. Помимо уникального станочного парка комплекс оснащен и новым разгонно-балансировочным стендом для проведения динамических испытаний роторов турбоагрегата.

– Пригодился ли при разработке тихоходной турбины опыт, накопленный «Силловыми машинами» при производстве быстроходных турбин?

– Безусловно. При разработке первого «тихоходника» осуществлен принцип преемственности технических решений в части как конструкции турбины, так и остального оборудования турбоустановки. Например, все узлы, работающие в области плотного влажного пара, будут изготовлены из нержавеющей стали, что полностью исключает опасность щелевой эрозии узлов корпуса частей высокого давления (ЧВД) – наружного и внутреннего цилиндров, обойм и диафрагм в разъемах и посадочных местах, а также выходных патрубков и патрубков отбора пара. Прогрессивные технологические решения по тепловой схеме и вспомогательному оборудованию, реализованные в быстроходных турбоустановках «Силловых машин», будут использованы и в турбоустановке с тихоходным турбоагрегатом.

– Серийное производство тихоходных турбин – вопрос насколько далекой перспективы?

– Сегодня мы как раз находимся на знаковом рубеже. Завершены длительные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, отработка новых узлов на модельных и натурных стендах, обновление технологической базы производства. Проект новой турбины получил положительные заключения ведущих научно-исследовательских и конструкторских институтов и доработан с учетом параметров реактора нового типа ВВЭР ТОИ (типовой оптимизированный и информатизированный проект АЭС с водо-водяным энергетическим реактором ВВЭР), который принят на вооружение в соответствии с новой инвестиционной программой «Росатома». Теперь остается главное – выполнить реальный производственный заказ, изготовить первую тихоходную турбину и получить референцию на основе опыта эксплуатации головных блоков с турбоустановкой, выполненной на базе новой тихоходной турбины. И этим заказом как раз является контракт по Курской АЭС-2.

– Какие главные задачи предстоит решить «Силловым машинам» в ходе исполнения этого контракта?

– Первый энергоблок Курской АЭС-2 должен быть запущен в 2022 году, а в феврале 2020 года «Силловые машины» должны начать отгрузку оборудования заказчику. Поэтому главная задача, на решение которой направлены все силы, – это исполнение взятых обязательств в срок и с должным качеством. Контролировать ход работ будет отдельная дирекция. Договор предусматривает высокую меру ответственности с нашей стороны, но при успешном завершении станет действительно «пропуском» в принципиально новый сегмент рынка.

Предстоит, конечно, серьезная работа как по взаимодействию с заказчиком и с генеральным проектировщиком АЭС, так и по налаживанию производства, проведению дальнейших научных исследований и опытно-конструкторских работ.

Кроме того, внутри «Силловых машин» предусмотрено развитие и реализация целого ряда программ по дальнейшему техническому перевооружению, созданию испытательных и исследовательских стендов, проработке наиболее

сложных узлов турбины. Среди них, например, рабочая лопатка последней ступени длиной 1760 мм и полая направляющая лопатка последней ступени цилиндра низкого давления, сварной ротор низкого давления, опорные и опорно-упорные подшипники новой конструкции с повышенной несущей способностью.

– Можно ли назвать ключевые даты?

– Ближайшая такая дата – модельные испытания рабочих лопаток последней ступени тихоходной турбины, намеченные на конец 2017 года. Их проведению будет предшествовать комплекс научно-исследовательских и конструкторских работ и изготовление модели рабочей лопатки в масштабе 1:2. Кроме того, ряд НИОКР в области конструирования и материаловедения будет проведен и в процессе проектирования и изготовления других узлов и систем новой турбины. К НИОКР по данному проекту будут привлечены ведущие научно-исследовательские институты.

– С каким, по вашему мнению, главным итогом «Силловые машины» завершат работу над изготовлением и поставкой первой собственной тихоходной турбины?

– Это, на мой взгляд, наукоемкая, оптимизированная технология изготовления оборудования, которое будет поставлено на Курскую АЭС-2, а также референции на новую тихоходную турбину. Благодаря данному контракту, «Силловые машины» уже к 2023–2025 годам смогут предложить рынку практически любые типоразмеры турбоустановок: быстроходные и тихоходные турбоагрегаты нового поколения для блоков российских и зарубежных АЭС с ВВЭР-1000, ВВЭР-1200 и ВВЭР ТОИ мощностью 1000–1255 МВт, имеющие самый широкий диапазон условий по температуре и типу источников охлаждающей воды. Создав тихоходный турбоагрегат, «Силловые машины» смогут ответить практически на любые запросы энергетиков, предлагая наиболее полный ассортимент основного и

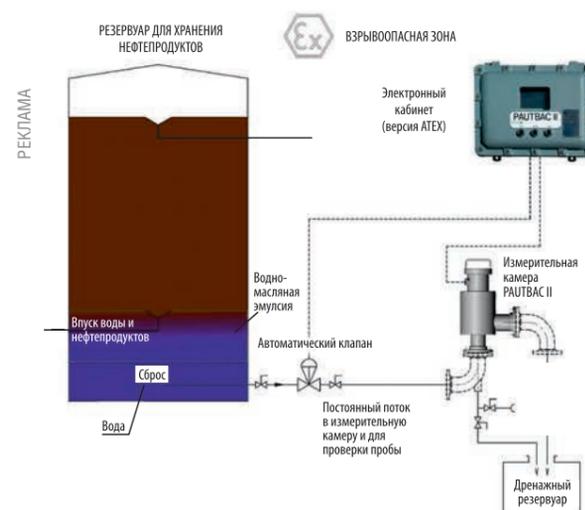
вспомогательного оборудования, идеально подходящего к каждому конкретному запросу заказчиков и техническим условиям площадок сооружаемых АЭС.

Кроме того, в перспективе компания имеет научно-технический задел, производственный потенциал и все возможности для изготовления как быстроходных, так и тихоходных паровых турбин мощностью до 1600 МВт и турбогенераторов такой же мощности, что позволяет задуматься о производстве тихоходных турбин мощностью до 1800 МВт. Я уверен, что после завершения работ по созданию российского реактора нового поколения типа ВВЭР-1500 (1600) отечественная атомная энергетика неизбежно шагнет вперед к единичной мощности энергоблоков АЭС, равной 1600 МВт и более. ●

Беседовала Наталья Тимофеева

KEY WORDS: nuclear power, half-speed turbines, generators, power equipment, machinery.

РАУТВАС II
СЛИВ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ



Система автоматического слива подтоварной воды Rautbac II.

Взрывозащищенное исполнение.

Установка на действующий резервуар без остановки технологического процесса.

Работает с любым типом нефтепродукта.

Система позволяет:

- сократить потери нефтепродуктов;
- полностью исключить влияние человеческого фактора;
- защитить резервуар от бактерий и коррозии;
- значительно снизить нагрузку на очистные системы;
- оптимизировать вместимость резервуара;
- повысить уровень безопасности.



ООО «АРД Групп»

г. Рязань, 390022,
196 км. (Окружная дорога),
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru

РАСЧЁТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОТУРБИННОГО ПРИВОДА ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ЭГ-6000

для целей оценки качества ремонта и технического состояния в условиях эксплуатации

СТАТЬЯ СОДЕРЖИТ МЕТОДИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ ПОЗВОЛЯЮЩИЙ РЕШИТЬ ОДНУ ИЗ АКТУАЛЬНЕЙШИХ ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРОБЛЕМА ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ДОСТОВЕРНОМ ОПРЕДЕЛЕНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И КАЧЕСТВА РЕМОНТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ СЛУЖАЩЕГО НЕ ТОЛЬКО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД, НО И ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ЗАДАЧ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ЧАСТИ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОТУРБИННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ (ГТД) ГТЭ-6,3/МС, УСТАНОВЛЕННЫХ НА ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ «МОТОР СИЧ ЭГ 6000Т-Т10500-3ВН М1УХЛ1», ИСТОЧНИКОМ ТОПЛИВА КОТОРОЙ ЯВЛЯЕТСЯ ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ ТЯМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УВАТСКОГО РАЙОНА, ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ. ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД СИСТЕМ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. НА ОСНОВЕ ОГРАНИЧЕННОГО КОЛИЧЕСТВА НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГТД ЗАВОДА-ИЗГОТОВИТЕЛЯ АВТОРЫ РАЗРАБОТАЛИ МЕТОДИКУ РАСЧЕТА НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО ВСЕЙ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ДВИГАТЕЛЯ

THE ARTICLE CONTAINS A CALCULATION METHODOLOGY, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO SOLVE ONE OF THE MOST URGENT PROBLEMS OF HYDROCARBON PREPARATION AND TRANSPORTATION SYSTEM OPERATION. THE PROBLEM LIES IN THE RELIABLE DETERMINATION OF THE TECHNICAL CONDITIONS AND QUALITY OF THE REPAIR OF THE POWER EQUIPMENT DESIGNED NOT ONLY FOR TECHNOLOGICAL NEEDS, BUT ALSO FOR IMPLEMENTATION OF THE CHALLENGES OF THE ENERGY SAVING PROGRAM AS RELATED TO THE UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS. THE ARTICLE PROPOSES A METHODOLOGY FOR CALCULATION OF THE RATINGS OF THE GAS TURBINE ENGINE (GTE) GTE-6.3/MS INSTALLED AT THE POWER PLANT "MOTOR SICH EG-6000T T10500-3VN M1UHL1", WHERE THE ASSOCIATED GAS FROM THE TYAMKINSKOYE FIELD IN THE TYUMEN REGION'S UVAT DISTRICT IS A SOURCE OF FUEL. THE THERMOELECTRIC POWER STATION IS USED TO SATISFY THE AUXILIARIES OF HYDROCARBONS PREPARATION AND TRANSPORTATION SYSTEMS. THE AUTHORS HAVE DEVELOPED A METHODOLOGY FOR CALCULATION OF THE RATINGS THROUGHOUT THE FLOW RANGE OF THE ENGINE BASED ON THE LIMITED NUMBER OF THE RATINGS OF THE MANUFACTURER'S GTE

Ключевые слова: номинальные параметры; газотурбинный двигатель; эффективная мощность; эффективный коэффициент полезного действия; метод итерации.

Чекардовский Михаил Николаевич,
д.т.н., профессор кафедры «Теплогасоснабжение и вентиляция», профессор кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

Куликов Алексей Михайлович,
ассистент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ассистент кафедры «Теплогасоснабжение и вентиляция», федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

Анализ номинальных параметров проектируемых газотурбинных двигателей (ГТД) показывает, что заводы-изготовители предоставляют заказчику ограниченное количество номинальных параметров ГТД. В связи с этим несомненна актуальность результатов расчета номинальных параметров по всей проточной части двигателя. При проведении приёмочных испытаний ГТД у заказчика появляется возможность проверить соответствие фактических номинальных параметров проектным параметрам и достоверно оценить техническое состояние ГТД. В свою очередь это позволит обеспечить надёжную работу систем подготовки и транспорта углеводородного сырья.

В статье представлены методика, алгоритм и результаты расчета номинальных параметров всей проточной части газотурбинного двигателя (ГТД) ГТЭ-6,3/МС, входящего в состав теплоэлектростанции (ТЭС) «Мотор Сич ЭГ 6000Т-Т10500-3ВН М1УХЛ1» изготовителя АО «Мотор Сич» г. Запорожье, Украина.

Для обеспечения производственных процессов подготовки и транспорта углеводородного сырья на промплощадке Тямкинского месторождения

УДК 621.433

предназначена теплоэлектростанция оснащенная газотурбинным двигателем, электрогенератором и котлом-утилизатором тепла продуктов сгорания, уходящих из силовой турбин.

Общий вид газотурбинного двигателя ГТЭ-6,3/МС представлен на рисунке 1.

РИС. 1. Общий вид ГТЭ-6,3/МС



ГТД – трехвалный, предназначен для привода синхронного генератора электростанции, что обеспечивается передачей крутящего момента от ведущего вала свободной турбины через редуктор и валопровод с фрикционной и мембранной муфтами на вал генератора.

На рисунке 2 представлена принципиальная схема ГТД с номинальными термогазодинамическими параметрами.

В таблице 1 представлено ограниченное количество номинальных параметров ГТД.

Для расчёта дополнительных параметров разработана методика и составлены уравнения по данным литературы [1, 2, 3].

Расход воздуха:

$$M_B = M_{Пс} - V_{НОМ} = 32,1652 - 0,4552 = 31,71. \quad (1)$$

РИС. 2. Конструкционная схема ГТЭ-6,3/МС и схема измерения термогазодинамических параметров

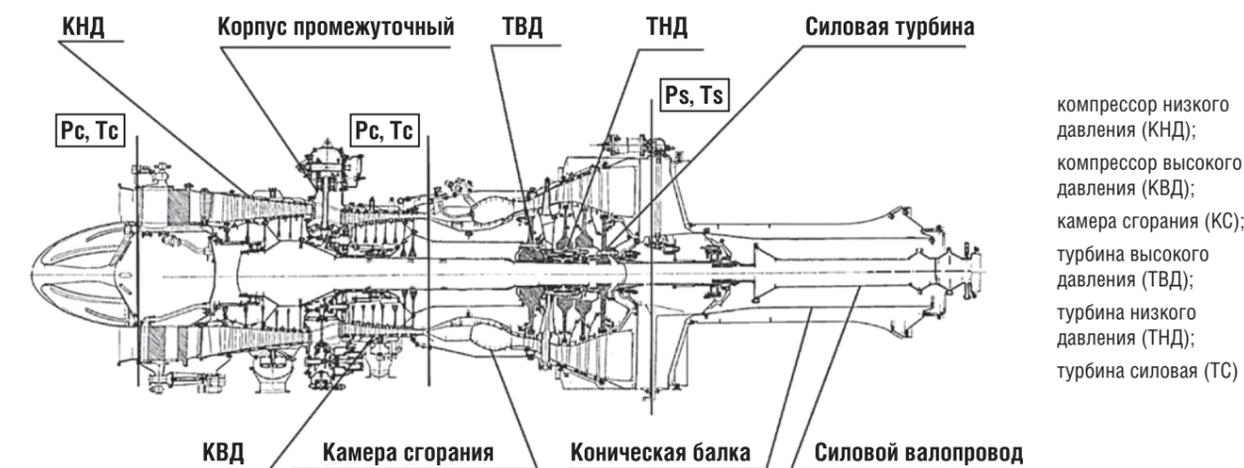


ТАБЛИЦА 1. Номинальные параметры ГТЭ-6,3/МС

№	Наименование	Размерность	Обозначение	Значение	Примечания
1	Эффективная мощность ГТД	кВт	N_e	6300	$\epsilon_{ок} = P_c/P_a$ Низшая теплотворная способность условного топлива, $Q_{н,0}^p = 50056$ кДж/кг
2	Степень сжатия воздуха в ОК	–	$\epsilon_{ок}$	15,9	
3	Расход условного топлива на номинальном режиме в нормальных условиях	кг/с	$V_{y,t}$	0,4194	
3	Расход продуктов сгорания после ТС	кг/с	$M_{Пс}$	32,1652	
4	Температура продуктов сгорания на выхлопе	К	T_s	704	
5	Потери давления на выходе турбины силовой	кПа	ΔP_s	1,52	
9	Эффективный КПД ГТД	–	η_e	0,31	
10	Номинальная температура воздуха перед КНД	К	T_a	288	
11	Номинальное давление воздуха перед КНД	кПа	P_a	101,33	
12	Давление воздуха после КВД	кПа	P_c	1611,15	$P_c = P_a \cdot \epsilon_{ок}$

Номинальный расход реального топлива:

$$B_{ном} = B_{y,t} \cdot \frac{Q_{H,0}^p}{Q_H^p}, \quad (2)$$

где $Q_{H,0}^p = 50056$ кДж/кг (таблица 1) – теплотворная способность условного топлива; $Q_H^p = 46117$ кДж/кг – теплотворная способность реального топлива (попутный газ) Тямкинского месторождения Уватского района Тюменской области; $B_{y,t} = 0,4194$ кг/с – расход условного топлива на номинальном режиме в нормальных условиях при $T_a = 288$ К, $P_a = 101,33$ кПа (таблица 1). Тогда:

$$B_{ном} = 0,4194 \cdot \frac{50056}{46117} = 0,4552 \text{ кг/с}$$

Теоретически необходимое количество воздуха на 1 кг топлива:

$$L_0 = \frac{Q_H^p}{2,9} = \frac{46117}{2900} = 15,902 \text{ кг/кг.} \quad (3)$$

Коэффициент избытка воздуха:

$$\alpha = \frac{M_B}{L_0 \cdot B} = \frac{31,71}{19,902 \cdot 0,4552} = 4,38. \quad (4)$$

Температура продуктов сгорания на входе турбины силовой (ТС):

$$T_s = \frac{N_e}{M_{Пс} \cdot C_{Пс}} + T_s, \quad (5)$$

где $N_e = 6300$ кВт, $M_{Пс} = 32,1652$ кг/с, $T_s = 704$ К (таблица 1).

В формуле (5) неизвестно среднее значение удельной теплоёмкости продуктов сгорания в интервале температур T_s (таблица 1) и T_s .

Среднее значение удельной теплоёмкости продуктов сгорания:

$$C_{Пс} = A + t \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + t^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - t^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10}, \quad (6)$$

где $A = 1,031$ при значении коэффициента избытка воздуха $\alpha \leq 5$;

$t = (T_s + T_s)/2 - 273$, °С – среднее значение температуры продуктов сгорания в турбине силовой.

Уравнение для C_P получено при аппроксимации графических зависимостей $C_{Pm} = f(T, \alpha)$ [1].

Методом итерации (в диапазоне температур 800 К–1000 К) подбираем такое значение T_s , чтобы принятое значение и расчетное имело расхождение до 1%. Принимаем $T_s = 870$ К. Тогда, при $t = (T_s + T_s)/2 - 273 = 514$ °С:

$$C_{Пс} = 1,031 + 514 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 514^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 514^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,1391 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С}$$

Температура продуктов сгорания на входе ТС:

$$T_s = \frac{N_e}{M_{Пс} \cdot C_{Пс}} + T_s = \frac{6300}{32,1652 \cdot 1,1391} + 704 = 876 \text{ К.} \quad (7)$$

Расхождение принятого $T_s = 870$ К и расчетного значения $T_s = 876$ К:

$$\delta = ((876 - 870)/876) \times 100 = 0,69\%. \quad (8)$$

Для дальнейших расчетов $T_s = 876$ К.

Температура за компрессором высокого давления (КВД):

$$T_c = \left(\frac{P_c}{P_a}\right)^{\frac{n_{ок}-1}{n_{ок}}} \cdot T_a = \left(\frac{1611,15}{101,33}\right)^{\frac{1,5-1}{1,5}} \cdot 288 = 724 \text{ К,} \quad (9)$$

где $n_{ок} = 1,5$ – принятое значение коэффициента политропного процесса повышения давления воздуха в осевом компрессоре; P_c – абсолютное давление воздуха за КВД $P_c = P_a \cdot \varepsilon_{ок} = 101,33 \cdot 15,9 = 1611,15$ кПа, где $\varepsilon_{ок}$ – степень повышения давления в осевом компрессоре (ОК), (таблица 1); P_a – номинальное давление на входе ОК, кПа (таблица 1).

Мощность ОК (КНД + КВД):

$$N_{ОК} = M_B \cdot C_{PВ} \cdot (T_c - T_a) = 31,71 \cdot 1,0694 \cdot (724 - 288) = 14785 \text{ кВт,} \quad (10)$$

где $C_{PВ}$ – теплоёмкость воздуха при $t = (T_c - T_a)/2 - 273 = (724 + 288)/2 - 273 = 233$ °С.

$$C_{PВ} = 1,031 + 233 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 233^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 233^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,0694 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С}$$

Из баланса мощностей:

$$1,015(N_{ОК}) = N_{ТВД} + N_{ТНД} = M_{Пс} \cdot C_{Пс} \cdot (T_z - T_s), \quad (11)$$

где: $N_{ТВД}$ и $N_{ТНД}$ – мощности, соответствующих турбин.

Тогда температура продуктов сгорания перед ТВД

$$T_z = \frac{1,015 \cdot N_{ОК}}{M_{Пс} \cdot C_{Пс}} + T_s = \frac{1,015 \cdot 14785}{32,1652 \cdot 1,2005} + 876 = 1265 \text{ К,} \quad (12)$$

где, исходя из вышеуказанного метода итерации принимаем $T_z = 1270$ К и определяем $t = (T_z + T_s)/2 - 273 = (1270 + 876)/2 - 273 = 800$ °С. Тогда:

$$C_{Пс} = 1,031 + 800 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 800^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 800^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,2005 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С.}$$

Для дальнейших расчетов $T_z = 1265$ К.

Мощность турбины:

$$N_{(ТВД+ТНД+СТ)} = M_{Пс} \cdot C_{Пс} \cdot (T_z - T_s) = 32,1652 \cdot 1,1847 \cdot (1265 - 704) = 21377,53 \text{ кВт,} \quad (13)$$

где – теплоёмкость воздуха при $t = (T_z + T_c)/2 - 273 = (1264 + 704)/2 - 273 = 711$ °С:

$$C_{PВ} = 1,031 + 711 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 711^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 711^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,1847 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С.}$$

Проверка:

$$N_{ерассч.} = N_{(ТВД+ТНД+СТ)} - N_{(ТВД+ТНД)} = 21377,53 - 15016 = 6362 \text{ кВт}$$

где $N_{ТВД} + N_{ТНД} = M_{Пс} \cdot C_{Пс} \cdot (T_z - T_s) = 32,1652 \cdot 1,2001(1265 - 876) = 15016$ кВт;

где $t = (T_z + T_c)/2 - 273 = (1265 + 876)/2 - 273 = 794,5$ °С. Тогда:

$$C_{Пс} = 1,03 + 794,5 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 794,5^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 794,5^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,2 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С}$$

Расхождение номинальной эффективной мощности ГТД $N_e = 6300$ кВт и расчетной эффективной мощности ГТД $N_{ерассч.} = 6362$ кВт:

$$\delta_N = \frac{N_{ерассч.} - N_e}{N_{ерассч.}} \cdot 100 = \frac{6362 - 6300}{6362} \cdot 100 = 0,98\%. \quad (14)$$

КПД камеры сгорания определим по формуле:

$$\eta_{КС} = \frac{L_0 \cdot C_{PВ} \cdot (T_z - T_c) \cdot \alpha}{Q_H^p} = \frac{15,902 \cdot C_{PВ} \cdot (1265 - 724) \cdot 4,38}{46117} = 0,973, \quad (15)$$

где, при значении $t = (T_z + T_c)/2 - 273 = (1265 + 724)/2 - 273 = 721,5$ °С:

$$C_{PСМ} = 1,03721,5 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 721,5^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 721,5^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,1904 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С.}$$

Эффективный КПД агрегата:

$$\eta_{ерассч.} = \frac{N_{ерассч.}}{Q_H^p \cdot B_{ном}} = \frac{6362}{46117 \cdot 0,4552} = 0,303. \quad (16)$$

Проверка расчёта:

$$\delta = \frac{\eta_e - \eta_{ерассч.}}{\eta_e} \cdot 100\% = \frac{0,31 - 0,303}{0,31} \cdot 100\% = 2,25\%. \quad (16a)$$

Баланс мощностей:

$$N_{ТВД+ТНД+ТС} = 1,015 N_{ОК} + N_e = 1,015 \cdot 14785 + 6362 = 21369 + 6362 = 21369 \text{ кВт.} \quad (17)$$

Проверку расчёта проводим по формуле:

$$\delta = \frac{N_{ТВД+ТНД+ТС} - N_{ТВД+ТНД+ТС}}{N_{ТВД+ТНД+ТС}} \cdot 100 = \frac{21377 - 21369}{21377} \cdot 100 = 0,04\%. \quad (18)$$

Давление продуктов сгорания после ТС:

$$P_s = P_a + \Delta P_s = 101,33 + 1,52 = 102,85 \text{ кПа.} \quad (19)$$

Коэффициент политропного расширения продуктов сгорания:

$$n_t = \frac{1}{1 - \frac{\lg T_z/T_s}{\lg P_z/P_s}} = \frac{1}{1 - \frac{\lg 1265/704}{\lg 1546,7/102,85}} = 1,2759, \quad (20)$$

где $P_z = P_c \cdot \sigma_{КС} = 1611,15 \cdot 0,96 = 1546,7$ кПа, $\sigma_{КС} = 0,96 \cdot 0,98$ – коэффициент гидравлического сопротивления камеры сгорания [2, 3].

Давление продуктов сгорания перед ТС:

$$P_s = P_s \left(\frac{T_s}{T_s}\right)^{\frac{n_t}{n_t-1}} = 102,85 \left(\frac{876}{704}\right)^{\frac{1,2759}{1,2759-1}} = 298,7 \text{ кПа.} \quad (21)$$

Коэффициент политропного процесса повышения давления воздуха в осевом компрессоре:

$$n_{ок} = \frac{1}{1 - \frac{\lg T_c/T_a}{\lg P_c/P_a}} = \frac{1}{1 - \frac{\lg 724/288}{\lg 1611,15/101,33}} = 1,498. \quad (22)$$

Принимаем температуру за КНД равной $T_c = 388$ К. Тогда

$$P_{c1} = P_a \left(\frac{T_c}{T_a}\right)^{\frac{n_{ок}}{n_{ок}-1}} = 101,33 \left(\frac{388}{288}\right)^{\frac{1,498}{1,498-1}} = 248,35 \text{ кПа.} \quad (23)$$

Проверка принятого значения T_c по данным КВД:

$$P_{c2} = \frac{P_c}{\left(\frac{T_c}{T_c}\right)^{\frac{n_{ок}}{n_{ок}-1}}} = \frac{1611,15}{\left(\frac{724}{388}\right)^{\frac{1,498}{1,498-1}}} = 246,75 \text{ кПа.} \quad (24)$$

Из полученных значений выбираем среднее значение давления:

$$P_{ср} = (P_{c1} + P_{c2})/2 = (248,35 + 246,75)/2 = 247,55 \text{ кПа}$$

$$T_c = T_a \left(\frac{P_{ср}}{P_a}\right)^{\frac{n_{ок}-1}{n_{ок}}} = 288 \left(\frac{247,55}{101,33}\right)^{\frac{1,498-1}{1,498}} = 387,6 \text{ К.} \quad (25)$$

Для дальнейших расчетов $T_c = 387,6$ К.

При значении коэффициента адиабатного процесса повышения давления воздуха ($\kappa = 1,4$) в осевом компрессоре:

$$T_{с.ад} = T_a \left(\frac{P_{ср}}{P_a}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = 288 \left(\frac{247,55}{101,33}\right)^{\frac{1,4-1}{1,4}} = 371,73 \text{ К.} \quad (26)$$

Мощности отдельных узлов (КНД, КВД, ТНД, ТВД):

КНД: индикаторная

$$N_{КНД} = M_B \cdot C_{PВ} \cdot [T_c - T_a] = 31,71 \cdot 1,0386 \cdot [387,6 - 288] = 3293,4 \text{ кВт,}$$

где при $t = (T_c + T_a)/2 - 273 = (387,6 + 288)/2 - 273 = 64,8$ °С:

$$C_{PВ} = 1,031 + 64,8 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 64,8^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 64,8^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,0386 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С;}$$

адиабатная

$$N_{КНД.ад} = M_B \cdot C_{PВ} \cdot [T_{с.ад} - T_a] = 31,71 \cdot 1,0375 \cdot [371,73 - 288] = 2655,1 \text{ кВт,}$$

где при $t = (T_{с.ад} + T_a)/2 - 273 = (371,73 + 288)/2 - 273 = 56,86$ °С:

$$C_{PВ} = 1,031 + 56,86 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 56,86^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 56,86^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,0375 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С.}$$

КПД КНД:

$$\eta_{КНД} = \frac{N_{КНД.ад}}{N_{КНД}} = \eta_{КНД} = \frac{2655,1}{3293,4} = 0,8062. \quad (27)$$

КВД: индикаторная

$$N_{КВД} = M_B \cdot C_{PВ} \cdot [T_c - T_c] = 31,71 \cdot 1,0807 \cdot [724 - 387,6] = 11528,1 \text{ кВт,}$$

где при $t = (T_c + T_c)/2 - 273 = (724 + 387,6)/2 - 273 = 282,8$ °С:

$$C_{PВ} = 1,031 + 282,8 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 282,8^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 282,8^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,0807 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С.}$$

При значении коэффициента адиабатного процесса повышения давления воздуха ($\kappa = 1,4$) в осевом компрессоре:

$$T_{с.ад} = \left(\frac{P_c}{P_c}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \cdot T_{с.ад} = \left(\frac{1611,15}{247,55}\right)^{\frac{1,4-1}{1,4}} \cdot 371,73 = 634,8 \text{ К,} \quad (28)$$

адиабатная

$$N_{КВД.ад} = M_B \cdot C_{PВ} \cdot [T_{с.ад} - T_{с.ад}] = 31,71 \cdot 1,069 \cdot [634,8 - 371,73] = 8916,7 \text{ кВт,}$$

где при $t = (T_{с.ад} + T_{с.ад})/2 - 273 = (634,8 + 373,73)/2 - 273 = 230,3$ °С:

$$C_{PВ} = 1,031 + 230,3 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 230,3^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 230,3^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,069 \text{ кДж/кг} \cdot \text{°С;}$$

индикаторный КПД КВД

$$\eta_{КВД} = \frac{N_{КВД.ад}}{N_{КВД}} = \frac{8916,7}{11528,1} = 0,773. \quad (29)$$

Проверку расчёта проводим по формулам 30 и 31:

$$N_{КВД} + N_{КНД} = N_{ОК} = 11528,1 + 3293,4 = 14821,5 \text{ кВт,} \quad (30)$$

$$\delta = \frac{N_{ОК} - N_{ОК}}{N_{ОК}} \cdot 100 = \frac{14821,5 - 14785}{14821,5} \cdot 100 = 0,01\%. \quad (31)$$

Температура продуктов сгорания за ТВД:

$$T_z = T_z - \frac{1,015 \cdot N_{КВД}}{M_{Пс} \cdot C_{Пс}} = 1265 - \frac{1,015 \cdot 11528,1}{32,1652 \cdot 1,2063} = 963,4 \text{ К,} \quad (32)$$

где, исходя из вышеуказанного метода итерации принимаем $T_z = 964\text{K}$ и определяем $t = (T_z + T_s)/2 - 273 = (1265 + 964)/2 - 273 = 841,5^\circ\text{C}$.

Тогда: $C_{Pnc} = 1,031 + 841,5 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 841,5^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 841,5^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,2063\text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$.

Для дальнейших расчетов $T_z = 964\text{K}$.

Давление продуктов сгорания за ТВД в политропном процессе:

$$P_z' = \frac{P_z}{\left(\frac{T_z}{T_s}\right)^{\frac{n_l}{n_l-1}}} = \frac{1546,7}{\left(\frac{1265}{964}\right)^{\frac{1,2759}{1,2759-1}}} = 440,2\text{ кПа}, \quad (33)$$

Давление продуктов сгорания в адиабатном процессе ($\kappa=1,3$):

$$\text{за ТВД } T_{z,ад}' = \left(\frac{P_z'}{P_s}\right)^{\frac{\kappa_l-1}{\kappa_l}} \cdot T_s = \left(\frac{440,2}{298,57}\right)^{\frac{1,3-1}{1,3}} \cdot 876 = 958,11\text{K}, \quad (34)$$

$$\text{за ТНД } T_{s,ад}' = \frac{T_{z,ад}'}{\left(\frac{P_z'}{P_s}\right)^{\frac{\kappa_l-1}{\kappa_l}}} = \frac{958,11}{\left(\frac{440,2}{298,57}\right)^{\frac{1,3-1}{1,3}}} = 876\text{K}. \quad (35)$$

Мощности турбин (ТНД и ТВД) рассчитываем по формулам:

ТНД: индикаторная:

$$N_{Тнд} = M_{Пс} \cdot C_{Pnc} \cdot [T_z - T_s] = 32,1652 \cdot 1,1714 \cdot [964 - 876] = 3315,7\text{ кВт},$$

где, при $t = (T_z + T_s)/2 - 273 = (964 + 876)/2 - 273 = 647^\circ\text{C}$:

$$C_{Pnc} = 1,031 + 647 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 647^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 647^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,1714\text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C};$$

адиабатная:

$$N_{Тнд,ад} = M_{Пс} \cdot C_{Pnc} \cdot [T_{z,ад}' - T_{s,ад}'] = 32,1652 \cdot 1,1695 \cdot [958,11 - 876] = 3089\text{ кВт},$$

где при $t = (T_{z,ад}' + T_{s,ад}')/2 - 273 = (958,11 + 876)/2 - 273 = 644^\circ\text{C}$:

$$C_{Pnc} = 1,031 + 644 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 644^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 644^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,1695\text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C};$$

индикаторный КПД ТНД:

$$\eta_{Тнд} = \frac{N_{Тнд,ад}}{N_{Тнд}} = \frac{3088,6}{3315,7} = 0,932. \quad (36)$$

ТВД: индикаторная:

$$N_{Твд} = M_{Пс} \cdot C_{Pnc} \cdot T_z \cdot \left[1 - \left(\frac{P_z}{P_s}\right)^{\frac{1-n_l}{n_l}}\right] = \quad (37)$$

$$32,1652 \cdot 1,2174 \cdot 1265 \cdot \left[1 - \left(\frac{1546,7}{440,2}\right)^{\frac{1-1,2759}{1,2759}}\right] = 11786,6\text{ кВт},$$

где при $t = (T_z - 273) = 1265 - 273 = 992^\circ\text{C}$:

$$C_{Pnc} = 1,031 + 992 \cdot 9,355 \cdot 10^{-5} + 992^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-7} - 992^3 \cdot 2,77 \cdot 10^{-10} = 1,2174\text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C};$$

индикаторный КПД ТВД:

$$\eta_{Твд} = \frac{N_{Твд}}{N_{Твд,ад}} = \frac{1 - \left(\frac{P_z}{P_s}\right)^{\frac{1-n_l}{n_l}}}{1 - \left(\frac{P_z}{P_s}\right)^{\frac{1-\kappa_l}{\kappa_l}}} = \frac{1 - \left(\frac{1567}{440,2}\right)^{\frac{1-1,2759}{1,2759}}}{1 - \left(\frac{1567}{440,2}\right)^{\frac{1-1,3}{1,3}}} = 0,945. \quad (38)$$

Индикаторная мощность турбин (ТВД+ТНД):

$$N_T = N_{Твд} + N_{Тнд} = 11786,6 + 3315,7 = 15102,3\text{ кВт}. \quad (39)$$

Эффективная мощность ТС:

$$N_{eСТ} = N_{Твд+Тнд+СТ} - N_T = N_{eСТ} = 21377,53 - 15102,3 = 6275,23\text{ кВт}. \quad (40)$$

Проверка расчёта:

$$\delta = \frac{N_e - N_{eТС}}{N_e} \cdot 100\% = \frac{6300 - 6275}{6300} \cdot 100\% = 0,4\%. \quad (41)$$

Эффективный КПД агрегата:

$$\eta_{eТС} = \frac{N_{eТС}}{Q_H^P \cdot B_{ном}} = \frac{6275,23}{46117 \cdot 0,4552} = 0,299. \quad (42)$$

Проверка расчёта:

$$\delta = \frac{\eta_e - \eta_{eТС}}{\eta_e} \cdot 100\% = \frac{0,31 - 0,299}{0,31} \cdot 100\% = 3,55\%.$$

Для проверки достоверности разработанной методики

определения термодинамических параметров проточной части газотурбинного привода ГТЭ-6,3/МС составлена таблица 2.

В таблице 2 приведены заводские и расчетные значения мощности и КПД узлов газотурбинного привода ГТЭ-6,3/МС: компрессора низкого давления (КНД); компрессора высокого давления (КВД); камеры сгорания (КС); турбины высокого давления (ТВД); турбины низкого давления (ТНД); турбины силовой (ТС).

После капитального ремонта необходимо провести испытания газотурбинного привода для определения номинальных параметров, отремонтированного, и сравнивать текущее значение параметров с номинальными параметрами этого агрегата, а не нового. Проверка по общим результирующим параметрам доказывает достоверность методики контроля номинальных параметров газотурбинного двигателя ГТЭ-6,3/МС. По изменению эффективной мощности и КПД ГТЭ-6,3/МС можно оценить изменение технического состояния в зависимости от регулирования режимов работы ГПА (и/или) зарождения и развития неисправностей. Необходимо различать изменение N_e и η_e при регулировании режима работы и при появлении неисправности. Поэтому каждое исследование проводится при идентичных условиях: частота вращения роторов, температура наружного воздуха, режим работы генератора, отборы воздуха должны быть идентичными.

Заключение

Рассчитанные по разработанной методике параметры газотурбинного двигателя имеют погрешность в сравнении с заводскими данными не более 4% по КПД и 1% по мощности, что говорит о возможности применения разработанного алгоритма для целей контроля качества проводимых ремонтов и диагностики технического состояния газотурбинного двигателя ГТЭ-6,3/МС в условиях эксплуатации. Расширенный ряд определяемых параметров позволяет повысить достоверность и глубину диагностических исследований, что положительно сказывается на общей надёжности не только газотурбинного привода, но и всей системы подготовки и транспорта углеводородного сырья Тямкинского месторождения.

Литература

1. Чекардовский М.Н., Чекардовский С.М., Илюхин К.Н. и др. Сравнительный анализ методик определения термодинамических параметров работы газоперекачивающих агрегатов. // Сб. докл. науч. – практ. конф., посвященной 30-летию ТюмГАСА. – М.: 2001. С. 459–472.
2. Поршаков Б. Н., Бикчентай Р. Н., Романов Б. А. Термодинамика и теплопередача (в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности). – М.: Недра, 1987. – 351 с.
3. Чекардовский М. Н. Методология контроля и диагностики энергетического оборудования системы теплогазоснабжения. – СПб.: ООО «Недра», 2001. – 145 с.

KEY WORDS: nominal parameters; gas turbine engine; effective power; effective efficiency; iteration method.

ТАБЛИЦА 2. Заводские и расчетные значения мощности и КПД ГТЭ-6,3/МС

№	Наименование	Размерность	Обозначение	Значения		Погрешность, %	Формула
				заводские	расчетные		
1	Эффективная мощность ГТД	кВт	N_e	6300	6362	0,98	14
					6275	0,4	41
2	Эффективный КПД ГТД	–	η_e	0,31	0,303	2,26	16
					0,299	3,55	42
3	Индикаторные мощности: КНД КВД ТВД ТНД	кВт	$N_{КНД}$ $N_{КВД}$ $N_{ТВД}$ $N_{ТНД}$	–	3293	–	–
					11528	–	–
					11787	–	–
					3316	–	–
4	Индикаторные КПД: КНД КВД ТВД ТНД	–	$\eta_{КНД}$ $\eta_{КВД}$ $\eta_{ТВД}$ $\eta_{ТНД}$	–	0,806	–	–
					0,773	–	–
					0,945	–	–
					0,806	–	–

АТАМАН
www.ataman-guns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ
АКСЕССУАРЫ

НОВИНКИ

ООО «Демьян»
+7 (495) 9847629

СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ДИАГНОСТИКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРИВОДОВ

РАСМОТРЕНЫ НОВЫЕ ПОДХОДЫ ПО РАЗРАБОТКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ И СИСТЕМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРИВОДОВ

NEW APPROACHES IN THE DEVELOPMENT OF INTELLIGENT DIAGNOSTIC TECHNIQUES AND FORECASTING SYSTEMS FOR CONDITIONS OF ELECTRIC DRIVES HAVE BEEN OBSERVED

Ключевые слова: электрический привод, диагностика электроприводов, экспертная интеллектуальная система прогнозирования состояния оборудования.

Кожевников Александр Вячеславович,
заведующий кафедрой Электроэнергетики и электротехники Череповецкого государственного университета, к.т.н., доцент

Илатовский Иван Сергеевич,
аспирант

Автоматизированный электрический привод применяется в подавляющем большинстве установок и технологических комплексов. До 60% потребляемой промышленными предприятиями электроэнергии приходится на электроприводную технику.

Существующие системы автоматического управления электроприводами способны оперативно обнаруживать и локализовать возникновение аварийных ситуаций. К таким ситуациям можно отнести неполадки в преобразовательной технике, электродвигателях или механической части. Однако обнаружение неисправности системой автоматики часто происходит на той стадии, когда разрушения значительны и требуют существенных ремонтов.

Такие предвестники неполадок как: колебательный характер скорости, ухудшение качества переходных процессов, старение подшипниковых узлов или механических передач не фиксируются датчиками в начальной стадии. Обнаружить их в настоящее время могут только квалифицированные специалисты, используя соответствующие приборы и аналитические экспертные методы. Они анализируют совокупность признаков в работе оборудования по данным с различных приборов и способны оценить всю динамику процессов.

Традиционные методы диагностики требуют подключения нескольких датчиков на корпусе двигателя, либо замера электрических параметров

с датчиков тока и напряжения. Все эти факторы делают их, несмотря на несомненную эффективность определения неисправностей, затратными и немобильными, а также зависимыми от квалификации персонала.

Другое решение состоит в модернизации оборудования, приобретении оборудования, способного к интеллектуальной обработке информации. Но подобное оборудование имеет высокую стоимость и переход всего парка электроприводов на подобные системы невозможен.

Новый подход к диагностике электропривода

В вышеприведенной ситуации целесообразным выглядит разработка относительно недорогих и универсальных технических решений, способных производить диагностику состояния электропривода прокатных станов, в постоянном режиме оценивая динамику работы клетей.

Задачей проведенных исследований на кафедре Электроэнергетики и электротехники Череповецкого государственного университета являлось создание более эффективного и универсального метода диагностики электроприводов, позволяющего производить оценку технического состояния электропривода в работе на ранней стадии развития дефектов, предупреждая внезапные остановки и снижая затраты на ремонт.

Технический результат состоит в повышении точности и надежности диагностирования с уменьшением вычислительных затрат на оценку состояния электропривода, за счет применения рекуррентной нейронной сети в качестве основного инструмента анализа состояния электропривода.

Указанный результат достигается тем, что перед эксплуатацией конкретного электропривода, предварительно производится построение его динамической нейросетевой модели, использование которой в дальнейшем позволяет произвести анализ состояния электропривода в работе и удаленно.

УДК62-83-52, 688.58

Данный метод диагностики позволяет произвести анализ состояния электропривода в работе и удаленно.

Сущность метода заключается в том, что с определенным интервалом времени производится замер тока, напряжения, скорости и управляющего задания электропривода, преобразование параметров в цифровую форму и передача в персональный компьютер для обработки. Программно реализованная и обученная на конкретном электроприводе перед его эксплуатацией рекуррентная нейронная сеть воспроизводит динамику параметров электропривода, после чего производится сравнение результата динамики нейросетевой модели с реальной динамикой электропривода. В неисправном электроприводе возникает отклонение динамики $El(t)$ его параметров от модели $M(t)$ и рассчитывается функция рассогласования динамики во времени $Err(t)$.

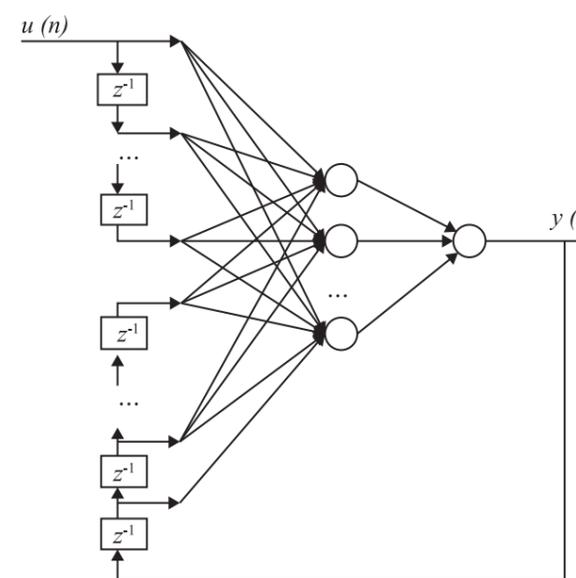
$$Err(t) = M(t) - El(t)$$

По характеру динамики $Err(t)$ производится оценка технического состояния и прогноз ресурса электропривода.

При рассмотрении электропривода как динамического объекта, описываемого вектором входных данных, вектором внутреннего состояния и вектором выходных данных можно получить его модель, применив для идентификации рекуррентную искусственную нейронную. Нейронная сеть, имея достаточное количество обучающих примеров, может быть обучена для воспроизведения динамики объекта согласно теореме об универсальной аппроксимации. Ключевым условием является наличие обратных связей, что позволяет запоминать последовательности сигналов.

Структура нейросетевой модели представлена на рис.1.

РИС. 1. Структура нейросетевой модели объекта



Обобщенная модель имеет следующее форму:

$$\bar{y}(n+1) = \varphi(\bar{y}(n), \dots, \bar{y}(n-q+1), \bar{u}(n), \dots, \bar{u}(n-q+1)),$$

где $\bar{y}(n)$ – выходной вектор, $\bar{u}(n)$ – входной вектор, n – дискретный момент времени, q – порядок системы.

В настоящее время не существует точного способа определения необходимого числа нейронов, достаточного для оптимальной идентификации объекта по критериям точности отображения и экономии вычислительных ресурсов. Экспериментальным путем было установлено оптимальное применение нейронной сети для идентификации электропривода [1].

Для сбора информации и осуществления диагностики применяется технический комплекс, включающий: датчик скорости (ДС), датчик тока (ДТ), датчик напряжения (ДН), измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) и персональный компьютер (ПК).

На первом этапе производится идентификация электропривода. Для получения полной информации электропривод запускается во всех режимах работы, в которых в последующем будет эксплуатироваться. При этом производится запись в память ИВК в работе параметров тока с ДС, напряжения с ДН, скорости с ДС и управляющего задания электропривода, которое формируется самим ИВК.

После съема данных ИВК приводит их к цифровому виду и производит фильтрацию сигналов скорости W , тока I и напряжения U для устранения шумов методом сглаживания по нескольким точкам.

$$W(t) = \frac{\sum_{j=-k}^k W(t+j)}{2 * k + 1}, I(t) = \frac{\sum_{j=-k}^k I(t+j)}{2 * k + 1}, U(t) = \frac{\sum_{j=-k}^k U(t+j)}{2 * k + 1}$$

где k – число точек, которые участвуют в сглаживании сигналов.

После подготовки данных ИВК передает их в ПК для построения модели. Специальное программное обеспечение осуществляет построение нейросетевой модели (рис.1) для идентификации и обучает модель на полученном от ИВК множестве данных. Часть данных резервируется для проверки обученной модели на адекватность отображения динамики.

После завершения стадии обучения модели система диагностики может производить вычисления в фоновом режиме, оценивая степень совпадения вектора динамики параметров модели с динамикой параметров электропривода. При этом постоянно вычисляется значение расхождения динамики $Err(t)$, формируя функцию во времени за период t , также ведется расчет интегральной оценки расхождения динамики $IErr$ и скорости изменения расхождения $\frac{dErr}{dt}$:

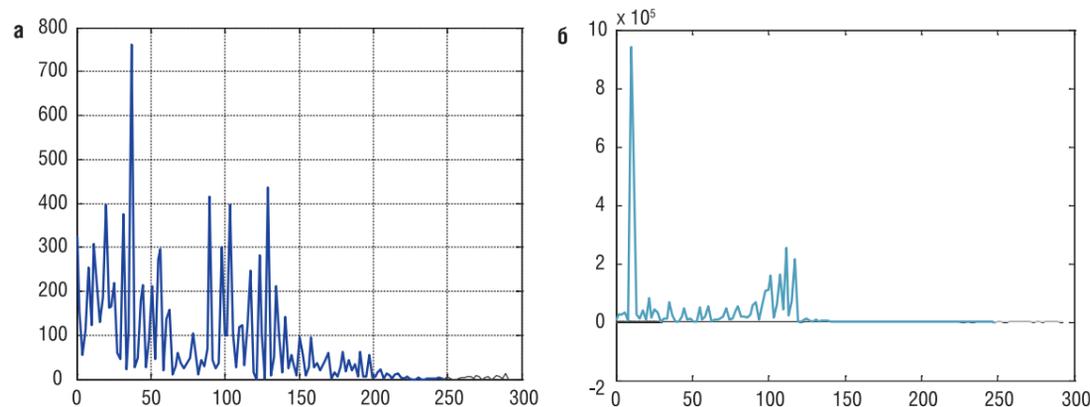
$$Err(t) = M(t) - El(t); IErr = \sum_{t=0}^N Err(t); \frac{dErr}{dt} = \frac{Err(t_n) - Err(t_{n-1})}{t_n - t_{n-1}}$$

Так как нейросетевая модель имеет некоторую погрешность, то на стадии начальной идентификации вводятся допуски функции $\Delta Err(t)$ и ее интегральной оценки $\Delta IErr$, которые принимаются за нормальное состояние.

После вычисления $Err(t)$, $IErr$ и $\frac{dErr}{dt}$ по их совокупности за определенный промежуток времени t производится анализ состояния электропривода путем сопоставления с эталонными, заранее полученными моделями для разного типа дефектов электропривода и приводного механизма. При этом вычисляется массив коэффициентов принадлежности к каждому типу дефекта P :

$$P = (P_1, P_2, \dots, P_n)$$

РИС. 2. Спектры сигнала Err при нормальном режиме работы привода (а) и при сниженном сопротивлении якорной цепи (б)



Таким образом, предлагаемая система работает в двух режимах: режиме обучения модели и режиме диагностики.

Реализация данного метода иллюстративно представлена на рисунке 2, на нем видно, что при изменении одной из характеристик привода (снижение сопротивления якорной цепи) спектры сигналов ошибки динамики Err существенно отличаются по форме и амплитуде. Причем на фоне спектра со сниженным сопротивлением, спектр нормального состояния почти не виден.

Разработанный метод диагностики не требует существенных капитальных затрат и высокой квалификации обслуживающего персонала для внедрения и эксплуатации. При этом он может быть реализован как в виде дополнительного блока, работающего в фоновом режиме, так и в виде дополнительного кода в программном обеспечении имеющихся контроллеров. Применение нового метода диагностики может быть расширено и применено к различным типам электроприводов.

Рассмотренное выше техническое решение по диагностике электрического привода защищено Патентом РФ на изобретение [2].

Разработка экспертной системы прогнозирования состояния электрических приводов

Анализируя работу сложных технических систем в таких ответственных отраслях промышленности,

как добывающие, необходимо уделять внимание не только оптимизации режимов их работы и ресурсосбережению, но и вопросам обеспечения надежности оборудования, эффективности его технического обслуживания и ремонтов, от которых напрямую зависят изменение затрат на поддержание технических устройств в работоспособном состоянии, безопасность технологических процессов и персонала.

Условия эксплуатации оборудования в промышленных производствах характеризуются нестабильностью. Это связано с рядом факторов:

- возможные значительные перепады температур;
- ударные нагрузки на оборудование;
- резкие изменения моментов инерции;
- влияние человеческого фактора.

Учитывая объективно существующую неопределенность, неполноту и нечеткость информации об объекте при разработке базы знаний и механизмов вывода экспертной системы прогнозирования, целесообразно использовать аппарат нечеткой логики [3, 4], позволяющий объективно оценить техническое состояние и более обоснованно и оперативно принимать решения по управлению ремонтом оборудования.

Целью разработанной системы является непрерывная оценка остаточного ресурса и технического состояния электропривода. Повышение надежности объекта достигается за счет раннего обнаружения дефектов и неисправностей электропривода, что позволит

РИС. 3. Структура экспертной системы

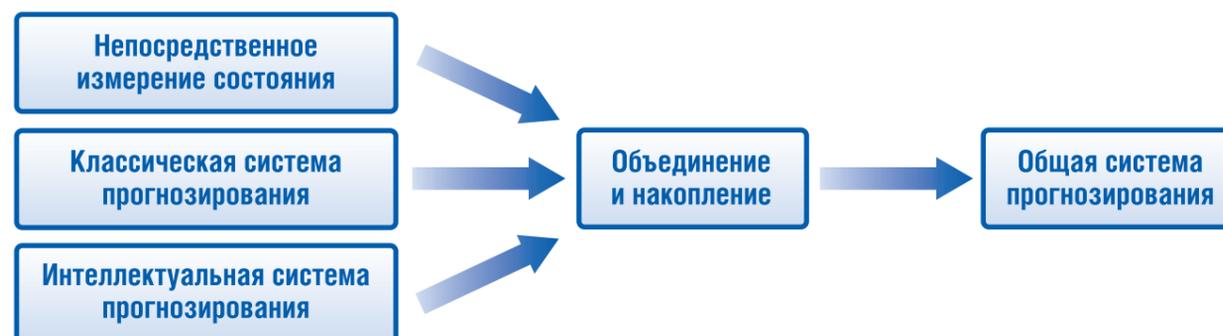
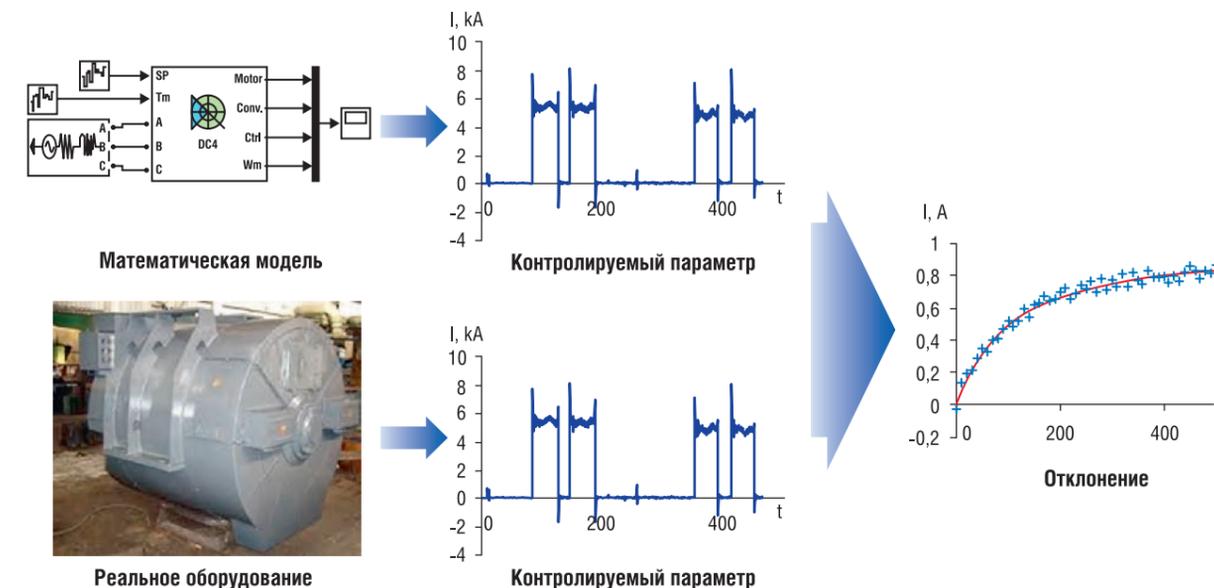


РИС. 4. Алгоритм работы экспертной системы



избежать аварийных отказов. Данный метод позволяет уйти от существующих графиков ремонтов и перейти на сервисное обслуживание по состоянию.

Разработанный метод оценки состояния остаточного ресурса электропривода основан на нейро-нечетких алгоритмах и системах.

Задачей этого метода является установление и изучение признаков различных возможных дефектов для предсказания возможных отклонений в режиме работы оборудования.

Также необходимо оценить состояние оборудования в данный момент времени, проследить изменение состояния за прошедшее время, и на основе этих данных будет осуществляться прогноз на ближайшую работу оборудования.

Разработанная в Череповецком государственном университете система прогнозирования состоит из трех дополняющих друг друга частей. Так, если классическая (детерминированная) система прогнозирования не дает качественных результатов, то используется интеллектуальная система. Обе системы дополняются данными непосредственных измерений для подтверждения полученной оценки и последующей корректировки.

Для разработки системы использованы 4 входные переменные (момент, скорость, напряжение, диаметр рабочего вала) и одну выходную переменную (ток).

Разница между значениями контролируемых параметров получаемых от математической модели и реального объекта (при одинаковых входных данных) позволяет судить о месте возникновения и степени износа или повреждения в текущий момент времени.

Используя линейную теорию накопления повреждений (суммируя фактические отклонения измеренных данных от математической модели) можно получить изменение остаточного ресурса контролируемого оборудования, своевременно выявить неисправные или близкие к выходу из строя элементы и принять необходимые меры для предотвращения поломки всей

системы. Такая информация поможет при принятии стратегии дальнейшей эксплуатации и разработке графика обслуживания и проведения ремонтов.

Данный опыт можно использовать при разработке систем прогнозирования состояния любого оборудования.

Разработанные методы диагностики и система прогнозирования состояния электрических приводов не требуют существенных капитальных затрат и высокой квалификации обслуживающего персонала для внедрения и эксплуатации. При этом они могут быть реализованы как в виде дополнительного блока, работающего в фоновом режиме, так и в виде дополнительного кода в программном обеспечении имеющихся контроллеров.

Рассматриваемые подходы по диагностике и прогнозирования состояния электрических приводов прошли успешную лабораторную апробацию и находятся на стадии внедрения в одной из крупнейших отечественных металлургических компаний ПАО «Северсталь».

Литература

1. Волков В.Н., Кожевников А.В. Нейросетевая идентификация электропривода постоянного тока // Современные научные исследования и инновации. – Апрель, 2013. Режим доступа: <http://web.snauka.ru/issues/2013/04/23648>.
2. Способ диагностики технического состояния электропривода по оценке динамики его параметров Патент на изобретение № 2546993, Россия, МПК G01R 31/34 – 2013146260/28, Заявлено 16.10.2013 г., опубл. 10.04.2014. Бюл. № 10. Приоритет 16.10.2013 (Россия), авторы Волков В.Н., Кожевников А.В., регистрационный № 2013146260.
3. Асаи К., Ватада Д., Иван С. и др. Прикладные нечеткие системы / Пер. с япон. / под редакцией Т. Тэрано, К. Асаи, М. Сугэно / М.: Мир, 1993. 368 с.
4. Расчет остаточного ресурса технической системы с помощью методов нечеткой логики с использованием программных комплексов MATLAB и SIMULINK / С.Г. Коломийчук. – Авиационно-космическая техника и технология, 2009, № 9 (66). С. 161 – 169.

KEY WORDS: electric drive, diagnostics of electric drives, intellectual expert system of forecasting of the condition of the equipment.

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ОБЪЕКТЫ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Охлаждаемые основания сооружений как эффективное и экономное техническое решение при обустройстве объектов на вечномерзлых грунтах

РЕКЛАМА

ПОЧТИ ПОЛОВИНУ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СОСТАВЛЯЮТ ЗАТРАТЫ НА ВОЗВЕДЕНИЕ НУЛЕВОГО ЦИКЛА. КАК ПРАВИЛЬНО ВЫБРАТЬ ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ И СОКРАТИТЬ ЗАТРАТЫ?

COSTS ASSOCIATED WITH ZERO-LEVEL WORKS AMOUNT TO AROUND HALF OF THE CONSTRUCTION COSTS. WHAT IS THE RIGHT WAY TO CHOOSE THE ENGINEERING SOLUTION AND REDUCE COSTS?

Ключевые слова: температурная стабилизация грунтов, основания сооружений, замораживание грунта.

Долгих Д.Г.,
заместитель генерального
директора
ООО НПО «Фундаментстройаркос»

В настоящее время многие заказчики обеспокоены необходимостью повышения эффективности строительства объектов на Севере и минимизации затрат на их возведение. С этой целью прорабатываются вопросы устройства фундаментов, каркасов зданий, доставки оборудования и материалов до объекта, удешевления монтажа. В этой ситуации обходится вниманием такой важный для северного строительства элемент, как грунты основания. А это именно тот элемент, который влияет:

- и на металлоемкость фундамента;
- и на размещение зданий;
- и на объем земляных и буровых работ (а это разработка мерзлого грунта);
- и на схему и стоимость доставки материалов;
- и на сроки и стоимость монтажа.

Стоимость строительства на 40% и более складывается из затрат на возведение нулевого цикла.

Грамотный выбор технического решения по укреплению грунтов позволяет сэкономить бюджет до 50%, сокращая затраты на всех последующих этапах, а также вдвое ускорить ввод объекта.

Наиболее старое и традиционное техническое решение по строительству оснований на вечномерзлых грунтах является проветриваемое подполье. Но оно очень не эффективно в сложных условиях пластично-мерзлых грунтов и совершенно не управляемо в нестандартных ситуациях.

Эффективность подполья может быть в значительной степени повышена дополнительным применением одиночных термостабилизаторов, но неуправляемость остается.

Здание с проветриваемым подпольем и термостабилизаторами

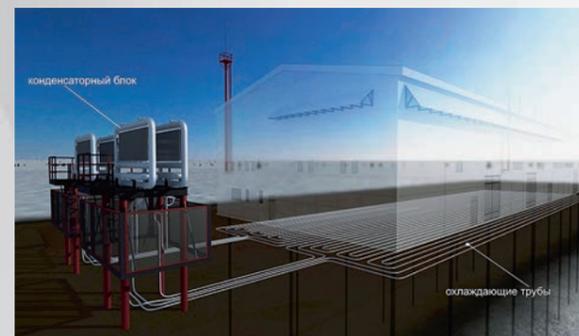


Кроме того, проветриваемое подполье имеют большую материалоемкость за счет большого количества свай и перекрытия, а следовательно, и большую стоимость.

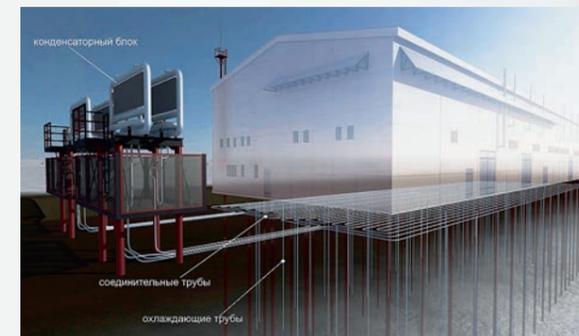
Еще одним негативным фактором применения проветриваемого подполья является увеличение его высоты из-за технологии подготовки нефти и газа. Так, чтобы минимизировать воздействие технологических объектов на вечномерзлые грунты дренажные емкости выносят из грунта на поверхность, а это влечет за собой увеличение высоты технологических установок до двух метров, а резервуаров до 4-х метров. Естественно такое увеличение высоты приводит к увеличению нагрузок, следовательно, удлинению свай и стоимости фундаментов.

Существенно сократить затраты на строительство фундаментов и сооружений позволяют охлаждающие горизонтальные и вертикальные системы «ГЕТ» и «ВЕТ», которые состоят из подземных охлаждающих труб и надземного теплообменника. Тогда дренажные емкости устанавливаются на коротких сваях под землей с размещенными вокруг термостабилизаторами.

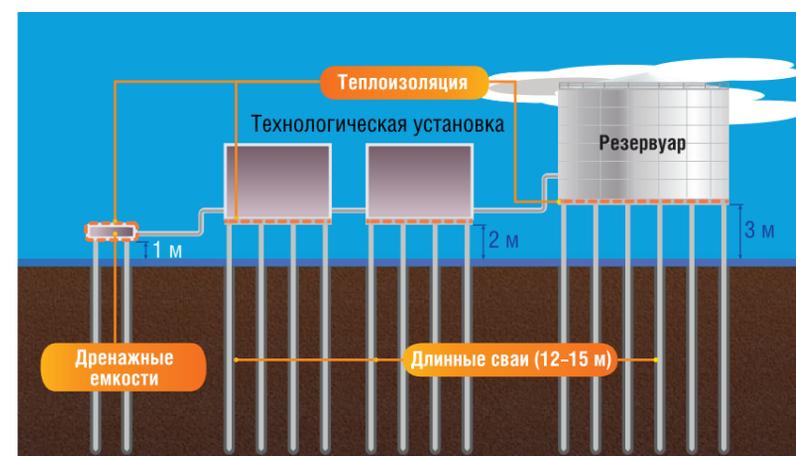
Горизонтальная охлаждающая система «ГЕТ»



Вертикальная охлаждающая система «ВЕТ»



Технические решения строительства оснований зданий и сооружений на проветриваемом подполье



Современные технические решения строительства оснований зданий и сооружений по грунту с системами ГЕТ



Технологические установки могут располагаться в одном технологическом модуле, где короткие сваи применяются под каркас и тяжелое технологическое оборудование, а резервуары устанавливаются на насыпное

охлаждающее основание с системами «ГЕТ» или «ВЕТ». Таким образом значительно сокращается материалоемкость фундаментов, транспортные затраты на доставку свай и затраты на их установку.

Кроме того, проветриваемые подполья имеют ограниченную ширину и не позволяют строить заблокированные здания на вечномерзлых грунтах. Применение при строительстве оснований систем «ГЕТ» и «ВЕТ» позволяет строить заблокированные здания с шириной до 108 метров. Это

ДЛЯ СПРАВКИ:

Системы температурной стабилизации ООО НПО «Фундаментстройаркос» успешно применены на 29 месторождениях крайнего Севера: Бованенковском НГКМ, Ванкорском НГКМ, Харасавейском ГКМ, Уренгойском НГКМ, Северо-Уренгойском ГКМ, Юбилейном НГМ, Ямбургском НГКМ, Заполярном НГКМ, Самбургском НГКМ, Южно-Русском НГКМ, Медвежьем ГКМ, Варандейском НМ, Южно-Хыльчуйском НГМ, Южно-Тамбейском ГКМ, Новопортовском НГКМ, Ен-Яхинском НГКМ, Сандибинском НМ, Юрхаровском НГКМ, Мессояхском НМ, Пякяхинском НГКМ, Чаяндинском НГКМ, Хаканджинском ЗСМ, Верхнечонском НГКМ и др. месторождениях

позволяет существенно сократить площадь застройки, длину дорог, технологических трубопроводов, а также эксплуатационные затраты. Помимо этого, уменьшается объем карьеров на возведение насыпи, затраты на рекультивацию карьеров и затраты на ликвидацию объекта.

При отсутствии подполья отпадает необходимость в огромных пандусах для гаражей и депо, а также других сооружений, в

Сблокированные здания с применением систем ГЕТ.
Бованенковское НГКМ



которых предусматривается заезд транспорта. Такие пандусы зачастую в длину превышают размер самого сооружения.

Блокирование зданий с применением системам температурной стабилизации дало существенную экономию и ускорение строительства в проектах обустройства опорных баз промысла на Ванкорском, Харасавейском и Бованенковском месторождениях.

Технико-экономические сравнения применения оснований с системами температурной стабилизации грунтов приведены в таблице, из которой видно, что применение систем температурной стабилизации грунтов позволяет сократить затраты на строительство оснований до 50%, при этом в разы сократить сроки строительства.

Экономический эффект применения охлаждаемых оснований с системами ГЕТ относительно проветриваемого подполья

Наименование объекта	Проветриваемое подполье, млн руб.	Полы по грунту с устройством систем ГЕТ, млн руб.	Сумма снижения затрат, млн руб
Установка сепарации газа, Юрхаровское месторождение	43	24	-19
Экономический эффект составляет 44%			
РВС 10 000 м ³ , месторождения Большехехетской впадины Гыданского п-ва	71,8	36,3	-35,5
Экономический эффект составляет 49,5%			

Все это должно быть учтено на ранних этапах проектирования, в т.ч. на стадии генплана. Роль проектного института при этом сложно переоценить. Именно

от специалистов генпроектной организации зависит, будут ли получены описанные выгоды заказчиком или нет. ●

KEY WORDS: *temperature stabilization of soils, base buildings, soil freezing.*

Безсвайные фундаменты с охлаждающими системами ГЕТ в основаниях резервуаров



ООО Научно-производственное объединение «Фундаментстройаркос»
625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12
тел.: (3452) 22-53-25, 26-13-67
e-mail: fsa@npo-fsa.ru
www.npo-fsa.ru

С 2017 года редакция журнала Neftegaz.RU увеличивает количество выпусков с 8 до 12. Четыре специализированных выпуска с названием Neftegaz.RU Offshore будут посвящены вопросам освоения шельфовых месторождений



ТЕХНИЧЕСКАЯ
ДОСТУПНОСТЬ
РОССИЙСКОГО
ШЕЛЬФА

МОБИЛЬНЫЕ И
СТАЦИОНАРНЫЕ
МОРСКИЕ
ПЛАТФОРМЫ

ТЕХНОЛОГИИ
НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ
НА ШЕЛЬФЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

[8] 2017

БУРОВЫЕ ПЛАТФОРМЫ.
ВОПРОСЫ
ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ



Входит в перечень ВАК

ЭВАКУАЦИЯ В АРКТИКЕ

Вывоз персонала с аварийных морских сооружений. Терминология и проектно-технические решения



В ПРОМЫШЛЕННОМ ОСВОЕНИИ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА ПРИНЦИПИАЛЬНО ВАЖНЫМИ ЯВЛЯЮТСЯ ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ЛЮДЕЙ, РАБОТАЮЩИХ НА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЯХ. ДЕЙСТВУЮЩАЯ И ПРОЕКТИРУЕМАЯ ОТЕЧЕСТВЕННАЯ И МЕЖДУНАРОДНАЯ НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ, ОПРЕДЕЛЯЕТ БАЗОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ ЭВАКУАЦИИ И СПАСЕНИЯ. В СВЯЗИ С АКТИВНЫМ РАЗВИТИЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОЕКТОВ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ, НАЗРЕЛА НЕОБХОДИМОСТЬ ПРЕДПРИНЯТЬ СОГЛАСОВАННЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПО ФОРМИРОВАНИЮ ДОПОЛНЕНИЙ В РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ И МЕЖДУНАРОДНЫЕ ДОКУМЕНТЫ. ЧТО НЕОБХОДИМО ПРЕДПРИНЯТЬ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭВАКУАЦИОННЫХ СРЕДСТВ?

THE ISSUES OF LIFE SAFETY OF THE STAFF WORKING ON OFFSHORE OIL AND GAS FACILITIES ARE ESSENTIAL FOR THE COMMERCIAL DEVELOPMENT OF THE SIBERIAN SHELVE IN THE ARCTIC OCEAN. THE CURRENT AND DESIGNED DOMESTIC AND INTERNATIONAL REGULATORY DOCUMENTS DEFINE THE BASIC REQUIREMENTS FOR THE TECHNICAL MEANS OF ESCAPE AND RESCUE. DUE TO THE RAPID DEVELOPMENT OF INDUSTRIAL PROJECTS IN THE RUSSIAN ARCTIC, THERE IS A NEED TO TAKE CONCERTED ACTION TO DEFINE AMENDMENTS TO THE DOMESTIC AND INTERNATIONAL REGULATORY DOCUMENT. WHAT SHOULD BE DONE TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF EVACUATION MEANS?

Ключевые слова: Арктика, добыча на шельфе, промышленная безопасность, плавсредства, эвакуация персонала, нормативные акты.

Таровик Владимир Иванович,
к.т.н.,
главный конструктор
отдела системной интеграции
ФГУП «Крыловский
государственный научный
центр»

Нормативная документация

Известно, что отличительной особенностью аварий на морских нефтегазовых сооружениях является высокая скорость развития аварийных процессов взрыва или пожара, которые связаны с выбросами и горением углеводородов. Эти аварийные процессы, в свою очередь, могут провоцировать потерю устойчивости конструкций

платформы, разрушение материалов, потерю остойчивости и полную конструктивную гибель сооружения. Свою огромную негативную роль играет также и уязвимость персонала, связанная с ограниченным пространством платформы и высокой степенью её насыщения технологическим оборудованием.

Понятно, что в информационном пространстве постоянно идет процесс широкого обсуждения морских нефтегазовых сооружений

и, в частности проблем эвакуации и спасения людей в Арктике. Необходимо отметить, что при рассмотрении базовых нормативных документов и применяемых технических средств, появляется представление о почти механическом переносе нормативных и технических требований, разработанных для судового эвакуационного и спасательного оборудования, на требования к средствам, размещаемым на морских сооружениях, в частности на нефтегазовых платформах [1–10]. Более того, требования документации и технические средства эвакуации морских сооружений, работающих в водных акваториях, почти полностью переносятся на сооружения, работающие в ледовых условиях российского шельфа.

Это внутреннее противоречие обращает на себя внимание и подтверждает целесообразность разработки дополнений в базовые нормативные документы с целью создания технических средств эвакуации и спасения персонала морских сооружений в наибольшей степени отвечающих требованиям их арктической эксплуатации. Очевидно, что они должны базироваться на терминологии и концептуальных предложениях, не противоречащих действующей нормативной документации. Терминология во многом определяет концептуальные проектные решения для арктических морских сооружений и требует к себе дополнительного внимания. Подтверждением необходимости таких дополнений являются очевидные аналогии в требованиях к судовым средствам эвакуации и средствам, размещаемым на арктических морских сооружениях.

Отметим также, что спасательная операция содержит в себе последовательные во времени этапы движения конкретного человека: рабочее место – эвакуационный путь – временное убежище – эвакуация – спасательная операция. Сегодня технологическая аварийная готовность рабочих мест, эвакуационных путей и временных убежищ на морском сооружении должным образом регламентирована, действуют международные и российские нормы и правила. Спасательные

операции, спасательные средства и комплекс решаемых задач также понимаются достаточно отчетливо, [12–15] и др. В то же время ключевой этап спасательной операции, а именно – эвакуация персонала с высокого борта аварийного морского сооружения, остается проблемой с точки зрения надежности и адекватности технических средств арктическим условиям.

Определение термина «эвакуация»

Для арктических морских сооружений в термине эвакуация нет достаточной определенности.

Эвакуация – это процесс перемещения людей с помощью технических устройств и средств из помещений морского сооружения в зону безопасности, за пределы зоны действия поражающих факторов аварии

Так, в соответствии с Солас-74 [1], «морская эвакуационная система есть средство для быстрого перемещения людей с посадочной палубы судна на спасательные шлюпки и плоты, находящиеся на воде». Но можно ли считать завершенным процесс эвакуации персонала, если спасательные шлюпки и плоты с людьми находятся в непосредственной близости от аварийной нефтегазовой платформы? В свою очередь, Проект ГОСТа Р [9], определяет средства эвакуации как технические устройства и средства, предназначенные и/или привлекаемые для эвакуации людей с морской платформы.

Если сопоставить определения в [1] и [9], то не совсем понятно, когда или где можно считать завершенным процесс эвакуации. Кроме проектно-технических задач, определение длительности этапа эвакуации имеет и чисто юридический аспект, связанный с вопросами ответственности. Некоторую ясность вносит определение, которое можно найти в [11], где предлагается использовать значение слова *evacuation* – как *покидание* – превентивное перемещение персонала с платформы (из пункта сбора, временного убежища или мест высадки) в условиях аварийной ситуации за ее пределы на безопасное расстояние (с учетом

возможности эскалации аварии). В [9] также отмечено, что мощность двигателя средства эвакуации должна быть достаточной, чтобы обеспечить отход средства эвакуации от МП в безопасную зону. *Безопасное расстояние* – в данном случае верно указанный ключевой фактор, определяющий эффективность и успешность эвакуации. Из множества вариантов, с учетом рассмотренных выше, можно сделать предложение о значении термина *эвакуация*, который, в свою очередь, должен определять и проектные решения для соответствующих технических средств.

Из этого определения следует, что укрытие людей во временном убежище на борту платформы эвакуацией в полном смысле не является, так как временное убежище находится в зоне действия поражающих факторов аварии и является, по сути, конструктивным барьером.

Понятно, что размеры зоны безопасности определяются типом и функциональным назначением морского сооружения, характеристиками акватории и пр. В качестве индикативных значений могут быть приняты, указанные в [4], параметры предельной зоны, в которой организуются места якорных стоянок судов, ожидающих разрешения оператора на подход к морскому сооружению. Указанная в [13] предельная зона МЛСП «Приразломная» равна 500 м, соответственно при проектировании эвакуационных средств можно ориентироваться на радиусы зоны безопасности в пределах 500–800 м. Транспортировка персонала в эту зону должна быть основным проектным требованием к эвакуационному техническому средству. Последующее позиционирование в пределах зоны безопасности в режиме пассивного ожидания выполняется до момента регламентного выполнения общей спасательной операции. Очевидно, завершением этапа эвакуации является время успешного оказания

УДК 331.452

РИС. 1. Базовые критерии эффективности системы экстренной эвакуации в Арктике



необходимой медицинской помощи эвакуированным людям в процессе реализации общей спасательной операции.

Для того чтобы система экстренной эвакуации опиралась на принципиально значимые критерии успешности, предлагается акцентировать внимание на главных из них «время – безопасность – выживание», приведенные на рисунке 1.

Техническое приложение термина «эвакуация»

Предложенное терминологическое определение эвакуации формирует и соответствующие требования к техническим средствам ее обеспечения. При этом требования [1] в некоторых своих позициях воспринимаются как избыточные. Так, указания на необходимость обеспечения непрерывного движения спасательной шлюпки в течение 24 часов со скоростью 6 узлов на расстояние 150 миль, в условиях постоянного дежурства судов, обеспечивающих функционирование морского сооружения (ледоколов, судов снабжения, транспортных и др.), не воспринимаются как обоснованные, тем более что работа каждой морской нефтегазовой платформы всегда обеспечивается флотом судов ледового менеджмента, судов снабжения и транспортных судов, находящихся в оперативности близости к платформе. Очевидно,

целесообразно идти по пути создания универсальных для водных и ледовых акваторий движителей кратковременного действия, делая упор на простоту и надежность. Время действия движителя и его мощность должны быть достаточны для транспортировки людей в зону безопасности.

На основании приведенных выше положений, в сложных арктических метеоусловиях, эвакуационному средству с людьми целесообразно находиться вблизи аварийного морского сооружения с фиксированными координатами, но на безопасном от него расстоянии. Соответственно, нет необходимости насыщения технического средства эвакуации избыточным по своим параметрам движительным комплексом, требующим также и постоянного поддержания высокого уровня технологической готовности при хранении. Система движения может быть в значительной степени упрощена, а высвободившийся объем и грузоподъемность могут быть использованы для повышения уровня обитаемости технического средства эвакуации и выживания в экстремальных условиях ожидания общей спасательной операции. Рациональное упрощение системы движения позволит также значительно сократить время эвакуации.

Избыточными являются и требования поправок 1983 г.

Конвенции Солас-74 к надувным спасательным плотам, которые, в частности, должны выдерживать многократные прыжки на него людей с высоты 4,5 м как с поднятым тентом, так и в процессе надувания тента. О прыжках на надувной плот с высоты палубы морского сооружения говорить не приходится. Надувной плот для арктических условий не отвечает ряду принципиально важных требований по сохранности при низких температурах, возможности буксировки в ледовых условиях, противопожарной устойчивости при разливах нефтепродуктов, защиты от белых медведей и пр. С этой точки зрения перспективным направлением представляется разработка раскладных жестких спасательных плотов, для которых решение этих задач представляется возможным.

Неотъемлемой и важнейшей частью эвакуационной системы является спусковое устройство. В отличие от большого внимания нормативных документов к техническим средствам эвакуации и спасения, шлюпкам и плотам, спусковые устройства остаются в области традиционных технических решений. Используемые для неледовых условий спусковые устройства для шлюпок свободного падения в данном случае рассматриваться не могут и интереса не представляют. Известные варианты патентованных предложений по

выдвижным, телескопическим, откидным и другим версиям спусковых устройств также не представляются работоспособными при низких температурах, штормовых ветровых нагрузках и обледенениях конструкций. В приложении к задачам эвакуации с арктических морских сооружений также остается вопрос об адекватности применяемых тросовых систем спуска.

Здесь ключевыми факторами являются большая высота, штормовой ветер, волнение и ледовые образования, окружающие морское сооружение. Известно, что безопасный спуск судовой шлюпки возможен при волнении не более 4 баллов. При этом требуется высокий уровень профессионализма командира шлюпки во время ее отхода от борта судна. Для аварийного спуска с морской платформы задача многократно усложняется. Подтверждающим примером может служить авария [17] платформы «Гюнешли» в Каспийском море 4 декабря 2015 г., когда спуск шлюпок при сильном ветре и волнении привел к их разрушению о конструкции платформы и гибели людей.

Следовательно, для спусковых устройств арктических морских сооружений требуются другие проектно-технические решения, не связанные с применением тросовых систем. Возможно, перспективными являются лифтовые системы.

Следует отметить, что и Солас-74 и документы Российского морского регистра судоходства дают возможность выработки новых проектно-технических решений и не препятствуют развитию технических средств эвакуации, требуя только сохранения зафиксированных ранее базовых качеств безопасности.

Концептуальное терминологическое определение эвакуации как процесса перемещения людей с помощью технических устройств и средств из помещений морского сооружения в зону безопасности, за пределы зоны действия поражающих факторов аварии создает обновленные базисные условия для разработки технических требований к арктическим системам эвакуации и позволяет формировать новые научно-технические и проектные решения

ТАБЛИЦА 1. Оценка систем эвакуации и спасения

ОЦЕНКА РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ЭВАКУАЦИИ И СПАСЕНИЯ		ВЕРТОЛЕТ	ЗАКРЫТАЯ ШЛЮПКА	СПАСАТЕЛЬНЫЙ ПЛОТ	ARCTOS	АЭРОЛОДКА	ШЛЮПКА СВП	ШНЕКОВАЯ ШЛЮПКА
ВОДНАЯ АКВАТОРИЯ	сильный ветер	Orange	Yellow	Orange	Orange	Yellow	Yellow	Green
	сильное волнение	Green	Yellow	Orange	Orange	Orange	Orange	Yellow
	плохая видимость	Orange	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green
	остойчивость	Grey	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green
ЛЕДОВАЯ АКВАТОРИЯ	низкая температура	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green
	обледенение	Orange	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Green
	ровный лед	Green	Orange	Orange	Yellow	Green	Green	Yellow
	сплоченность ровного льда < 3 баллов	Green	Yellow	Orange	Green	Yellow	Green	Green
	> 3 баллов	Green	Orange	Orange	Yellow	Orange	Orange	Green
	торосистый лед	Green	Orange	Orange	Green	Orange	Orange	Green
	дрейфующий лед	Green	Orange	Orange	Green	Orange	Orange	Yellow
СОСТОЯНИЕ СУДНА, ПЛАТФОРМЫ	сплоченность битого льда < 3 баллов	Green	Yellow	Orange	Green	Yellow	Green	Green
	> 3 баллов	Green	Orange	Orange	Green	Yellow	Green	Green
	сильное волнение	Orange	Green	Yellow	Orange	Yellow	Yellow	Grey
	пожар	Orange	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Orange	Green
ДРУГИЕ ПАРАМЕТРЫ	задымление	Orange	Green	Yellow	Orange	Orange	Orange	Orange
	сильная качка	Orange	Yellow	Orange	Orange	Yellow	Grey	Grey
	стоимость	Orange	Green	Green	Orange	Orange	Orange	Orange
	технологичность	Orange	Green	Green	Orange	Orange	Yellow	Yellow
	установка на борту	Orange	Green	Green	Orange	Orange	Orange	Orange
	время запуска	Orange	Green	Green	Orange	Orange	Green	Yellow
	мощность	Yellow	Green	Green	Orange	Orange	Green	Green
вес	Orange	Green	Green	Orange	Green	Orange	Orange	
размерения	Yellow	Green	Green	Orange	Orange	Orange	Orange	

ОБОЗНАЧЕНИЯ	Green	применимо
	Yellow	приемлемо
	Orange	бесполезно
	Grey	не применимо

Для того чтобы сформировать такие решения, необходимо оценить качества и применимость уже имеющихся технических средств эвакуации. По сложившейся практике целесообразно рассмотреть оценки, приведенные в зарубежных источниках, например в [16]. В таблице 1 приведен свободный перевод оценок применимости, технологичности и стоимости различных технических средств эвакуации и спасения.

С точки зрения применимости этих технических средств для решения задач по эвакуации людей с арктического морского сооружения можно отметить следующее:

а) Вертолет (Helicopter)

Использование вертолета как бортового эвакуационного средства при взрыве, пожаре, задымлении, сильной качке и потере устойчивости невозможно. Отмечена возможность спасательной операции по подъему людей с водной поверхности при сильном волнении. Однако в штормовых условиях сильное волнение связано с сильным ветром, плохой видимостью, поэтому возможность использования вертолета для каждой спасательной операции следует рассматривать отдельно.

б) Закрытая шлюпка (Totally Enclosed Motor Propelled Arctic Survival Craft)

Традиционное средство эвакуации и спасения. Однако, применение шлюпки в ледовых условиях с винто-рулевой системой движения возможно только во льдах низкой сплоченности. Актуальной является задача разработки шлюпок с универсальным для водной и ледовой акватории двигателем. При этом предлагаемое концептуальное понимание эвакуации дает возможность упрощения этой задачи за счет создания двигателей кратковременного действия.

в) Спасательный плот (Liferaft)

Относительно дешевое средство эвакуации, но область применения как надувных сбрасываемых, так и жестких спускаемых плотов сильно ограничена или невозможна в ледовых условиях. Сохранность материала надувных плотов при длительном воздействии отрицательных температур требует особого внимания. Известны технические решения, когда внутренний объем контейнера надувного плота постоянно обогревается при хранении, однако такое инженерное решение воспринимается как слишком прямолинейное.

г) ARCTOS

Машина разработана для транспортных и эвакуационных операций в ледовых условиях с островных нефтегазовых сооружений. Отмечена его плохая мореходность и остойчивость в воде, но показана применимость в ледовых условиях. Его невозможно использовать в качестве бортового спускаемого средства эвакуации, уровень экстренной технологической готовности также является проблемной.

д) Аэролодка (Hydrocopter)

Невозможно использование аэролодки в штормовых условиях, но она применима на водных и ледовых акваториях. Малая развиваемая мощность воздушных винтов не дает возможности увеличить вместимость до 20–25 человек с выполнением нормативных требований по обитаемости средств эвакуации в заданных технических параметрах лодки.

е) Шлюпка на воздушной подушке (Hovercraft)

В таблице показана возможность использования в ледовых условиях. Однако эксплуатационное разрушение юбки или баллона о торосистый лед делает это средство не применимым. Указанная в таблице мощность этой шлюпки как средства эвакуации может быть реализована только в варианте малой вместимости. Несоответствие требованиям по пожарной устойчивости воздушной подушки также не дает возможности использовать ее в качестве средства эвакуации.

ж) Шнековая шлюпка (Archimedean Screw Vehicle)

Показаны отмеченные зеленым цветом возможности использования шлюпки в водных и ледовых акваториях, что верно. Однако ключевой проблемой является выход шлюпки из воды на лед, так как ротор находится ниже ватерлинии, а развиваемый упор при технически реализуемых диаметрах и оборотах ротора недостаточен. При вместимости 4–5 человек возможно эффективное выполнение функций дежурной шлюпки для поддержки эвакуационной операции.

Перспективные технические решения для средств эвакуации

Задачей настоящей статьи не является рассмотрение разработанных конкретных проектно-технических предложений для средств эвакуации и спусковых устройств. Очевидно, вариантов может быть много. Отметим только, что в соответствии с предложенным определением термина *эвакуация* была разработана опытная натурная модель спасательной шлюпки с реактивно-пневматическим двигателем, использующим силу тяги реактивной струи сжатого газа. Для реализации такого двигателя была создана физико-математическая модель, позволившая на инженерно-проектном уровне определить термодинамические характеристики сверхзвукового истечения газа, рассчитать необходимые параметры сопловых устройств, определить необходимое внутреннее давление в баллонах и подобрать сопловые рычажные клапаны. Шлюпка приводилась в движение одним движением рычага клапана, что доказало ее высокий уровень технологической готовности. В итоге проведения натурных испытаний были подтверждены расчетные значения силы реактивной тяги при заданном внутреннем давлении газа. В эксперименте она составила величину порядка 1,5 тонн на каждом двигателе, ускорение на старте = 5,0 м/с². В планируемом к строительству опытно образце шлюпки предполагается разместить двигатель, позволяющий обеспечить движение по воде и по льду в течение 2,5–3,0 минут, что достаточно для выхода в зону безопасности аварийной платформы.

В рамках этой статьи также нет возможности рассматривать варианты существующих разработанных спусковых устройств. Однако можно сказать, что приведенный выше анализ применимости тросовых и консольных спусковых устройств для эвакуационных систем морских сооружений показал их неадекватность арктическим условиям. Возможной альтернативой могут быть лифтовые конструкции, позволяющие обеспечить плавный спуск средств эвакуации в широком диапазоне морских и

РИС. 2. Структурная схема системы мониторинга и выработки решений



ледовых условий. Внешний корпус лифтового спускового устройства должен быть спроектирован с соответствующим уровнем ледовой защиты и жестко сопрягаться с несущими конструкциями морского сооружения. Подвижная часть должна обеспечивать спуск под действием только гравитационных сил, а подъем подвижной части возможен с использованием бортовых источников энергии.

Система мониторинга и выработки решений

Очевидно, что эвакуационная операция не может гарантировать стопроцентный положительный результат, однако задача эвакуационной системы состоит в максимально достижимом повышении степени ее успешности. Повышение эффективности эвакуационной системы может быть обеспечено применением системы мониторинга и выработки решений. Задачами этой системы являются:

а) Контроль уровня технологической готовности эвакуационного оборудования

Сегодня эта задача решается выполнением планового обслуживания и контролем технического состояния средств эвакуации. При этом считается, что при выполнении регламентных ремонтных работ, проворачивании механизмов и испытаниях работоспособность спасательного оборудования обеспечена на заданный период. Это создает

определенную формализацию технологической готовности, и не в полной мере отражает текущее техническое состояние. Например, временное замерзание технических жидкостей, поломка узлов оборудования, ошибки визуального наблюдения, небрежности в обслуживании могут внезапно появиться в межремонтный период. Соответственно, целесообразным становится создание системы мониторинга технического состояния средств эвакуации, на этапе проектирования которой могут быть определены все ключевые узлы оборудования и критерии их работоспособности.

б) Оценка условий окружающей среды по ветру, волнению и ледовой обстановке

Эта задача выполняется постоянно, и требуется только учет параметров окружающей среды в аппаратном комплексе системы мониторинга.

в) Индикация вероятности успешной эвакуации

Вероятность успешной эвакуации определяется более или менее контролируемой вероятностью, в идеале стопроцентной, технологической готовности технических средств и гораздо большей временной неопределенностью состояния окружающей среды – ледовые условия, ветер, волнение, видимость, оледенение и пр.

Задача индикатора – дать информацию капитану платформы о техническом состоянии эвакуационного оборудования в сопоставлении с условиями внешних гидрометеорологических условий и показать вероятность успешности эвакуации, если аварийное событие заданного сценария произойдет в данный, текущий момент. В качестве индикативного критерия может быть выбрана вероятность успешной эвакуации, которая, например, не может быть меньше 0,95. Сбой в работе ответственного узла оборудования снизит текущее расчетное значение этого критерия, соответственно потребуются срочное восстановление или замена дефектного узла. Аналогично, например, нарастание околоторного тороса, стамухи должно давать индикацию с пониженным значением критерия успешности при применении эвакуационных средств. Соответственно, для поддержания индикативного критерия успешности возможной эвакуации потребуется организация работ по разрушению ледового образования с привлечением морских средств обеспечения работ.

Использование индикатора успешной эвакуации не отменяет, а дополняет существующий перечень регламентных работ и тренировок персонала по поддержанию высокого уровня технологической готовности эвакуационного оборудования.

г) Рекомендации капитану морского сооружения для принятия решений

Оперативные решения капитана морского сооружения в аварийной ситуации являются срочными и критически важными. Очевидно, наличие такой системы на борту поможет ему принять решение о необходимости перемещения людей во временное убежище или завить о немедленной эвакуации персонала при угрозе гибели платформы.

Тренажер

Важнейшим фактором, определяющим успешность эвакуации, является поведение людей во время аварии. Этому фактору уделяется большое внимание, проводится целевое обучение людей и плановые



тренировки по действиям в аварийной обстановке. Эффективность обучения может быть значительно повышена разработкой и использованием аварийных тренажеров. Работа тренажера строится на основании математических моделей движения людей в аварийной обстановке и позволяет проводить тренажерное обучение поведения каждого члена экипажа при реализации различных сценариев аварийной ситуации.

Моделируется движение человека, получившего команду прибыть со своего рабочего места во временное убежище или непосредственно к посадке в эвакуационное средство.

Полученные в результате математического моделирования возможные зоны панического скопления людей дают также возможность скорректировать при проектировании план общего расположения палубного оборудования, путей эвакуации, переборки и пр.

Заключение

Выполнение ряда ОКР по госконтрактам с Минпромторгом РФ в течение 2011–2016 гг. дали основания сделать предположение о том, что существующие отечественные и международные нормативные документы, определяющие облик технических средств эвакуации персонала с аварийных морских сооружений в Арктике во многом повторяют

требования, разработанные для средств эвакуации с судов, работающих в безледовых акваториях. Такое положение формирует соответствующую тенденцию к разработке, созданию и использованию технических средств, не отвечающих требованиям арктических условий эксплуатации. В особенности это касается такого важного этапа спасательной операции, как эвакуация. Именно этот этап, эвакуация с высокого борта морского сооружения в зону безопасности, является сегодня наиболее уязвимым в арктических технологиях спасения и требует к себе повышенного внимания.

В связи с активным развитием промышленных проектов в российской Арктике, назрела необходимость предпринять согласованные действия по формированию дополнений в регламентирующие отечественные и международные документы. Это необходимо для формирования основных принципов и требований к организации эвакуационных мероприятий в Арктике, а также научно-техническому обеспечению, проектированию и строительству арктических средств эвакуации. Целью таких действий является повышение эффективности эвакуационных средств, в том числе и за счет исключения избыточных требований к их пропульсивным системам, упрощение технологий эвакуации и повышение их надежности. ●

Литература

1. Консолидированный текст Конвенции СОЛАС – 74. Consolidated text of the 1974 SOLAS Convention.
2. Российский морской регистр судоходства. Правила по оборудованию морских судов. Правила по грузоподъемным устройствам морских судов. Правила о грузовой марке морских судов. НД № 2-020101-083. Санкт-Петербург, 2015 г.
3. Российский морской регистр судоходства. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ, НД № 2-020201-013. Санкт-Петербург, 2014 г.
4. Российский морской регистр судоходства. Правила классификации, постройки и оборудования морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов. НД № 2-020202-011. Санкт-Петербург, 2011 г.
5. Международный кодекс по спасательным средствам (Кодекс ЛСА). International life-Saving Appliance Code (LSA Code). Спб, ЗАО ЦНИИМФ, 2004.
6. ISO 19906:2010(en) Petroleum and natural gas industries – Arctic offshore structures
7. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
8. Свод Правил СП 1.1328500.2015 (проект). Установки и сооружения на континентальном шельфе Российской Федерации и в Российской части (Российском секторе) дна Каспийского моря. Министерство энергетики РФ. Москва, 2015.
9. ООО «Газпром-ВНИИГАЗ». Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Эвакуация и спасение персонала. Проект ГОСТ Р.
10. ГОСТ Р 55998-2014 Нефтяная и газовая промышленность. Морские добычные установки. Эвакуационные пути и временные убежища. Основные требования.
11. А.В.Мордвинова. ФГБУ ВНИИПО МЧС России. Пожарная безопасность морских стационарных нефтегазодобывающих платформ. Диссертация, к.т.н., Москва, 2015 г.
12. П.Г.Бродский, А.Е.Дубинин, В.Н.Илюхин, С.Д.Попов. «О направлениях развития сил и средств поисково-спасательного обеспечения морской деятельности в Арктике». Арктика: экология и экономика, №1(21), 2016.
13. А.В. Маричев. Корпоративный центр освоения морских нефтегазовых ресурсов. ООО «Газпром-ВНИИГАЗ». «Аварийно-спасательное обеспечение морских месторождений в Арктике»
14. К. Е. Сазонов. «Спасательные средства для ледовых условий: состояние вопроса и возможные пути решения». Арктика: экология и экономика № 4 (12), 2013.
15. Н.А.Вальдман, А.М.Абрамов. «Аварийно-спасательное обеспечение работ по обустройству нефтегазовых месторождений на шельфе». Offshore Marintec, Russia. Международная конференция по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения континентального шельфа. 2014, Санкт-Петербург, Россия.
16. ACCESS Arctic Climate Change, Economy and Society. Project no.265863. Report on rescue and evacuation systems, 2013.
17. Р.М.Тагиев. «Что случилось на Гюнешли». Противопожарная защита. 2016.

KEY WORDS: Arctic, offshore production, industrial safety, boats, evacuation of personnel, regulations.

РЕКЛАМА

4-7
ОКТАБРЯ
2016



VI ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

WWW.GAS-FORUM.RU

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Сжиженный природный газ
- Газомоторное топливо
- Газохимия
- Энергоэффективные технологии
- Сервис и инфраструктура
- Автоматизация и IT

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

V МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС
СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ
МОЛОДЕЖНЫЙ ДЕНЬ
ГАЗМОТОРНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ВИСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА

IV Международная специализированная выставка
«INGAS STREAM 2016 –
ИННОВАЦИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»

Специализированная экспозиция
«ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ
В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»

III Международная специализированная выставка
«ГАЗМОТОРНОЕ ТОПЛИВО»

XX Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства
«РОС-ГАЗ-ЭКСПО 2016»

КОНГРЕССНО-ВИСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

+7 (812) 240 40 40
(доб. 2127, 2273)
gf@expoforum.ru

18+



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ПАРТНЕРЫ



ПАРТНЕР ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ



КОНЦЕПТУАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СУДНА-СКЛАД В ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТАХ ТРУДНОДОСТУПНЫХ РЕГИОНОВ

АКВАТОРИЯ ШЕЛЬФОВОЙ ЗОНЫ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ БОГАТА НЕФТЕГАЗОВЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ. СЛОЖНОСТЬ ОСВОЕНИЯ ЭТИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОБУСЛОВЛЕНА ИХ ТРУДНОДОСТУПНОСТЬЮ, НИЗКОРАЗВИТОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ РЕГИОНА, МАЛОЙ ЧИСЛЕННОСТЬЮ НАСЕЛЕНИЯ, КОРОТКИМ БЕЗЛЕДОВЫМ СЕЗОНОМ И СУРОВЫМИ ПОГОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ. ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ РИСКИ ОДНОВРЕМЕННО ЯВЛЯЮТСЯ И ВЫЗОВАМИ ДЛЯ ИХ РЕШЕНИЯ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЕЛАЮТ ЭТИ РЕШЕНИЯ ВОЗМОЖНЫМИ?

THE WATER AREA OF THE SHELF ZONE OF THE ARCTIC SEAS OF THE RUSSIAN FEDERATION IS RICH IN OIL AND GAS FIELDS. THE COMPLEXITY OF THE FIELD DEVELOPMENT DERIVES FROM THEIR ISOLATION, LOW DEVELOPED INFRASTRUCTURE OF THE REGION, SMALL POPULATION, SHORT ICE-FREE SEASON AND HARSH CLIMATIC CONDITIONS. THE STATED RISKS ARE ALSO CHALLENGES TO FIND THE SOLUTIONS TO THEM. WHAT TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT MAKE THESE SOLUTIONS POSSIBLE?

Ключевые слова: добыча на шельфе, арктические месторождения, судно-склад, транспортные суда, суда ледового класса.

Алексей Викторович Смирнов,
Руководитель направления по флоту
ООО «Газпромнефть-Сахалин»

Проект добычи нефти на месторождении Приразломное (оператор ООО «Газпром нефть шельф»), а также опыт бурения на Долгинском нефтяном месторождении (оператор ООО «Газпромнефть-Сахалин») доказывают возможность эффективного решения самых сложных вопросов и вызовов региона.

Северо-Врангелевский и Хейсовский лицензионные участки, на которых «Газпромнефть-Сахалин» планирует вести разведочное бурение, расположены в еще более труднодоступной части Арктики, период бурового сезона в безледовых условиях которых в среднем составляет 100-130 дней.

В настоящий момент в мире еще не существует технологий круглогодичного бурения в высоких северных широтах с крайне сложной ледовой обстановкой, поэтому реализация текущих проектов возможна только в период безледовой навигации.

Для решения в срок поставленных задач при проведении разведочного бурения и бесперебойного обеспечения буровой установки материалами, оборудованием и снабжением, а также для повышения безопасности проведения работ рекомендуется использование специализированного судна-склада, которое будет находиться в непосредственной близости

РИС. 1. Северо-Врангелевский Лицензионный Участок (ЛУ)



Характеристики Северо-Врангелевского ЛУ:

Регион: Восточная часть континентального шельфа Восточно-Сибирского моря и западная часть шельфа Чукотского моря

Глубины моря: 40–200 м

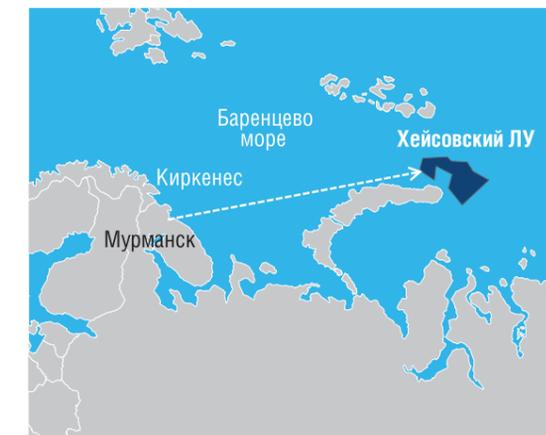
Расстояние до ближайшего порта от дальней точки бурения ЛУ: 340 миль

УДК 656.6

от буровой установки. В период мобилизации судно-склад принимает в порту и размещает в своих грузовых помещениях основное оборудование, материально-технические ресурсы (МТР), инструменты, установку подготовки сыпучих материалов и смесей (балк-плант), а также размещает в своих топливных танках запас ГСМ для снабжения буровой установки. Таким образом, все основное оборудование и материалы для производства работ на месторождении размещаются на судне-складе, что существенно сокращает сроки их доставки на буровую установку в короткий безледовый период. Необходимо отметить и тот факт, что средний радиус полета вертолетов, имеющихся на рынке, составляет 380 км, что не покрывает всю площадь отдаленных ЛУ и возможных мест расположения морских буровых установок. Соответственно, наличие на судне-складе вертолетной площадки и станции дозаправки вертолетов необходимо для обеспечения промежуточной посадочной площадки.

Таким образом, помимо снабженческих функций и для достижения максимальной эффективности и синергии работы к судну-складу предъявляются дополнительные требования:

РИС. 2. Хейсовский Лицензионный участок (ЛУ)



Характеристики Хейсовского ЛУ:

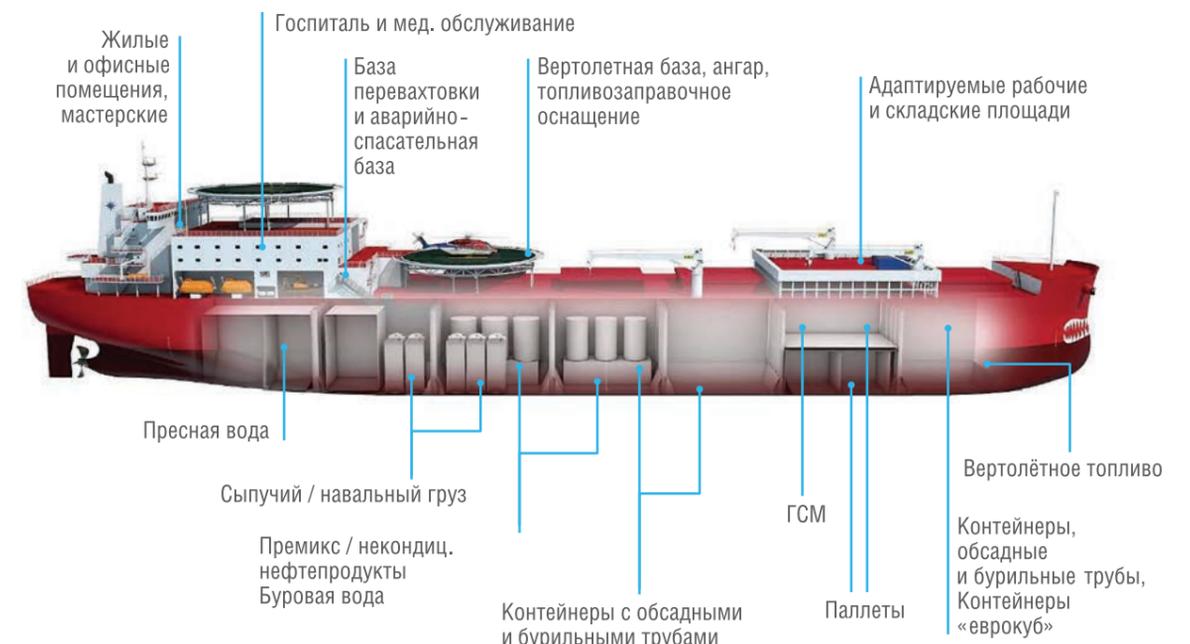
Регион: Северная часть Баренцева моря

Глубины моря: 200–400 м

Расстояние от западного края ЛУ до базового порта Мурманск: 760 миль

- наличие плав-гостиницы для размещения дополнительного персонала или при перевахтовке буровиков;
- наличие вертолетной площадки для организации смены вахт и медицинской эвакуации в качестве промежуточной вертолетной площадки между береговым вертодромом и морской буровой установкой;
- наличие станции дозаправки вертолетов и вертолетного ангара для повышения сохранности техники в суровых Арктических условиях и возможности производства ремонтно-обслуживающих работ;
- наличие судового госпиталя;
- наличие кранового вооружения для осуществления перегрузочных работ в условиях открытого моря;
- размещение комплекса по Ликвидации Аварийных Разливов Нефти (ЛАРН), а в случае необходимости – использование судовых танков для размещения нефтесодержащих и замазученных вод
- организация приема отходов буровой установки;
- задействование судна-склада с высоким ледовым (ледокольным) классом в мероприятиях по Управлению Ледовой Обстановкой.

РИС. 3. Базовая концепция судна-склада для шельфовых проектов



С 1 января 2017 г. вступает в силу Полярный Кодекс ИМО, который предусматривает снижение дымовых выбросов продуктов сгорания топлива в атмосферу. Использование судового топлива с пониженным содержанием серы, сокращение количества флота и количества рейсов судов обеспечения морских буровых платформ за счет привлечения судна-склада окажут благоприятное воздействие на природу региона, тем более, что в непосредственной близости от Северо-Врангелевского ЛУ расположен крупнейший Арктический заповедник на острове Врангеля.

В результате использования судна-склада будут решены следующие задачи:

- Сокращено количество рейсов судов обеспечения;
- Сокращено время доставки оборудования и материалов на буровую установку;
- Сокращено количества флота обеспечения;
- Как следствие предыдущих пунктов, снижены затраты проекта и повышен уровень экологической безопасности.

В настоящее время флот, который может быть использован в качестве судна-склада либо находится в стадии разработки, либо не обладает необходимыми техническими характеристиками. В условиях низких цен на нефть, а также принимая во внимание введенные санкции против РФ, целесообразно рассматривать варианты использования флота российских судовладельцев с возможностью его модернизации до современных требований.

Во времена СССР была разработана серия транспортных судов тип «Снабженец Арктический» (СА). На тот период времени разработок шельфовых месторождений не велось, поэтому серия судов СА планировалась для снабжения отдаленных регионов Крайнего Севера. Наиболее интересным судном серии для применения в шельфовых проектах является судно тип СА-8, которое по большинству параметров подходит для использования в качестве судна-склада буровой установки. Однако учитывая возраст постройки существующих судов, СА-8 требуют дополнительной модернизации. В частности, возможна постановка

в одно из грузовых помещений судна установки балк-плант для производства сыпучих смесей и материалов; МТР, шламовые контейнеры и буровые трубы возможно разместить в отдельных грузовых помещениях судна. Вертолетная площадка также может быть дооборудована до требований по приемке вертолетов МИ-8. Тем не менее, отсутствие системы динамического позиционирования (DP) судна не позволит ему участвовать в прямых перегрузках с буровой установкой. Эта проблема решается путем привлечения промежуточного судна снабжения с системой DP: судно-склад встает на якоря в зоне укрытия неподалеку от проведения буровых работ и обрабатывается судами обеспечения.

РИС. 4. Судно проект СА-8 «Василий Головинин»



На данный момент, с учетом своего возраста, в составе действующего флота под флагом РФ осталось только 2 судна этого типа: «Василий Головинин» и «Иван Папанин», находящиеся в собственности Дальневосточного и Мурманского морских пароходств соответственно. Еще одно судно тип СА-8 – «Снежный Лев» куплено Китайской компанией и переоборудовано для научно-исследовательских экспедиций в Арктике и Антарктике. Что касается рынка иностранного флота, то существующие проекты «судно-склад» слишком дорогие для их задействования в проектах геолого-разведочного бурения, а также не имеют ледового класса для работы в Арктическом регионе. Есть наработки

иностранцев по переоборудованию балкерного (навалочного) флота с ледовым классом под функционал судна-склада, но для будущей разработки концепта судна-склада и его базовых ТТХ для нового строительства имеет смысл рассматривать именно серию судов тип СА-8. Кроме того, существует проблема модернизации или строительства флота, связанная с тем, что сроки геолого-разведочных работ на большинстве шельфовых участков ограничены периодом безледовой навигации и в среднем составляют 4–6 месяцев в год, а с учетом мобилизационно-демобилизационных мероприятий – 5–8 месяцев. Таким образом, использование судна в оставшееся время года – задача, которую необходимо решать судовладельцам для повышения эффективности его финансовой деятельности. Именно этот фактор отчасти препятствует запуску в строительство такого типа судна. При этом стоит отметить, что на стадии нефтедобычи в труднодоступных регионах Арктики судно-склад также будет востребовано, что стоит учесть при нивелировании оценки рисков для закладки его типа в строительство.

Возможные варианты использования судна-склада в шельфовых проектах:

- Геолого-разведочные работы – разработка проекта модернизации действующего флота на основе базовых тактико-технических характеристик и в соответствии с требованиями Арктических шельфовых проектов;
- Освоение и добыча нефти – строительство нового судна (или серии судов), отвечающего всем современным требованиям Арктических шельфовых проектов.

В условиях действия санкций, направленных против развития и реализации Арктических шельфовых проектов РФ, а также – в целях обновления флота судовладельцев РФ и развития национальной судостроительной индустрии проекты модернизации, проектирования и строительства флота приобретают особую важность. ●

KEY WORDS: *production of offshore Arctic fields, the ship-warehouse, transport vessels, ice class vessels.*



Операционная эффективность
в нефтегазовой и нефтехимической промышленности

Op-Ex 2016

RUSSIA & CIS

Организатор
EPC
Euro Petroleum Consultants
20 years
SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

ПРОЦЕССЫ, АКТИВЫ, ТЕХНОЛОГИИ, ПЕРСОНАЛ

23-24 НОЯБРЯ 2016 · УФА · отель SHERATON UFA

Темы конференции:

- Энергоэффективность как основа сокращения операционных затрат
- Передовые информационные технологии для повышения эффективности производства
- Повышение эксплуатационной готовности за счет упреждающих ремонтных стратегий
- Интегрированное оперативное и календарное планирование производства
- Внедрение систем непрерывных улучшений
- Управление рисками для обеспечения целостности активов
- Увеличение продолжительности межремонтного цикла
- Оптимизация процедур закупки и поставки оборудования
- Культура операционной эффективности
- Эффективное проектное управление
- Измерение операционной эффективности

ОБЗОРНАЯ
ЭКСКУРСИЯ НА
УФАНЕФТЕХИМ



СПОНСОР:



КЛЮЧЕВЫЕ ДОКЛАДЧИКИ:

БЕСПЛАТНЫЙ СЕМИНАР ПО РЕШЕНИЯМ КОМПАНИИ AVEVA, 22 ноября, 14:00-18:00

Вход на семинар бесплатный для представителей нефтегазовых компаний
Для регистрации на семинар свяжитесь с нами: moscow@europetro.com



МАНИПУЛЯТОРНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ АППАРАТОВ



Занин Владислав Юрьевич,
советник генерального директора
ЗАО «НПП ПТ «ОКЕАНОС»»



Кожемякин Игорь Владиленович,
начальник управления оборонных исследований и разработок
ФГБОУ ВО СПб ГМТУ

Основная задача манипуляторного комплекса – инспекционные и ремонтные работы на объектах донной инфраструктуры морского нефтегазового комплекса

АКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ ПОДВОДНОЙ РОБОТОТЕХНИКИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИВЕЛО К ФОРМИРОВАНИЮ КЛАССА АВТОНОМНЫХ НЕОБИТАЕМЫХ ПОДВОДНЫХ АППАРАТОВ (АНПА). БАЗОВЫЕ ЗАДАЧИ АНПА СВОДИЛИСЬ К МОНИТОРИНГОВЫМ И ОБСЛЕДОВАТЕЛЬСКИМ РАБОТАМ НА БОЛЬШИХ ПЛОЩАДЯХ (КАРТИРОВАНИЕ) ИЛИ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТАХ ДОННОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ (КАБЕЛЬ-ТРАССЫ, МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ). В ДАЛЬНЕЙШЕМ, НАКОПЛЕННЫЙ ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЭВОЛЮЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЗВОЛИЛИ ИСПОЛЬЗОВАТЬ АНПА ДЛЯ РАБОТ С ТОЧЕЧНОЙ ДОННОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ (ВЕРТИКАЛЬНЫЕ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ «ДЕРЕВЬЯ» УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ, РАЙЗЕРЫ И ЯКОРНЫЕ ЛИНИИ), А ТАКЖЕ С ОБЪЕКТАМИ В ПРИПОВЕРХНОСТНОМ И ЗАГЛУБЛЕННОМ ПОЛОЖЕНИИ В ВОДНОЙ СРЕДЕ

THE RAPID EVOLUTION OF UNDERWATER ROBOTICS FOR OFFSHORE OIL&GAS APPLICATIONS HAS RESULTED IN THE DEVELOPMENT OF A SPECIAL TYPE OF VEHICLE – THE AUTONOMOUS UNDERWATER VEHICLE (AUV). TAKING INTO ACCOUNT THE PREPROGRAMMED BEHAVIOR OF AUV MISSIONS, THE BASIC TASKS WERE MAINLY MONITORING AND SURVEY OPERATIONS IN LARGE AREAS (MAPPING) OR ALONG SEABED LINEAR FACILITIES (CABLE ROUTES, MAIN PIPELINES). WIDE OPERATIONAL EXPERIENCE ALONG WITH TECHNOLOGICAL PROGRESS AND BASIC ECONOMIC FACTORS HAVE NOW GIVEN RISE TO THE USE OF AUVS FOR TASKS RELATED TO SEABED STRUCTURES (VERTICAL AND HORIZONTAL “TREES”, RISERS AND ANCHOR LINES) AS WELL AS NEAR-SURFACE AND SUNKEN OBJECTS

Ключевые слова: добыча на шельфе, манипулятивные комплексы для подводных аппаратов, автономные подводные аппараты, подводная робототехника, точечная донная инфраструктура.

Эффективность автономных необитаемых подводных аппаратов при решении «классических» и новых задач дала толчок к революционному развитию – реализации манипуляторного комплекса на АНПА. Основная задача – инспекционные и ремонтные работы на объектах донной инфраструктуры морского нефтегазового комплекса, в том числе и в подледных условиях мелководных и глубоководных районах. Причем не только для непосредственного

манипулирования органами управления на донных объектах, но и для экологического мониторинга и контроля, в части сложнейшего глубоководного отбора проб.

Развитие морской добычи углеводородов в России привело к активному росту рынка отечественных подводных аппаратов, комплектующих и программного обеспечения для подводной робототехники. Конструкторские группы СПбГМТУ и ЗАО «НПП ПТ «Океанос», ведущие инициативную разработку ряда надводно-подводных морских робототехнических систем, приступили к проработке вопросов перспективного проектирования манипуляторных

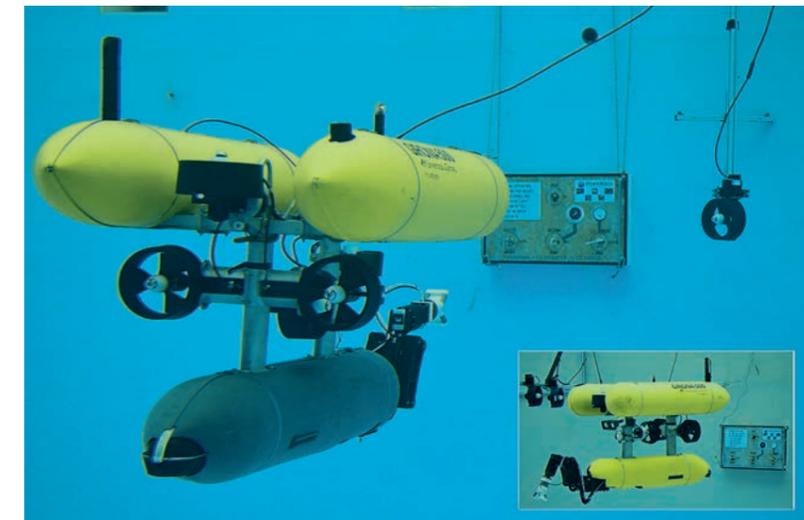
РЕКЛАМА

комплексов для телеуправляемых необитаемых аппаратов (ТПА) II класса и гибридных АНПА.

Данные классы аппаратов объединяют «малое водоизмещение» (читай «малая полезная нагрузка») и невысокая надводная/подводная остойчивость к присоединяемым массам и изменениям моментов. На ТПА частично устранить влияние данных факторов можно с помощью активного применения движительно-рулевых комплексов (в ручном или полуавтоматическом режимах). Для АНПА, ограниченных по запасам электроэнергии на борту, да и в силу конструктивных особенностей данный путь противопоказан. Как следствие, в результате анализа технических решений и расчетов, практического опыта эксплуатации ТПА Н300 с гидравлическим/электрическим манипуляторами и опытной эксплуатации ходового стенда «Глайдер» была признана целесообразной разработка модульного манипулятора с электрическими приводами.

Помимо выбора типа приводов манипулятора был проведен значительный объем работы по анализу его конструктивного исполнения и сопряжению/взаимодействию с носителем. Полученные результаты положены в основу практического проектирования и моделирования ряда манипуляторов с разбивкой на 3 этапа: изготовление и отработка манипуляторного комплекса для ТПА; дальнейшее

АНПА «GIRONA 500» в тестовом бассейне с противотоком, блоком клапанов, оснащенный манипулятором ECA CSIP 5E Micro, 2012 год

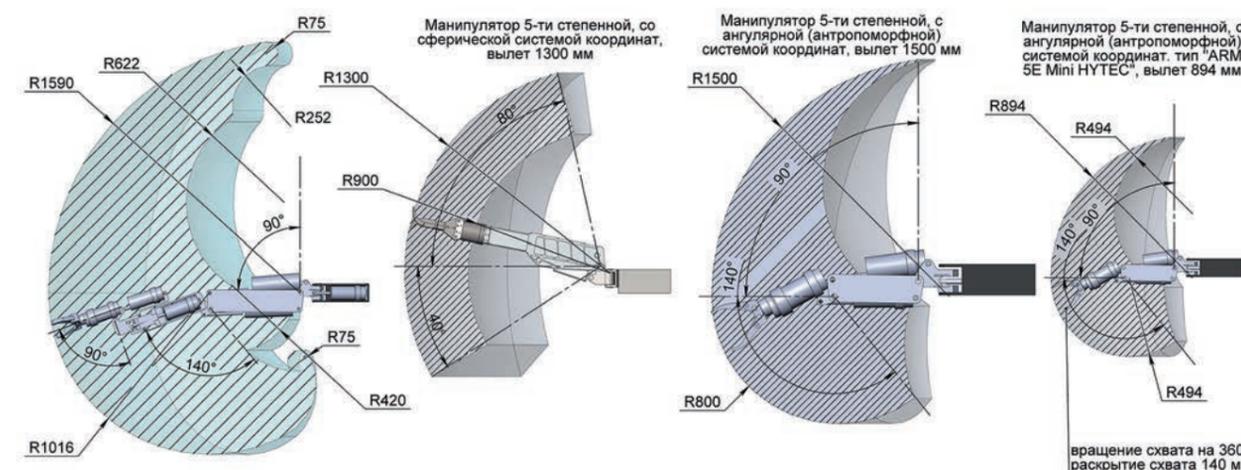


АНПА Глайдер 2.0 с макетом АНПА экологического мониторинга СПбГМТУ на внешней подвеске



Конструкторские группы СПбГМТУ и ЗАО «НПП ПТ «Океанос», прорабатывают вопросы перспективного проектирования манипуляторных комплексов для ТПА II класса и гибридных АНПА

Фрагмент проработки рабочих зон манипуляторов ТПА и АНПА СПб ГМТУ и Океанос



Концепт-проект СПбГМТУ и «Океанос» АНПА с манипуляторным комплексом (на рис. представлена для примера устьевая донная арматура FMC Technologies)



В конструкцию и схмотехнику аппаратов закладываются механические и электрические интерфейсы под манипулятор и сопутствующее оборудование, что позволит ускорить адаптацию и отработку

сопряжение манипуляторного комплекса с гибридным глайдером; конечная фаза – сопряжение манипуляторного комплекса с полностью автономным АНПА.

Применительно к задачам данного проекта и по результатам испытаний глайдера в 2015 году была создана модификация «Глайдер 2.0». А проведенная в 2016 году опытная эксплуатация ходового стенда «Глайдер 2.0» доказала верность принятой концепции и практическую реализуемость проекта. В частности, была сформирована база для практического моделирования движения и управления гибридным АНПА «Глайдер» с манипулятором на этапах:

- перехода от мест базирования (запуска) аппарата к месту работ на объектах донной инфраструктуры,
- непосредственного маневрирования и самих работ на объекте с учетом ходовых качеств АНПА, форм-фактора манипулятора и комплексности системы аппарат-манипулятор.

В качестве базы для практического моделирования разработчики использовали:

- замеры скорости прохождения мерного участка в различных конфигурациях аппарата (как конструктивного исполнения, так и алгоритмов управления) с различной полезной нагрузкой
- расчеты по кинематике манипуляторных комплексов

Безусловно, принимая во внимание имеющийся мировой опыт, кроме проектирования непосредственно исполнительного манипуляторного механизма с учетом ходовых качеств носителя и кинематики манипулятора, гораздо большей проблемой вопроса программного или программно-дистанционного управления манипуляторным комплексом. Но в свете активного развития средств технического зрения и высокоскоростной подводной связи, а также учитывая рост внешней кооперации проекта, вопросы обеспечения работы манипуляторного комплекса АНПА представляются решаемыми (с ТПА таких вопросов не возникает).

Во всяком случае, к моменту практического решения данного вопроса, планируется уже иметь ряд манипуляторов

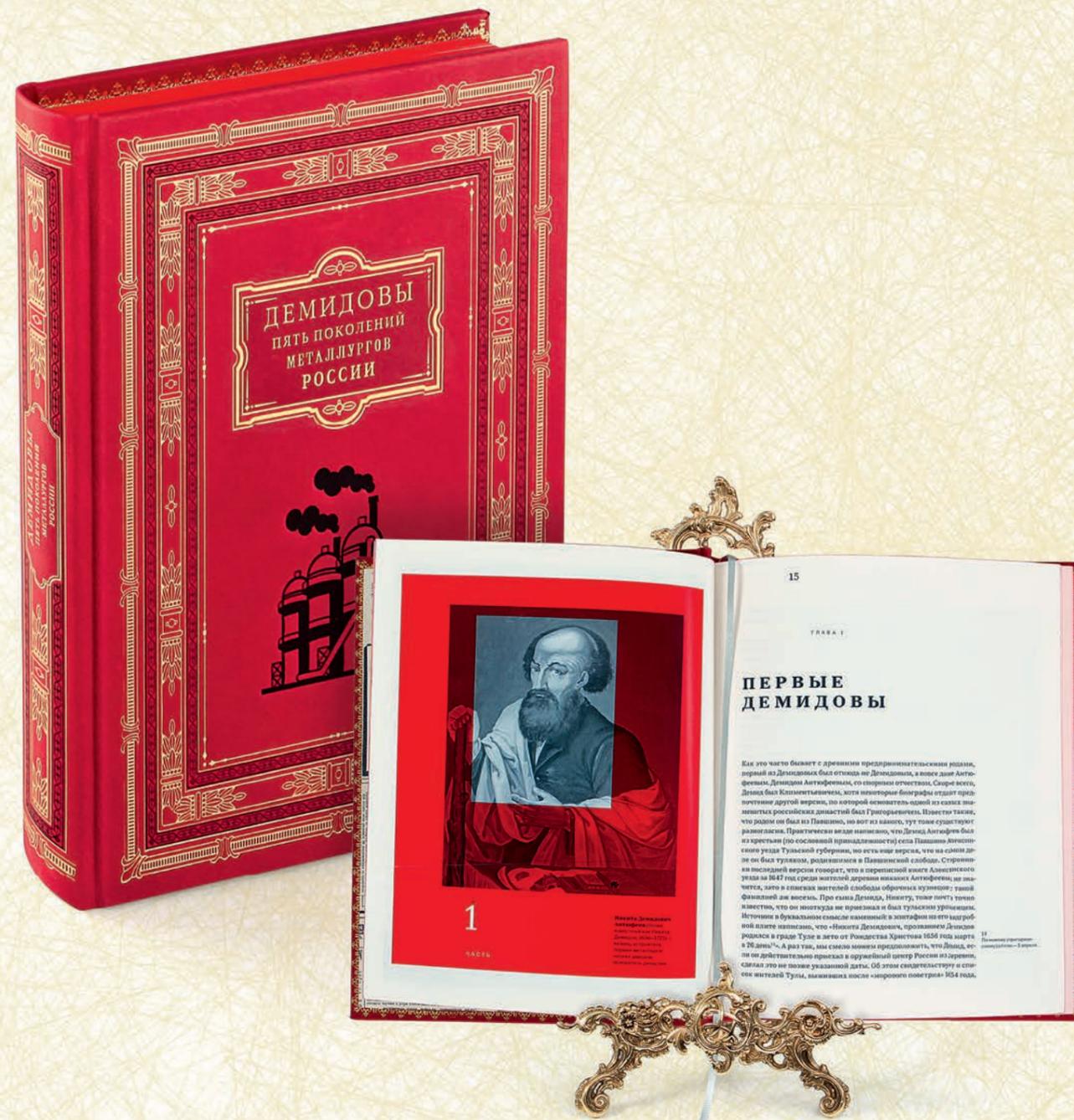
отработанных на ТПА. Подобная методика подготовки к решению проблемных задач, осуществляемая СПбГМТУ и ЗАО «НПП ПТ «Океанос», уже положительно себя зарекомендовала, позволив вести отработку на созданном ходовом стенде «Глайдер» таких комплектующих и составных частей подводных роботов, как:

- Измеритель скорости течения ИСТ-1М, авторский коллектив Институт Природно-Технических Систем, г. Севастополь (ранее ФГБун «Морской гидрофизический институт РАН» г. Севастополь);
- Высокочастотный приемник давления ПДС-1, АО «НПП «Радар-ММС»;
- Высокочастотный температурный датчик ПТС-М, АО «НПП «Радар-ММС»;
- Гидроакустическая навигация с длиной базой, ОАО «Лаборатория подводной связи и навигации».

Кроме того, учитывая стендовое (ходовой стенд) исполнение имеющихся и проектируемых СПбГМТУ и ЗАО «НПП ПТ «Океанос» АНПА, систем управления и связи, в конструкцию и схмотехнику аппаратов заранее закладываются механические и электрические интерфейсы под манипулятор и сопутствующее оборудование, что позволит ускорить адаптацию и отработку манипуляторных комплексов АНПА. ●

KEY WORDS: *offshore production, underwater vehicles manipulators, Autonomous underwater vehicles, subsea robotics, subsea structures maintenance.*

РЕКЛАМА



Уникальные книги для избранных

Династия Демидовых – одна из самых знаменитых и богатых семей промышленников, предпринимателей и благотворителей России. Уникальная книга о пяти поколениях легендарных металлургов выпущена компанией «Фамильная коллекция» тиражом всего 10 пронумерованных экземпляров в кожаном переплете ручной работы с изысканным тиснением золотом.

Кабинет руководителя компании, как и роскошный дом, немислим без элитной библиотеки, состоящей из редких книг, в том числе и профессиональной тематики. Это прекрасная инвестиция и наследство для детей и внуков – материальное и духовное одновременно.

«Уникальная книга - самый лучший подарок». Это утверждение проверено временем. Людей с высоким социальным статусом, у которых уже, кажется, «все есть», сложно чем-то удивить. Именно уникальная книга станет самым желанным и запоминающимся подарком вашим деловым партнерам и близким людям.

Компания «Фамильная коллекция» предлагает самый богатый ассортимент коллекционных изданий и высокопрофессиональную помощь в создании и пополнении уникальной библиотеки. Наши книги - гордость обладателя!

«Фамильная коллекция», сайт: www.familycoll.ru, тел.: +7(495) 995-69-39 и +7(499) 400-36-96.

ЗАЩИТА ШЕЛЬФА

Современные средства противопожарной защиты вертодромов для морских судов и добывающих платформ

РОЛЬ ВЕРТОЛЕТОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ НА ШЕЛЬФЕ СЛОЖНО ПЕРЕОЦЕНИТЬ. ОНИ РЕШАЮТ МАССУ ТРАНСПОРТНЫХ ЗАДАЧ, А СПОСОБНОСТЬ ПРОИЗВОДИТЬ ПОСАДКУ НА ПЛОЩАДКАХ ОГРАНИЧЕННЫХ РАЗМЕРОВ, АВТОНОМНОСТЬ, МАНЕВРЕННОСТЬ, ВОЗМОЖНОСТЬ ПЕРЕВОЗИТЬ ГРУЗЫ НА ВНЕШНЕЙ ПОДВЕСКЕ И ПРОИЗВОДИТЬ МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ ДЕЛАЮТ ВИНТОКРЫЛЫЕ МАШИНЫ НЕЗАМЕНИМЫМИ. АВАРИЯ И ПОЖАР НА ВЕРТОЛЕТЕ НЕ ТОЛЬКО УГРОЗА ЖИЗНИ ПАССАЖИРОВ И ПОТЕРИ ДОРОГОСТОЯЩЕГО ЛЕТАТЕЛЬНОГО АППАРАТА, НО И ОГРОМНЫЙ КОСВЕННЫЙ УЩЕРБ, СВЯЗАННЫЙ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГОРЕНИЯ НА МОРСКУЮ ПЛАТФОРМУ (СУДНО) И ВЕРОЯТНОСТЬЮ ОСТАТЬСЯ В ОТКРЫТОМ МОРЕ БЕЗ АВИАСООБЩЕНИЯ. УКАЗАННЫЕ ПРИЧИНЫ ТРЕБУЮТ МАКСИМАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ УСТАНОВОК ПОЖАРОТУШЕНИЯ ВЕРТОДРОМОВ И ВЕРТОПАЛУБ. КАКИЕ СРЕДСТВА ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ДЛЯ МОРСКИХ СУДОВ И ДОБЫВАЮЩИХ ПЛАТФОРМ?

IT IS HARD TO OVERPRIZE THE ROLE OF HELICOPTERS FOR MINING OPERATIONS IN THE SHELF AREA. THEY SOLVE MANY TRANSPORT PROBLEMS, AND THEIR ABILITY TO LAND ON LIMITED-SIZE PLATFORMS, SELF-CONTAINMENT, MANEUVERING ABILITY, ABILITY TO TRANSPORT CARGO ON THE EXTERNAL LOAD AND PERFORM ASSEMBLING MAKE HELICOPTERS THE KEY TRANSPORT. ANY ACCIDENT AND FIRE ON A HELICOPTER ARE NOT ONLY A PASSENGER'S LIFE HAZARD AND LOSS OF THE EXPENSIVE AIRCRAFT, BUT ALSO A HUGE CONSEQUENTIAL DAMAGES ASSOCIATED WITH A POSSIBLE FIRE PROPAGATION TO AN OFFSHORE STRUCTURE (VESSEL) AND A PROBABILITY TO BE LEFT IN THE HIGH SEAS WITH NO FLIGHT CONNECTION. THE STATED REASONS DEMAND OF MAXIMUM LIABILITY FOR DESIGN OF FIRE-EXTINGUISHING INSTALLATIONS FOR HELIPORTS AND HELIDECKS. WHAT FIRE PROTECTION EQUIPMENT DO THE RUSSIAN MANUFACTURERS OFFER FOR SHIPS AND PRODUCTION PLATFORMS?

Ключевые слова: вертодром, пенное тушение, морские платформы.



Потеряев Юрий Константинович, заместитель технического директора по проектированию и развитию ГК «Пожнефтехим», к. т. н.

Многие иностранные государства добывают нефть на шельфе гораздо дольше нашей страны и накопили большой объем компетенций в области строительства вертодромов для морских платформ и судов, ряд из которых зафиксирован в международных стандартах. Эти требования – не дань инженерной моде, не результат лоббирования отдельных производителей оборудования (убытки от таких пожаров значительно превосходят стоимость установок пожаротушения), а правила, написанные кровью. Для безопасного освоения отечественных морских месторождений важно продемонстрировать мудрость, научившись на чужих ошибках.

Нормативные аспекты проектирования

Требования международных стандартов ИКАО декларируют основную задачу противопожарной

службы – спасение жизни людей, в том числе во время ликвидации пожара стационарной установки. Состав установки пожаротушения, тип пеногенераторов стандарты ИКАО не разъясняют, но рекомендуют считать основным огнегасящим веществом пену, соответствующую уровню В минимальных характеристик. Однако ГОСТ Р 50588-2012 «Пенообразователи для тушения пожаров. Общие технические требования и методы испытаний» не содержит классификации по уровням минимальных характеристик и, следовательно, рекомендуемые ИКАО пенообразователи невозможно сертифицировать.

Правила классификации и постройки морских судов (часть VI, 2016 г.) предписывают защищать вертолетные палубы стационарными системами пенотушения (табл. 3.1.2.1). Пена должна подаваться лафетными



РЕКЛАМА

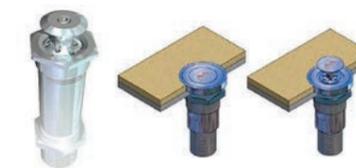
ТАБЛИЦА 1. Основные отличия в подходах к пожаротушению в зарубежных и российских нормативных документах

Сравниваемый параметр	Нормативные документы	
	отечественные	зарубежные
Наименование документов	Правила классификации и постройки морских судов. Часть VI Противопожарная защита Приложение 14 к Конвенции о международной гражданской авиации, Том II «Вертодромы»	NFPA 418 «Standard for heliports» CAP 437 «Standards for offshore helicopter landing areas»
Кратность пены	Низкая или комбинированная	Низкая
Применяемые пеногенераторы	<ul style="list-style-type: none"> лафетные стволы; пеногенераторы, способные подавать пену в любую часть палубы при погодных условиях, пригодных для работы вертолетов; установки комбинированной пены 	<ul style="list-style-type: none"> интегрированные в вертодром всплывающие насадки; водопенные насадки; лафетные стволы
Тип пенообразователя	В Правилах классификации и постройки морских судов. Часть VI Противопожарная защита требований по типу пенообразователя нет. В Приложении 14 к Конвенции о международной гражданской авиации, Том II «Вертодромы» указан пенообразователь, соответствующий уровню В минимальных характеристик. В России такие пенообразователи невозможно сертифицировать	Пленкообразующие пенообразователи целевого назначения для тушения горючих жидкостей (например, AFFF)

стволы или пеногенераторами, способными подавать пену в любую часть палубы при погодных условиях, пригодных для работы вертолетов. Вместо лафетных стволов и пеногенераторов могут применяться стационарные и переносные установки комбинированной пены (пп. 3.7.2.12-13). Под термином «комбинированная пена» понимается совокупность пены низкой и средней кратности. NFPA 418 «Standard for heliports» и CAP 437 «Standards for offshore helicopter landing areas» для тушения вертолетных площадок предусматривают только пену низкой кратности, а в качестве пеногенераторов рекомендуют лафетные стволы, водопенные насадки либо интегрированные в вертодром всплывающие насадки. Международные стандарты предъявляют более жесткие требования к вертодромам на морских добывающих платформах и судах, которые выражены в применении только

низократной пленкообразующей пены и насадков, устойчивых к воздействию ветра. Отечественные нормативные документы не предписывают тип пенообразователя, не делают акцент на устойчивость к ветровым нагрузкам и допускают применение генераторов комбинированной пены. Впрочем, применение всплывающих и водопенных насадков, пенообразователей AFFF не запрещено, а ответственность за выбор оборудования возлагается на проектную организацию. Сравнение эффективности синтетических S (для комбинированной пены) и фторсинтетических пленкообразующих пенообразователей AFFF (для пены низкой кратности) не является целью статьи, поскольку преимущества последних многократно доказаны во множестве литературных источников, заслуживающих доверия.

РИС. 1. Внешний вид всплывающего насадка



Всплывающие насадки

Совокупность технических характеристик, исключительная простота и надежность сделали данные насадки самыми распространенными для вертолетных площадок морских платформ и судов. В зарубежной терминологии получили название Deck Integrated Fire-Fighting System (DIFFS) или всплывающие насадки.

Насадки устанавливаются равномерно по площади вертодрома заподлицо, что дает устойчивость к воздействию ветра; не требуют дистанционного управления и пусконаладки.

РИС. 2. Демонстрация работы всплывающих насадков



РИС. 3. Спасательные работы на вертодроме



Простота конструкции сводит к минимуму стоимость эксплуатации установки пожаротушения.

Насадки работают при давлении от 0,4 МПа, что вместе с относительно малым расходом каждого насадка позволяет производить спасательные работы при действующей установке пожаротушения.

Испытания согласно САР 437 показывают, что всплывающие насадки способны потушить пожар на вертодроме за 10 секунд.

Универсальные водопенные насадки

Конструктивные особенности вертолетных площадок не всегда позволяют встраивать в их покрытие всплывающие насадки. В таких случаях по периметру вертодрома прокладывают распределительный трубопровод, на котором размещают водопенные насадки.

Насадки формируют распыленную струю пены низкой кратности при рабочих давлениях 0,6–1,0 МПа с несколько большим расходом, нежели всплывающие насадки. Изделие представляет собой

дренчерный ороситель с расширенными характеристиками (регулирование давления, настройка карты орошения) и не требует дистанционного управления и пусконаладки.

Гармонизация стандартов позволит не только повысить уровень противопожарной защиты вертодромов и надежность, но и снизить стоимость установки пенного тушения в целом.

Группа компаний «Пожнефтехим» производит и предлагает

своим клиентам полный ассортимент оборудования для пенного пожаротушения на морских платформах, судах и наземных объектах, в том числе и для вертодромов: все виды пеногенераторов, высоконадежные установки дозирования и современные пенообразователи. ●

KEY WORDS: fire protection, fire extinguishing film-forming foam concentrates, shelf, production platforms, pop-up nozzles, foam generators.

РИС. 4. Внешний вид универсального водопенного насадка «Антифайер»



ТАБЛИЦА 2. Сравнение различных видов пеногенераторов

Параметр	ВИД ПЕНОГЕНЕРАТОРОВ			
	Всплывающие насадки	Водопенные насадки	Генераторы комбинированной пены	Лафетные стволы
Рабочее давление, МПа	Не менее 0,4	0,6–1,0	Не менее 0,8	0,6–0,8
К-фактор, л/(мин·бар ^{0,5})	от 37,5	от 122	от 212	от 424
Устойчивость к ветровым нагрузкам	Хорошая	Удовлетвор.	Не устойчивы	Удовлетвор.
Равномерность подачи огнетушащего вещества	Хорошая		Удовлетворительная, но только при безветренной погоде и применении осцилляции	
Возможность проведения спасательных операций при работе установки тушения	Хорошая		Невозможно ввиду реактивной силы струи	
Надежность	Высокая ввиду простоты конструкции		Низкая ввиду сложности конструкции	
Габаритные размеры генератора	Минимальные. В дежурном режиме размещаются заподлицо с плоскостью вертодрома	Наиболее производительные насадки вписываются в куб с гранями 310x215x375 мм	Большой габарит. Генератор на 60 л/с вписывается в куб с гранями 1242x1250x1000 мм	Лафетный ствол на 60 л/с вписывается в куб с гранями 860x700x590 мм
Стоимость	Низкая		Высокая	



25–27 октября 2016
Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

15-я Юбилейная международная выставка
«Насосы. Компрессоры. Арматура. Приводы и двигатели»



Подберите оборудование для технологических процессов своего предприятия
Получите электронный билет на сайте www.pcvexpo.ru



ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТОЧНОСТИ ВЫСОТЫ ЗУБКОВ ОТНОСИТЕЛЬНО КОРПУСА ШАРОШКИ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДОСТИЖЕНИЯ ТРЕБУЕМОЙ ТОЧНОСТИ ВЫСОТЫ ЗУБКОВ ШАРОШКИ ОТНОСИТЕЛЬНО ЕЕ КОРПУСА. УМЕНЬШЕНИЕ РАЗНОВЫСОТНОСТИ ЗУБКОВ И ДОСТИЖЕНИЕ ТОЧНОСТИ ИХ ВЫЛЕТА ИМЕЕТ ВАЖНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ДОЛОТ И ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСА ИХ РАБОТОСПОСОБНОСТИ

THIS ARTICLE PRESENTS THE TECHNOLOGICAL METHODS OF ACHIEVING THE REQUIRED ACCURACY OF THE HEIGHT OF PICKS OF THE ROLLING CUTTER RELATIVE TO ITS BODY. THE REDUCTION OF THE DIFFERENCE IN HEIGHT OF THE PICK AND ACHIEVING OF ACCURACY OF THEIR OVERHANGING LENGTH IS IMPORTANT FOR THE QUALITY ASSURANCE OF BITS AND INCREASE IN THEIR SERVICE LIFE AND LIFETIME

Ключевые слова: долото, шарошка, бурение, зубки, разновысотность, взаимозаменяемость, регулировка, точность, отклонения.



Агеева Вера Николаевна, к.т.н., доцент кафедры «Стандартизация, сертификация и управление качеством производства нефтегазового оборудования» Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина



Тимирязев Владимир Анатольевич, д.т.н., профессор кафедры «Стандартизация, сертификация и управление качеством производства нефтегазового оборудования» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



Хостиков Михаил Заурбекович, д.т.н., профессор кафедры «Стандартизация, сертификация и управление качеством производства нефтегазового оборудования» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На буровых станках, применяемых как для разведочного бурения, так и в тяжелых условиях при открытой добыче твердых горных пород, широко используют трехшарошечные долота. Трехшарошечные секционные долота, в отличие от других бурильных инструментов, обычно не подвергаются восстановлению. Все это определяет особенности их конструктивного исполнения и технологических решений, принимаемых при их изготовлении.

Режущую способность шарошек создают твердосплавные зубцы, которые расположены в параллельных рядах по периметру шарошки, на вершине и на обратном конусе. Обычно число зубцов на одной шарошке может составлять 66, а на долоте, состоящем из трех шарошек, количество зубцов составляет 198 штук. Разновысотность зубцов, различный износ, затупление и выкрашивание отдельных зубцов приводит к потере режущей способности долота, к изменению баланса нагрузки на трехкомплектных шарошках. Следствием этого является отклонение (увод) долота от задаваемого при бурении осевого направления.

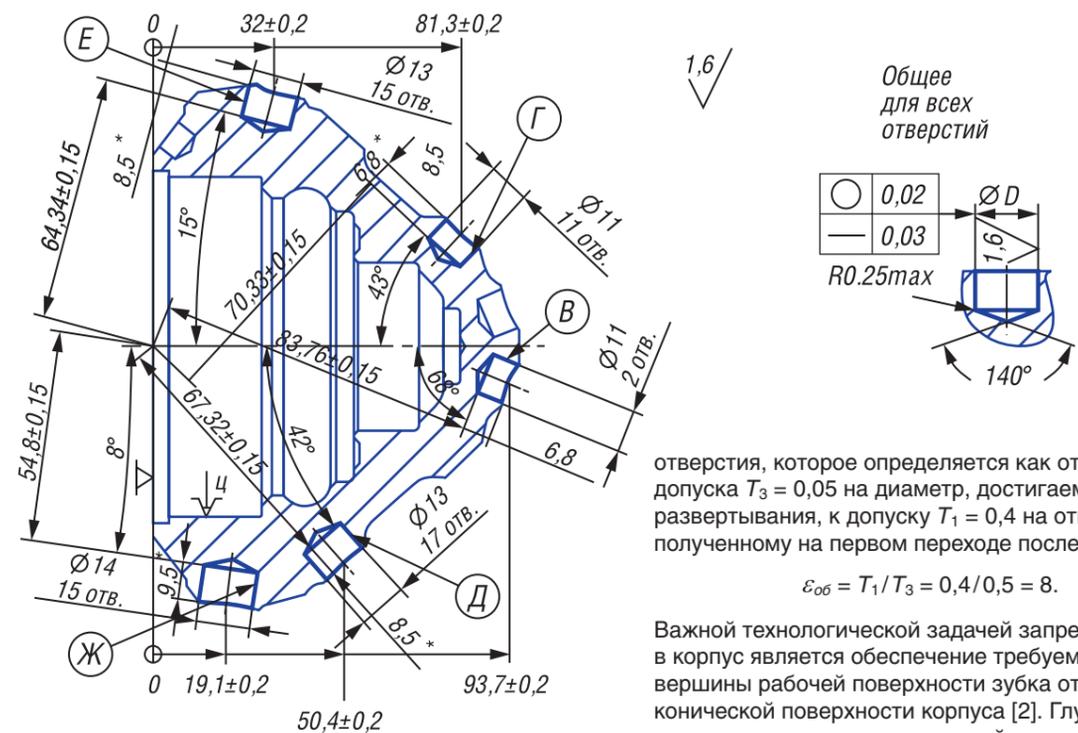
Установку твердосплавных зубцов в корпус шарошки осуществляют путем их запрессовки, при которой обеспечивается посадка $\varnothing 10 \text{ H9/z11}$. Для этого в корпусе шарошки создают на многоцелевом станке сетку базовых отверстий, каждое из которых задается определенными линейными и угловыми координатами (рис. 1).

На рассматриваемой шарошке общее количество обрабатываемых отверстий равно 77, их расположение на каждом из конических поясков и соответствующие диаметральные размеры приведены в таблице 1.

Обратный конус шарошки (конический поясок И) также оснащен твердосплавными вставными зубками с плоской торцевой поверхностью. Это определяет достижение при бурении требуемого диаметра отверстия.

УДК 620.193.16

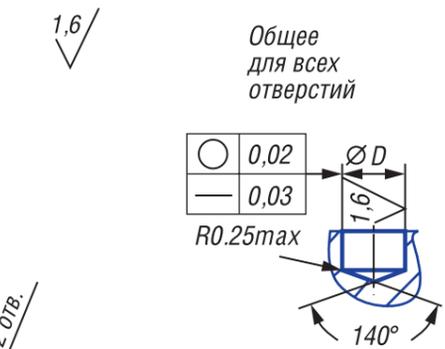
РИС. 1. Схема расположения базовых отверстий под зубцы в корпусе шарошки



Согласно техническим требованиям отклонения наружного контура шарошки от теоретического не должно превышать 0,3 мм с направлением в материал корпуса. Предельные отклонения угловых размеров 68° , 75° , 42° не должны превышать $+10'$.

Обработка группы базовых отверстий под режущие зубки является ответственной и трудоемкой технологической операцией, на которой необходимо обеспечить требуемые угловые 15° , 43° , 68° и линейные координатные размеры $64,34 \pm 0,15$; $70,38 \pm 0,15$; $83,76 \pm 0,15$; $32 \pm 0,2$; $19,1 \pm 0,2$, определяющие положение отверстий относительно основных баз корпуса шарошки (рис. 1). Необходимо обеспечить также точность диаметральных размеров $\varnothing D$ и геометрической формы отверстий. Требуемая точность диаметральных размеров отверстий $\varnothing D^{+0,05}$, допускаемое отклонение от круглости не должно превышать 0,02 мм, а отклонение от прямолинейности образующих отверстия в пределах 0,03 мм. Это достигается путем выполнения трех переходов – сверления, зенкерования и развертывания. Отклонения центральных углов, определяющих угловое расположение отверстий не должно превышать $\pm 30'$.

Все базовые отверстия $\varnothing 11 \text{ H9}$ обрабатывают путем выполнения трех переходов: 1 – сверление $D_1 = 10,4^{+0,4}$; 2 – зенкерование $D_2 = 10,8^{+0,1}$; 3 – развертывание в окончательный размер $D_3 = 11^{+0,05}$. Это означает, что имеет место общее уточнение диаметра базового



отверстия, которое определяется как отношение допуска $T_3 = 0,05$ на диаметр, достигаемый после развертывания, к допуску $T_1 = 0,4$ на отверстие, полученному на первом переходе после сверления [1]:

$$\varepsilon_{об} = T_1 / T_3 = 0,4 / 0,05 = 8.$$

Важной технологической задачей запрессовки зубков в корпус является обеспечение требуемого положения вершины рабочей поверхности зубка относительно конической поверхности корпуса [2]. Глубина H получаемых в корпусе отверстий под зубки определена согласно требованиям чертежа и составляет $H \pm 0,15$ мм. Так, для группы отверстий, располагаемых на полоске Ж она составляет $9,5 \pm 0,15$ мм, а для отверстий на конической полоске Д – $8,5 \pm 0,15$ мм.

В свою очередь, высота изготавливаемых зубков составляет [3]:

- для зубков $\varnothing 14^{+0,4}$, устанавливаемых на полосе Ж, – $17 \pm 0,4$ мм;
- для зубков $\varnothing 13^{+0,3}$, устанавливаемых на полосе Д, – $15 \pm 0,3$ мм.

Представим расстояние от вершины зубка до конической поверхности корпуса шарошки как замыкающее звено H_{Δ} размерной цепи (см. рис.2 а):

$$H_{\Delta} = H_1 - H_2, \quad (1)$$

где H_1 – высота запрессовываемого зубка; H_2 – глубина базового отверстия в корпусе.

Тогда при запрессовке зубков до упора предельные отклонения замыкающего звена $\Delta^B_{(H_{\Delta})}$, $\Delta^H_{(H_{\Delta})}$ при методе полной взаимозаменяемости составят [1]:

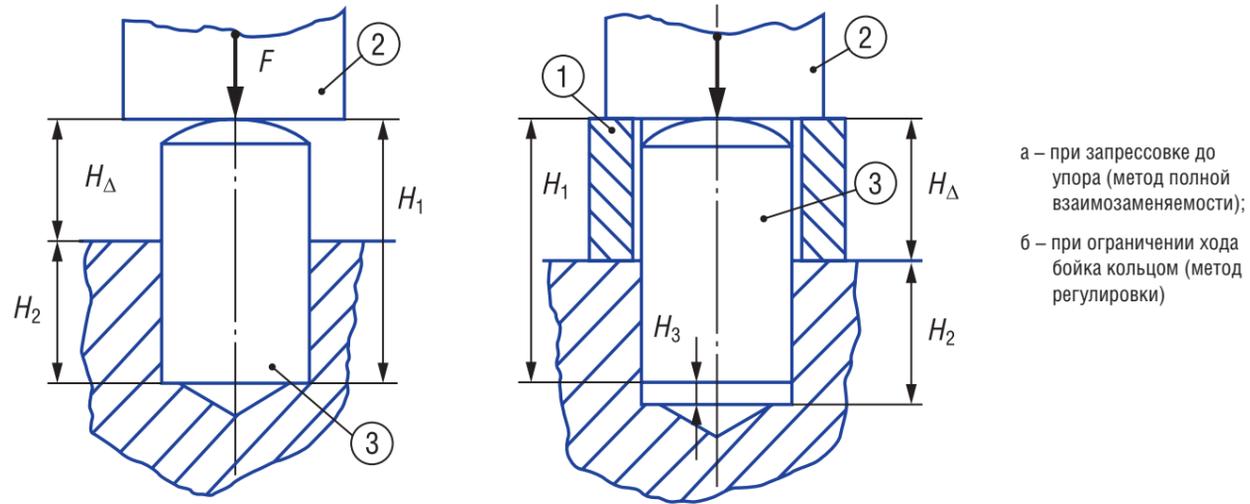
$$\begin{aligned} \text{верхнее } \Delta^B_{(H_{\Delta})} &= \Delta^B_{(H_1)} - \Delta^H_{(H_2)}; \\ \text{нижнее } \Delta^H_{(H_{\Delta})} &= \Delta^H_{(H_1)} - \Delta^B_{(H_2)}, \end{aligned} \quad (2)$$

где $\Delta^B_{(H_1)}$, $\Delta^H_{(H_1)}$ и $\Delta^B_{(H_2)}$, $\Delta^H_{(H_2)}$ – предельные отклонения составляющих звеньев.

ТАБЛИЦА 1

	Конические пояса на корпусе шарошки					
	В	Г	Д	Е	Ж	И
Диаметр отверстия	$\varnothing 11^{+0,05}$	$\varnothing 11^{+0,05}$	$\varnothing 13^{+0,05}$	$\varnothing 13^{+0,05}$	$\varnothing 14^{+0,05}$	$\varnothing 8^{+0,05}$
Количество отверстий	2	11	17	15	15	17

РИС. 2. Схема размерных цепей, определяющих достижение требуемой точности высоты зубков над корпусом шарошки



Подставив в (2) числовые значения отклонений для зубков, располагаемых на полосе Ж, получим:

верхнее $\Delta_{(H_{\Delta})}^B = 0,4 - (-0,15) = 0,55$ мм (вместо 0,15 требуемого);

нижнее $\Delta_{(H_{\Delta})}^H = -0,4 - 0,15 = -0,55$ мм (вместо -0,15 требуемого).

Это означает, что в случае сборки (запрессовки) по методу полной взаимозаменяемости, когда точность линейных размеров зубков составляет $H_1 = 17 \pm 0,4$ мм, на долоте имеет место значительная разновысотность зубьев:

$$\omega_{(H_{\Delta})} = \Delta_{(H_{\Delta})}^B - \Delta_{(H_{\Delta})}^H = 0,55 - (-0,55) = 1,1 \text{ мм} \quad (3)$$

В свою очередь, при методе неполной взаимозаменяемости, когда действует нормальный закон распределения отклонений, для которого $\lambda^2 = 1/9$ [1], коэффициент риска t составит:

$$t = \frac{T_{\Delta}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{m-1} \lambda_i^2 \omega_i^2}} = \frac{0,3}{\sqrt{\sum_{i=1}^{3-1} 1/9 (0,8^2 + 0,3^2)}} = 1,05, \quad (4)$$

Это означает, что примерно 23% изделий (долот) будут иметь разновысотность зубков в пределах от $\omega_{(H_{\Delta})} = 0,3$ до $\omega_{(H_{\Delta})} = 1,1$ мм.

Реализация метода полной взаимозаменяемости для достижения требуемой разновысотности зубков в пределах $T_{(H_{\Delta})} = 0,3$ может быть достигнута путем введения операции шлифования торцевой базовой поверхностей зубков. Это позволит повысить точность размера по высоте зубков до значения $H_1 = 17 + 0,03$ мм. Однако это потребует дополнительных затрат на выполнение шлифовальной операции.

В этом случае предельные отклонения по высоте зубков составят:

верхнее $\Delta_{(H_{\Delta})}^B = 0,03 + 0,15 = 0,18$ мм (требуемое - 0,15);

нижнее $\Delta_{(H_{\Delta})}^H = 0 - 0,15 = -0,15$ мм (требуемое - 0,15).

Если при этом на операции сверления повысить точность глубины H_2 базового отверстия в корпусе шарошки до $9,5 \pm 0,1$ мм (см. рис. 2а), то отклонения по высоте зубков составят:

верхнее $\Delta_{(H_{\Delta})}^B = 0,03 + 0,1 = 0,13$ мм;

нижнее $\Delta_{(H_{\Delta})}^H = 0 - 0,1 = -0,1$ мм.

В этом случае, согласно (3), разновысотность зубков на одной шарошке не превысит величины

$$\omega_{(H_{\Delta})} = \Delta_{(H_{\Delta})}^B - \Delta_{(H_{\Delta})}^H = 0,13 - (-0,1) = 0,23 \text{ мм.}$$

Анализ конструкции изделия показывает, что для решения рассматриваемой задачи можно использовать также метод регулировки с применением подвижного компенсатора, роль которого в данном случае будет играть сам запрессовываемый зубок.

Сущность метода регулировки в предлагаемой технологии запрессовки зубков заключается в том, что окончательное положение зубка в корпусе шарошки определяется не конструктивно оформленными базами – торцом зубка и торцом отверстия (см. рис. 1а), а создаваемой в виде торца кольца сборочной базой, которая ограничивает осевое перемещение бойка (см. рис. 1б), а следовательно определяет положение зубка [4].

С этой целью на позицию запрессовки зубка устанавливается технологическое кольцо 1, которое ограничивает перемещение бойка 2, передающего на зубок 3 усилие запрессовки F . В результате расстояние H_{Δ} , получаемое от вершины зубка до конической поверхности корпуса, не будет зависеть от глубины отверстия H_2 и высоты зубка H_1 . Это позволит обеспечить точность его размера $H_{\Delta} \pm 0,05$ мм, при которой разновысотность зубков на одной шарошке составит не более 0,1 мм.

Для реализации метода регулировки необходимо иметь сборочный зазор между торцом зубка и торцом отверстия в корпусе. Уравнение технологической размерной цепи в этом случае имеет вид:

$$H_{\Delta} = H_1 - H_2 + [H_3], \quad (5)$$

где звено $[H_3]$, определяющее зазор между торцами зубка и корпуса, выполняет роль звена-компенсатора.

Величина компенсации рассчитывается по формуле

$$T_K = (T_1 + T_2) - T_{\Delta}, \quad (6)$$



ЧИСТЫЕ ПРУДЫ
Велнес-клуб

ГОЛЬФ В ИСТОРИЧЕСКОМ ЦЕНТРЕ МОСКВЫ КРУГЛЫЙ ГОД!



ПРИГЛАШАЕМ ВАС:

- СЫГРАТЬ 18 ЛУНОК НА УНИКАЛЬНОМ ГОЛЬФ-СИМУЛЯТОРЕ •
- ОТРАБОТАТЬ УДАРЫ С ГОЛЬФ-ПРО •
- УСТРОИТЬ СВОЙ ГОЛЬФ-ТУРНИР В КОМПАНИИ ДРУЗЕЙ •

Чистопрудный б-р, 12, стр. 1
+7 (495) 626 60 00
www.prudi.ru

ТАБЛИЦА 2. Параметры точности высоты зубков и глубины отверстий при различных методах обеспечения разновысотности зубков

№	Методы достижения точности и мероприятия для их реализации	Предельные отклонения зубков H_1		Предельные отклонения отверстий H_2		Предельные отклонения вершин зубков $\Delta(H_\Delta)$		Разновысотность зубков на шарошке H_Δ
		Δ^B	Δ^H	Δ^B	Δ^H	$\Delta^B(H_\Delta)$	$\Delta^H(H_\Delta)$	
1	Полная взаимозаменяемость	0,4	-0,4	0,15	-0,15	0,55	- 0,55	1,1
2	Частичная взаимозаменяемость с 23% брака	0,4	-0,4	0,15	-0,15	0,25	- 0,25	0,3
3	Полная взаимозаменяемость при повышении точности длины зубков и отверстий	0,03	0	0,1	-0,1	0,13	- 0,1	0,23
4	Регулировка с подвижным компенсатором	0,4	-0,4	0,15	-0,15	0,05	- 0,05	0,1

где T_1 и T_2 – допуски на составляющие звенья H_1 и H_2 .
И в числовом выражении, когда $T_\Delta = 0,1$, $T_1 = 0,8$ мм,
 $T_2 = 0,3$ мм, величина компенсации составит:

$$T_K = (0,8 + 0,3) - 0,1 = 1,0 \text{ мм.}$$

Это означает, что для создания зазора H_3 , в пределах которого осуществляется регулировка, необходимо увеличить глубину отверстий под зубки. В данном случае для конической полосы $Ж$ глубину отверстия

следует увеличить на 1,3 мм, что несколько превышает расчетную величину компенсации $T_K = 1,0$ мм.

Расчеты показывают, что для реализации метода регулировки при запрессовке остальных зубков, требуемая величина дополнительного заглубления для отверстий, расположенных на других конических полосах должна составить 1 мм.

Достижение точности согласно предложенному методу регулировки не требует выполнения дополнительной шлифовальной операции торцов для повышения точности высоты зубков и не требует ужесточения допуска на глубину отверстий под зубки.

Установка зубков по скрытой базе с использованием кольца, ограничивающего осевое перемещение ударного бойка, позволяет достигнуть при сборке и сохранить в процессе работы долота требуемую точность осевого положения зубков. Это обусловлено тем, что установка зубков выполняется со стабильным усилием запрессовки, при котором обеспечивается постоянный, достаточный по величине натяг, соответствующий верхнему предельные значению, что исключает осевое смещения зубка в процессе работы.

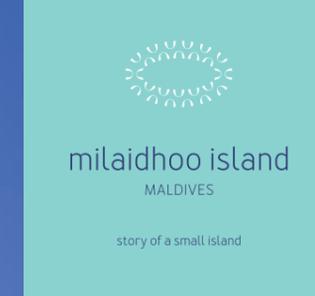
В заключение приведена таблица 2, в которой представлены для периферийного ряда $Ж$ предельные отклонения вершин зубков, точность длины зубков и глубины отверстий при реализации рассмотренных методов уменьшения разновысотности зубков на одной шарошке.

В приведенных выше примерах рассматривались долота типа ТКЗ с твердосплавными зубками (ГОСТ 20692-2003), которые предназначены для бурения твердых абразивных пород. ●

Литература

1. Тимирязев В.А., Вороненко В.П., Схиртладзе А.Г. «Основы технологии машиностроительного производства». Учебник для вузов под ред. Тимирязева В.А. Изд. Лань, С-Петербург, Москва 2012. 442 с.
2. Долота шарошечные. Межгосударственный стандарт, ГОСТ 20692-2003, 20 с.
3. Долота шарошечные. Технические требования, ОСТ 26-02-1315-84.
4. Тимирязев В.А., Хазанова О.В. Моделирование баз при расчете точности установки деталей. М. Машиностроение, ж. Автоматизация и современные технологии. № 1, 2006.

KEY WORDS: chisel, cone, drilling, teeth, raznovysotnyh, interchangeability, control, precision, deviations.



Добро пожаловать в Milaidhoo!

Наш бутик-курорт в самом центре биосферного заповедника под защитой ЮНЕСКО представляет собой идеальное сочетание комфорта и единения с природой.

Насладитесь подлинным очарованием Мальдивских островов, полюбуйте на яркую подводную жизнь кораллового рифа, запустите пальцы в мягкий песок, вздохните полной грудью – здесь начинается ваша история маленького острова...

Узнайте больше на www.milaidhoo.com



ОТКРЫТИЕ В НОЯБРЕ 2016 ГОДА

f t i You Tube @Milaidhoo

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА

Опыт применения Правил российского морского регистра судоходства к материалам и изделиям для морских подводных трубопроводов

СЕРТИФИКАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ, ИЗДЕЛИЙ И УСЛУГ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПРИ КЛАССИФИКАЦИИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. ПРЕДЛАГАЕМАЯ РОССИЙСКИМ МОРСКИМ РЕГИСТРОМ СУДОХОДСТВА СХЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ ЗА МОРСКИМИ ПОДВОДНЫМИ ТРУБОПРОВОДАМИ ПОЗВОЛЯЕТ ОБЕСПЕЧИВАТЬ ИХ КАЧЕСТВО НА ВСЕХ СТАДИЯХ. ОБ ОПЫТЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПРАВИЛ РОССИЙСКОГО МОРСКОГО РЕГИСТРА СУДОХОДСТВА К МАТЕРИАЛАМ И ИЗДЕЛИЯМ ДЛЯ МПТ РАССКАЗЫВАЕТ НАЧАЛЬНИК ОТДЕЛА ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОЕКТОВ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЙ А.АВДОНКИН

THE CERTIFICATION OF MATERIALS, PRODUCTS AND SERVICES IS ONE OF THE KEY DIRECTIONS IN THE CLASSIFICATION OF SUBSEA PIPELINES. THE TECHNICAL SUPERVISION SCHEME OF SUBSEA PIPELINES OFFERED BY THE REGISTER OF SHIPPING MAKES IT POSSIBLE TO PROVIDE QUALITY AT ALL STAGES. A.AVDONKIN, HEAD OF THE OFFSHORE OIL AND GAS FACILITIES DESIGN EXPERTISE DEPARTMENT, DWELLS ON THE EXPERIENCE OF THE APPLICATION OF THE RULES OF THE RUSSIAN MARITIME REGISTER OF SHIPPING TO THE MATERIALS AND PRODUCTS FOR THE SUBSEA PIPELINES

Ключевые слова: Российский морской регистр судоходства, сертификация, классификация морских подводных трубопроводов, эксплуатация морских нефтегазовых сооружений, безопасность мореплавания.

Андрей Авдонкин,
начальник отдела
организации экспертизы
проектов морских
нефтегазовых сооружений
ФАУ «Российский морской
регистр судоходства»

Российский морской регистр судоходства (РС, Регистр) – международно признанное классификационное общество. Основан в 1913 году. РС является членом Международной ассоциации классификационных обществ (МАКО), объединяющей ведущие классификационные общества мира. Деятельность РС направлена на выполнение комплекса задач по обеспечению безопасности мореплавания и эксплуатации морских нефтегазовых сооружений, охране человеческой жизни на море, сохранности перевозимых

грузов и предотвращению загрязнения моря.

Классификация морских подводных трубопроводов (МПТ) входит в сферу деятельности РС с 2003 года. Ее основные принципы аналогичны классификации судов, которую Регистр осуществляет уже более 100 лет, и включает:

- разработку и издание Правил и других нормативно-технических документов;
- рассмотрение и одобрение проектной и рабочей технической документации;



РЕКЛАМА

- техническое наблюдение при постройке/модернизации/ремонте;
- подтверждение соответствия (сертификация) материалов, изделий и услуг;
- периодические освидетельствования в эксплуатации;
- присвоение, подтверждение, возобновление и восстановление класса;
- оформление и выдачу документов РС.

Сертификация материалов, изделий и услуг является одним из ключевых направлений при классификации МПТ и требует повышенного внимания. Организация этого процесса строится на тех же принципах и комплексе свидетельств (сертификатов), что и техническое наблюдение за постройкой судов. Методической и научно-технической основой для него являются Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов (Правила МПТ).

Наряду с Правилами МПТ Регистром также разработано Руководство по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов (Руководство МПТ). В нем изложены требования к конкретным процедурам технического наблюдения, к параметрам материалов и изделий, составу испытаний, приемок и технической документации, типовые планы контроля качества, а также приведена Номенклатура объектов технического наблюдения Регистра (Номенклатура МПТ), которая содержит перечень материалов, изделий и услуг.

В Номенклатуре МПТ для каждого вида материала, изделия или услуги указаны документы, которые оформляет и выдает Регистр:

- СП – свидетельство о признании поставщика услуг;
- СПИ – свидетельство о признании изготовителя (материалов или изделий);
- ССП – свидетельство о соответствии предприятия;
- СТО – свидетельство о типовом одобрении (изделий и покрытий труб различного назначения);
- СТОП – свидетельство о типовом одобрении программных комплексов;

СОСМ – свидетельство о типовом одобрении сварочных материалов; СОТПС – свидетельство об одобрении технологического процесса сварки.

Значительная часть этих документов соответствует практике, принятой ведущими иностранными классификационными обществами (в частности, DNV GL, Lloyd Register и другими обществами-членами МАКО) как для судостроения, так и для морских нефтегазовых объектов.

При этом следует уточнить, что даже при наличии типового одобрения изготовление продукции на предприятиях ведется под техническим наблюдением инспекторов Регистра в соответствии с согласованными планами контроля качества, а для подтверждения соответствия отдельных изделий или партий материалов применяются Свидетельства о соответствии (С) или заверяемые Свидетельства (СЗ).

Таким образом, в Регистре в отношении МПТ действует отлаженный комплекс свидетельств, который хорошо зарекомендовал себя в процессе применения в судостроительной отрасли. Все формы свидетельств, выдаваемых Регистром, размещены в открытом доступе на официальном сайте РС.

Основные требования Регистра к процессу сертификации материалов и изделий для морских подводных трубопроводов кратко можно проиллюстрировать на примерах оформления некоторых из перечисленных выше свидетельств.

Так, в соответствии с требованиями Правил МПТ и Руководства МПТ предприятиям, на которых изготавливается стальной прокат и/или трубы для подводных трубопроводов, необходимо пройти процедуру признания. Она включает рассмотрение и одобрение технических условий на изготовление, рассмотрение и одобрение программы контрольных (квалификационных) испытаний, освидетельствование предприятия, в том числе испытательной лаборатории, проведение испытаний на контрольных (квалификационных) партиях продукции и финализируется оформлением Свидетельства о признании изготовителя. Таким образом РС подтверждает

способность предприятия изготавливать продукцию (стальной прокат или трубы) в соответствии с требованиями Правил МПТ и постоянный контроль ее качества при изготовлении. Ряд испытаний продукции, особенно продолжительных и трудозатратных, выполняется именно на стадии признания предприятия (например, испытания на коррозию, критическое раскрытие трещин и др.).

В настоящее время процедуру признания в РС прошли такие крупные предприятия-изготовители стального проката и труб, как Магнитогорский металлургический комбинат, Выксунский металлургический завод, Волжский трубный завод, Таганрогский металлургический завод, Челябинский трубопрокатный завод. В общей сложности в 2013-2015 гг. в этих предприятиях сертифицировано с оформлением Свидетельств (С) Регистра около 120 тыс. тонн продукции.

Основной формой подтверждения соответствия непосредственно самих материалов и изделий для МПТ является их типовое одобрение. Оно применяется, как правило, для серийно выпускаемой продукции в рамках типоразмерного ряда, определенного технической документацией. СТО Регистра удостоверяет, что проведено освидетельствование установившегося производства, а также то, что конструкция, свойства, параметры и характеристики типового материала/изделия удовлетворяют требованиям РС и могут применяться на подводных трубопроводах и других объектах (согласно назначению). Как и любой другой процесс подтверждения соответствия типовое одобрение начинается с рассмотрения технической документации и программы типовых испытаний. Далее проводится освидетельствование производства, типовые испытания, и в завершение процесса оформляется СТО.

Приведем несколько примеров из практики РС по типовому одобрению материалов и изделий для МПТ.

Один из видов продукции, который подлежит типовому одобрению – покрытия стальных труб, используемые для антикоррозионной защиты подводных трубопроводов. Производственные участки по их нанесению, как правило,

Стадия технического наблюдения	Свариваемость основного металла	Одобрение технологических процессов сварки продольных/спиральных швов сварных труб	Одобрение технологических процессов сварки и получение данных для ECA стыковых кольцевых швов	Производственная сварка и контроль качества сварных соединений	Одобрение сварочных материалов	Аттестация сварщиков
Изготовление листового проката (штрипса)	+	-	-	-	+	+
Изготовление труб: бесшовных сварных	+ -	- +	-	- +	+ +	+ +
Укладка (монтаж) трубопровода со сваркой стыковых кольцевых швов	-	-	+	+	+	+
Ремонтные сварные швы	-	+	+ (кроме ECA)	+	+	+

размещаются на трубопрокатных заводах. Это позволяет предприятиям поставлять заказчикам стальные трубы с уже нанесенными покрытиями. Типовое одобрение РС в настоящий момент прошли трехслойные полиэтиленовые и полипропиленовые покрытия, эпоксидные покрытия и внутреннее гладкостное покрытие.



Комплексная антикоррозионная защита МПТ наряду со специальными покрытиями включает термоусадочные манжеты для защиты участков труб с кольцевыми сварными стыками, а также браслетные и короткозамкнутые протекторы на основе алюминиевого или цинкового сплава. На сегодняшний день Регистром одобрено 17 типов манжет. Количество сертифицированных за 2013–2015 гг. браслетных протекторов на трубы диаметром от 168 мм до 720 мм составило порядка 5000 шт.

Важнейшим элементом МПТ является балластное утяжеляющее покрытие труб. Оно обеспечивает устойчивость трубопровода на донном грунте. За предыдущие пять лет РС одобрены три основные технологии нанесения бетонных покрытий со стальной арматурой в виде сетки или каркаса: заливка бетонного раствора в зазор между трубой и внешней трубой-оболочкой, технология набрызга и так называемый «метод набивки». Данные технологии позволяют производить обетонированные трубы для МПТ диаметром от 159 мм до 1420 мм с толщиной покрытия от 40 мм до 150 мм и плотностью до 3500 кг/куб. м, в том числе трубы

с протекторами. За последние три года сертифицировано около 30 000 изделий с такими покрытиями.

Для транспортировки нефти, газа и пластовой воды температурой до 60 С на глубинах до 100 м применяются гибкие полимерно-металлические трубы диаметром от 3 до 8 дюймов и расчетным давлением от 15,51 МПа до 20,68 МПа. На эту продукцию и поставляемые вместе с ней соединительные стальные фитинги различной конструкции (соединители, отводы, тройники и т.д.) Регистр также выдает СТО.

Кроме материалов и изделий РС одобряет программные комплексы, используемые при проектировании МПТ и разработке рабочей документации для них. В этом случае выдается Свидетельство об одобрении программного комплекса (СТОП). Как показал опыт работы последних лет, Регистр является практически единственным среди российских ведомственных предприятий, кто проводит подобную процедуру.

Более детально следует остановиться на одобрении технологических процессов сварки (СОТПС) и сварочных материалов (СОСМ) для МПТ. Техническое наблюдение осуществляется в соответствии с приведенной

таблицей, где знаком «+» отмечены этапы с участием и оформлением свидетельств и/или актов Регистра.

Новая редакция Правил МПТ 2016 г. дополнена требованиями к проведению инженерного анализа критичности дефектов при сварке стыковых кольцевых швов (Engineering Critical Assessment – ECA) по британскому стандарту BS 7910, а также необходимой при этом технологии автоматизированного ультразвукового контроля (АУЗК), включая процедуру квалификации (валидации) системы АУЗК.

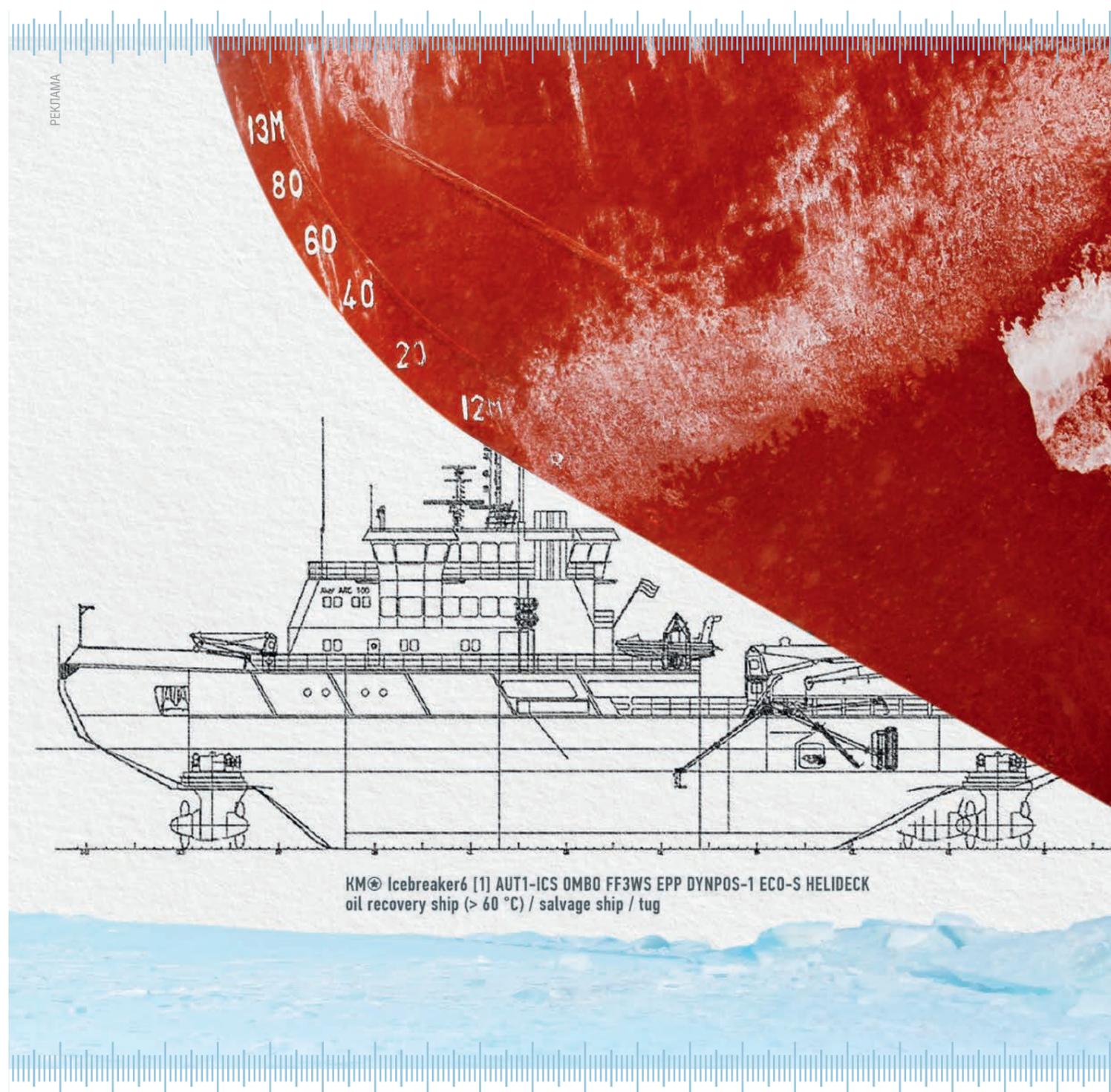
Одним из востребованных направлений деятельности Регистра в последние годы является проверка предприятий, выполняющих проектирование, постройку (модернизацию или ремонт) или обследование (диагностику, в т.ч. внутритрубную) МПТ. Такие предприятия подлежат проверке РС с оформлением документов СП и ССП. В настоящее время документы Регистра имеют 18 российских и зарубежных предприятий.

Таким образом, предлагаемая Регистром схема технического наблюдения за морскими подводными трубопроводами позволяет обеспечивать их качество на всех стадиях – при постройке, изготовлении материалов и изделий для них, а также эксплуатации, и содействует обеспечению необходимого уровня безопасности объектов подводного трубопроводного транспорта. ●

KEY WORDS: *Russian Maritime Register of Shipping, certification, classification of subsea pipelines, exploitation of offshore oil and gas installations, maritime safety.*



РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА КОМПЕТЕНТНЫЕ РЕШЕНИЯ



KM® Icebreaker6 [1] AUT1-ICS OMBO FF3WS EPP DYNPOS-1 ECO-S HELIDECK
oil recovery ship (> 60 °C) / salvage ship / tug

- Классификация судов и шельфовых объектов различных типов и назначения
- Научные исследования, инновационные решения для суровых климатических условий
- Техническое наблюдение за всем комплексом работ при обустройстве морских нефтегазовых месторождений

СТАЛЬНОЕ КАЧЕСТВО

трубопроводной арматуры



НЕСКОЛЬКО ЛЕТ НАЗАД НА РЫНКЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОЯВИЛОСЬ ДИНАМИЧНО РАЗВИВАЮЩЕЕСЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ – ЕВРАЗИЙСКИЙ АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД. АКТИВНО НАЧАВ ОСВАИВАТЬ ПРОИЗВОДСТВО ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ ИЗ УГЛЕРОДИСТЫХ, НИЗКОЛЕГИРОВАННЫХ И НЕРЖАВЕЮЩИХ МАРКОВ СТАЛЕЙ, ЗАВОД ЗАВОЕВАЛ СВОЙ РЫНОК СБЫТА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ, ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ, ТЕПЛОВЫХ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ РОССИИ И СТРАН БЛИЖНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ. О ТОМ, КАК СЕГОДНЯ РАЗВИВАЕТСЯ ПРЕДПРИЯТИЕ NEFTEGAZ.RU РАССКАЗАЛА РУКОВОДИТЕЛЬ КОММЕРЧЕСКОГО ОТДЕЛА ЕВРАЗИЙСКОГО АРМАТУРНОГО ЗАВОДА ДАРИНА ЛАТЫПОВА

A FEW YEARS AGO, A NEW DYNAMICALLY DEVELOPING ENGINEERING COMPANY – EURASIAN VALVE PLANT – APPEARED IN THE MARKET OF OIL AND GAS EQUIPMENT MANUFACTURERS. STARTING WITH ACTIVE MASTERING OF THE PRODUCTION OF PIPELINE FITTINGS MADE OF CARBON, LOW ALLOY AND STAINLESS STEELS, THE PLANT HAS WON THE MARKET FOR OIL AND GAS PRODUCTION, PROCESSING, THERMAL, ENERGY COMPLEXES OF RUSSIA AND COUNTRIES OF THE NEAR ABROAD. DARINA LATYPOVA, COMMERCIAL DEPARTMENT HEAD OF THE EURASIAN VALVE PLANT, ANSWERS THE QUESTIONS FROM NEFTEGAZ.RU

Ключевые слова: арматура, машиностроение, трубопроводный транспорт, нефтегазовое оборудование, нержавеющие стали.

Дарина Латыпова,
руководитель коммерческого отдела
Евразийский Арматурный Завод

– Евразийский арматурный завод известен в отрасли, как крупное машиностроительное предприятие. Расскажите поподробнее, что оно представляет собой сегодня и на выпуск какого оборудования ориентированы его мощности?

– Завод расположен в Челябинской области в городе Копейск, производственный потенциал сформирован высокоточным и высокопроизводительным оборудованием: десятками станков токарно-фрезерной группы, оснащенных числовым программным управлением, профильными высококлассными обслуживающими специалистами, собственной обширной конструкторско-технологической базой.

Применяемые современные технологии позволили наладить серийное производство различной высокотехнологичной продукции.

На нашей производственной площадке осуществляется собственное изготовление изделий в соответствии с российскими и европейскими стандартами: налажен выпуск задвижек шибберных условным походом до 300 мм, номинальным давлением до 105 МПа; кранов шаровых запорных и регулирующих диаметром до 500 мм, давлением до 32 МПа; клапанов обратных до 800 мм и 32 МПа; затворов поворотных дисковых до 1600 мм и 32 МПа. Более трех лет мы успешно изготавливаем и поставляем устьевую, фонтанную, нагнетательную арматуру, оборудование обвязки устья скважин. Список номенклатуры очень обширный и весь он представлен в каталоге на нашем сайте.

– После освоения широкой продуктовой линейки, планируется ли делать шаги по усовершенствованию качества?

– Конечно, сегодня специалисты компании осваивают новые виды изделий с применением материалов, полученных методом электрошлаковой выплавки с целью соответствия условиям работы нефтегазоконденсатных месторождений ОАО «Газпром» с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа.

В настоящий момент ведется разработка конструкторской документации на собственные станции управления выпускаемого устьевого оборудования, разработка термостойкой паровой арматуры, пневмо- и гидроприводов, отдельно в рамках программы импортозамещения ведется разработка заглушки поворотной.

Мы предлагаем новую опцию линейки продукции в виде предоставления фонтанной арматуры в долгосрочную аренду, что позволит сократить стоимость строительства и обслуживания скважин, увеличить

РЕКЛАМА

объемы строительства и ввода скважин в эксплуатацию в рамках оптимизации бюджета и лимитов капитальных вложений.

Кроме этого наше предприятие ведет переговоры с иностранными контрагентами по локализации ряда изделий.

– За счет чего еще предприятие остается конкурентоспособным?

– В частности, за счет сведения к минимуму т.н. человеческого фактора. Работа завода максимально автоматизирована. Например, для решения нестандартных задач технического уровня в парке оборудования имеется промышленный робот и установка для высококачественной автоматической наплавки для обеспечения износостойкости и коррозионной стойкости запирающих элементов при помощи напыления и наплавки защитных покрытий. Освоена технология нанесения покрытия, стойкого к межкристаллитной коррозии Инконель 625, являющегося низкоуглеродистым никель – хром – молибден – ниобий супер сплавом для условий работы в агрессивной среде.

Это позволяет сфокусировать задачу по выпуску оборудования с высокой долей добавленной стоимости в соответствии с запросами промышленного комплекса.

Также мы имеем возможность изготовления отечественных аналогов импортной арматуры регулирующей и фонтанной взамен «Cameron», «Malbrangue», «FMC», «HARTMANN VALVES» и прочей, в том числе для агрессивных условий работы в среде с повышенным содержанием абразива или сероводорода.

– Т.е. продукция, выпускаемая заводом, в полной мере может считаться импортозамещающей. А принимаете ли вы участие в каких-либо государственных программах по импортозамещению?

– Наш завод принимает участие в государственной программе Челябинской области по развитию импортозамещения и научно-производственной кооперации в отраслях промышленности Челябинской области, рассчитанной до 2020 года. Ведется работа с Центральным научно-исследовательским институтом технологии машиностроения г. Москва по исследованию и разработке принципиально новой импортозамещающей технологии производства запорной и регуливающей арматуры из наноструктурированной стали, обладающей высоким запасом коррозионной стойкости в газовой среде с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа для нужд компании Газпром.

От промышленного сектора вносятся предложения в проект Дорожной карты по расширению использования высокотехнологичной продукции организаций Челябинской области, в том числе импортозамещающей, в интересах ПАО «Газпром».

Важным опытом для нас является совместная работа в научно-производственной кооперации нашего предприятия и научно-исследовательского института нашей области, совместным итогом которой является ведение научной деятельности, научно-технические разработки с минимальным сроком, промышленные образцы, имеющие новые решения и коммерческую привлекательность конечного продукта.

Хотя, конечно, есть и риски при освоении производства продукции по импортозамещению, связанные с наличием уже исторически сложившихся кооперационных связей между предприятиями отрасли и необходимостью предложения новых технических решений для выпуска импортозамещающей продукции. Есть и необходимость повышать качество менеджмента и выстраивать стратегию развития производства импортозамещающих видов продукции на уровне всего предприятия с наличием квалифицированных кадров, качественным выполнением различных технологических операций.

– Как организована работа сектора продаж и каковы планы на будущее?

– Этот год ознаменован для нас развитием возможностей сбыта продукции – создан торговый дом, осуществляющий поставки оборудования с ориентиром на горно-металлургическую, энергетическую промышленность, водоснабжение и водоотведение. В приоритете торгового дома комплексные поставки трубопроводной арматуры.

Осуществляется внешнеэкономическое сотрудничество со многими странами с экспортом товара на постоянной основе, что помогает совместной работе с нефтегазовым сектором Евразийского экономического союза ЕАЭС и совместными иностранными предприятиями.

За время своего существования мы наладили тесные взаимосвязи в области поставок со многими вертикально интегрированными нефтяными и газовыми компаниями: группой компаний Роснефть, Газпром, Газпромнефть, Лукойл, нефтяными компаниями Казахстана, Узбекистана, Белоруссии, Киргизии.

Мы учитываем индивидуальные потребности, пожелания и возможности наших заказчиков и предлагаем полный комплекс услуг от конструкторского и инженерного сопровождения до монтажа и ввода в эксплуатацию.

Наша продукция имеет разумную стоимость и сроки изготовления оборудования, в полной мере обеспечено гарантийное и послегарантийное обслуживание. А доставку оборудования мы готовы организовать в любую точку нашей страны и за рубежом.

Вся выпускаемая продукция сертифицирована на соответствие Таможенному регламенту Таможенного Союза, систем менеджмента качества ГАЗПРОМСЕРТ, промышленной безопасности и экологического менеджмента, в планах также прохождение дополнительной условно-добровольной сертификации продукции для выхода на рынки государственных корпораций. ●

KEY WORDS: fittings, machinery, pipeline transport, oil and gas equipment, stainless steel.

Общество с ограниченной ответственностью
«Евразийский арматурный завод» (ООО «ЕАЗ») www.evrazarm.ru

456656, г. Копейск, пос. Железнодорожный,
ул. Мечникова, 1
Телефон: 8 (351) 700-15-02
Телефон/факс: 8 (3513) 92-13-80
E-mail: info@evrazarm.ru, sales@evrazarm.ru

Торговый дом «Евразийский Арматурный Завод»
454048, г. Челябинск, ул. Доватора, д.29, офис 403
Телефон: 8 (351) 700-15-02, доб. 3, 6
E-mail: tpa@evrazarm.ru

ОРИЕНТИРОВАННЫЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ:

от постановки задачи до выпуска высокотехнологичной продукции

ЧАСТЬ 2

В ПРЕДЫДУЩЕМ НОМЕРЕ, В СТАТЬЕ «ОТ ЛАБОРАТОРИИ ДО ПРОМПЛОЩАДКИ. НАУЧНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОХИМИИ» МЫ ПИСАЛИ О ТОМ, ЧТО ПОЯВЛЕНИЕ НОВЕЙШИХ НАУЧНЫХ РАЗРАБОТОК И ИХ ВНЕДРЕНИЕ В ПРОИЗВОДСТВО НЕВОЗМОЖНО БЕЗ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НАУЧНЫХ ИНСТИТУТОВ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. ЗАЧАСТУЮ ПУТЬ ОТ ЛАБОРАТОРИИ ДО ПРОМПЛОЩАДКИ ПРЕВЫШАЕТ СРОК МОРАЛЬНОЙ ЖИЗНИ РАЗРАБОТКИ. В ЭТОМ НОМЕРЕ МЫ ПРОДОЛЖИМ РАЗГОВОР НА ЗАДАННУЮ ТЕМУ. РЕЧЬ ПОЙДЕТ ОБ ОРИЕНТИРОВАННЫХ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ – ОТ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ ДО ВЫПУСКА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ ПРОДУКЦИИ – И О ТОМ, ПОЧЕМУ СЛОВО «ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ» НЕ ДОЛЖНО ПУГАТЬ ИНДУСТРИАЛЬНОГО ПАРТНЕРА

IN THE PREVIOUS ISSUE, IN THE ARTICLE "FROM THE LABORATORY TO THE INDUSTRIAL SITE. SCIENTIFIC SUPPORT FOR THE DEVELOPMENT OF THE PETROCHEMICAL INDUSTRY", WE WROTE ABOUT THE FACT THAT THE EMERGENCE OF NEW SCIENTIFIC INVENTIONS AND THEIR IMPLEMENTATION INTO THE PRODUCTION CIRCLE IS IMPOSSIBLE WITHOUT THE COOPERATION OF SCIENTIFIC INSTITUTES AND INDUSTRIAL ENTERPRISES. THE PATH FROM THE LABORATORY TO THE INDUSTRIAL SITE IS OFTEN LONGER THAN AN OBSOLESCENCE PERIOD OF AN INVENTION. IN THIS ISSUE, WE CONTINUE OUR CONVERSATION ON A GIVEN TOPIC. WE DISCUSS ORIENTED FUNDAMENTAL RESEARCHES STARTING FROM FORMULATION OF A PROBLEM BEFORE THE RELEASE OF HIGH-TECHNOLOGY PRODUCTS AND DISCUSSING THE FACT WHY THE WORD "FUNDAMENTAL" SHOULD NOT FRIGHTEN AN INDUSTRIAL PARTNER

Ключевые слова: наука, инновации, нефтегазохимия, инвестиции, отраслевой институт.



Герасимов Михаил Васильевич, начальник отдела инновационной политики и управления проектами, Институт элементоорганических соединений им. А.Н. Несмеянова (ИНЭОС РАН)

Любые открытия и технологии опираются на положения фундаментальной науки по определению. На практике при разработке новых месторождений, строительстве трубопроводов, производстве бензина, масел и всего широкого спектра продукции нефтегазового сектора и химической промышленности повсеместно используются фундаментальные основы химии, физики, геологии, металловедения.

Важнейшим фактором, определяющим состояние научного потенциала и в конечном итоге результативность научной и научно-технической деятельности, является ее финансирование.

Современная концепция финансирования науки должна ориентироваться на привлечение средств бизнеса, нацеленных на выполнение его конкретных проектов и задач.

РИС. 1



УДК 334.02

РИС. 2



К сожалению, компании нефтегазового комплекса в России, сильно отстают от своих зарубежных конкурентов по уровню финансирования научных исследований и новых разработок (рис. 1). При таком подходе трудно рассчитывать на передовые позиции в высокотехнологичных областях, к которым, безусловно, относится нефтегазовый сектор.

Научное сообщество представлено множеством институтов, работающих в различных направлениях и способных решать любые задачи нефтегазового сектора. Каждый институт включает в себя различные лаборатории,

кафедры, отделы, научные группы и т.д. (рис. 2). Не имея механизма взаимодействия, очень трудно найти нужного специалиста или научную группу, способную квалифицированно и быстро решить поставленную задачу. Как правило, бизнес использует «случайный поиск», т.е. обращается к тем, «кого знают», и, соответственно, используют лишь малую часть огромного научно-технического потенциала (рис. 2 А).

В Российском фонде фундаментальных исследований (РФФИ) уже давно отлажен механизм взаимодействия со ВСЕМИ научными центрами РФ.

Это работоспособная структура, и, главное, отработан алгоритм ее использования (рис. 2 Б).

Безусловно, промышленный партнер может самостоятельно сформулировать задачу и техническое задание по развитию производства и выпуску новых продуктов (рис 3 А).

Но сможет ли он при этом учесть передовой мировой научный опыт и тенденции развития отрасли, перспективы на завтра и послезавтра?

Деятельность научных центров компаний нефтегазового сектора (например, такие центры есть у

РИС. 3

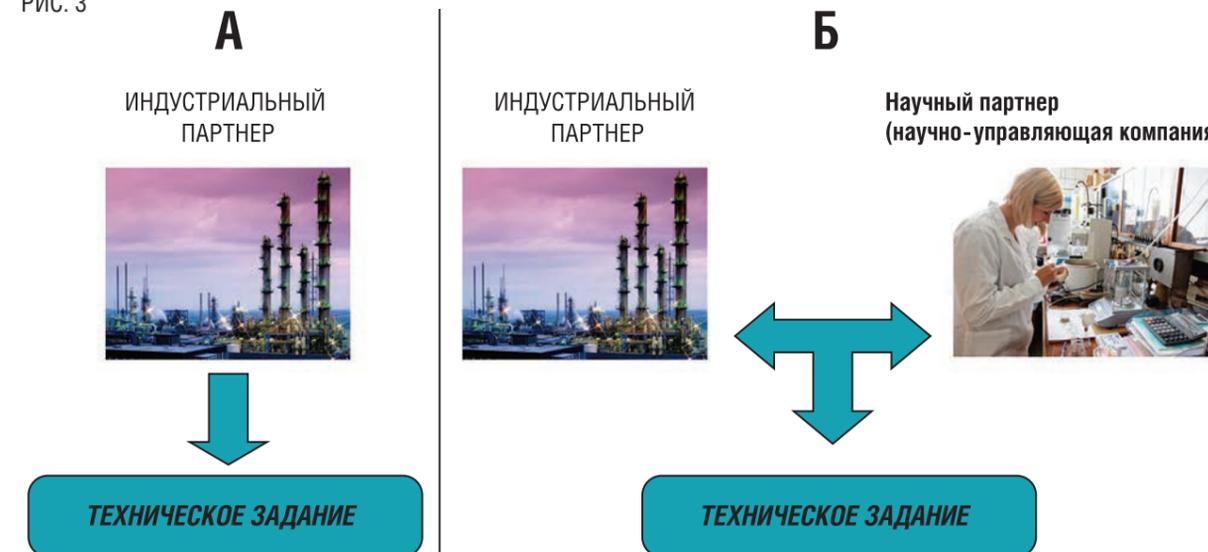
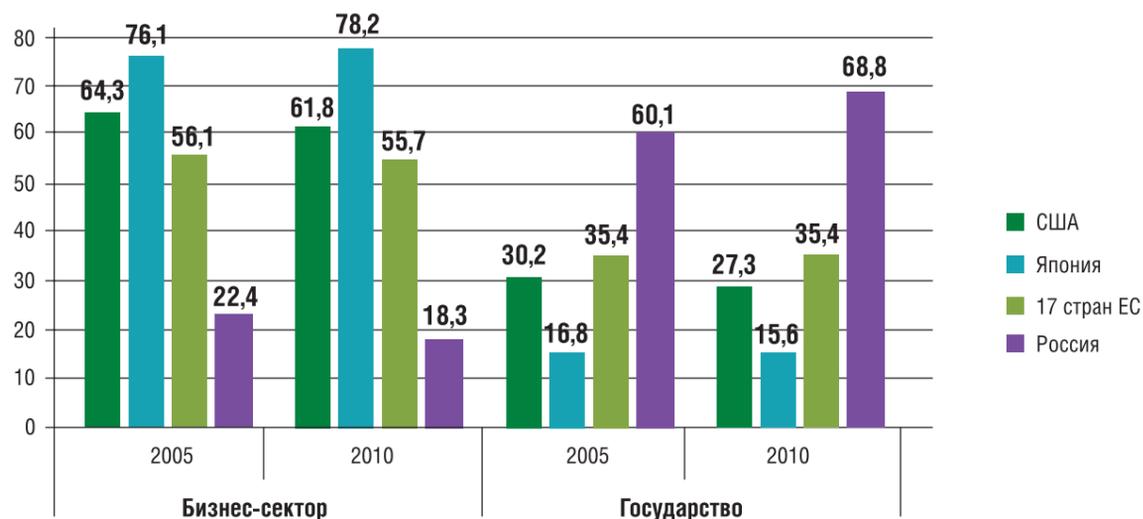


РИС. 4



Газпрома, ЛУКОЙЛа, Транснефти, СИБУРа и др.) в основном направлена на решение важных текущих проблем и обеспечение бесперебойного функционирования производственных процессов. Мы же говорим о перспективном развитии, создании новых продуктов и новых рынков, расширении производственных возможностей, т.е. о тех шагах, которые позволят постоянно увеличивать рентабельность, не зависящую от импорта, санкций, цен на энергоресурсы и т.п.

Обычная ситуация, когда для успешного развития и управления бизнес привлекает и активно использует «сопутствующие структуры» – банки, консалтинговые, управляющие и юридические компании и т.п. Так почему же такой важной составляющей, как научно-техническое развитие у нас уделяется столь мало внимания?

Фундаментальная наука (в лице академических институтов) для того и существует, чтобы СОВМЕСТНО с бизнесом определять те направления и те тенденции, которые будут актуальны завтра и, главное, послезавтра (рис. 3 Б). Все это должно использоваться с учетом текущей ситуации и перспективных планов развития бизнеса. Именно в поиске новых подходов и создании новых продуктов, создании фундамента развития и заключается роль науки.

И здесь представляется актуальным вопрос о привлечении научного партнера для организации работ

по научно-техническому развитию. По аналогии, скажем, с «Бостон консалтинг групп» («Boston consulting group») (рис. 3 Б). Точно так же как наука заинтересована в индустриальном партнере, так и бизнес заинтересован в научном партнере (его можно назвать научно-управляющая компания или научно-консалтинговая компания, не суть важно). Здесь интересы бизнеса и науки полностью совпадают, гармонично дополняя друг друга.

Мы все время сталкиваемся с ситуацией, когда бизнес пытается найти в академических институтах «что-то уже готовое», что могло бы ему подойти. Но нельзя просто так взять «сырую научную разработку» и начать выпускать продукт на ее основе. Российский бизнес, к сожалению, катастрофически мало внимания уделяет использованию научного потенциала, полагаясь в этом вопросе на поддержку со стороны государства или пытаясь купить зарубежные продукты и технологии (в предыдущей статье уже говорилось чем это оборачивается).

На рис. 4 показано как проявляется интерес бизнеса к научным разработкам в ведущих странах.

Россия фактически находится в противофазе по отношению не только к развитым странам, но даже и к странам БРИКС. Везде происходит рост удельного веса бизнеса в финансировании НИОКР, а в России – наоборот. Как результат – недоверие к отечественной науке и стремление

все покупать за границей, заранее отдавая преимущество конкурентам.

Как нельзя без инвестиций построить новый завод, так и нельзя без инвестиций разработать новый высокотехнологичный продукт. При кажущейся экономии на начальном этапе последующие потери будут в разы больше.

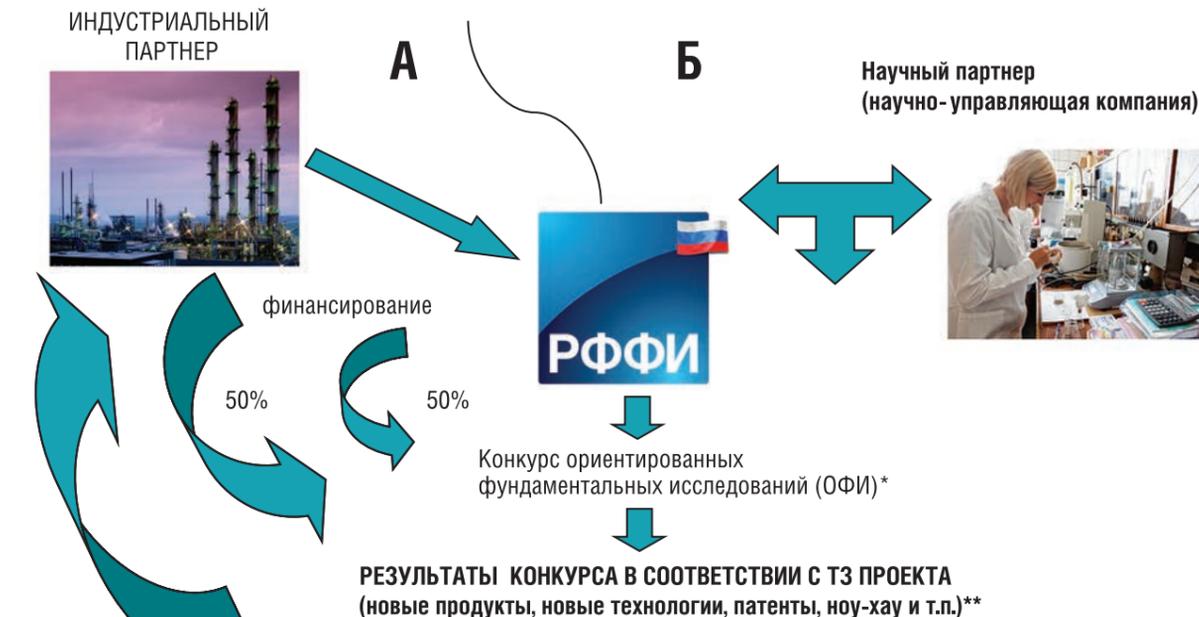
И здесь опять мы возвращаемся к вопросу о тесном и долгосрочном взаимодействии академических институтов в качестве научного партнера и бизнеса еще на этапе формулирования технического задания и целей и определения путей окупаемости нового проекта. Научный партнер имеет опыт работы в научно-технической сфере, знает нюансы и мировые тенденции и может обеспечить четкое формулирование задачи, экспертную оценку и контроль за выполнением проекта СОВМЕСТНО с представителями индустриального партнера.

И теперь надо сказать об ориентированных фундаментальных исследованиях (ОФИ).

ОФИ осуществляются под эгидой РФФИ и являются тем самым движением в сторону применения результатов фундаментальных исследований на практике. Т.е. фундаментальные исследования с практическим выходом так необходимым бизнесу.

Конкурс ОФИ удивительно прост, легко реализуем и эффективен. Такая форма организации сотрудничества имеет огромный потенциал и позволяет

РИС. 5



индустриальному партнеру установить контакты с передовыми научными коллективами, которые являются экспертами мирового уровня в заданном направлении.

Площадка конкурсов ОФИ позволяет от обсуждений перейти к реальному сотрудничеству. Важно отметить, что конкурс позволяет бизнесу работать не с институтами, а с научными группами, практически напрямую.

В итоге не так важно, кто будет представлять проект, – сам индустриальный партнер (рис. 5 А) или научный партнер (рис. 5 Б).

Важно отметить – бизнес не финансирует конкурс, а софинансирует, поскольку РФФИ на каждый рубль, инвестируемый индустриальным партнером, вкладывает рубль из своего бюджета, таким образом, государство в лице РФФИ софинансирует ориентированные фундаментальные исследования. И этот момент нам кажется очень важным.

Фонд создал уникальную платформу для сотрудничества науки и бизнеса и ее надо эффективно использовать. Заказчик такого конкурса – индустриальный партнер – получает возможность

организовать работу на себя, как правило, это 20-30 лучших лабораторий страны. При этом он не финансирует целые институты, а финансирует небольшие научные группы, которые решают конкретные задачи в интересах индустриального партнера. Участвуя на каждом этапе, от формулирования ТЗ до отбора проектов и их экспертизы, представители индустриального партнера фактически снижают риск поддержки и финансирования схоластических проектов, не имеющих непосредственного отношения к выбранному направлению.

В конкурсе участвуют разные научные центры с разным подходом, с разным опытом, специализирующиеся по различным направлениям. При такой системе формулирования и выработки решений можно с уверенностью говорить об актуальности и востребованности полученных результатов.

Поставленная задача должна быть выполнима, а состав и квалификация участников должны обеспечить успешное выполнение поставленной задачи в указанные сроки. В этом аспекте участие научного партнера представляется довольно значимым.

Конкурс ОФИ способствует и решению такого важного вопроса как подготовка молодых специалистов для нефтегазового сектора. Привлечение молодых специалистов к участию в конкурсе ОФИ позволяет компаниям оценить их профессионализм и перспективность дальнейшей работы в нефтегазовой отрасли или отраслевых научных центрах. Отдача от дальновидной кадровой политики будет несопоставимо выгодной.

Однако не значит, что подобная схема взаимодействия абсолютно лишена недостатков. И хотя конкурс ОФИ достаточно часто критикуют в научном сообществе, но эта форма уже на сегодняшний день имеет огромную отдачу.

Принципиальным моментом является то, что при таком подходе инициатива принадлежит бизнесу и индустриальный партнер совместно с научным партнером формулируют конкретную задачу, априори привлекательную для бизнеса, основанную на его интересах.

Как резюме, мы предлагаем схему индустриального развития и взаимодействия индустриальных партнеров, государства и научных центров – от фундаментальных исследований, через

РИС. 6



Оптимизация существующего производства, новый высокотехнологичный бизнес, новые продукты, новые рынки. Устойчивое развитие, снижение зависимости от внешних факторов

профессионально организованные конкурсы (как ОФИ и др.) и создание индустриальных поясов до выхода на рынки новых продуктов (рис. 6).

Компании нефтегазового сектора в результате такого взаимодействия получают разработки мирового уровня, причем в самых разных областях, связанных с их деятельностью, начиная от разведки и добычи до транспортировки и хранения, от регуляторов вязкости нефти, компонентов буровых и тампонажных растворов до новых технологий переработки.

Такое взаимодействие позволит индустриальному партнеру создавать и оперативно отрабатывать новые технологии, оптимизировать существующие технологические процессы, расширять ассортимент продуктов и сервисных услуг, развивать высокотехнологичные направления бизнеса, делая все это мобильно и на высоком мировом уровне. Все это будет способствовать снижению зависимости от внешних факторов и выходу на новые мировые рынки, а возможно, и формированию новых рынков.

В заключение хотелось обратить внимание, что в статье приведены сравнительные данные за предыдущие годы. К большому сожалению, ситуация во взаимодействии науки и бизнеса не меняется, а так хочется видеть положительную динамику.

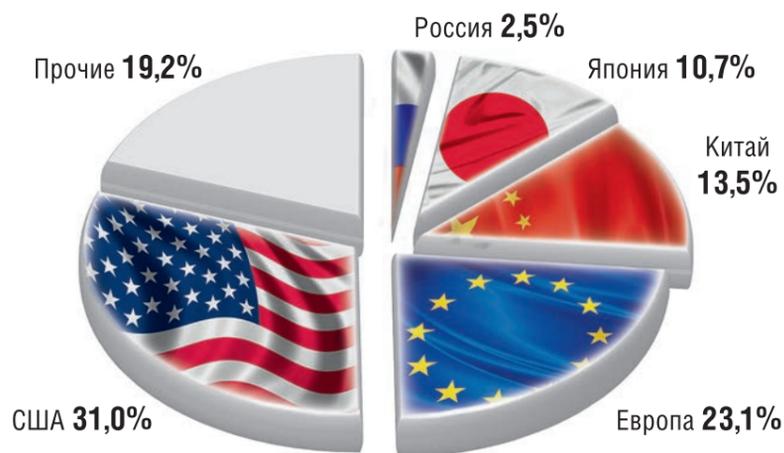
Надо менять сложившуюся критическую ситуацию в пользу РФ в области нефтегазохимии, которая имеет большую ресурсную и производственную базу, многолетний опыт и все шансы стать мировым лидером отрасли (рис. 7).

Мы готовы сделать шаги навстречу бизнесу в качестве надежного научного партнера, обеспечивая его инновационное развитие, расширение и укрепление позиций на международных рынках. При этом важно отчетливо понимать, что после сегодняшнего дня наступит завтра и об этом завтрашнем дне надо думать уже сегодня. И в этой связи все шаги не должны быть в ущерб фундаментальным исследованиям, которые служили и служат основой, необходимой научной базой, для того чтобы мы оставались страной с высокотехнологичной, конкурентоспособной нефтегазовой промышленностью на лидирующих мировых позициях. ●

KEY WORDS: science, innovation, oil and gas, investment, industry Institute.

РИС. 7

МИРОВЫЕ ЦЕНТРЫ НАУЧНОГО ПРОГРЕССА (доля в мировых расходах на НИОКР) 2010 г.



Проектное управление в даунстрим в СНГ и Восточной Европе

III международная конференция

2-3 ноября, 2016 / Вена, Австрия

РЕКЛАМА



В рамках конференции пройдет технический визит на OMV Швехат НПЗ и нефтехимический завод Borealis

Партнеры



Спонсоры



Организатор



www.cisdownstream.com

Системы сбора данных и управления компании McCoyGlobal

УДК 62-18



Иан Андерсон,
Генеральный директор
по международным продажам
и сервису в Восточном
полушарии
McCoy Global

McCoy Global является ведущим поставщиком оборудования для свинчивания трубных изделий и грузоподъемного оборудования для глобальной энергетической отрасли. Наши комплексные предложения продукции включают в себя полную линейку систем сбора данных и управления для свинчивания трубных соединений.

Наша система WINCATT® мониторинга момента/поворотов надежно и точно отслеживает крутящий момент, повороты и скорость вращения в процессе свинчивания для определения

соответствия спецификациям изготовителя резьбы. Особенности WINCATT® являются «пошаговая» система отчетов, поддержка библиотеки соединений труб и журнала совместного графического представления нескольких соединений, позволяющего операторам непрерывно генерировать отчеты. Точность крутящего момента и давления, как правило, <1% при точности поворотов +/-1 сигнал от счетчика оборотов. Система WINCATT® также поставляется во взрывозащищенной версии, сертифицированной по ATEX, для использования в опасных и неопасных зонах.

Переводник для беспроводной передачи крутящего момента weCATT™ производства McCoy Global точно регистрирует момент, повороты и нагрузку на крюке от системы верхнего привода и легко адаптируется к существующим оригинальным системам верхнего привода и вращателям обсадных труб. Данные беспроводно передаются системе WINCATT® или другой системе.

WeCATT™ поставляется в двух различных размерах – 4,5" и 6,625" с максимальным крутящим моментом от -50000 фунтов*фут до +50000 фунтов*фут. Это устройство

сертифицировано по CSA/UL/ATEX/IECEX и изготавливается в соответствии со спецификациями API 8C. Увеличенный срок службы аккумулятора устройства составляет 30 дней непрерывного использования. Оно также имеет высоко динамичные характеристики показаний – до 480 значений в секунду, и в нем имеется запатентованный гиометрический счетчик поворотов, который не использует внешних датчиков. Всесторонние полевые испытания показали, что weCATT™ работает с непревзойденной точностью и временем реакции.

Для калибровки систем измерения крутящего момента мы предлагаем устройство калибровки момента weVERIFY™ в трех различных размерах – с наружным диаметром 7,625" с крутящим моментом 50000 фунтов*фут; с наружным диаметром 9,0" с крутящим моментом 120000 фунтов*фут и 11,375" с крутящим моментом 150000 фунтов*фут. Устройство может использоваться горизонтально или вертикально, что позволяет ему работать согласованно с гидравлическими ключами, стационарными устройствами горизонтального навинчивания-развинчивания и ключами-роботами. Выход weVERIFY отображается на ЖК-мониторе. Данные, передаваемые в реальном времени, совместимы с системой WINCATT®, что позволяет выполнять дистанционную калибровку в режиме реального времени.

McCoy Global предлагает продукцию и решения, направленные на повышение производительности, эффективности и долговечности. Мы гарантируем, что Вы будете удовлетворены надежностью и точностью наших систем сбора данных и управления.

Если Вам необходима дополнительная информация, пожалуйста, обращайтесь по адресу dcsales@mccoyglobal.com.



КОМПЬЮТЕРИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ СБОРА ДАННЫХ И УПРАВЛЕНИЯ

MCCOY предлагает полную линейку систем сбора данных и управления для свинчивания трубных соединений. Наша система мониторинга момента/поворотов WINCATT® надежно и точно отслеживает повороты, крутящий момент и скорость вращения. Переводник для беспроводной передачи крутящего момента weCATT™ регистрирует момент, повороты и нагрузку на крюке от системы верхнего привода и беспроводно передает данные системе WINCATT® или другой системе мониторинга. Для калибровки систем измерения крутящего момента мы предлагаем устройство калибровки момента weVERIFY™ в различных размерах. Мы гарантируем, что вы будете удовлетворены надежностью и точностью наших систем сбора данных и мониторинга.

РЕКЛАМА



ДЕНЬ НЕФТЯНИКА

В столичном отеле «Метрополь» состоялось праздничное мероприятие, посвященное Дню работников нефтяной, газовой и топливной промышленности, организованное оргкомитетом выставки «Нефтегаз-2017» и IV Национального нефтегазового форума. В мероприятии приняли участие около 300 представителей министерств и ведомств, компаний нефтегазовой отрасли и ключевых средств массовой информации.

Открывая вечер, заместитель Министра энергетики Российской Федерации Кирилл Молодцов поздравил всех специалистов и представителей Совета ветеранов нефтегазовой отрасли при Минэнерго России с профессиональным праздником.

С поздравлениями к собравшимся также обратились президент Союза нефтегазопромышленников России и председатель Совета ветеранов нефтегазовой отрасли при Минэнерго России Геннадий Шмаль, вице-президент Торгово-промышленной палаты РФ Дмитрий Курочкин, заместитель генерального директора ЦВК «Экспоцентр» Михаил Толкачев,



РЕКЛАМА

руководитель консультационной практики для нефтегазовой отрасли Ernst & Young Артем Козловский, заместитель генерального Директора SAP Азат Назимов, директор сегмента нефть и газ Schneider Electric Ольга Макова и директор Национального нефтегазового форума Сергей Яценя.

Заместитель генерального директора ЦВК «Экспоцентр» Михаил Толкачев рассказал об успехах прошедшей прошлой весной выставки «Нефтегаз-2016». Особенностью смотра стало объединение при непосредственной поддержке Министерства

энергетики РФ и Торгово-промышленной палаты РФ выставки с III Национальным нефтегазовым форумом.

«Совместное проведение выставки и форума, в котором приняли участие около 2000 представителей компаний, бизнеса, власти, экспертного сообщества, полностью себя оправдало, – отметил Михаил Толкачев. – Форум стал эффективной дискуссионной площадкой, где обсуждались ключевые проблемы отрасли, перспективы ее дальнейшего развития, происходил обмен передовым опытом в сфере разведки, добычи, переработки и транспортировки углеводородов».

Заместитель генерального директора ЦВК «Экспоцентр» напомнил гостям и о предстоящих в апреле будущего года крупных отраслевых событиях мирового уровня – 17-й международной выставке «Нефтегаз-2017» и IV Национальном нефтегазовом форуме. Он отметил, что многие ведущие российские и зарубежные компании уже подтвердили свое участие и включились в подготовку к выставке 2017 года.

В знак признательности за активную поддержку и участие партнерам выставки «Нефтегаз» и Национального нефтегазового форума были вручены благодарственные грамоты.



РЕКЛАМА

Russian Oil&Gas Industry Week НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18–19 апреля 2017 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

17-я международная выставка НЕФТЕГАЗ-2017



17–20 апреля 2017 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

4–7 октября

20-я международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства

«РОС-ГАЗ-ЭКСПО»

г. Санкт-Петербург

4–7 октября

2-я международная выставка по судостроению и развитию инфраструктуры континентального шельфа

Offshore Marintec Russia

г. Санкт-Петербург

4–7 октября

16-й Петербургский международный

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

г. Санкт-Петербург

25–27 октября

POWER-GEN Russia

включая **HydroVision Russia**

Москва

ОКТАБРЬ

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

5–7 октября

24-я казахстанская международная выставка

«НЕФТЬ И ГАЗ» (Kioge 2016)

г. Алматы

27–28 октября

Юбилейная международная научно-техническая конференция

«Перспективы развития новых технологий в энергетике России»

Москва

11–14 октября

16-я Международная выставка сварочных материалов, оборудования и технологий

Weldex 2016

Москва

31 октября

IV Российский Нефтегазовый Саммит

Разведка и Добыча

Москва



Клиника «Медицина»

Все лучшее в медицине!



поликлиника



стационар



лабораторная и инструментальная диагностика



скорая помощь



онкологический центр

- Более 300 врачей 67 врачебных специальностей
- Единственный многопрофильный медицинский центр в России, аккредитованный по самым надежным международным стандартам качества медицинской помощи Joint Commission International (JCI)
- Лауреат Премии Правительства РФ в области качества

- Призер европейского конкурса по качеству EFQM Awards-2012
- Признана лучшей частной клиникой Москвы конкурсным жюри московского фестиваля в области здравоохранения «Формула жизни-2012», организованного при поддержке Правительства Москвы и Департамента здравоохранения Москвы.
- Сертифицирована по международным стандартам ISO 9001:2008



Клиника «Медицина»

125047, Москва,
2-й Тверской-Ямской переулок, дом 10
+7 (499) 250 39 49, www.medicina.ru

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

У России будут и нефтяная, и газовая биржи

В России появится газовая биржа, постановление об этом подписал М.Фрадков в сентябре 2006 г. Квоты между «Газпром» и независимыми производителями распределены по формуле 50х50. Эксперимент по продаже газа по свободным ценам решено провести в 2006–2007 гг. При прокачке этих объемов «Газпром» предоставляет другим компаниям доступ к единой системе газопроводов.

Комментарий Neftegaz.RU

1-е биржевые торги природным газом на СП6МТСБ состоялись 24 октября 2014 г. Объем торгов тогда

составил 21 млн м³, по итогам 2-й сессии в ноябре 2014 г. – 198,4 млн м³ газа. При запуске газовой биржи Газпрому был утвержден показатель объема реализации – не более 17,5 млрд м³/год, столько же – независимым производителям газа. Общий объем реализации 35 млрд м³/год – это порядка 10% реализуемого на внутреннем рынке России газа, это немного в сравнении, к примеру, с объемами торгов американской биржи CME Group, достигающими 50 млрд м³/год.

Газпром подготовил инвестиции для Ямала

«Газпром» готов вкладывать большие средства в проекты добычи газа и его транспортировки. Как стало известно 8 сентября 2006 г., основой капиталовложений станет Ямал. Дополнительные объемы капложений выделены на проекты обустройства Ен-Яхинского, Заполярного, Южно-Русского, Бованенковского месторождений, систему МГП Бованенково-Ухта. Промышленное освоение



месторождений Ямала позволит довести добычу газа на полуострове до 250 млрд м³ в год.

Комментарий Neftegaz.RU

К августу 2016 г. было завершено строительство участков МГП Бованенково–Ухта-2: построено 7 участков МГП, протяженностью 197 км, а также сооружены подводные переходы на реках Морды-Яха и Юнды-Яха. Сегодня на газопроводе сооружаются компрессорные станции Байдарацкая и Интинская. Вывести Бованенковское месторождение на максимальную мощность «Газпром добыча Надым» рассчитывает в 2017 г. По итогам 2015 г. здесь было добыто 61,9 млрд м³ газа. ●



САНКЦИИ? СУПЕР!

DER SPIEGEL

Беньямин Биддер

Запрет на ввоз продуктов питания из стран ЕС и кризис национальной валюты обернулись стимулом для развития сельского хозяйства в России. Впервые страна зарабатывает на аграрном экспорте больше, чем от продажи оружия.

Российское сельское хозяйство переживает настоящий бум. После распада СССР в 1991 году аграрный сектор пришел в упадок, олигархи и инвесторы избегали его – нефтянка обещала более быстрый и крупный доход. С 1992 года Россия потеряла около 35 млн гектаров пахотных земель. И вот в 2014 году эта тенденция пошла на спад. А в прошлом году Россия впервые заработала на аграрном экспорте больше, чем от продажи вооружений. Получается, что расчет Путина верен? И санкции приведут к обновлению российской экономики? И да, и нет.

Фермеры выигрывают, прежде всего, от того, что с российского рынка исчезли европейские конкуренты. Однако пока неясно, смогут ли в перспективе оставаться конкурентоспособными производители молочной продукции. В 2015 году Россия произвела зерна больше США. В этом году объемы обещают быть еще больше, достигнув по меньшей мере 110 млн тонн. И мотором этого прогресса становятся гигантские аграрные конгломераты.

Но российское сельское хозяйство подвержено негативному влиянию структурных проблем, типичных для остальных сегментов российской экономики. И в первую очередь это непрозрачные структуры собственности в компаниях.

ПАДЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ УСУГУБЛЯЕТСЯ. РОССИЯ ПЕРЕСТАЛА НАСТАИВАТЬ НА ЗАМОРОЗКЕ ПРОИЗВОДСТВА

FT FINANCIAL TIMES

Дэвид Шеппард

За первые две недели сентября цены на нефть упали более чем на 10%, достигнув 45 долл/барр, так как усугубились сомнения в возможности соглашения об объемах производства нефти между ее основными мировыми производителями.

ОПЕК надеется, что в следующем месяце Россия – крупнейший производитель нефти за пределами данного картеля – присоединится к его переговорам в Алжире. Однако Россия заявила, что будет «более активно заниматься» вопросом заморозки производства, только если цены упадут еще ниже.



Это заявление А. Новака стало ударом по надеждам, что крупнейшие производители нефти могут двигаться к скоординированным действиям по ограничению ее выработки и помочь ускорить окончание двухлетнего переизводства, которое всколыхнуло энергетические рынки и больно ударило по их бюджетам. ●

OPAL НЕФТЕПРОДУКТЫ В ВОДЕ



SERES environnement



РЕКЛАМА



- Анализатор содержания нефтепродуктов в воде OPAL.
- Предназначен для технологического контроля содержания нефтепродуктов в воде и выявления аварийных ситуаций.
- Взрывозащищенное исполнение.
- Непрерывный постоянный контроль.
- Принцип измерения — инфракрасный оптический.
- Диапазон измерения от 0 до 100 ppm (мг/л).
- Успешно эксплуатируется на технологических установках НПЗ РФ.



ООО «АРД Групп»

г. Рязань, 390022, 196 км. (Окружная дорога), д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru



Russian-Knife.ru

магазин

«Русские Ножи»

г.Москва, Таможенный проезд дом 6, офис 212
тел. +7(495) 225-54-92



КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

«Отопливать нефтью – все равно что отопливать
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	Mecc 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	Месс 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 $\cos \varphi = 1$

Открыта подписка на журнал Neftegaz.Ru на 2017 год

Оформить подписку можно через редакцию

Контактное лицо: Хаяркина Татьяна

e-mail: th@neftegaz.ru

тел.: (495) 650-14-82

127006, г. Москва

Ул. Тверская, 18, стр. 1, оф. 810

По каталогу межрегионального агентства подписки

Подписной индекс МАП 11407

Через сайт информационного агентства Neftegaz.RU

www.neftegaz.ru (в разделе журнал, подписка)

Стоимость подписки:

Подписка на полугодие 5 465

Подписка на год 12 мес. 10930

ЦИТАТЫ

«Сегодняшняя ситуация не является для нас никакой катастрофой. Прежде всего мы хотим обеспечить рост нашей экономики в ближайшие годы на уровне среднемировых – примерно 3,5%»

В. Путин



«Что делать будем? Завидовать, завидовать будем»

В. Мединский
(о готовящемся в Италии законе о финансировании культуры)

«Как говорит мой друг А.Силуанов: а вот давайте из головы возьмем какую-то цену нефти и, исходя из нее, будем строить нашу жизнь»

А. Улюкаев



«Сказка про Емелю совершенно не демотивирует человека на активный труд. Можете посмотреть на меня»

В. Якунин



«Если тема экономического роста и экономических реформ будет в фокусе внимания президента, то я думаю, что начнется реальное движение»

Г. Греф

«Наша налоговая система никуда не годится»

Г. Шмаль



«Люди стремятся работать в Газпроме или Генпрокуратуре, но через 20 лет эти люди встретятся»

И. Шувалов



«Доха показала, что ОПЕК нужно разбраться внутри себя»

А. Текслер

«Воровать не надо, одним словом»

С. Глазьев

РЕКЛАМА



Лучшее Решение — Избежать Проблем Еще До Их Появления

ТАМ, ГДЕ ДРУГИЕ ВИДЯТ ПРЕПЯТСТВИЯ, BAROID ВИДИТ ВОЗМОЖНОСТИ

В 1957 году вирусологи научились предотвращать одну из самых страшных болезней в мире — полиомиелит. Так же и мы в подразделении Baroid не просто «лечим» проблемы, мы их предотвращаем. Взять, к примеру, потерю циркуляции. Такая ситуация может возникнуть в силу самых разных причин. Поэтому мы разработали целый комплекс решений, чтобы предотвратить потери циркуляции еще до их начала или же, если потери уже имеют место, устранить их даже в самых сложных условиях. Не теряйте время и средства на проблемы потери циркуляции. Положитесь на нас — мы поможем найти решение в точном соответствии с вашими требованиями и задачами.

Вместе мы сможем расширить границы возможного.

halliburton.com/baroid/challenge и halliburton.ru

© 2016 Halliburton. All Rights Reserved.



РЖД-ЗДОРОВЬЕ

Радости Жизни Дарит Здоровье

ОЗДОРОВЛЕНИЕ И РЕАБИЛИТАЦИЯ
СОТРУДНИКОВ КРУПНЫХ КОРПОРАЦИЙ
И ВЕДУЩИХ КОМПАНИЙ
В ЛУЧШИХ САНАТОРИЯХ РОССИИ!*

* по данным BusinessStat 2015 г.

- ✓ **19 санаториев** в 10 субъектах РФ.
- ✓ **БОЛЕЕ 1400** медицинских услуг.
- ✓ **БОЛЕЕ 70** медицинских программ (оздоровительные, специализированные).
- ✓ Профессиональное медицинское обслуживание (1007 медицинских работников).
- ✓ Высокий уровень сервиса.
- ✓ Персональный подход к каждому партнеру.



РЕКЛАМА

Телефон (495) 223 42 74 доб. (100411) | www.rzdz.ru

Наши
партнеры:

