



ПРИКЛАДНАЯ  
ЭКОЛОГИЯ

ИОННО-  
ПЛАЗМЕННЫЕ  
ТЕХНОЛОГИИ

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

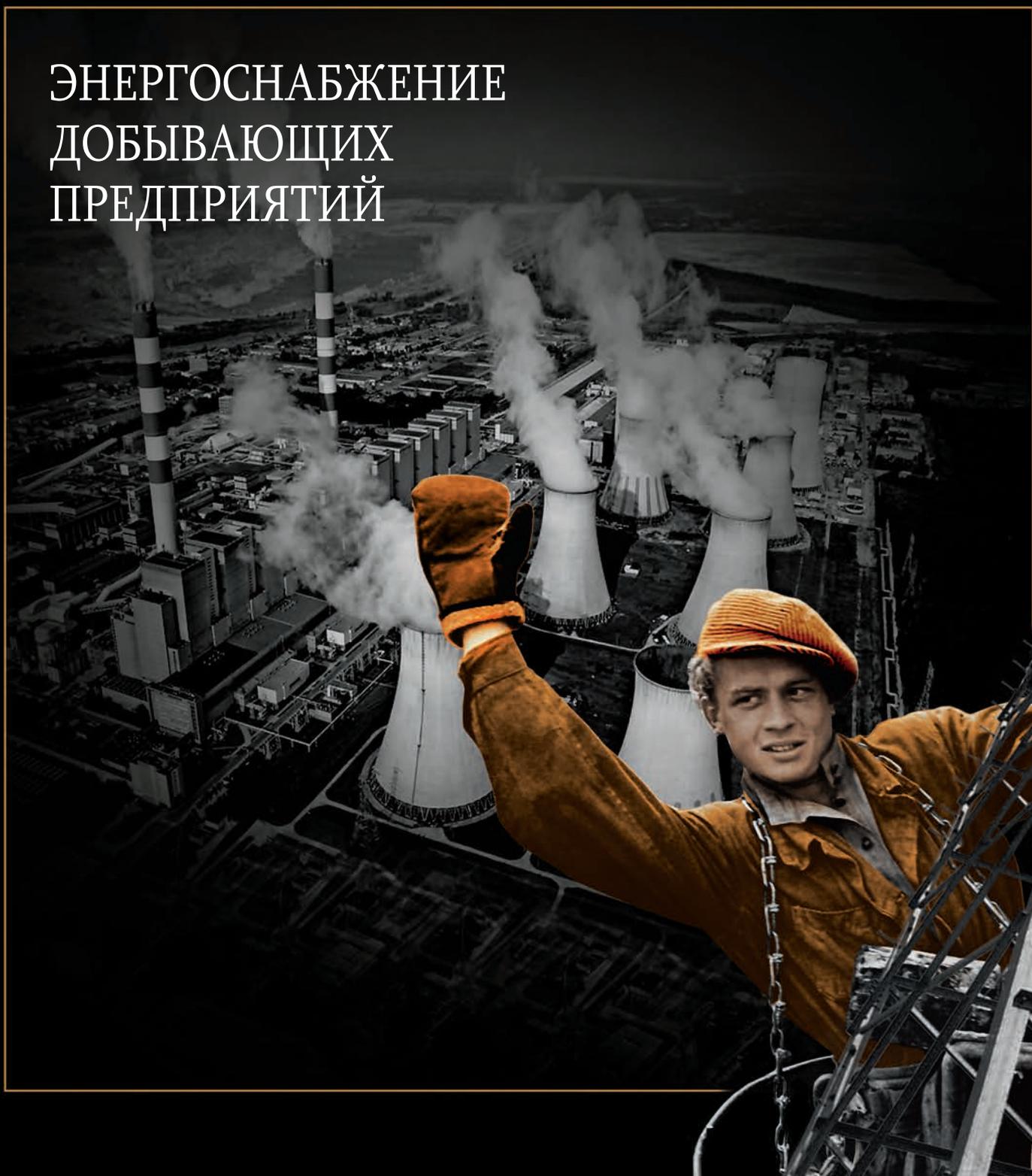
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

[1-2] 2015

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ  
ДОБЫВАЮЩИХ  
ПРЕДПРИЯТИЙ





### **Менделеев Групп (ЗАО «Менделеев Групп») –**

управляющая компания многопрофильного холдинга с диверсифицированной структурой активов в области нефтепереработки, экспортного и внутреннего трейдинга нефтепродуктов, хранения и фасовки масел, геологоразведки и разработки нефтяных месторождений, проектирования, инжиниринга и строительства инновационных нефтеперерабатывающих комплексов, высоких наукоемких технологий в сфере ИТ и мультимедиа.

Одним из основных производственных активов холдинга является Ярославский нефтеперерабатывающий завод имени Д.И. Менделеева (первый нефтеперерабатывающий завод в России, среди ныне действующих, основанный в 1879 году).

- 2013–2015 – модернизация имеющихся мощностей ЯНПЗ им. Д.И. Менделеева, доведение объемов переработки до 1 млн тонн в год, повышение глубины переработки нефти до 86%.
- 2015–2019 строительство на базе завода нового Комплекса глубокой переработки нефти с объемом переработки 3 млн тонн и конверсией до 95–97%.

В структуру холдинга также входят: геологоразведочная компания ГЕОКОМ, база по приему, хранению и перевалке битума под Санкт-Петербургом, высокотехнологичный производственный комплекс в центральной части России, оказывающий услуги по хранению, фасовке и отгрузке нефтепродуктов, производству высокопрочной пластиковой тары, компании «Менделеев Финанс», «Менделеев ИТ», «Менделеев Медиа». Головной офис холдинга «Менделеев Групп» находится в Москве. Компания также имеет европейское представительство в Женеве (Швейцария) – Mendeleev Group SA

Контакты:  
115201 Москва,  
Каширский проезд, д.7  
Тел.: +7 495 663 73 27  
e-mail: [info@mendeleev.ru](mailto:info@mendeleev.ru)  
[www.mendeleev.ru](http://www.mendeleev.ru)

# Наследуя лучшее – строим будущее!



# ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

## Применение

- Подготовка топливного газа
- Сбор и компримирование газа для транспортировки
- Закачка попутного нефтяного газа в пласт

## Винтовые газовые компрессоры

- 20-60 000 м<sup>3</sup>/час
- до 60 бар

## Поршневые газовые компрессоры

- до 600 бар

## Рабочая среда

- Углеводородосодержащие горючие и агрессивные газы с содержанием сероводорода до 7% по объему



Специальные решения  
для попутного газа

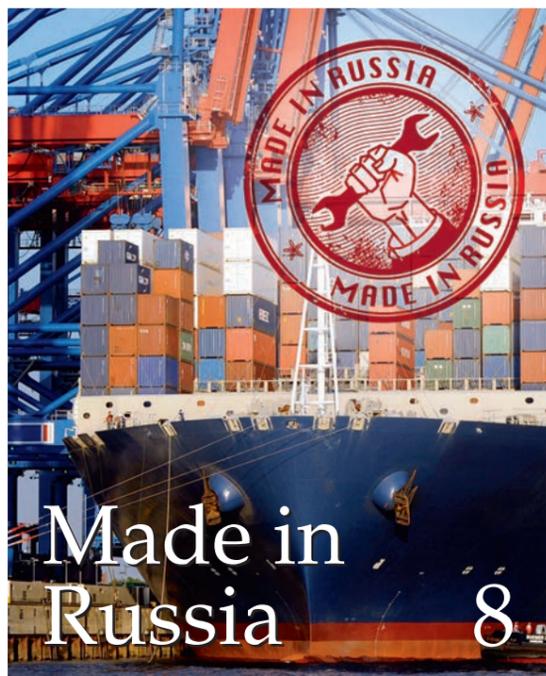


**БПЦ Инжиниринг**

Тел.: +7 (495) 780-31-65

Факс: +7 (495) 780-31-67

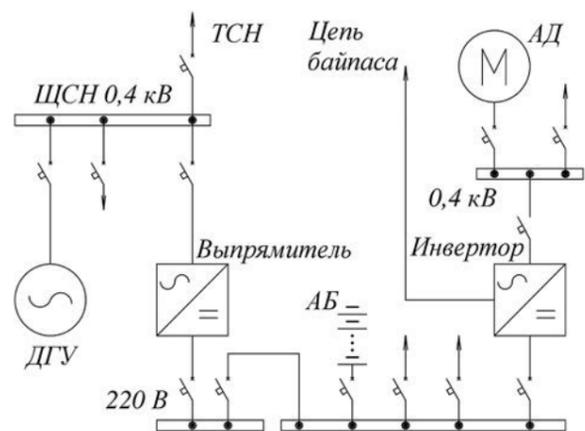
[www.bpcenergy.ru](http://www.bpcenergy.ru) | [energy@bpc.ru](mailto:energy@bpc.ru)



Made in Russia

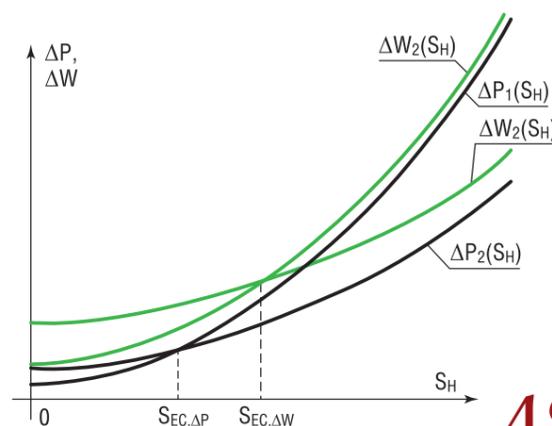
8

## Энергоснабжение добывающих предприятий



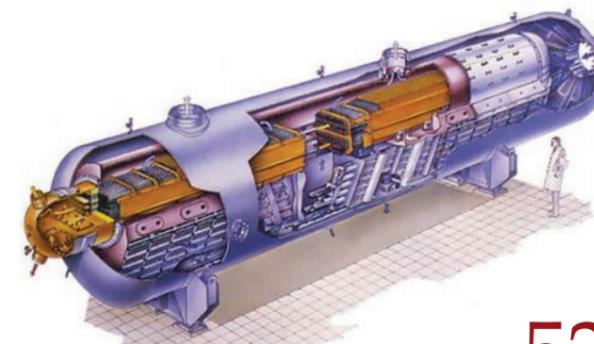
14

## Оптимизация режимов работы силовых трансформаторов



48

## Опыт создания и эксплуатации сепараторов-пароперегревателей

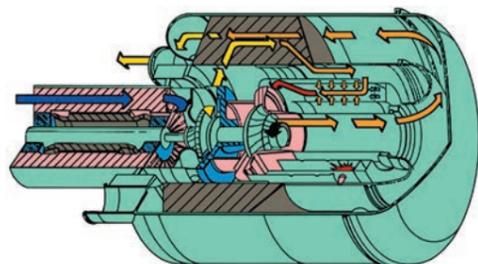


52

# СОДЕРЖАНИЕ

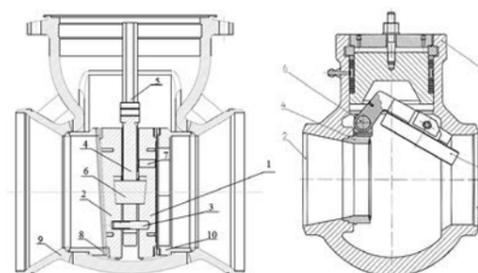
|   |    |
|---|----|
| Эпохи НГК   | 6  |
| Антикризисный план Минэнерго предлагает экономить   | 10 |
| Первая строчка<br>Все о событии месяца  | 12 |
| Оценка эффективности применения забойных электротермических комплексов для добычи высоковязкой нефти в условиях низких мировых цен на нефть | 32 |
| Современные ионно-плазменные технологии для упрочнения элементов арматуры оборудования ТЭК  | 38 |
| Обоснование продления срока службы паровых турбин, имеющих детали с отклонениями от требований нормативной документации                     | 42 |

## Распределенная генерация тепла и электричества



20

## Импортозамещение энергетической и нефтегазовой арматуры



26

|   |    |
|---|----|
| Механизмы формирования и причины изменения цен на нефть за последние 15 лет | 70 |
| Альтернативная энергетика и газовая промышленность                          | 80 |
| Европейское качество в российских реалиях                                   | 83 |
| Россия в заголовках   | 87 |



Углеводороды и геополитика 60

|   |    |
|---|----|
| Хронограф<br>О чем писал NEFTEGAZ.RU 10 лет назад           | 88 |
| Календарь событий   | 89 |
| НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>  | 90 |
| Специальная секция<br>Классификатор продукции и услуг в НГК | 92 |
| Цитаты  | 96 |

## Прикладная экология



84

**1260 лет назад**

В 754 году арабский историк Ал-Балазури сообщал о наличии нефти в Ширване на Каспии.

**330 лет назад**

В 1684 году иркутский письменный голова Леонтий Кислянский открыл нефть в районе Иркутского острога, «где из горы идёт жар неведомо отчего, и на том месте снег зимою не живёт и летом трава не растёт».

**311 лет назад**

В 1703 году в одном из самых ранних выпусков газеты «Ведомости» была опубликована статья об обнаружении нефти на реке Сок в Поволжье.

**295 лет назад**

В 1719 году шведский капитан Табберт, член экспедиции по исследованию Сибири зафиксировал первую нефть в Приобье.

**292 года назад**

В 1722 году капитан Иван Унковский в путевом журнале сообщил о нефти на берегах Иртыша у Каменного Яра, где из известняка «каменное масло брали».

**287 лет назад**

В 1727 году получены официальные известия о нефтяных месторождениях в районе Грозного близ Терека.

**269 лет назад**

В 1745 году архангелогородец Фёдор Прядунов получил разрешение начать добычу нефти со дна реки Ухты и построил первый в мире нефтеперегонный завод.

**251 год назад**

В 1763 году Ломоносов опубликовал труд «О слоях земли», где предположил, что нефть и каменный уголь происходят разными путями из одного и того же органического вещества.

**191 год назад**

В 1823 году в Моздоке открыт первый в регионе нефтеперерабатывающий завод братьями Дубиниными.

Издательство Neftegaz.RU

**РЕДАКЦИЯ**

**Главный редактор**  
Виктория Юдина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Ведущий аналитик**  
Артур Гайгер

**Журналисты**  
Анна Игнатьева,  
Сергей Степанов,  
Алексей Петров

**Ответственный секретарь**  
Татьяна Морозова

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Редколлегия**  
Гриценко А.И.  
Ампилов Ю.П.  
Данилов-Данильян В.И.  
Галиулин Р.В.  
Макаров А.А.  
Мастепанов А.М.  
Салыгин В.И.

**Neftegaz.RU**

**Издательство:**  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Артем Аракелов  
Ольга Иванова  
Владимир Колесов  
reklama@neftgaz.ru  
Тел.: +7 (495) 650-14-82

**Менеджер по работе с клиентами**  
Татьяна Зима

**Служба технической поддержки**  
Сергей Прибыткин  
Алексей Бродский  
Владислав Карпов

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 №Ф77-46285

**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

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

Отпечатано в типографии  
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж  
8000 экземпляров



# Бизнес-класс по сенсационно низким ценам

Мюнхен  
от **34350** руб\*



Насладитесь комфортным полётом даже на коротких перелётах. На борту у Вас будет больше пространства благодаря тому, что кресло рядом с Вами всегда остается свободным. Удовольствие от вкусного угощения от лучших поваров и великолепного сервиса дополняют приятные впечатления от поездки.

\* Билет в обе стороны, включая налоги и сборы. Количество мест ограничено. Цена в рублях может меняться в зависимости от курса валют.



**Lufthansa**



Российские товары будут конкурировать на зарубежных рынках



МЧС откажется от импорта пожарной и спасательной техники



Зарубежные сервисные компании уходят с российского рынка



ВГТРК планирует заменить импортное телеоборудование

## MADE IN RUSSIA

МИНПРОМТОРГ И МИНЭНЕРГО СОЗДАЛО РАБОЧУЮ ГРУППУ ПО ВОПРОСАМ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ. РЕЗУЛЬТАТОМ ЕЕ РАБОТЫ ДОЛЖЕН СТАТЬ 60-ПРОЦЕНТНЫЙ УРОВЕНЬ ОСНАЩЕННОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ОПК РОССИЙСКИМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ. ПО СЛОВАМ ВОЗГЛАВИВШЕГО ЕЕ Д.МАНТУРОВА, ПРОБЛЕМА В ТОМ, ЧТО НЕТ ОБРАТНОЙ СВЯЗИ И ПОЛНОЙ ИНФОРМАЦИИ О НУЖДАХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ЗАКАЗЧИКОВ У ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРОМЫШЛЕННИКОВ. ДУМАЕТСЯ, ЧТО ЭТО НЕ ЕДИНСТВЕННАЯ ПРОБЛЕМА

### Анна Павлихина

На волне всеобщей агитации даже СМИ не захотели занимать исключительно наблюдательную позицию. Так, ВГТРК, в связи с санкциями, планирует заменить импортное телеоборудование и программное обеспечение на отечественное. Но возможности заменить видеосъемки, микрофоны и звуковые пульты пока нет, поэтому медиахолдинг предлагает зарубежным компаниям открывать в России СП.

Поддержать отечественного производителя решило и МЧС, отказавшись от закупок пожарной и спасательной техники за рубежом. Вот уж с чего точно не надо бы начинать поднимать отечественную промышленность, так это с чрезвычайных ситуаций, где от надежности и скорости техники зависит человеческая жизнь.

Но многие эксперты не согласны с нашим скепсисом и утверждают, что не все в российской промышленности безнадежно. Например, у отечественного станкопрома есть технологические разработки. А самые большие оптимисты видят в скромных российских экзерсисах не просто продукты, способные заменить импортные аналоги, а разработки, которые будут конкурировать на зарубежных рынках.

При этом, правда, не стоит забывать, что путь от лаборатории до промплощадки может занять не один год.

С целью все того же импортозамещения в сентябре 2014 г. была предпринята попытка консолидировать отрасль нефтегазового машиностроения путем создания Национальной инжиниринговой сервисной



компании. Это должно было открыть доступ на внутренний рынок заказов с объемом свыше 200 млрд рублей.

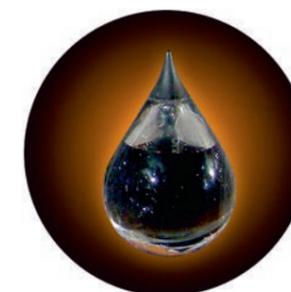
В результате нефтесервис удалось консолидировать только по части геологоразведки. А такие технологически сложные отрасли, как, например, бурение по-прежнему удается продвигать лишь при помощи западных компаний.

Но зарубежные сервисные компании сегодня уходят с российского рынка, что заставляет ускорить темпы импортозамещения в этом сегменте. Учитывая, что нефтесервис – высокотехнологичная отрасль, сделать это быстро не получится.

Еще одна проблема, с которой придется столкнуться – это сознание потребителя, который привык думать, что лучшее оборудование это то, на котором написано: «made in Germany» или «made in Japan», но никак не «произведено в Тобольске». Поэтому государству, очевидно, придется простимулировать не только производителей оборудования, но и его потребителей.

Если учитывать изношенность мощностей, то на развитие импортозамещающих производств может уйти гораздо больше прогнозируемых 2–3 лет. Но, не смотря на то, что уже в 2015 г. ожидают существенного сокращения импорта, (что не обязательно повлечет рост отечественного производства) ситуация для развития импортозамещения, безусловно, удачная.

Странно только то, что в полной мере вопросом импортозамещения обеспокоились только в результате санкций. Это как раз та ситуация, про которую говорят: «гром не грянет, мужик не перекрестится», но, как утверждает тот же фольклор «не было бы счастья, да несчастье помогло». Понимание, что на сырой нефти далеко не уедешь, хоть и с заметным опозданием, но все же пришло и начало воплощаться в реальных действиях. ●



## АНТИКРИЗИСНЫЙ ПЛАН МИНЭНЕРГО ПРЕДЛАГАЕТ ЭКОНОМИТЬ

Сергей Степанов

Минэнерго разработало антикризисный план помощи энергетическому комплексу. Сетевым компаниям предлагается компенсировать выпадающие доходы и вместе с генерирующими сократить инвестиции.

План включает как общесистемные меры поддержки отрасли, так и мероприятия для отдельных компаний.

В 1-ю очередь Минэнерго просит пересмотреть прогноз социально-экономического развития на 2015 г. В министерстве считают, что необходимо ужесточить платежную дисциплину, ввести механизм оплаты лишней сетевой мощности и принцип бери или плати в энергетике.

Кроме того, в Минэнерго хотят, чтобы компании снизили управленческие расходы. В частности, Россетям предлагается компенсировать выпадающие доходы от ликвидации договоров последней мили, которые оценивались в 57 млрд руб, сглаживания РAB-регулируемая – около 159 млрд. руб., неучтенного перекрестного субсидирования и льготного техприсоединения, в том числе, за счет бюджета.

Компании нужно оказать финансовую помощь в получении денежных средств на компенсацию процентов по кредитам или создание механизма получения льготных кредитов. Также сетевым организациям в 2015 г. нужно оптимизировать инвестпрограммы и эффективней работать с непрофильными активами. Также компании следует более эффективно управлять дочерними предприятиями. В том числе передавать их в доверительное управление.

На благотворительные программы и спонсорскую помощь должен быть введен мораторий. Оптимизировать инвестиции в 2015 г. должны, кроме того, Русгидро, Интер РАО и Росэнергоатом. Мерами поддержки можно считать сохранение налогов на прежнем уровне и введение механизма вывода лишней мощности с рынка.

ФАС и Минэкономразвития поддержали не все предложения. Так, в Минэкономразвитии считают, что энергетикам помогать нужно, но не в ущерб другим отраслям экономики, поэтому необходимо оптимизировать внутренние расходы самих компаний и сбалансировать финансовые потоки внутри отрасли. Главные риски для энергетиков – это выросшие ставки по кредитам и растущий объем неплатежей на оптовом рынке. На этих проблемах и нужно в первую очередь сконцентрировать свое внимание министерству и регуляторам рынка. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

19 января состоялась встреча министров иностранных дел 28 европейских государств. Результатом встречи стало решение продлить на шесть месяцев санкции, введенные против России в марте 2014 г. Кроме того, главы МИД стран ЕС предлагают Еврокомиссии подготовить проект с предложениями по ужесточению санкций и расширению «черного списка».

Незадолго до события мы спросили мнение наших читателей:

Как встреча министров изменит отношения между Россией и Европой?

5%  
Улучшатся торговые отношения, т.к. конфронтация никому не выгодна

8%  
Будут приняты компромиссные решения «снятие санкций в обмен на разрешение украинского конфликта»

6%  
ЕС и Россия возобновят сотрудничество в решении проблем на Ближнем Востоке

2%  
Будут рассмотрены долгосрочные вопросы по введению безвизового режима между Россией и ЕС

79%  
Встреча министров ничего не изменит

В конце 2014 г. нефтяники запланировали повышение цены на бензин с начала нынешнего года. Казалось бы, при снижающейся цене на нефть продукты, производимые из нее, тоже должны стоить дешевле... Почему же бензин в России все время дорожает?

Из-за чего растут цены на бензин?

8%  
Из-за того, что растут цены на нефть, а бензин производят из нефти

68%  
Потому что падают цены на нефть и нефтяникам приходится повышать цены на бензин, чтобы компенсировать падение доходов от цен на нефть

5%  
Когда цены на нефть стабильные, потому что инфляция

19%  
Потому что цены не растут только на товары из прошлогодней коллекции



ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ  
ПРОИЗВОДИТЕЛЬ  
полуприцепы грузоподъемностью от 2 до 2000 тонн

«УРАЛАВТОПРИЦЕП» – ЭКСПЕРТ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ  
В РЕШЕНИИ ТРАНСПОРТНЫХ ЗАДАЧ  
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



8-осный раздвижной полуприцеп-тяжеловоз с гидробалансирными гусакон и подвеской, а также принудительной системой рулевого управления всех колес, грузоподъемностью 100 т, грузовая площадка от 16 до 30 м, высота платформы 0,9 м.

454038 г. Челябинск, ул. Хлебозаводская, 5  
www.cmzap.ru • sales@cmzap.ru

8-800-200-02-74\*

\* звонок по России бесплатный

События

Продуктопровод ШР-Су

Новое назначение

Поглощение компаний

Цены на нефть

Началось

строительство



**Началось строительство 2-й очереди нефтепровода с Новопортовского месторождения**

Протяженность трубопровода диаметром 0,53 м составит 105 км, мощность – не менее 5,5 млн т/год нефти. Трассу планируется оборудовать переходами для миграции животных, трубы будут уложены на специальные подвижные опоры, что позволит оградить слои многолетней мерзлоты от дополнительного теплового воздействия и обеспечить защиту трубопровода от повреждений в результате смещения оттаявшего грунта.

Магистраль оборудуют системами управления, обогрева и мониторинга в режиме реального времени. Работы планируется завершить в 2016 г., тогда же планируется наладить круглогодичный экспорт нефти в Европу.

Геологи считают Новопортовское самым крупным месторождением на Ямале. Его площадь около 500 км<sup>2</sup> включает в себя 30 залежей углеводородов, в т.ч. 5 газовых, 3 газонефтяных, 2 газоконденсатных и 15 газоконденсатонефтяных залежей. К 2020 г. на Новопортовском месторождении можно будет добывать 6–9 млн т/год нефти.

**Началось строительство ГТЭС на Восточно-Мессояхском месторождении**

Для строительства газотурбинной электростанции на Восточно-Мессояхское месторождение отправлены 6 газотурбинных агрегатов мощностью 14 МВт каждый.

В 2016 г. по завершении строительства машзала и

вспомогательного оборудования ГТЭС будет запущена в работу для обеспечения снабжения электроэнергией Мессояхской группы месторождений.

Выполняются работы по подготовке к строительству центрального пункта сбора, газотурбинной электростанции, нефтепровода протяженностью около 100 км для соединения с Заполярье-Пурпе, а также пункта коммерческого учета и сдачи нефти в его магистральную нефтетранспортную систему.

В 2015 г. будут продолжены строительство начатых объектов и эксплуатационное бурение, обустройство кустов скважин и создание системы нефтесборных сетей, автодорог, ремонтно-эксплуатационных баз.

Мессояхское месторождение – 1-е в России, на котором, по



мнению специалистов, присутствуют скопления газовых гидратов. Извлекаемые запасы нефти по категории С1 и С2 оцениваются в 620 млн т. По категориям С1 + С2 + С3: 1,4 млрд т нефти, 1,2 трлн м<sup>3</sup> газа, 78 млн т конденсата. ●

События

Торги на бирже

Получена

Южный поток

первая нефть

Продажа квот

Цены на газ



**Получена первая промышленная нефть на Аркутун-Даги проекта Сахалин-1**

С буровой платформы Беркут на месторождении Аркутун-Даги 19 января начала поступать 1-я промышленная нефть. Это позволит увеличить общий объем добываемой нефти до 27 тысяч т/сутки.

Объем добычи при выходе на плановую мощность достигнет 4,5 млн т/год.

По оценкам специалистов компании, прогнозируемые добавочные поступления в бюджет РФ и области благодаря вводу Беркута к 2025 г. составят 9 млрд. долл США.

Проект Сахалин-1 предусматривает разработку 3-х нефтегазовых месторождений: Чайво, Одопту и Аркутун-Даги – с общими потенциальными запасами около 307 млн. т нефти (2,3 млрд. барр) и 485 млрд. м<sup>3</sup> газа.

1-я скважина в рамках Сахалин-1 была пробурена еще в 1989 г.

**Получена первая сланцевая нефть на Южно-Приобском месторождении**

Газпромнефть-Хантос завершил испытание первых разведывательных скважин на южной территории Приобского месторождения Баженовской свиты.

На обеих наклонно-направленных скважинах проведен гидравлический разрыв пласта или фрекинг (ГРП), получен приток углеводородов, в ближайшее время будет завершено испытание еще 2-х схожих скважин.



Лицензию на геологическое изучение глубоких нефтенасыщенных горизонтов Южной части Приобского нефтяного месторождения – ачимовской и баженовской свит Газпромнефть-Хантос получила в марте 2014 г.

В 2014 г. на бажено-абалакском комплексе Южно-Приобского месторождения были проведены анализ геофизических данных, специализированные исследования керна и повторная интерпретация данных сейсморазведки 3D. 1-й этап программы изучения этой категории запасов предусматривает бурение 4-х наклонно-направленных поисково-оценочных скважин.

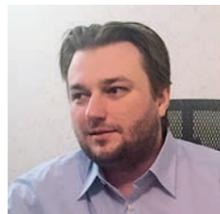
В 2016 г. планируется начать бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП для оценки объемов извлекаемых запасов. Горизонты расположены на глубине 2,5–2,7 тыс. м, содержащиеся в них запасы сланцевой нефти относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) из-за низких фильтрационных свойств пород-коллекторов. Сланцевая нефть расположена в породах со сверхнизкой проницаемостью, но высокой нефтенасыщенностью. ●

# ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

## Динамические характеристики резервных источников



**Гусев Юрий Павлович,**  
к.т.н., профессор,  
заведующий кафедрой  
«Электрические станции»  
ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»



**Гусев Олег Юрьевич,**  
ассистент кафедры  
«Электрические станции»  
ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»



**Окнин Евгений Петрович,**  
инженер кафедры  
«Электрические станции»  
ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»



**Чо Гван Чун,**  
к.т.н., доцент, заместитель  
заведующего кафедрой  
«Электрические станции»  
по научной работе,  
ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»

МНОГИЕ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НУЖДАЮТСЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПЕРВОЙ И ВТОРОЙ КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ. ПЕРЕРЫВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТАКИХ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПРИВОДИТ К СБОЯМ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ И, КАК СЛЕДСТВИЕ, К ЗНАЧИТЕЛЬНОМУ МАТЕРИАЛЬНОМУ УЩЕРБУ. СИСТЕМЫ РЕЗЕРВНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ (СРЭ), НА БАЗЕ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРОВ ИЛИ ГАЗОПОРШНЕВЫХ УСТАНОВОК В СОЧЕТАНИИ С АККУМУЛЯТОРНЫМИ БАТАРЕЯМИ И ИНВЕРТОРАМИ МОГУТ ОБЕСПЕЧИТЬ ВЫСОКУЮ НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПОДДЕРЖИВАТЬ КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА УРОВНЕ СОВРЕМЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ. ОСОБЕННО ВЫСОКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРОВАЛАМ И ВЫБРОСАМ НАПРЯЖЕНИЯ ПРЕДЪЯВЛЯЮТ СОВРЕМЕННЫЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА, ИНТЕГРИРОВАННЫЕ В КОНТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ, СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЩИТ. ДО НАСТОЯЩЕГО ВРЕМЕНИ НЕТ МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ СОГЛАСОВАТЬ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОСНОВНЫХ КОМПОНЕНТ СИСТЕМ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ ДРУГ С ДРУГОМ И С ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ. ПРОЕКТНЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИСПЫТЫВАЮТ ЗАТРУДНЕНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ТАКИХ СИСТЕМ, ОСОБЕННО ПО ДИНАМИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ, ПО ВОПРОСАМ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ ПРИ ВОЗМУЩЕНИЯХ, ВЫЗЫВАЕМЫХ РЕЗКИМИ ИЗМЕНЕНИЯМИ НАГРУЗКИ И КОРОТКИМИ ЗАМЫКАНИЯМИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ. ОСНОВНОЙ ПРИЧИНОЙ ЗАТРУДНЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ СЛОЖНОСТЬ СОВРЕМЕННЫХ СРЭ, ИСПОЛЗУЮЩИХ КАК КЛАССИЧЕСКИЕ ВРАЩАЮЩИЕСЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ, ТАК И СОВРЕМЕННЫЕ УСТРОЙСТВА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ С МИКРОПРОЦЕССОРНЫМИ СИСТЕМАМИ РЕГУЛИРОВАНИЯ. РАСЧЕТ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ТАКИХ СИСТЕМАХ ВОЗМОЖЕН ЛИШЬ С ПОМОЩЬЮ ВЕСЬМА СЛОЖНЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ. ФАКТОРОМ, ЗАТРУДНЯЮЩИМ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В СРЭ СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЯВЛЯЕТСЯ НЕДОСТАТОК НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИХ ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ, ОСОБЕННО НАЦИОНАЛЬНЫХ И ОТРАСЛЕВЫХ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СРЭ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ, ВЫПОЛНЕННОГО НА КАФЕДРЕ «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ» НИУ «МЭИ»

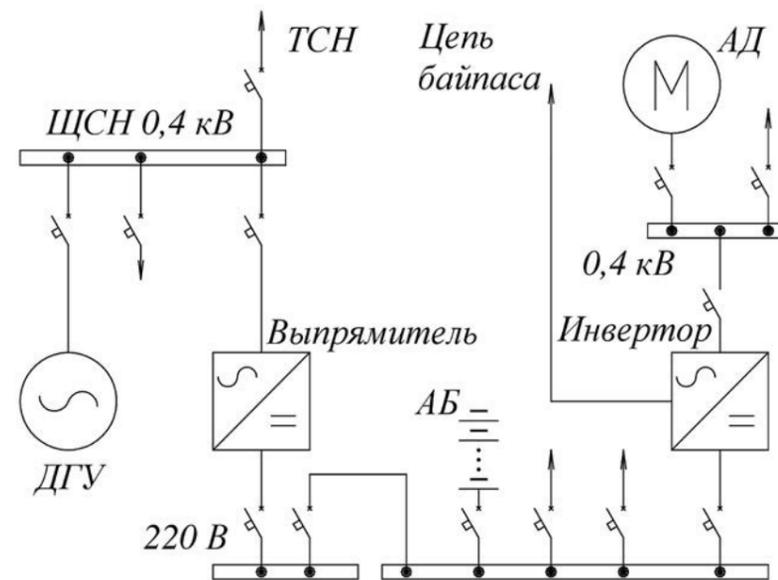
KEY WORDS: *energy services, natural gas production, redundant, diesel generators, industrial gas engine.*

В составе электроприемников СРЭ могут быть электроприводы насосов, клапанов и задвижек трубопроводов, резервное освещение, системы контроля и управления. В послеаварийном режиме, питание электроприемников второй группы СРЭ предусматривается от дизель-генераторов, а электроприемников первой группы – от дизель-генераторов и аккумуляторных батарей.

Объем научных исследований режимов работы СРЭ, количество и качество нормативных документов, необходимых для их проектирования и эксплуатации, не соответствуют важности вопроса и масштабам возможных последствий отказов СРЭ. Известные международные, национальные и отраслевые стандарты [1,2] содержат неоднозначные, а иногда и противоречивые

УДК 622.276.6

РИС. 1. Принципиальная схема СРЭ



требования к оборудованию СРЭ. Особенно это относится к параметрам, регламентирующим электромагнитную совместимость и условия срабатывания защит, при возникновении переходных процессов в полупроводниковых преобразовательных устройствах, вызываемых резкими изменениями нагрузки и короткими замыканиями в электроустановках добывающих предприятий и в примыкающих к ним участках электрической сети.

В последние годы, в выпрямителях и инверторах СРЭ, вместо тиристоров, используются новые полупроводниковые элементы – MOSFET и IGBT силовые транзисторы, вместо аналоговых применяются цифровые регуляторы. Новая элементная база существенно изменяет динамические характеристики СРЭ, повышается трудоемкость расчета режимов и анализа переходных процессов. Для проведения научных исследований современных СРЭ, использующих электрические машины в сочетании с современными устройствами преобразовательной техники, необходимы новые математические модели. В данной статье приведены результаты работы, выполненной на кафедре «Электрические станции» НИУ «МЭИ», в ходе которой была разработана математическая

модель современной СРЭ и с ее помощью проанализирована электромагнитная совместимость оборудования СРЭ, соответствие его требованиям действующих международных, национальных и отраслевых стандартов.

Верификация разработанной математической модели была осуществлена путем сопоставления результатов компьютерных расчетов с результатами натурных экспериментов, проведенных в учебно-исследовательском центре (УИЦ) кафедры «Электрические станции». УИЦ был создан на кафедре в рамках программы развития Национального исследовательского университета «МЭИ», для него были закуплены комплексы инновационного оборудования, произведенного швейцарской фирмой GUTOR Electronic LLC, входящие в состав системы оперативного постоянного тока и системы собственных нужд переменного тока.

Расчетно-теоретическое исследование выполнено применительно к СРЭ, осуществляющей питание электроприводов насосов, клапанов и задвижек трубопроводов, аварийного освещения, системы контроля и управления технологическим оборудованием, рис. 1. Были проанализированы переходные

процессы, вызванные пуском асинхронных двигателей, при отключении рабочего трансформатора (ТЧН) и переводе питания СРЭ на дизель-генераторную установку (ДГУ). Номинальные параметры ДГУ, выпрямителя, аккумуляторной батареи (АБ), инвертора и нагрузки, подключенной к инвертору, соответствуют проектным данным одной из реальных электроустановок. Емкость аккумуляторной батареи рассчитана на поддержку автономной работы СРЭ в течение 24 часов.

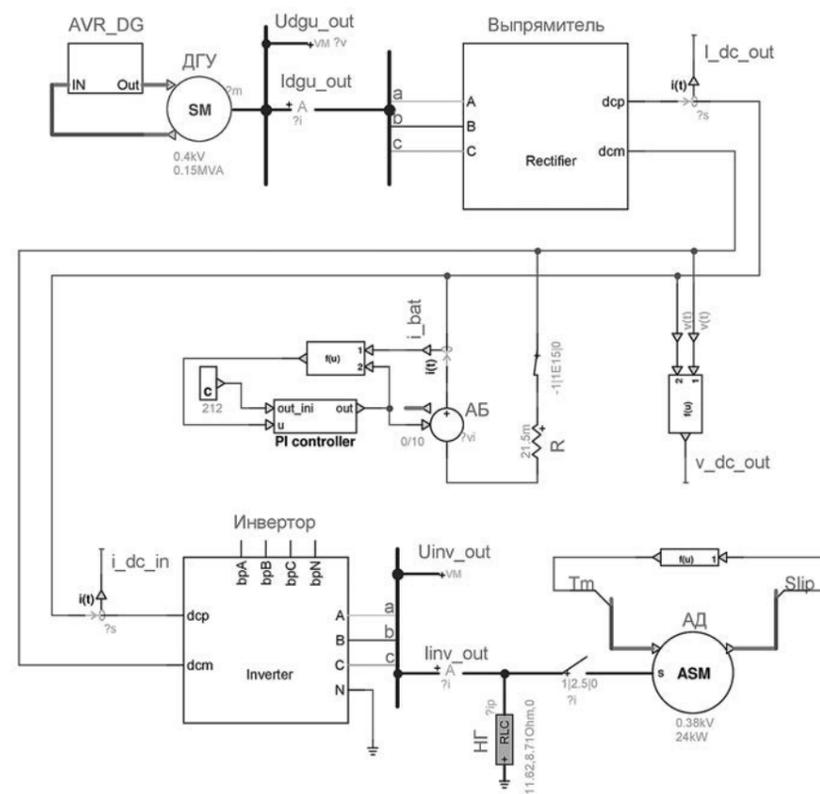
Модели выпрямителя и инвертора состоят из двух частей: силовой и блоков управления. Силовая часть модели выпрямителя содержит преобразовательный трансформатор со схемой соединений обмоток «Y/Δ», тиристорный мост и фильтр сглаживания пульсаций выходного напряжения, состоящий из дросселя и конденсатора.

Выпрямитель работает по шестипульсной схеме. Основное влияние на работу выпрямителя, при переходных процессах, оказывают регуляторы, включенные в модель блоков управления. Регулирование напряжения на выходе выпрямителя осуществляется пропорционально-интегральным регулятором, который обеспечивает ограничение выходного тока выпрямителя в соответствии с заданными пределами его изменения. При отклонении напряжения на входе выпрямителя за пределы допустимых значений, предусмотрено снятие импульсов управления тиристорами и отключение выпрямителя.

В совокупности, регулятор по напряжению, ограничитель выходного тока и логика отключения выпрямителя определяют поведение выпрямителя при возмущениях, как со стороны источника переменного тока, так и со стороны нагрузки постоянного тока.

К силовой части инвертора относится сглаживающий конденсатор на его входе, IGBT-мост, дроссель, трансформатор, конденсаторы на выходе, и тиристорный статический ключ, осуществляющий переключение на резервный источник – «байпас».

РИС. 2. Структурная схема модели СРЭ, реализованной в программном комплексе EMTP-RV



Принцип действия инвертора базируется на широтно-импульсной модуляции (ШИМ) коммутаций биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT). Работой IGBT моста управляет модуль с базовой частотой модуляции 2,1 кГц. Задающий сигнал, для ШИМ IGBT-моста, формируется пропорционально-интегральным регулятором, контролирующим напряжение на выходе инвертора, и системой ограничения мгновенных значений тока на выходе инвертора. При отклонении параметров входного напряжения за допустимые пределы, а также при отказе силовой части инвертора происходит переключение нагрузки на резервный источник без перерыва питания с помощью тиристорного статического переключателя.

Модель ДГУ включает в себя, кроме уравнений синхронного генератора, уравнения дизеля с регулятором топливоподачи, уравнения системы и регулятора возбуждения. Модель аккумуляторной батареи учитывает ЭДС поляризации и позволяет задавать степень заряженности

аккумуляторов и учитывать степень их износа.

На модели были проведены расчеты переходного процесса в СРЭ при пуске асинхронного двигателя электропривода задвижек технологического трубопровода. Двигатель подключен к выходной сборке 0,4 кВ инвертора. В расчете были приняты следующие параметры компонентов СРЭ:

**Генератор:**  
 $P_{ном} = 0,12$  МВт;  $U_{ном} = 0,4$  кВ;  
 $\cos\phi_{ном} = 0,8$ ;  $I_{фх} = 27$  А;  
 $X_d'' = 0,16$  о.е.;  $X_d' = 0,17$  о.е.;  
 $X_d = 2,02$  о.е.;  $X_0 = 0,08$  о.е.;  
 $T_d''^{(3)} = 0,011$  с;  $T_d'^{(3)} = 0,035$  с.

**Зарядное устройство:**  
 $U_{вх.ном} = 400$  В;  $U_{вых.} = 236,4$  В;  
 $I_{ном} = 630$  А.

**Аккумуляторная батарея:**  
 $C_{10} = 1000$  А·ч;  $R_{АБ} = 21,5$  мОм;  
 количество аккумуляторов – 106 шт.

**Инвертор:**  
 $U_{вых.ном} = 400$  В;  $U_{вх.ном} = 220$  В;  
 $S_{ном} = 100$  кВА;  $I_{lim} = 4 I_{ном}$   
 (уставка токоограничения).

**Асинхронный двигатель:**  
 $P_{ном} = 24$  кВт;  $U_{ном} = 380$  В;  
 $\cos\phi_{ном} = 0,91$ ;  $\cos\phi_{п} = 0,3$ ;  
 $I_{п}/I_{ном} = 7,0$ ;  $M_{п}/M_{ном} = 1,4$ ;  
 $M_{макс}/M_{ном} = 2,5$ ;  $\eta_{ном} = 89\%$ ;  
 $s_{ном} = 1,9\%$ ;  $J = 0,255$  кг·м<sup>2</sup>/рад;  
 момент сопротивления механизма – постоянный; коэффициент загрузки – 0,8.

**Статическая нагрузка:**  
 $S_{ном} = 10$  кВА;  $U_{ном} = 380$  В;  
 $\cos\phi_{ном} = 0,8$ .

Результаты расчета переходных процессов представлены на рис. 3 в виде приведенных к 20 мс среднеквадратичных и средних значений напряжений и токов. Переменные напряжения и токи представлены среднеквадратичными значениями, постоянные напряжения и токи представлены средними значениями. Пульсации токов и напряжений не отображены, но в первичных результатах расчета они имеются.

В предшествующем пуску двигателя режиме работы фазное напряжение на шинах ДГУ составляло 233 В, фазный ток на входе выпрямителя – 84,2 А. Выпрямитель обеспечивал поддерживающий заряд аккумуляторной батареи при напряжении 236,2 В и питание статической нагрузки током, составляющим на входе инвертора 52,1 А. Фазное напряжение на выходе инвертора составляло 231 В, ток на выходе инвертора, обусловленный статической нагрузкой – 15,9 А, что соответствует загрузке инвертора на 10,5% номинальной мощности.

В момент времени 10,0 с начался пуск асинхронного двигателя, подключенного к инвертору. Наибольший выходной ток инвертора, включающий пусковой ток двигателя и ток статической нагрузки, составил 298 А, при номинальном токе инвертора 152 А, см. рис. 3. Пуск двигателя вызвал провал напряжения на выходе инвертора до 151,8 В, что составляет 69% номинального напряжения, продолжительность провала – 34 мс, затем напряжение восстановилось до номинального. За 1,1 с двигатель развернулся до номинального скольжения, а в момент времени 11,5 с был отключен. Такой режим работы двигателя имитирует управление группой технологических задвижек.

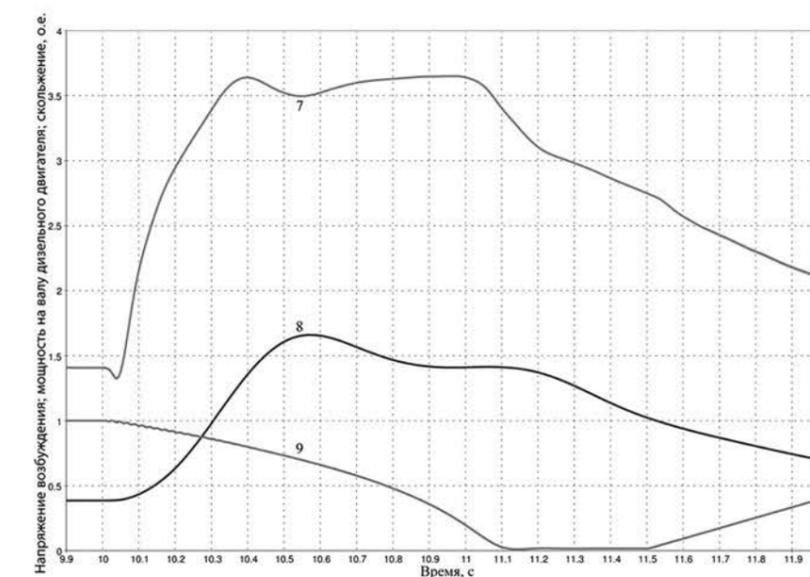
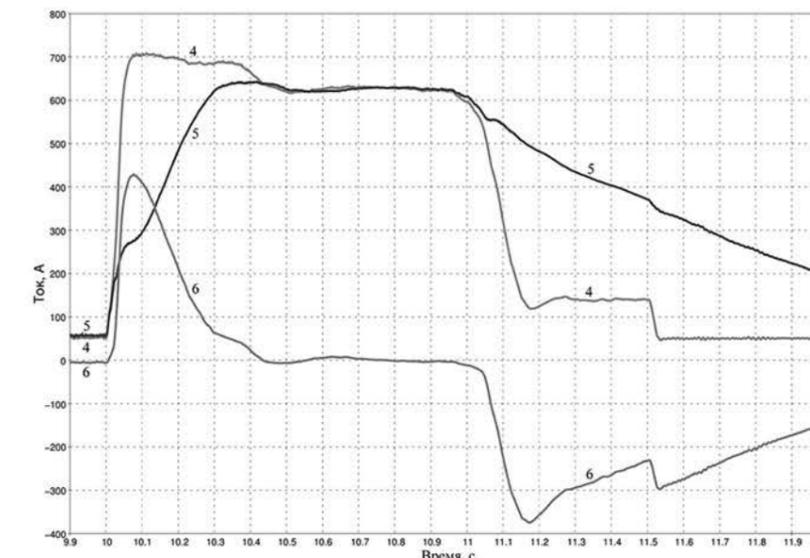
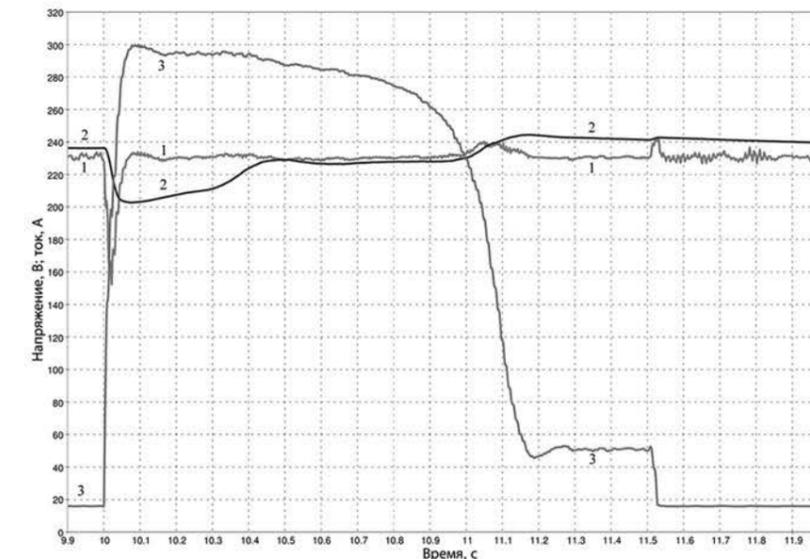
В соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5 – 2006 [2] глубина провалов напряжения на клеммах электроприемников допускается в пределах 30% номинального напряжения при продолжительности не более 200 мс. Следовательно, пуск двигателя может вызывать сбои в работе электроприемников, входящих в состав статической нагрузки.

В Standard IEC 62040-3 Uninterruptible power systems (UPS) [1] определены требования к качеству переходных процессов, вызванных резким набросом или сбросом нагрузки в виде границ зоны допустимых значений провалов и выбросов напряжений от их продолжительности для трех классов установок бесперебойного питания. На рис. 4 приведена характеристика допустимых изменений напряжения для установок бесперебойного питания третьего класса.

Результаты моделирования показали, что моделируемая СРЭ удовлетворяет требованиям лишь, третьего класса, по Standard IEC 62040-3 Uninterruptible power systems (UPS) [1]. Требования по провалам напряжения, соответствующие второму и первому классу представляются чрезмерно высокими.

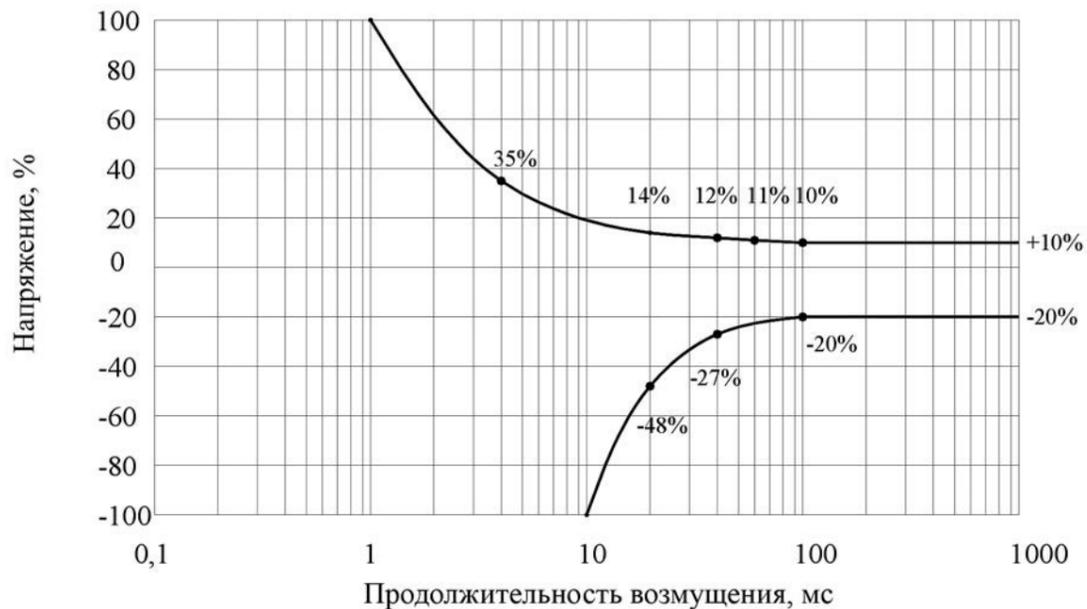
Пуск двигателя вызвал резкое увеличение тока во входной цепи инвертора до 708 А, см. рис. 3. Это привело к снижению выходного напряжения выпрямителя до 203 В, что соответствует 92% номинального напряжения. В начале пуска двигателя аккумуляторная батарея приняла на себя большую часть

РИС. 3. Результаты расчета пуска двигателя



- 1 – среднеквадратичное напряжение на выходе инвертора;
- 2 – среднее напряжение на входе инвертора;
- 3 – среднеквадратичный ток на выходе инвертора;
- 4 – средний ток на входе инвертора;
- 5 – средний ток на выходе выпрямителя;
- 6 – средний ток аккумуляторной батареи;
- 7 – среднее напряжение возбуждения генератора ДГУ;
- 8 – мощность на валу дизельного двигателя;
- 9 – скольжение ротора электродвигателя

РИС. 4. Допустимые значения провалов и выбросов напряжения для установок бесперебойного питания третьего класса [1]



возросшей нагрузки. Ток в цепи батареи через 75 мс после начала пуска составил 429 А, а в цепи выпрямителя в этот же момент времени 276 А. Под действием регуляторов выпрямителя напряжение на его выходе увеличивалось и через 0,375 с после начала пуска достигло 220 В. При этом по мере восстановления напряжения происходило перераспределение токов между выпрямителем и аккумуляторной батареей: ток выпрямителя нарастал до номинального, а ток АБ снижался. Параметры провала напряжения на сборке постоянного тока СРЭ определяются динамическими характеристиками выпрямителя и внутренним сопротивлением аккумуляторной батареи. Продолжительность провала напряжения на выходе выпрямителя значительно больше, чем на выходе инвертора, что обусловлено процессами перехода аккумуляторов из режима разряда в режим заряда и инерционностью регуляторов выпрямителя. Максимальная мощность, потребляемая инвертором при пуске двигателя, достигала 150 кВт. Это более чем в два раза превышает активную мощность нагрузки, что объясняется большим потреблением двигателем реактивной мощности при его пуске.

В соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5 – 2006 [2] допустимая глубина провалов напряжения на клеммах

технических средств систем оперативного постоянного тока электроустановок составляет 30% номинального напряжения, при продолжительности не превышающей 1 с и 60% номинального напряжения при продолжительности не превышающей 100 мс. Пуск двигателя не привел к провалу напряжения ниже 90% от номинального на выходе выпрямителя, таким образом, пуск двигателя не приводит к сбоям в работе электроприемников постоянного тока.

Ток дизель-генератора увеличился с 84,2 А, при работе на статическую нагрузку, до 352 А во время пуска двигателя. При этом возник провал напряжения до 187 В, что составляет 85% от номинального. Продолжительность провала – 0,65 с. Ввиду малой глубины провала напряжения, пуск двигателя не вызывает сбоев в работе электроприемников, подключенных к шинам ДГУ.

### Выводы:

1. Результаты исследования переходных процессов в СРЭ показали, что для обеспечения соответствия требованиям по ЭМС, содержащимся в 2. ГОСТ Р 51317.6.5 [2], необходимо существенно завышать мощность установленного оборудования СРЭ.

2. Глубину и продолжительность провалов напряжения в СРЭ целесообразно нормировать на основе 3. Standard IEC 61000-4-11 Electromagnetic compatibility (EMC) [3], допускающего провалы глубиной 30% при продолжительности 1 с и 60% при продолжительности 0,5 с.
3. Исследования переходных процессов в СРЭ с выпрямителями и инверторами, использующими современную элементную базу силовых ключей и цифровые регуляторы следует продолжить для обновления действующих и разработки новых национальных и отраслевых стандартов. ●

### Литература

1. Standard IEC 62040-3 Uninterruptible power systems (UPS) – Part 3: Method of specifying the performance and test requirements.
2. ГОСТ Р 51317.6.5 – 2006 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.
3. Standard IEC 61000-4-11 Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-11: Testing and measurement techniques. Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests.

Ключевые слова: энергоснабжение, газодобыча, резервные источники, дизельгенераторы, газопоршневые установки.

# Компания ЃKD KOMPRESORY является частью холдинга Howden



В прошлом году компания ЃKD KOMPRESORY была приобретена холдингом Howden и в настоящее время известна под названием Howden ЃKD Compressors s.r.o. Слияние компаний дало возможность предложить еще более широкий спектр услуг производимой продукции для наших заказчиков по всему миру, а также улучшение качества производимой продукции – компрессорного оборудования.

Мы ориентируемся на решение и производство компрессорного оборудования по отдельным заказам в следующих отраслях:

|                                    |                              |
|------------------------------------|------------------------------|
| Добыча нефти и газа                | Нефтехимическое производство |
| Нефтеперерабатывающее производство | Химическое производство      |



Для получения дополнительной информации обращайтесь по нижеуказанным контактам:

**Howden ЃKD Compressors s.r.o.**  
Klečáková 347, 190 00 Praha 6  
Česká republika  
телефон: + 420 226 543 102  
Факс: + 420 226 543 991  
Эл.почта: hckd.info@howden.com

**Howden LLC (Russia)**  
Суцьевская ул.27, Дом 2, подъезд В4  
3-й этаж, 127055 Москва, Россия  
телефон: + 7 495 933 70 79  
Факс: + 7 495 933 70 79  
Эл.почта: info@howden.ru



At the heart of your operations

Revolving Around You™

www.howden.com

**Howden**

© Howden Group Ltd. All rights reserved. 2014

# РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ТЕПЛА И ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

## для труднодоступных районов на основе инновационных паровых турбогенераторов

НЫНЕШНИЕ ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ МОДЕЛЬНЫХ РЯДОВ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК (МИНИ-ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ) МОДУЛЬНОГО ТИПА, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ И РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ С ЦЕЛЬЮ ШИРОКОГО РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ (СОГЛАСНО СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СТРАТЕГИИ) ПОКАЗЫВАЕТ ОЧЕВИДНЫЙ ПЕРЕКОС В СТОРОНУ ИМПОРТНЫХ УСТАНОВОК (США, ЕВРОСОЮЗ), ОСОБЕННО В ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА И ВОЗМОЖНОСТИ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ, РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА И ЭЛЕКТРИЧЕСТВА ДЛЯ ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНОВ НА ОСНОВЕ ИННОВАЦИОННЫХ ПАРОВЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ, РАЗРАБОТАННОЙ УЧЕНЫМИ НИУ «МЭИ»

KEY WORDS: *distributed generation, cogeneration, electricity, steam turbogenerator.*

**Серков С.А.,  
Грибин В.Г.,  
Румянцев М.Ю.,  
Сигачев С.И.,  
Грузков С.А.,  
НИУ «Московский  
энергетический институт»**

Опыт работы в рамках Энергетической стратегии России (далее «стратегия») /1/ показал, что до сих пор не создано производство отечественных автономных энергетических установок распределенной энергетики мощностью от 10 кВт до 60–70 МВт модульного типа. Стратегия ставит целью «максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций». Особую важность стратегия приобретает в настоящее время, когда ряд стран осуществляет жесткую политику санкций в отношении нашей страны. Акценты в научно-технической деятельности в энергетике смещаются в сторону инноваций, импортозамещения и кокументоспособности отечественных разработок по сравнению с лучшими мировыми образцами. Среди основных проблем в сфере энергетической безопасности в /1/ называется «слабое развитие энергетической инфраструктуры в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке». Среди мер по достижению энергетической безопасности называются обеспечение гарантированности и надежности энергообеспечения экономики и населения страны в полном объеме в обычных условиях и в минимально необходимом

объеме при угрозе возникновения чрезвычайных ситуаций различного характера в частности, за счет создания системы резервов ресурсов и оборудования.

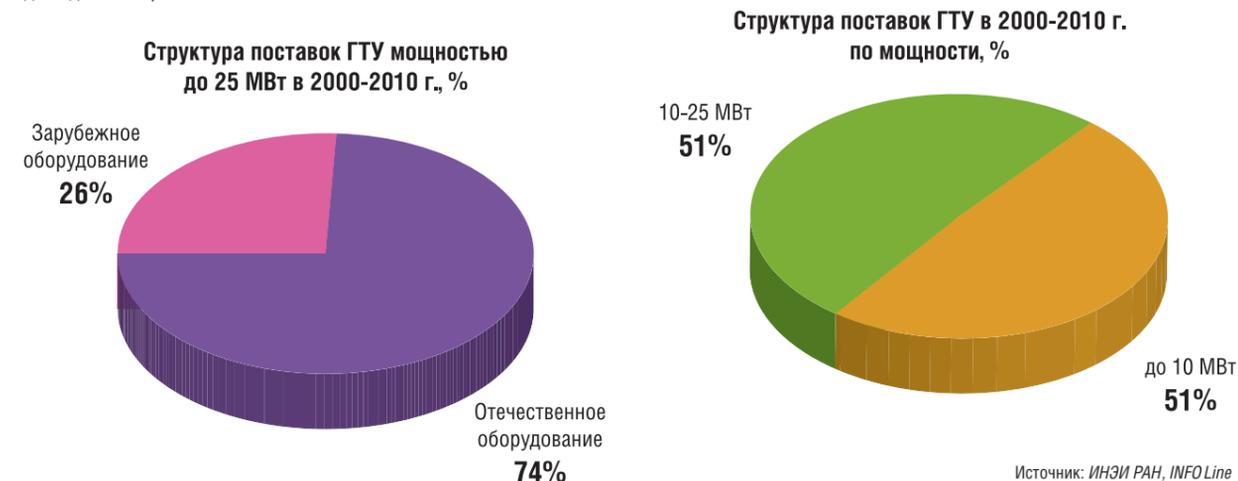
В числе прочих ставится задача развития мини-ТЭЦ распределенной генерации. Рассмотрение существующих тенденций развития модельных рядов когенерационных установок (мини-теплоэлектроцентралей) модульного типа, устанавливаемых и разрабатываемых с целью широкого развития распределенной генерации (согласно существующей стратегии) показывает очевидный перекоп в сторону импортных установок (США, Евросоюз), особенно в последние 5 лет. Малая электроэнергетика России сегодня характеризуется следующими показателями /9/:

во-первых, в России размещено сегодня примерно 49000 электростанций (98,6% от их общего числа) общей мощностью 17 ГВт (8% от всей установленной мощности электростанций России), работающих как в энергосистемах, так и автономно (средняя установленная мощность – 0,36 МВт);

во-вторых, общая годовая выработка электроэнергии на этих электростанциях достигает 5% от выработки всех электростанций страны;

Основу таких установок составляют **газовые турбины**, в

РИС 1. Структура поставок энергооборудования малой мощности. Доля импортного оборудования из года в год повышалась до недавнего времени



меньшей степени – газопоршневые двигатели. То же относится к известным проектам и опытным установкам, разрабатываемым в России. У энергоустановок на базе поршневых ДВС, интервалы между техническим обслуживанием – 250–500 моточасов. Стоимость капитального ремонта достигает 70–100% от первоначальных затрат на приобретение. Текущий ремонт микротурбин Capstone (одна из ведущих фирм по производству микротурбин) осуществляется на месте установки через 8000 часов (один раз в год). Между тем, такая концепция приводит к очевидным недостаткам:

- высокая стоимость единицы установленной мощности;
- зависимость от зарубежных стран по ремонту и запчастям и высоким ценам на обслуживание;
- необходимость наличия природного газа.

Последнее обстоятельство особенно существенное – при строительстве объектов распределенной энергетики, как правило, имеем дело с населенными пунктами, удаленными от единой энергетической и газотранспортной системы. В таких регионах проживает свыше 20 млн. человек. Привозное топливо резко удорожает стоимость единицы произведенной тепловой и электрической энергии.

К сожалению, это находится в соответствии с тезисом стратегии: «Большое развитие получат

установки распределенной генерации электроэнергии в виде **газотурбинных** установок мощностью от 10 кВт до 60–70 МВт».

Вместе с тем, возможно развитие технологий использования возобновляемых источников энергии, а также многофункциональных энергетических комплексов для автономного энергообеспечения потребителей в районах, не подключенных к сетям централизованного энергоснабжения, например, на базе производства и использования топлива, получаемого из различных видов биомассы. Автономная энергетика, обеспеченная местными топливными ресурсами, является не только насущной необходимостью, но и крупным заказчиком инвестиций и НИОКР. Сейчас в России сформирован многомиллиардный рынок оборудования и услуг в данной сфере. Однако, как отмечается в /9/, вследствие кризиса промышленности 90-х и отсутствия соответствующего предложения от национальных производителей, большая часть средств ушла за рубеж – за турбины и газопоршневые агрегаты производства США, ФРГ, Голландии и пр.

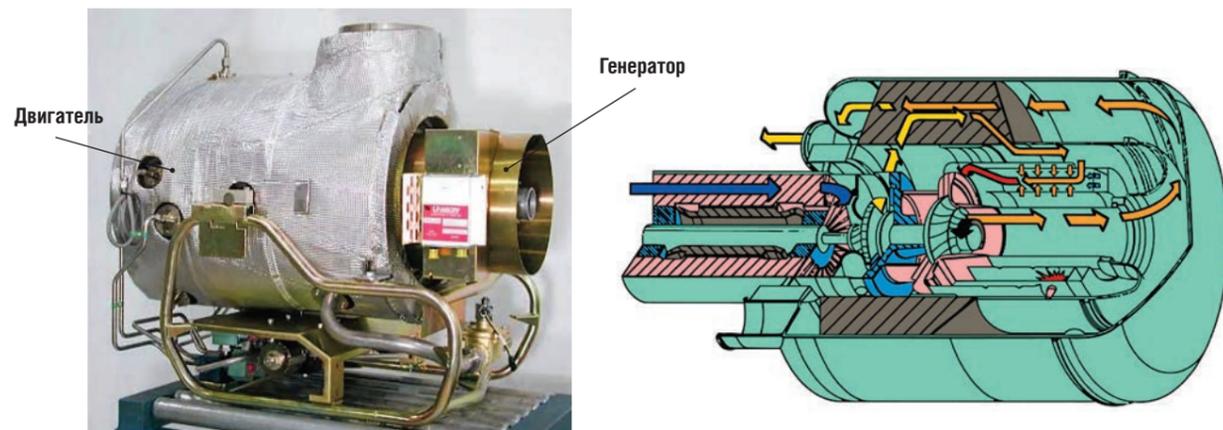
Экономические реалии требуют максимального использования собственных разработок – недорогих, эффективных, доступных, обеспеченных гарантированной ремонтной поддержкой.

Значительная часть России расположена вне централизованных систем производства электрической и тепловой энергии, при этом в распоряжении имеется значительное количество древесины, в том числе не товарного качества. Одно из решений проблемы – производство и эксплуатация отечественных паротурбинных мультитопливных энергетических установок малой мощности. Такие установки распределенной когенерации мощностью 50–100 кВт, объединенные в кластеры, позволяют решить задачу снабжения теплом и электроэнергией небольших поселков, особенно в Сибири и на Дальнем Востоке. Эксплуатация распределенной энергетики на базе местного возобновляемого биотоплива (дрова, опилки, отходы переработки древесины и т.п.) взамен на ввоз дорогого топлива может дать значительную экономию средств и повысить качество жизни.

Решение задачи обусловлено следующими факторами, особенно важными для Российской Федерации:

1. На огромной территории страны имеются районы, прежде всего в Сибири и на Крайнем Севере, а также отдельно расположенные технические объекты, которые из-за удаленности от промышленных центров или малого энергопотребления, не охвачены централизованным энергоснабжением. Во многих удаленных районах для выработки

РИС 2. Турбогенератор фирмы «Capstone» малой мощности



энергии на малых электростанциях используется нефтепродукты, сжиженный газ. Распространение получили автономные энергоустановки на базе газовых микротурбин производства фирмы «Capstone» (США) [6, 9], внешний вид и конструкция которых изображен на рис. 2.

Подобные электростанции обладают высокими капитальными затратами (стоимость одного кВт установленной мощности многократно превышает таковую для традиционных ТЭЦ и ТЭС), невысоким ресурсом, обусловленным высокими температурами в проточной части, требуют возрастающих затрат на поддержание их работоспособности, проведение капитального ремонта,

на транспортировку и хранение топлива. Особо отметим трудности импортных поставок оборудования и запчастей с учетом реалий рынка. Имеются и другие схемы малых энергетических установок на базе газовых турбин (Рис. 3).

В значительной части эти недостатки относятся к газопоршневым установкам, например, «Caterpillar» (США). Высокие капитальные затраты также сдерживают развитие ветровых и солнечных энергоустановок. В ряде случаев их эксплуатация из-за климатических условий Сибири и Крайнего севера невозможна.

2. В условиях климатических и техногенных катастроф, в чрезвычайных ситуациях

надёжность электро- и теплоснабжения потребителей уже не может быть обеспечена только средствами централизованных систем электроснабжения. Требуются надежные мобильные установки быстро развертывания, работающие на местном низкореективном топливе.

3. Крупные централизованные системы электроснабжения являются более уязвимыми, чем автономные системы малой мощности, в случае возникновения террористической или военной угроз.

4. Эффективные и надёжные установки малой мощности являются важнейшим функциональным

элементом специальных объектов, обеспечивающих обороноспособность страны.

Данная работа проводится в соответствии с перечнем приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и критических технологий.

Поставленная задача – создавать отечественные образцы установок распределенной генерации, не уступающие, а по ряду параметров превосходящие зарубежные аналоги. Выход на промышленное производство таких установок решает несколько социальных задач:

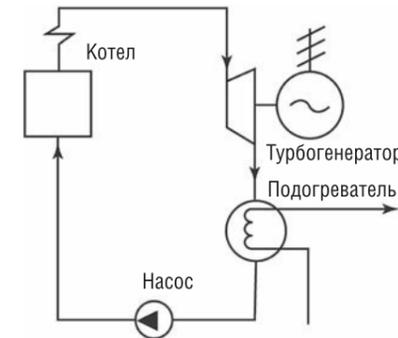
- 1) Обеспечение теплом и электроэнергией населения Сибири и Дальнего Востока.
- 2) Создание рабочих мест на предприятиях, связанных с производством и эксплуатацией систем когенерации.
- 3) Использование местного недорогого топлива при экологически чистых технологиях.
- 4) Повышение энергетической независимости страны.
- 5) Импортозамещение.

Применение паровых, а не газовых турбин приводит к уменьшению рабочей температуры по сравнению с зарубежными аналогами и позволяет иметь больший ресурс, т.е. уменьшает расходы на ремонт и эксплуатацию.

Отсутствие ползучести в паровой турбине небольшой мощности и малые размеры ротора позволяют изготавливать большинство элементов энергоустановок из сравнительно недорогих конструкционных материалов и сталей на неспециализированных производствах при наличии универсальных станков с ЧПУ.

Использование подобных энергоустановок в качестве судового двигателя позволяет более эффективно осваивать сибирские реки, поскольку топливом может служить валежник, бурелом и т.п. Большое значение имеет применение установок или кластеров в горных районах, где отсутствует централизованное энергоснабжение. Для функционирования небольших

РИС 3. Примерная тепловая схема малой ТЭЦ (второй поток для простоты не показан)



поликлиник, школ, больниц мощности 50–100 кВт оказывается вполне достаточно. Обслуживающий персонал не требует высокой квалификации и специального образования. Установки модульные и не требуют специалистов при монтаже. Для транспортировки не нужен спецтранспорт.

Применение парового турбогенератора сопряжено с анализом возможных тепловых схем. Очевидно, что схемы для поставленных задач бездеаэрационные. Это оправдано 2-мя обстоятельствами: 1) необходимая компактность установки; 2) невысокая стоимость ремонта проточной части. Рассматриваются схемы без промперегрева и регенерации, что также продиктовано компактностью агрегата и его дешевизной. Экономия на капитальных затратах, как следствие, приводит к некоторому снижению к.п.д., что, однако, оправдывается существенной

дешевизной топлива, в ключая биотопливо. Так, по данным НИУ «МЭИ» (далее МЭИ), стоимость 1 т гранул, получаемых от переработки дров, коры, опилок и другого подобного древесного сырья, составляет 2000 руб. при удельной теплоте сгорания 3,5–4 тыс. ккал/кг. Схема с водяным конденсатором не исключается, но в первом приближении также не рассматривается для упрощения эксплуатации.

Основной рабочей схемой является тепловая схема турбины с противодавлением около 5 бар. (рис.3) . На выходе устанавливается сетевой подогреватель, который обеспечивает потребителя. Электрическая мощность двухпоточной турбины 60 кВт. Ясно, что выбор двухпоточной конструкции необходим, так как опоры должны быть разгружены от осевых усилий, но это неизбежно ведет к малым высотам лопаток. Проточная часть паровой турбины может включать, например, типичную осерадиальную ступень, возможно, с регулируемым сопловым аппаратом, (рис. 4), после чего может устанавливаться одна или несколько осевых ступеней (не исключая двухвентечную) – на рисунке не показаны. В условиях Сибири и Севера особое внимание должно быть уделено пуску и останову при низких температурах. В дальнейшем планируется исследование цикла для «незамерзающих» теплоносителей, пока же сошлемся на большой опыт эксплуатации в свое время паровозов (слив

РИС 3. Примеры малых энергетических установок на базе газовых турбин

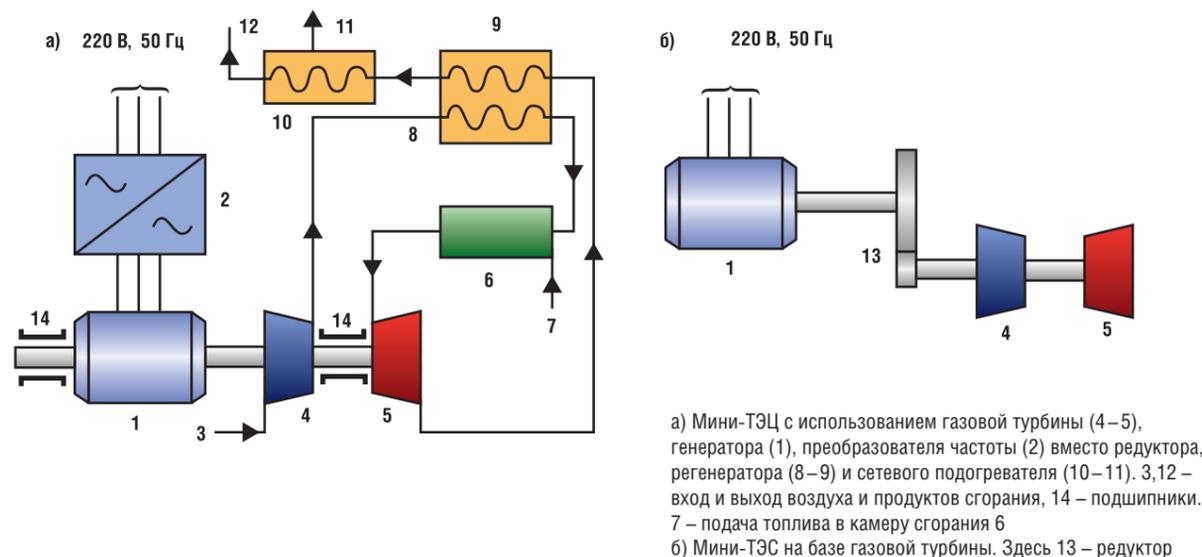


РИС 4. Слева – схема первой ступени одного потока малой паровой турбины (последующие ступени осевые, для простоты не показаны) . Справа – техническое решение для газовой турбины (разработана на Горьковском автозаводе и в «Московском государственном машиностроительном университете (МАМИ)» (Университет машиностроения) /9/

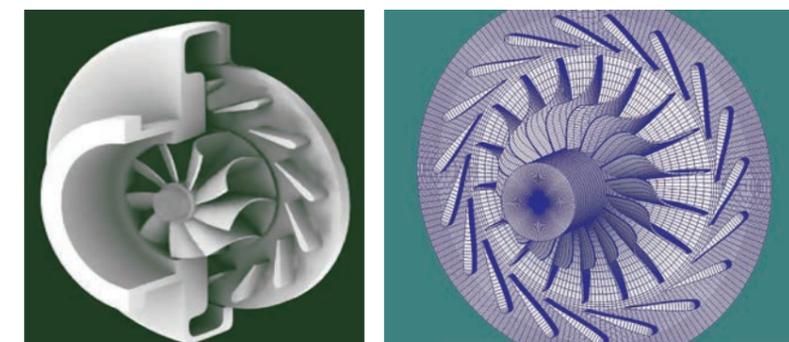


РИС 5. Общий процесс в h-s диаграмме для рассматриваемой паровой турбины малой мощности. Начало процесса расширения пара при 450° С, 15 бар. Окончание процесса при 5 бар

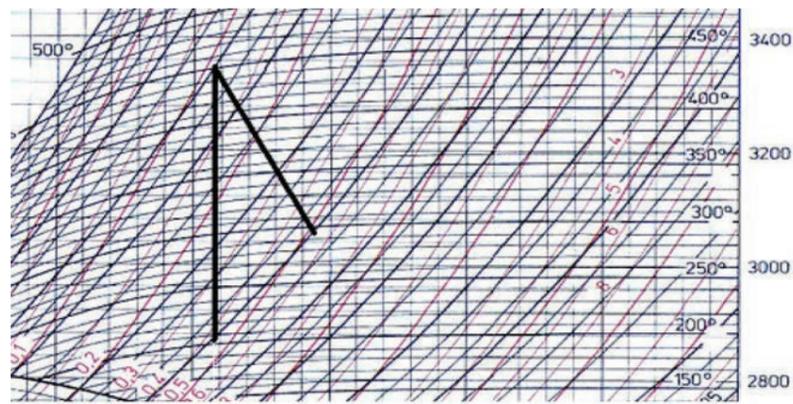
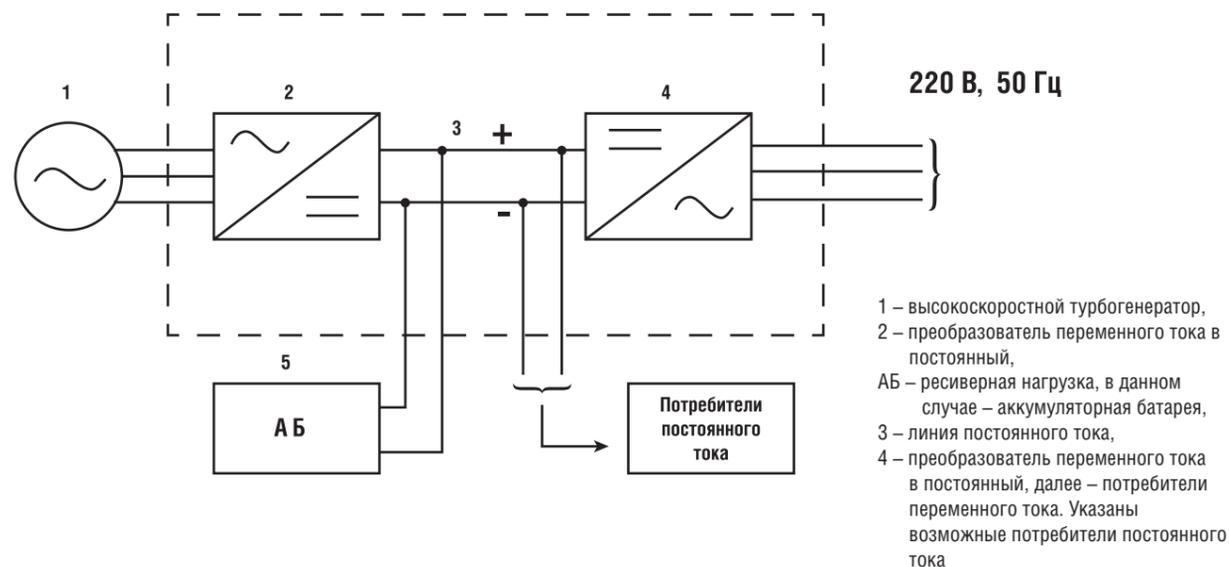


РИС 6. Структурная схема парового турбогенератора



РИС 7. Преобразование электрического тока

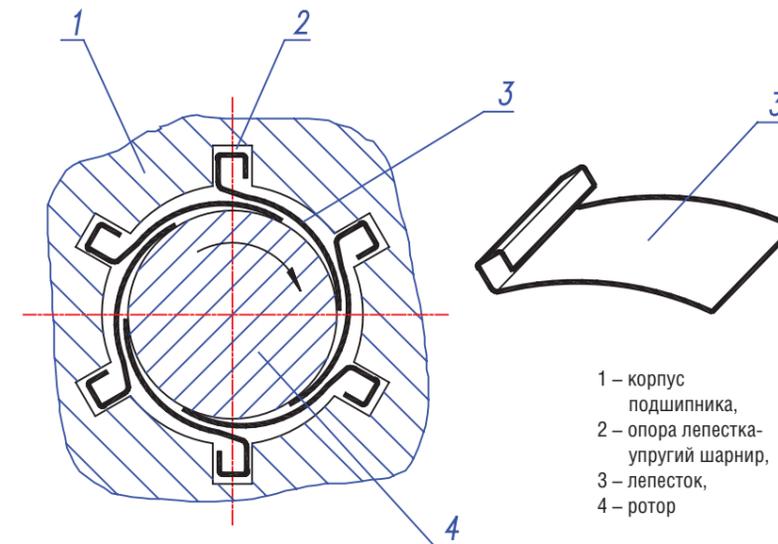


воды, заливка перед пуском теплой воды). Рассмотрение процесса при данных условиях показывает, что расширение происходит в зоне перегретого пара (рис.5). Тепловая нагрузка представляет собой сетевой подогреватель, работающий, например, в режиме отопления. Тепловая нагрузка примерно в 2 раза больше по мощности электрической. Заметим, что тепловой нагрузкой может служить также энергетическая установка с низкотемпературным циклом Ренкина.

Предварительный анализ показывает, что ротор с центральным расположением генератора и симметричными разнонаправленными равными потоками пара может быть выполнен жестким, что облегчает пуск и балансировку, а также эксплуатацию воздушных подшипников. Возможно также выполнение регулируемого направляющего аппарата осевых ступеней, но это усложняет конструкцию.

Для выполнения поставленных задач турбогенератор выполняется по новым технологиям, обеспечивающих долговечность и высокую эффективность опор, достоверные расчеты проточной части, сохранение высокой частоты вращения ротора при отказе от редуктора, современную конструкцию высокочастотного генератора. Использование современной элементной базы позволяет создать надежный,

РИС 8. Лепестковые газовые высокоскоростные подшипники



компактный и доступный по цене преобразователь частоты. Это позволяет отказаться от сложной системы регулирования частоты вращения ротора и редуктора. Структурная схема турбогенератора показана на рис.6. Центральный модуль – высокоскоростная паровая турбомашина.

В МЭИ много лет разрабатываются и производятся высокоскоростные генераторы и силовая электроника (Рис. 7).

Что касается высокоскоростных безмасляных опор – то в МЭИ освоена технология проектирования и изготовления лепестковых газодинамических подшипников, которые показали себя с лучшей стороны при эксплуатации в турбомашине (Рис. 8).

Таким образом, предлагаемые установки обладают следующими преимуществами перед имеющимися или предлагаемыми на основе газовых турбин:

1. Использование местного топлива (дрова, уголь). Сравнительно высокий коэффициент использования топлива.
2. Малые расходы на ремонт, эксплуатацию.
3. Сравнительно низкая цена, т.е. малые расходы на 1 кВт установленной мощности.
4. Отсутствие импортных узлов и технологий.
5. Простая схема регулирования.

6. Высокий межремонтный ресурс вследствие замены газовой на паровую турбину (резкое снижение температуры рабочего тела).
7. Упрощенная балансировка.
8. Высокая транспортабельность, модульность.
9. Хорошая экология.
10. Отсутствие требований к высокой квалификации персонала.

Планируемые в МЭИ работы по задаче и ожидаемые результаты:

- рассмотрение разных тепловых и прочностных схем решения, анализ результатов, выбор задач исследований – научное обоснование компоновочной схемы установки и кластеров, формирование ТЗ на разработку экспериментального образца, разработка расчетных моделей системы, расчёт и проектирование опытной установки и электронного преобразователя, разработка технологических решений для станков с ЧПУ.
- изготовление и сборка экспериментального образца установки (без котла), разработка программы предварительных испытаний и стендового оборудования для ТЭЦ МЭИ, предварительные испытания образца.
- анализ результатов испытаний, комплектование установки внешними элементами (котёл, электроавтоматика, элементы

защиты и т.д.), создание экспериментального полигона микротурбинных технологий на базе МЭИ. Разработка модельного ряда ЭУММ. Разработка документации для серийного изготовления установок в собственном корпусе и с собственным котлом – подготовка к серийному производству ЭУММ. Эксплуатационные проверки работы. Отработка характеристик регулирования.

- создание стратегии развития технологической платформы для распределенной когенерации для различных регионов.

Предлагаемая концепция использования паровых турбогенераторов как основы энергетических установок малой мощности с использованием современных технологий позволяет в значительной степени решить доступными средствами задачу распределенной когенерации. ●

#### Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.09 г. №1715-Р.
2. Щепляев А.В. Паровые турбины. М. 1987.
3. Шерстюк А.Н., Зарянкин А.Е., Осерадиальные турбины малой мощности. М. 1960.
4. Автономные источники электроэнергии. Пономаренко И.С., Лукин А.И., Аксенов Д.А., Кондратенко Р.О., Крупович А.Ю., Першин В.О., Пономаренко О.И., Энергоэксперт, № 6, 2012. С. 30–34.
5. Микрогазотурбинные электроагрегаты – новое направление в малой энергетике. Пожидаев В.М. Академия энергетики, № 4, 2005. с. 26–33.
6. Проспект фирмы Capstone: [http://www.capstoneturbine.com/\\_docs/datasheets/C65%20&%20C65%20CHPLiquid%20Fuels\\_331038F\\_lowres.pdf](http://www.capstoneturbine.com/_docs/datasheets/C65%20&%20C65%20CHPLiquid%20Fuels_331038F_lowres.pdf)
7. Опыт разработки высокоскоростных электротурбомашин на кафедре ЭКАО МЭИ. / Румянцев М.Ю., Захарова Н.Е., Сигачев С.И. // Вестник Московского Энергетического Института. М.: Изд-во МЭИ, 2007. № 3. С. 45–50.
8. Применение высокоскоростных электротурбомашин малой мощности на летательных аппаратах. / Н.Е.Захарова, М.Ю.Румянцев, С.И.Сигачев, А.В.Сизякин. // Материалы Всероссийской научно-технической конференции «Х Научные чтения, посвященные памяти Н.Е.Жуковского» / Сборник докладов. – М.: Издательский дом Академии имени Н.Е.Жуковского, 2013. с. 307–312.
9. Многоцелевые газовые микротурбины, Инновационный продукт совместной разработки НИЦ «Курчатовский институт» и ЗАО «Многоцелевые двигатели», М. 2015 г., 61 с.

Ключевые слова: распределенная генерация, когенерация, электроэнергия, паровые турбогенераторы.

# ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ энергетической и нефтегазовой арматуры

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ НЕОБХОДИМЫЕ УСЛОВИЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И НЕФТЕГАЗОВОЙ АРМАТУРЫ. ПРИВОДЯТСЯ РЯД НОВЫХ ОБРАЗЦОВ АРМАТУРЫ, ВЫПУСК КОТОРОЙ ПОЗВОЛЯЕТ УСТРАНИТЬ РЯД НЕДОСТАТКОВ, СВОЙСТВЕННЫХ НЕ ТОЛЬКО ОТЕЧЕСТВЕННОЙ, НО И ИМПОРТНОЙ АРМАТУРЕ

KEY WORDS: accessories, reverse valve, bolt, regulating valve, throttle valve, stock, spool, perforation, slide, hydraulic damper.

**Зарянкин А.Е.,**  
д.т.н. профессор

**Грибин В.Г.,**  
д.т.н. профессор

**Истомин С.А.,**  
к.т.н.  
НИУ «Московский энергетический институт»

Арматура относится к вспомогательному оборудованию и входит в состав всех устройств и установок, где осуществляется движение жидкостей и газообразных сред. Эксплуатационная надежность указанных установок в значительной степени зависит от качества используемой арматуры. При сравнении отечественной арматуры с зарубежными аналогами в подавляющем большинстве случаев преимущество оказывается на стороне последних. Соответственно на отечественном рынке преобладает импортная арматура, причем функциональное назначение, формы проточных частей и даже конструктивно сравниваемая арматура по существу идентична. Однако, от отечественных образцов зарубежная арматура имеет следующие отличия:

1. Узлы импортной арматуры изготавливаются из сертифицированного качественного материала.
2. Все изготавливаемые детали проходят жесткий контроль качества, причем первый контроль осуществляется непосредственно в процессе изготовления детали. Доработка бракованных деталей не производится.

3. Арматурные заводы имеют, как правило, высокоточное обрабатывающее оборудование, позволяющее иметь минимальные допуски на обрабатываемые детали.
4. На стадии проектирования арматуры громадное значение придается ее дизайну, независимо от её назначения и размеров. Соответственно вся зарубежная арматура имеет весьма привлекательный внешний вид.
5. В серийное производство арматура поступает после детальных исследований её в лабораторных условиях, что резко повышает вероятность длительного сохранения гарантированных расходных и вибрационных характеристик.

В свете сказанного проблема импортозамещения включает:

- повышение требований к качеству проектирования арматуры;
- создание сертифицированной лаборатории, позволяющей проводить всесторонние испытания пилотных образцов;
- ужесточенный контроль выпускаемых изделий;
- создание участка по выпуску новых образцов арматуры в единичных экземплярах;
- более широкое использование легированных сталей.

Однако, главным фактором, решающим проблему импортозамещения арматуры, является не копирование зарубежных аналогов, что может привести к нарушению авторских прав, а создание принципиально новой арматуры, не имеющей аналогов в мировом арматуростроении.

Предпосылкой для решения такой задачи являются нереализованные российские патенты, которые могут быть положены в основу разработки нового поколения нефтегазовой и энергетической арматуры.

В качестве примера рассмотрим некоторые новые конструктивные разработки, позволяющие в случае их реализации не только решить наши внутренние проблемы, но и создать базу для экспортных поставок в зарубежные страны:

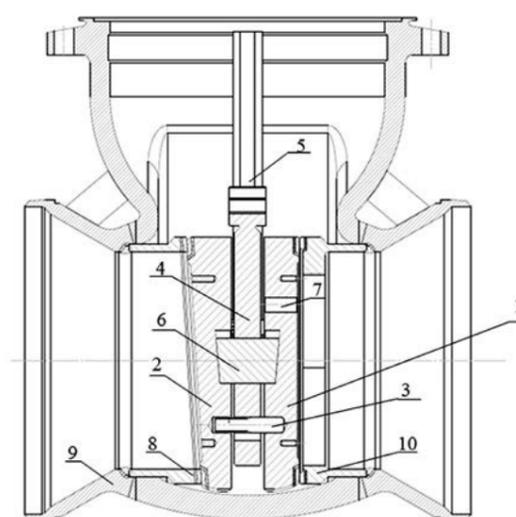
## Новые запорно-дроссельные шиберные задвижки

Указанные задвижки имеют исключительно широкое распространение, поскольку относительно проходного диаметра они имеют минимальные осевые размеры, сравнительно просты в конструктивном плане, на полном открытии имеют очень малое гидравлическое сопротивление при минимальном возмущении движущихся жидких и газообразных сред.

По своему типу задвижки делятся на запорные с клиновидными шиберами и запорно-дроссельные с плоско-параллельными шиберами. Если первый тип шиберных задвижек в силу больших динамических нагрузок на клиновидные шиберы в режиме регуляторов расхода используются сравнительно редко, то задвижки с плоско – параллельными шиберами обеспечивают надежную работу в режиме регулирования расхода, но возникают проблемы с обеспечением необходимой плотности в закрытом состоянии. Кроме того, при больших проходных диаметрах, на шиберы действуют большие осевые нагрузки и требуются очень большие усилия

УДК 621.646.1

РИС. 1. Новая запорно-регулирующая задвижка



для их открытия, что ведет к увеличению мощности привода и приводит к задирам контактных поверхностей

В патенте [1] рассматривается новая шиберная задвижка сочетающая преимущества клиновидных шиберных задвижек с положительными качествами задвижек с плоско-параллельными дисками.

Продольный разрез такой задвижки изображен на рисунке 1. В данном случае регулирующий орган (шибер) состоит из двух дисков 1 и 2, подвижно связанных между собой тремя цилиндрическими штифтами 3.

В правый плоскопараллельный диск 1 шиберы штифты запрессованы, а их левые части входят в левый клиновидный диск по скользящей посадке, обеспечивающая возможность смещения этого диска в осевом направлении. Между дисками 1 и 2 располагается пластина 4, связанная со штоком 5 и обеспечивающая вертикальное перемещение шиберов. Связь пластины 4 с дисками 1 и 2 обеспечивает эллиптическая втулка 6, торцевые поверхности которой срезаны под углом  $\alpha$ , равным углу наклона к вертикальной оси задвижки левой поверхности диска 2. Втулка 6 входит в эллиптическое отверстие пластины 4 по скользящей посадке, что позволяет ей перемещаться в осевом направлении.

Правый диск 1 выполнен с тремя отверстиями 7, исключающими нагрузку сальников штока

избыточным давлением в закрытом положении шиберов. Цилиндрическое седло 8 левого запорного диска 2 имеет срезанную под углом  $\alpha$  контактную поверхность и запрессовано во входной патрубок литого корпуса 9.

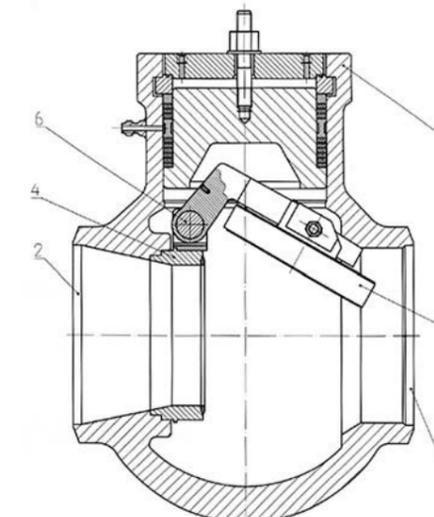
Правое седло 10 имеет профилированное проходное сечение, рассчитанное из условия получения линейной расходной характеристики.

В закрытом состоянии клиновидная втулка 6 обеспечивает надежное прижатие запорного диска 2 к седлу 8 и высокую плотность перекрытия проточной части задвижки, что характерно для клиновых шиберных задвижек и все пространство за этим диском находится под давлением рабочей среды в выходном патрубке задвижки.

При включении привода в начальный момент пластина 4 вместе с втулкой 6 движется в пределах свободного хода, определенного зазором  $\Delta$ . В результате под действием давления в напорном патрубке диск 2 смещается по направляющим штифтам 3 в осевом направлении и последующие перемещения шиберов происходит по контактной поверхности левого седла 8 и резко снижает усилие, необходимое для первоначального сдвига шиберов.

Для предотвращения кавитационного и эрозионного износа нижних поверхностей дисков 1 и 2 они выполнены с

РИС. 2. Типовая конструкция дискового обратного клапана



прямоугольными прорезями снижающими скорости потока, обтекающего эти поверхности при малых открытиях шиберов.

## Новый обратный клапан

Среди предохранительной арматуры обратные клапаны с поворотными дисками занимают достаточно большой сектор этой арматуры. Особенно широкое распространение они имеют в трубопроводных системах с большими и очень большими диаметрами труб, так как их линейные размеры относительно диаметров сравнительно малые.

Типовой клапан, этого типа приведенный на рисунке 2, состоит из корпуса 1, с входным 2 и выходным 3 патрубками, седла 4, поворотного диска 5 с осью 6. Открытие клапана происходит в результате действия рабочей среды.

При резком падении давления во входном патрубке 2 поворотный диск 5 перекрывает седло 4, предотвращая обратное течение жидкостей или газа. Основным недостатком всех обратных и предохранительных клапанов состоит в том, что их закрытие происходит с большим ускорением, вызывая в момент контакта с седлом очень высокие контактные напряжения. Величина этих напряжений растет пропорционально площади поворотного диска и, соответственно, при больших проходных диаметрах клапана ( $DN > 600$  мм) достигает значений, способных вывести задвижку из строя.

Для уменьшения контактных напряжений используют достаточно сложные демпферные устройства, связывая их с поворотной осью диска 5 (фигура 1).

Однако, при больших проходных диаметрах клапана и высоких перепадах давления, действующих на поворотный диск при его закрытии, подобная система демпфирования со своей задачей не справляется, вызывая скручивание поворотной оси 6.

Этот недостаток поворотных обратных клапанов больших проходных диаметров присущ всем обратным клапанам, независимо от фирм – производителей.

Для его устранения в российском патенте [2] предлагается принципиально новая система демпфирования удара диска о седло с помощью ряда гидравлических демпферов.

Конструкция предлагаемого нового обратного клапана изображена на рисунке 3.

Здесь на периферии седла 4 по окружности на секторе в 180–200° установлено шесть гидравлических демпферов (смотри вид А на рисунке 3), состоящих из цилиндра 7, внутри которого находится поршень 8, с возвратной пружиной 9. В торцовой части цилиндра 7 выполнено дроссельное отверстие 10, определяющее гидравлическое сопротивление демпфера. От выпадения поршня из цилиндра

предохраняет ограничитель хода 11, установленный на внешней стороне цилиндра 7.

В принципе указанные демпферы могут устанавливаться и на поворотном диске 5, а также одновременно и на седле 4 и на диске 5. В открытом состоянии клапана внутренняя полость демпферного цилиндра 7 (под поршнем 8) заполнена рабочей жидкостью или газом, а поршень 8 возвратной пружиной 9 отжат в крайнее правое положение

При падении давления во входном патрубке 2 под действием более высокого давления в выходном патрубке 3 диск 5 идет на закрытие и первоначальный удар воспринимают верхние цилиндры 7 демпферов. Для уменьшения ударной нагрузки на седло дроссельные отверстия 10 в первых поясах демпферов выполняются достаточного большого диаметра, обеспечивая тем самым низкие гидравлические сопротивления демпферов.

Поскольку каждый следующий пояс демпферов вступает в работу при меньшем усилии со стороны диска, то для более равномерного распределения нагрузок на седло диаметры дроссельных отверстий 10 при переходе к каждому последующему поясу демпферов целесообразно снижать.

Закон снижения диаметров дроссельных отверстий

определяется как размерами клапана, так и конкретными условиями его эксплуатации. В частности, если требуется обеспечить минимальное время для закрытия клапана – все демпферы должны иметь одинаковые и достаточно большие дроссельные отверстия 10. В случае, если требуется плавная посадка диска на седло – снижать диаметры дроссельных отверстий в гидравлических демпферах целесообразно по линейному закону.

При последующем открытии клапана под действием обратной пружины 9 поршень 8 вновь занимает крайнее (рабочее) положение, а полость под поршнем через дроссельное отверстие 10 заполняется рабочей средой.

### Новые угловые разгруженные регулирующие и запорно-дроссельные клапаны

Типичный угловой дроссельно – запорный клапан БРОУ, приведен на рисунке 4. В аэродинамическом плане основной недостаток всех угловых клапанов является необходимость поворота потока на 90° относительно подводящего трубопровода. При таком повороте неизбежно возникает крайне неравномерное поле скоростей в области расположения соответственно клапана, что ведет к резкому увеличению пульсаций давления во всей проточной части клапана. Нарастанию пульсаций давления способствует и диффузорное седло клапана.

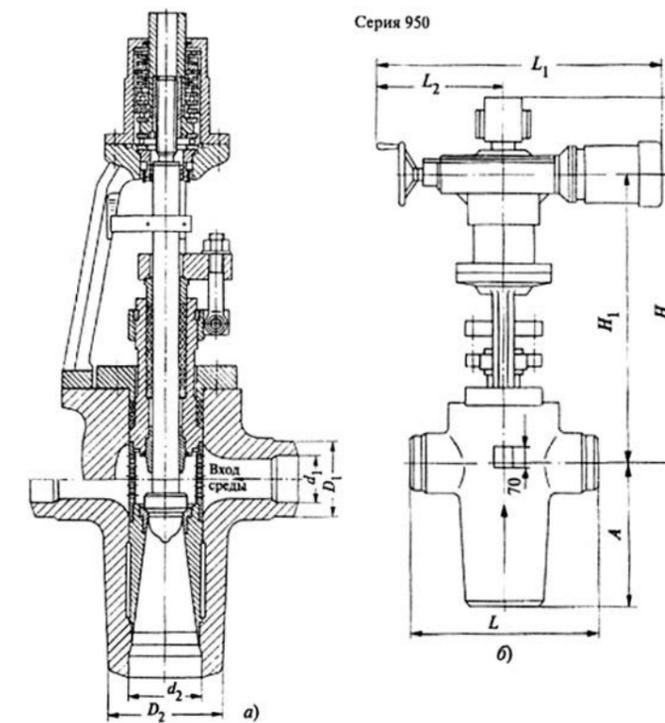
Следует заметить, что использование диффузорных седел в дроссельной арматуре вообще не имеет смысла, так диффузорные седла заметно снижают эффект дросселирования.

Наличие в потоке высоких пульсаций давления является причиной появления динамических нагрузок на всех элементах клапана, которые резко снижают надежность его работы.

Кроме того, дросселирование потока сопровождается высоким акустическим излучением.

Приведенный на рисунке 4 простейший клапан применяется обычно при сравнительно малых посадочных диаметрах  $D_p$

РИС. 4. Дроссельный запорный неразгруженный клапан БРОУ



( $D_p < 100$  мм) и относительно низких давлениях дросселируемых сред ( $P_0 < 5$  МПа).

При высоких начальных давлениях и больших диаметрах происходит резкое увеличение сил, необходимых для перестановки клапана, и для снижения мощности привода вместо неразгруженных клапанов, используются более сложные разгруженные клапаны.

В [3] рассматривается новый запорно дроссельный клапан разгруженного типа, изображенный на рисунке 5.

Клапан состоит из углового корпуса 1 с запрессованным в него не диффузорным, а конфузорным седлом 2, золотника 3, соединенного со штоком 4, направляющего стакана 5, охватывающего золотник 3, крышки с буксой 6, цилиндрического седла 7 разгрузочного клапана 9, выполненного совместно со штоком 4, упорной гайки 8, ограничивающей свободное перемещение головки штока 9.

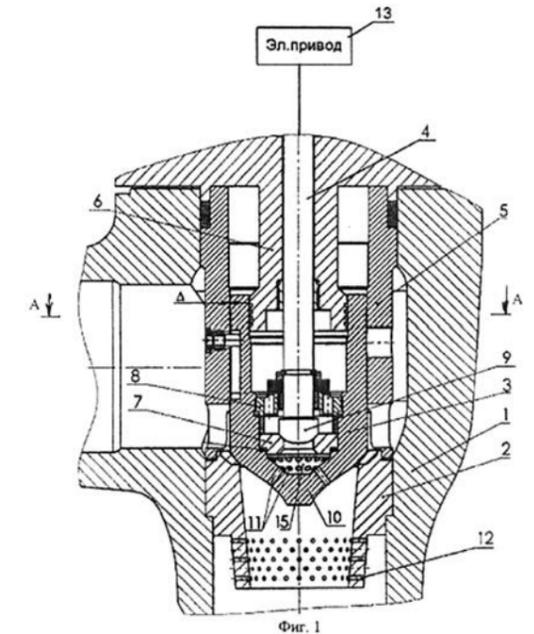
Чашка 10 золотника 3 выполнена профилированной с отверстиями перфорации 11. Конфузорное седло 2 имеет перфорированную боковую поверхность 12.

Кроме того, принципиальное отличие рассматриваемого

клапана от всех известных угловых клапанов состоит в том, что на внутренней поверхности направляющего стакана по всей его длине на секторе в 90° выполнена наплавка металла толщиной  $\Delta$ , равной радиальному зазору между стаканом 5 и цилиндрической части золотника 3. Указанная наплавка предотвращает поперечные перемещения золотника в высокотурбулентном потоке и позволяет использовать рассматриваемый клапан в горизонтальном положении.

При включении привода клапана головка 9 штока 4 (разгрузочный клапан) открывает разгрузочное седло 7 и дросселируемая среда через демпфирующую камеру 15 и отверстия 11 перфорации чашки 10 вытекает из внутренней полости золотника в конфузорное седло, снижая давления в этой полости до давления за клапаном. В результате происходит резкое снижение усилий на штоке, необходимых для перестановки золотника 3. Дальнейший ход штока приводит к подъему золотника и обеспечивает доступ дросселируемой среды к седлу 2. Наличие отверстий перфорации на боковой поверхности седла обеспечивает дополнительный поперечный сброс из седла рабочей среды и одновременно

РИС. 5. Новый дроссельно-запорный разгруженный клапан



способствует снижению шума при работе дроссельного клапана.

Слабым местом всех разгруженных клапанов рассматриваемого типа является наличие зазора между головкой штока 4 и гайкой 8, необходимого для обеспечения отвода рабочей среды из внутренней полости золотника в момент открытия клапана.

При больших степенях разгрузки клапана свободно висающий на штоке 4 золотник при наличии в потоке низкочастотных пульсаций давления с большой амплитудой в ряде случаев теряет осевую устойчивость и является причиной развития автоколебаний. Для борьбы с этими явлениями в современных регулирующих клапанах широко используют дополнительную подгрузку клапана, суть которой состоит в том, что начиная с некоторого подъема золотника в его внутренней полости осуществляется повышение давления среды за счет добавочно открывающихся отверстий, соединяющих эту полость с подводящей к клапану средой [4]. Одна из возможных конструкций такого клапана приведена на рисунке 6.

Однако, и в этом случае не исключается возможность осевых колебаний золотника относительно штока клапана.

РИС. 3. Новый обратный клапан с гидравлическими демпферами

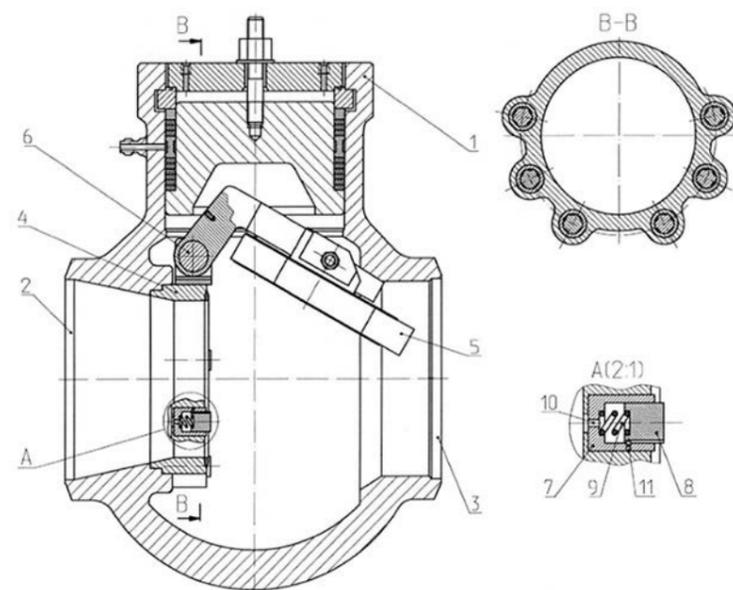
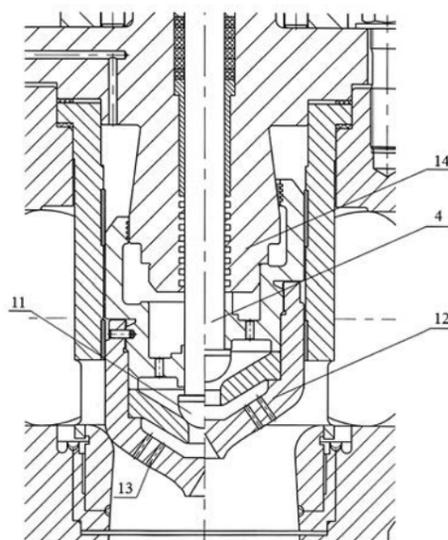


РИС. 6. Регулирующий разгруженный клапан с безпроточной подгрузкой добавочным усилием при больших подъемах



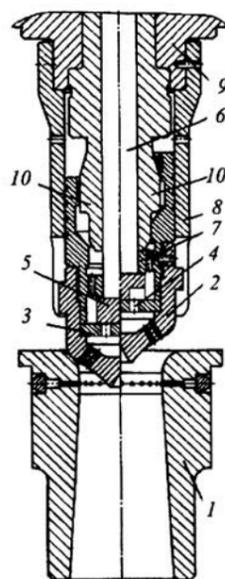
Рассматриваемая ситуация полностью исключается в конструкции клапана, показанного на рисунке 7 [5].

Клапан состоит из диффузорного седла 1, перфорированной чашки золотника 2, диафрагмы 3 с отверстиями 4, поворотного разгрузочного клапана 5, выполненного совместно со штоком 6 фигурной гайки 7, направляющего стакана 8, крышки 9 клапанной коробки и фигурной буксы 10.

Отличительной особенностью клапана является использованная винтовая муфта, соединяющая шток клапана 6 со штоком 11 приводного механизма. Соответствующий продольный разрез использованной приводной муфты показан на рисунке 8. В данном случае регулирующий клапан, приведенный на рисунке 7, отличается от клапана на рисунке 6 только схемой привода разгрузочного клапана. Если на рисунке 6 разгрузочный клапан при открытии смещается вдоль продольной оси, то на рисунке 7 он открывает седло разгрузочного клапана в результате поворота штока 6 вокруг этой оси, а поворотная муфта (рисунк 8) преобразует поступательное движение штока приводного механизма, во вращательное движение штока клапана.

При включении привода его шток 11 (рисунк 8) поднимает корпус 12 винтовой муфты. При этом ролики 13 муфты, перемещаясь по винтовой поверхности

РИС. 7. Регулирующий разгруженный клапан с поворотным разгрузочным клапаном



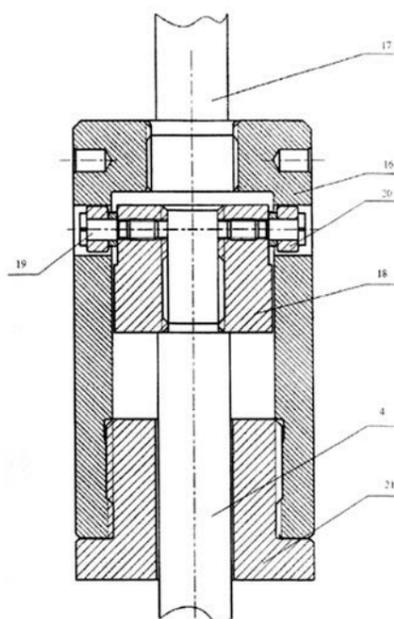
корпуса 12, поворачивают втулку 14, жестко соединенную со штоком 6 регулирующего клапана, обеспечивая тем самым и поворот разгрузочного клапана 5 (рисунк 7).

Поступательное движение штока основного клапана начинаются с момента упора торцевой части втулки 14 в ограничитель поворота 15.

Основное преимущество рассматриваемого клапана по сравнению со всеми существующими разгрузочными клапанами состоит в том, что основной клапан связан со штоком практически без осевого зазора и его положение при любых нагрузках оказывается четко фиксированным в пространстве, обеспечивая высокое качество процесса регулирования расхода рабочей среды.

Приведенные примеры принципиально новых решений применительно к различным типам энергетической и нефтегазовой арматуры наглядно свидетельствуют о том, что при решении проблемы импортозамещения арматуры имеются все возможности не копировать известные зарубежные аналоги, а наладить выпуск отечественной арматуры нового поколения, не имеющей аналогов за рубежом и решающее многие современные задачи мирового арматуростроения.

РИС. 8. Винтовая муфта для клапана с поворотным разгрузочным клапаном



### Выводы

При выполнении отмеченных выше условий, а это в первую очередь требует подготовки высококвалифицированных кадров, и освоения уже имеющихся конструктивных разработок, задача импортозамещения перерастает в задачу экспортных поставок новой не имеющей зарубежных аналогов энергетической и нефтегазовой арматуры. ●

### Литература

1. Зарянкин А.Е., Зройчиков Н.А., Захаренков А.В., Симонов Б.П. Задвижка регулирующая Патент №2109194 с приоритетом от 16 июня 1995 г. БИ. №11 20.04.98.
2. Зарянкин А.Е., Савин С.В., Черноштан В.И. Обратный клапан Патент № 121546 с приоритетом от 30 марта 2012 г. БИ №30 27.10.2012.
3. Зарянкин А.Е., Черноштан В.И., Носков В.В., Осетров И.А. Запорно – дроссельный клапан Патент №2388955 с приоритетом от 21.12.2007 БИ №13 10.05.2010.
4. Зарянкин А.Е., Симонов Б.П. Регулирующие и стопорно – регулирующие клапана паровых турбин. Издательский дом МЭИ 2005 г.
5. Зарянкин А.Е., Черноштан В.И., Носков В.В., Осетров И.А. Разгруженный регулирующий клапан Патент №2436006 с приоритетом от 08.07.2009 БИ №34 10.12.2011.

Ключевые слова: *арматура, обратный клапан, задвижка, регулирующий клапан, дроссельный клапан, шток, диффузорное седло, золотник, перфорация, шиббер, гидравлический демпфер.*

на правах рекламы  
Лицензия ЛО-77-01-006109 от 07.05.2013

## КЛИНИКИ ДОКТОРА БЛЮМА ВАШ ПУТЬ К ЗДОРОВЬЮ

- ◆ КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА «ЗДОРОВЬЕ ДЛЯ ПЕРВЫХ ЛИЦ»
- ◆ ЭКСПРЕСС-ПРОГРАММА ДВУХНЕДЕЛЬНОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИ «СИНДРОМЕ ВЫГОРАНИЯ МЕНЕДЖЕРА»

### Клиника в Москве:

Тел +7 495 4380145  
+7 925 135 67 18 врач консультант в Москве  
+7 925 772 27 44 врач консультант в Испании

### Клиника в Марбелье (Испания):

Тел +34 663 797 569  
+34 952 865 928  
+37 259 464 042

[www.doctorblum.ru](http://www.doctorblum.ru)

О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ НЕОБХОДИМО ПРОКОНСУЛЬТИРОВАТЬСЯ СО СПЕЦИАЛИСТАМИ

# ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАБОЙНЫХ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ

ПРОВЕДЕНА ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛОЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. НА ПРИМЕРЕ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОКАЗАНА ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСОБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАБОЙНЫХ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ СНИЖЕНИЯ МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ ПО СРАВНЕНИЮ С ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ИСПОЛЗУЮЩИМИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКУЮ ОБРАБОТКУ

KEY WORDS: *enhanced oil recovery, electrothermal complex, downhole electrohalogenation, energy efficiency.*

УДК 622.276.6

**Загривный Эдуард Анатольевич,**  
Санкт-Петербургский национальный минерально-сырьевой университет «Горный»  
Доктор технических наук, профессор

**Маларев Вадим Игоревич,**  
Санкт-Петербургский национальный минерально-сырьевой университет «Горный»  
Кандидат технических наук, доцент

**Лакота Ольга Борисовна,**  
Санкт-Петербургский национальный минерально-сырьевой университет «Горный»  
Кандидат технических наук, доцент

**Зырин Вячеслав Олегович,**  
Санкт-Петербургский национальный минерально-сырьевой университет «Горный»  
Кандидат технических наук, ассистент

Мировые запасы высоковязкой нефти (ВВН) приблизительно семикратно превышают разведанные запасы легкой нефти. В естественном режиме эксплуатации скважин нефтеотдача составляет не более 6–15%. Безальтернативными методами повышения нефтеотдачи отечественными и зарубежными специалистами признаны термические методы воздействия на продуктивные пласты [1,2]. Наиболее распространенными технологиями для разработки месторождений ВВН являются технологии паротеплового воздействия с применением наземных парогенераторов, работающих на сжигании углеводородного топлива. Эта технология обладает рядом недостатков, основными из которых являются низкая степень сухости пара на забое, высокая капиталоемкость, большое количество выбросов вредных веществ в атмосферу, что и ограничивает ее широкое применение [3].

Энергетическая стратегия России до 2030 года устанавливает создание и освоение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, и в первую очередь высоковязких нефтей, в качестве приоритетного направления. Огромным ресурсом для повышения уровня добычи является фонд простаивающих мелких и мельчайших месторождений, а также месторождений с осложненными геологическими условиями.

Забойные электротермические устройства, мощностью 1,0–2,5 МВт, разработанные в Горном университете, могут применяться в составе электротермических комплексов для тепловой обработки продуктивных пластов высоковязкой нефти, восстановления гидравлической связи пласта со скважиной, увеличения нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью и дебита скважин, а также возобновления эксплуатации нерентабельных скважин на нефть, природный газ, на пресные, минеральные и термальные воды [4–9]. Разработки экспонировались на международных выставках в Брюсселе, Женеве, Париже, Дюссельдорфе, Сеуле, Москве и отмечены медалями всех достоинств.

Основные преимущества предлагаемой технологии:

1. Ресурсосбережение; технология не предполагает сжигания добытого полезного ископаемого в качестве топлива, в отличие от традиционной технологии.
2. Малая металлоемкость и капиталоемкость; технология может применяться малыми нефтяными компаниями для разработки мелких и мельчайших месторождений высоковязкой нефти, для введения во вторичную эксплуатацию и борьбы с кольматацией.
3. Простота конструкции забойных электротермических устройств.
4. Возможность генерировать в призабойной зоне насыщенный пар со степенью сухости 0,8,

что недостижимо для традиционных методов. Это позволяет вносить в пласт равное количество тепловой энергии при нагнетании меньшего объема пара на 10–15% по сравнению с традиционными методами.

5. Экологически чистая технология. Не производится выбросов вредных веществ в атмосферу, в отличие от традиционной технологии.
6. Возможность использования комбинированного парогазового теплоносителя.
7. Разработанные и разрабатываемые электротермические комплексы могут найти применение со значительным экономическим эффектом:

- на крупных месторождениях ВВН РФ (например: Усинское, Гремихинское, на месторождениях Татарстана и т.д.);
- в нефтедобывающих странах (Венесуэла, США, Канада, Китай, ОАЭ и т.д.);
- на мелких месторождениях ВВН (1–10 млн. тонн) в малых нефтедобывающих компаниях;
- при вводе в эксплуатацию нерентабельных простаивающих добычных скважин;
- для декальматации призабойных зон скважин на пресную и минеральную воды, а также для борьбы с асфальтосмоловыми парафиновыми отложениями в добычных нефтяных скважинах.

В республике Коми (РК) сосредоточены в крупных и мелких месторождениях ВВН более 50% всех запасов. Проектом разработки пермокарбонатной залежи Усинского нефтяного месторождения, рассчитанным на 20 лет, предусмотрено увеличить годовую добычу в четыре раза (до 4 млн. тонн), закачку пара в пласт – более чем в 10 раз, фонд работающих парогенераторов – в 10 раз. Запасы ВВН этого месторождения составляют 500 ÷ 600 млн. тонн. В то же время запасы малых месторождений в РК составляют приблизительно 40–50%.

Следует отметить уникальную особенность компактного размещения месторождений углеводородов (нефть, газ, уголь) и источников электроэнергии

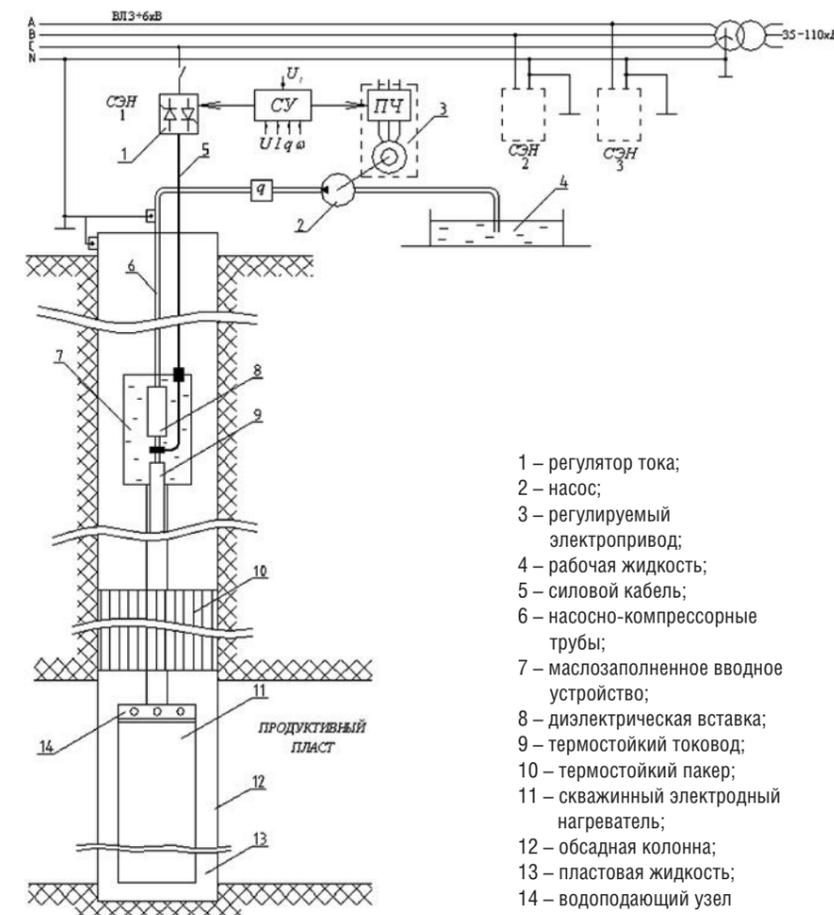
на территории Республики Коми: Усинск – крупнейшее месторождение ВВН, электростанция на попутном нефтяном газе (ПНГ) мощностью 100 МВт; Инта – крупнейшие месторождения энергетических углей и запланированное строительство угольной КЭС мощностью 1800 МВт; Печора – крупная ГРЭС мощностью 1100 МВт. В настоящее время электроснабжение Усинска выполняется по двум ЛЭП-220 кВ. Расстояние между указанными пунктами не превышает 200 км.

Указанная уникальность региона позволяет в широких масштабах использовать электроэнергию как высококачественный экологически безопасный энергоноситель при практически безальтернативных термических методах добычи ВВН. Расход электроэнергии на производство в ЭПГ 1 тонны пара со степенью сухости  $x = 0,8$  составляет 650–680 кВтч. Так, например, для добычи 1,0 млн. тонн нефти в год с помощью электротехнологий

потребуется источник с годовой выработкой электроэнергии (500–600) тыс. МВт·ч мощностью 60–80 МВт. (Для примера: Красноярский алюминиевый завод с годовой производительностью 0,9–1,0 млн. тонн потребляет в год приблизительно 15 млрд. кВт·ч. Выработка электроэнергии Красноярской ГЭС с установленной мощностью 6000 МВт составляет 19–21 млрд. кВт·ч, при этом алюминиевый завод потребляет ≈ 70% вырабатываемой электроэнергии с удельным расходом 15300 кВт·ч/т)

Скважинное электротермическое оборудование (забойные электропарогенераторы (ЭПГ) [9, 14–18] и скважинные электронагреватели (СЭН) [6, 8, 10]) могут обеспечивать тепловое воздействие на призабойные зоны добычных и нагнетальных скважин, а также допускать применение термохимических методов повышения нефтеотдачи пластов ВВН [11–13, 19]. Для этого в состав комплекса (рис. 1) включены насос 2

РИС. 1. Электротермический комплекс



- 1 – регулятор тока;
- 2 – насос;
- 3 – регулируемый электропривод;
- 4 – рабочая жидкость;
- 5 – силовой кабель;
- 6 – насосно-компрессорные трубы;
- 7 – маслозаполненное вводное устройство;
- 8 – диэлектрическая вставка;
- 9 – термостойкий токовод;
- 10 – термостойкий пакер;
- 11 – скважинный электродный нагреватель;
- 12 – обсадная колонна;
- 13 – пластовая жидкость;
- 14 – водоподающий узел

с регулируемым электроприводом 3, ёмкость с котловой водой 4, насосно-компрессорные трубы (НКТ) 6, по которым котловая вода через диэлектрическую вставку 8 и водоподающий узел с обратным клапаном 14 поступает в изолированный интервал скважины 13, а также скважинный электродный нагреватель (СЭН) 11. Автоматическое поддержание заданных технологических параметров (напряжение  $U$ , ток  $I$ , расход котловой воды  $q$ , частота вращения насоса  $\omega$ ) обеспечивается системой управления (СУ).

Мощность теплового потока СЭН, диаметром 127–130 мм и длиной 6–10 м, составляет не менее 800–1500 кВт [10]. Использование этого СЭН в составе электротермического комплекса (рис.1) позволит выполнять операции нагрева пластовой жидкости, паротепловое воздействие (ПТВ), импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ), термогидродинамическое и термохимическое воздействия.

Режим ПТВ реализуется при заданных часовых расходах тепловой энергии и котловой воды, которые обеспечивают определённое количество пара в зоне продуктивного пласта с сухостью, зависящей от соотношения часовых количеств энергии и воды. Режим ИДТВ обеспечивается чередующимися импульсами ПТВ и подачей котловой воды с увеличенными часовыми расходами, чем достигается ускоренное продвижение теплового фронта и снижение ПНФ.

В работе проведена сравнительная технико-экономическая оценка эффективности пароциклического воздействия на пласты ВВН при традиционной и предлагаемой электротермической технологиях для условий Усинского месторождения в ценах на энергоносители в январе – феврале 2015 года. Сравнения проводились для двух термических добычных участков с равной паропроизводительностью 20 т/ч по двум статьям: «капитальные затраты» и «стоимость энергоносителей». Условия термического воздействия на продуктивный пласт: глубина

залегания продуктивного пласта ВВН – 1200 м; давление нагнетания пара в пласт – 12 МПа.

При определении капитальных затрат учтено основное оборудование, используемое при добыче ВВН традиционными термическими методами: блочная автоматизированная установка ПГ-50-26, паспортная производительность 20 т/ч, расход топлива (нефть) – 1,5 т/ч, теплоизолированные насосно-компрессорные трубы (9000 м), устьевая арматура АТП 65-16-350 (6 шт.), термостойкий пакер (6 шт.). Термообработкой одновременно подвергаются 6 скважин. Суммарные затраты на указанное оборудование составляют ~ (22–25) · 10<sup>6</sup> руб.

При электротермической технологии добычи ВВН: принятая паропроизводительность 20 т/ч обеспечивается электротермическим комплексом, который включает в себя: трансформатор ТДН – 16000/110/10, погружной кабель КППБПТ 3 × 25, забойный электропарогенератор (6 шт), насоснокомпрессорные трубы (7800 м), устьевую арматуру АНК 165-210 (6 шт), термостойкий пакер (6 шт), питательный насос (6 шт). Суммарная стоимость основного оборудования электротермического комплекса составляет (7–10) · 10<sup>6</sup> руб. Одновременно обрабатываются 6 скважин.

Сравнительную оценку энергетической и экономической эффективности можно получить из условия равенства вносимой в продуктивный пласт удельной тепловой энергии и реализуемой нефти рассматриваемых способов термического воздействия.

При сравнении приняты следующие экономические показатели:

- курс доллара 69 руб. (на 30.01.2015);
- цена нефти 50 \$ за баррель (на 30.01.2015);
- стоимость электроэнергии: 3004 руб./МВт·ч (ОАО «Коми энергосбытовая компания» на декабрь 2014);
- число рабочих часов в году – 7000;
- часовой расход пара – 20 тонн.

### Традиционная термическая технология (ТТТ)

1. Удельные затраты энергии на производство тонны пара в парогенераторе ПГ-50-26 при паспортной производительности 20 т/ч и часовом расходе топлива 1,5 т/ч составляет:

$$w_{\Sigma} = \frac{w_H \cdot q_H}{3600 \cdot Q_{II}} = \frac{42 \cdot 10^3 \cdot 1,5}{3600 \cdot 20} =$$

$$= 0,875 \text{ МВт} \cdot \text{ч/т} = 875 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т},$$

где  $w_H$  = 42000 кДж/кг – средняя теплотворная способность нефти;  $q_H$  – часовой расход нефти, т/ч;  $Q_{II}$  – часовая производительность парогенератора, т/ч.

2. Удельный расход электроэнергии в ПГ-50-26:

$$w_{\Sigma} = \frac{k_c \cdot P_y}{Q_{II}} = \frac{0,8 \cdot 720}{20} = 29 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т} \quad (2)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса,  $P_y$  – установленная мощность.

3. Суммарный удельный расход энергии:

$$w_{\Sigma} = w_{\Sigma} + w_{\Sigma} = 875 + 29 = 904 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т} \quad (3)$$

4. Вносимая энергия в продуктивный пласт 1 т пара при расчетной средней степени сухости пара  $x = 0,5$  на глубине 1200 м и давлении нагнетания 12 МПа:

$$W_{II} = (i_1' - i_0') + xr = (1493 - 210) + 0,5 \cdot 1190 = 1878 \text{ МДж},$$

где  $i_1'$ ,  $i_0'$  – энтальпия воды на выходе и входе в ЭПГ, соответственно,

$$W_{II} = \frac{W_{\Sigma}}{3600} = \frac{1878}{3600} = 0,52 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 520 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

5. К.п.д. процесса:

$$\eta = \frac{W_{II}}{W_{\Sigma}} = \frac{520}{904} = 0,57 \quad (5)$$

6. Удельный часовой расход нефти на 1 т пара:

$$q_H = \frac{q_H}{Q_{II}} = \frac{1500}{20} = 75 \text{ кг/т} \quad (6)$$

7. Стоимость 1 т нефти при цене 50 долл. за 1 барр.:

$$C_H = C_1 C_2 \cdot n = 50 \cdot 69 \cdot 7 = 24150 \text{ руб/т} = 24,15 \text{ руб/кг},$$

где  $C_1 = 48,8$  – стоимость 1 барр. в долл. (на 30.01.2015),  $C_2 = 69$  – курс доллара (на 30.01.2015),  $n = 7$  – барр. в 1 т при удельной массе нефти 0,9 т/м<sup>3</sup>.

8. Удельная стоимость нефти при паронефтяном факторе, равном 1,0 т/т, (ПНФ=1, расход пара в тоннах на дополнительно добытую 1 тонну нефти):

$$C_{HC} = q_H \cdot C_H = 75 \cdot 24,1 = 1808 \text{ руб.} \quad (7)$$

– к реализации (добытая за вычетом сожженной):

$$C_{PT} = C_H (1 - q_H') = 24150 (1 - 0,075) = 22339 \text{ руб.} \quad (8)$$

### Электротермическая технология (ЭТТ)

Электротермические технологии обладают недостижимым для традиционных термических технологий преимуществом – возможностью генерировать в призабойной зоне продуктивного пласта насыщенный пар со степенью сухости 0,8 и более. Это позволяет вносить в пласт равное количество тепловой энергии при нагнетании меньшего объема пара на 15–20% по сравнению с традиционными способами теплового воздействия. Однако, это свойство ЭТТ в настоящем анализе не учитывается, так как приняты равные условия термического воздействия на продуктивный пласт паром со степенью сухости  $x = 0,5$ , т.е. эффективность ЭТТ несколько занижена.

1. Для генерации 1 тонны пара в ЭПГ в установившемся режиме на глубине 1200 м с давлением 12 МПа со степенью сухости 0,5 затраты электроэнергии составят:

$$W_{II} = (i_1' - i_0') + xr = (1493 - 210) + 0,5 \cdot 1190 = 1878 \text{ МДж}, \quad (9)$$

где  $i_1'$ ,  $i_0'$  – энтальпия воды на выходе и входе ЭПГ, соответственно,

$$W_{II} = \frac{W_{\Sigma}}{3600} = \frac{1878}{3600} = 0,52 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 520 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

2. Исходя из поставленной задачи получения сравнительной оценки энергетической эффективности при равных экономических

показателях реализации добытой нефти, можно записать:

$$W_{II} = (1 - q_H') \cdot W_{II} = (1 - 0,075) \cdot 520 = 481 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 0,481 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (10)$$

где  $W_{II}$  – часовой расход электроэнергии в забойном электропарогенераторе для добычи нефти с ПНФ = 1 с учетом сожженной в парогенераторе нефти (из условия равных количеств реализации добытой нефти).

3. Очевидно, что рассматриваемые варианты становятся экономически равноценными по статье «стоимость энергоносителей» при равенстве стоимостей сожженной нефти (7) и затраченной электроэнергии в забойном ЭПГ (10):

$$C_{HC} = C_{\Sigma} \cdot W_{II}, \quad (11)$$

где  $C_{\Sigma}$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Из (11)  $C_{\Sigma}$  при ПНФ = 1 и стоимости 1 т нефти 24000 руб. равна:

$$C_{\Sigma} = \frac{C_{HC}}{W_{II}} = \frac{1808}{481} = 3,75 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$$

Расчётные значения стоимости  $C_{\Sigma}$  при равных степени сухости пара на забое и количествах реализованной нефти при различных значениях ПНФ и цен на нефть представлены в табл.1.

ТАБЛИЦА 1. Стоимость 1 кВт·ч (руб/кВт·ч) при условии равенства вносимой в продуктивный пласт удельной тепловой энергии и реализуемой нефти при различных значениях ПНФ и цен на нефть

| Стоимость нефти (долл/барр руб/т) | Паронефтяной фактор (ПНФ; пар/нефть; т/т) |           |           |           |
|-----------------------------------|---|-----------|-----------|-----------|
|                                   | 0,5 (т/т)                                 | 1,0 (т/т) | 2,0 (т/т) | 3,0 (т/т) |
| 20/9660                           | 0,72                                      | 1,50      | 3,26      | 5,37      |
| 30/14490                          | 1,08                                      | 2,25      | 4,90      | 8,05      |
| 40/19320                          | 1,44                                      | 3,00      | 6,53      | 10,74     |
| 50/24150                          | 1,80                                      | 3,75      | 8,16      | 13,42     |
| 60/28980                          | 2,16                                      | 4,50      | 9,79      | 16,11     |
| 70/33810                          | 2,52                                      | 5,25      | 11,42     | 18,79     |
| 80/38640                          | 2,88                                      | 6,00      | 13,06     | 21,48     |

4. Годовой расход пара (при ПНФ=1) – 20 7000 = 140000 т.

5. Годовой расход электроэнергии – 140000 0,481 = 67340 МВт·ч

6. Очевидно, что если стоимость 1,0 кВт ч фактически потребляемой электроэнергии  $C_{\phi}$  ниже стоимости расчетной (таблица 1)  $C_{\Sigma}$ , то ЭТТ по статье «стоимость энергоносителей» становится менее затратной, чем ТТТ.

Годовой экономический эффект при этом определится выражением:

$$\Delta_r = (C_{\Sigma} - C_{\phi}) W_{\Sigma}, \text{ руб} \quad (12)$$

Принимая в рассматриваемом примере  $C_{\phi} = 3,004$  руб/кВт·ч при расчетной  $C_{\Sigma} = 3,75$  руб/кВт·ч, годовой экономический эффект составит:

$$\Delta_r = (3,75 - 3,04) \cdot 10^3 \cdot 67340 = 47,76 \text{ млн.руб.} \quad (13)$$

Для остальных соотношений расчётной и фактической стоимостей 1,0 кВт·ч при различных ПНФ экономический эффект представлен в таблице 2.

Из анализа видно (табл. 1), что при ПНФ < 1,0 действующие тарифы на электроэнергию оказываются выше расчетных значений стоимости 1 кВт·ч (руб/кВт·ч) при условии

ТАБЛИЦА 2. Экономический эффект от применения электротермической технологии добычи ВВН по сравнению с традиционной в 2015 году по статье «энергоносители»

| Стоимость нефти (долл/барр руб/т) | Экономический эффект, млн. руб            |           |           |           |
|-----------------------------------|---|-----------|-----------|-----------|
|                                   | Паронефтяной фактор (ПНФ; пар/нефть; т/т) |           |           |           |
|                                   | 0,5 (т/т)                                 | 1,0 (т/т) | 2,0 (т/т) | 3,0 (т/т) |
| 20/9660                           | –   | –         | 15,09     | 156,89    |
| 30/14490                          | –   | –         | 124,99    | 337,70    |
| 40/19320                          | –   | –         | 234,89    | 518,50    |
| 50/24150                          | –   | 47,76     | 344,79    | 699,30    |
| 60/28980                          | –   | 98,25     | 454,69    | 880,10    |
| 70/33810                          | –   | 148,75    | 564,58    | 1060,91   |
| 80/38640                          | –   | 199,24    | 674,48    | 1241,71   |

равенства вносимой в продуктивный пласт удельной тепловой энергии и реализуемой нефти. Поэтому экономическая эффективность (табл. 2) обеспечивается при заданных и выше значениях цены на нефть (50 долл/барр) и ПНФ (1,0 т/т), а при ПНФ 2,3 т/т и выше экономическая эффективность сохраняется при ценах на нефть 20 долл/барр.

### Выводы

1. Россия располагает значительной долей мировых запасов тяжелых высоковязких нефтей (9 млрд тонн), большая часть которых расположена в Северо-западной части страны.
2. Высоковязкие нефти являются ценным сырьем для производства моторного топлива, высококачественных смазочных материалов, а также могут служить сырьевой базой для получения ряда ценных металлов (ванадий, никель, рений, молибден и т.д.).
3. Нефтеотдача пластов с тяжелой нефтью на естественном режиме эксплуатации не более 6–15%. По мнению зарубежных и отечественных специалистов, наиболее эффективными и практически безальтернативными являются термические методы повышения нефтеотдачи пластов с тяжелой нефтью. Объем внедрения термических МПН в РФ не превышает 3% процентов от возможного на месторождениях с запасами около 200 млн. тонн.
4. Из известных термических методов добычи тяжелых нефтей в отечественной практике достаточно широко распространение получили методы циклического паротеплового воздействия (ПТВ) и метод импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ).
5. Эффективность паротеплового воздействия (ПТВ) в значительной степени зависит от качества нагнетаемого в пласт пара и достигает максимума при сухости пара 0,8–1,0.
6. Разрабатываемые забойные электротермические устройства мощностью 1000 кВт и выше обладают относительно малыми металло- и капиталоемкостями, могут применяться малыми нефтяными компаниями для

разработки мелких (до 2 млн. тонн) и мельчайших (до 1млн. тонн) месторождений ВВН, для введения во вторичную эксплуатацию фонда простаивающих добычных и борьбы с кольматацией призабойных зон скважин, позволят создать эффективные экологически безопасные и ресурсосберегающие технологии добычи ВВН.

7. Экономическая эффективность применения забойных электротермических комплексов для добычи высоковязкой нефти в условиях низких мировых цен на нефть зависит от значения величины ПНФ и соотношения цен на нефть и электроэнергию при условии равенства вносимой в продуктивный пласт удельной тепловой энергии и реализуемой нефти. ●

### Литература

1. Антониади Д.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. Краснодар: Советская Кубань, 2000 г. – 462 с.
2. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. М.: Недра, 1989. – 422 с.
3. Загривный Э.А. Экологические и экономические перспективы применения электротермических комплексов для добычи высоковязкой нефти / Э.А. Загривный, В.И. Маларев, О.Б. Лакота, В.О. Зырин // Нефтяное хозяйство, 2012 г., №11. – с. 118–121.
4. Пат. 2169830 РФ, МПК E21B36/04. Электронагревательное устройство тепловой обработки призабойной зоны скважины / Э.А. Загривный, А.Н. Сиротский – №2001100134/03; опубл. 27.06.01, приоритет 05.01.00.
5. Пат. 2208145 РФ, МПК E21B43/25. Устройство для тепловой обработки призабойной зоны скважины / В.С. Литвиненко, Б.Б. Кудряшов, Г.Н. Соловьев, Э.А. Загривный – №2001129393/03; опубл. 10.07.03, приоритет 31.10.01.
6. Пат. 2266401 РФ, МПК E21B43/24. Способ тепловой обработки призабойной зоны скважины / Э.А. Загривный, С.Н. Батаев – №2004111016/03; опубл. 20.10.05, приоритет 12.04.04.
7. Пат. №2282018. Устройство для тепловой обработки призабойной зоны скважины / В.С. Литвиненко, Э.А. Загривный, А.Е. Козярук, Г.Н.Соловьев; от 15.09.06
8. Пат. №2368760. Устройство тепловой обработки призабойной зоны скважины / Э.А. Загривный, В.И. Маларев, Е.Е. Мельникова; от 09.27.2009.
9. Пат. №2451158. Устройство для тепловой обработки призабойной зоны скважины – электропарогенератор / Э.А. Загривный, В.И. Маларев, О.Б. Лакота, В.О. Зырин; от 22.11.2010.
10. Загривный Э.А. Электротермический комплекс на основе скважинного электродного нагревателя мощностью более 500 кВт для теплового воздействия на продуктивный пласт высоковязкой нефти / Э.А. Загривный, А.Е. Козярук, С.Н. Батаев // Электротехника, 2003 г., №5. – с. 61–69.
11. Загривный Э.А. Скважинные электротехнологии для бурения и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов / Э.А. Загривный, А.Е. Козярук, С.Н. Батаев // Современное состояние и перспективы развития механизации и электрификации горного и нефтегазового производства. Записки горного института. Том 157. – СПб., 2004 г. – с. 108–110.
12. Загривный Э.А. Скважинный электродный парогенератор для термических методов нефтедобычи / Э.А. Загривный, С.Н. Батаев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – СПб.: Макситех 2005 г. – с. 38–41.
13. Загривный Э.А. Перспективы использования забойных электротермических комплексов для повышения нефтеотдачи пластов с тяжелой высоковязкой нефтью / Козярук А.Е., Маларев В.И., Мельникова Е.Е. // Электротехника. 2010. № 1. С. 50–56.
14. Загривный Э.А. Влияние работы забойных электротермических комплексов на качество электрической энергии / Загривный Э.А., Маларев В.И., Устинов Д.А., Зырин В.О. // Электротехника №10 – Москва, 2011. – с. 27–31.
15. Загривный Э.А. Автоматизация электротермического комплекса с забойным парогенератором для повышения нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью / Загривный Э.А., Маларев В.И., Зырин В.О. // Записки Горного института, т. 192, Санкт-Петербург, 2011. – с. 125–130.
16. Загривный Э.А. Скважинный электропарогенератор-сепаратор для тепловой обработки призабойной зоны пласта // Загривный Э.А., Маларев В.И., Зырин В.О. Лакота О.Б. // Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы и решения: Труды 9-ой международной научно-практической конференции 6–8 апреля 2011 г. / Филиал СПГИ (ТУ) «Воркутинский горный институт». – Воркута, 2011. – с. 265–268.
17. Загривный Э.А. Экологические перспективы применения забойных электротермических комплексов для добычи высоковязкой нефти. / Загривный Э.А., Маларев В.И., Зырин В.О. Лакота О.Б. // Сборник научных трудов SWorld. Материалы международной научно-практической конференции «Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании '2011». – Выпуск 4. Том 10. – Одесса: Черноморье, 2011. – с. 26–30.
18. Загривный Э.А. Скважинный электропарогенератор для комбинированного паротеплового воздействия на продуктивные пласты высоковязкой нефти / Загривный Э.А., Маларев В.И., Зырин В.О. Лакота О.Б. // Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы и решения: Труды 10-ой международной научно-практической конференции 11–13 апреля 2012 г. / Воркутинский горный институт (филиал) ФГБ ОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – Воркута, апрель 2012, с.341–345.
19. Загривный Э.А. Управление режимами работы электротермического комплекса для добычи высоковязкой нефти / Зырин В.О. // XXL Неделя науки СПбГПУ: материалы международной научно-практической конференции. Ч. II. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2011. – с. 123–125.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, электротермический комплекс, забойный электропарогенератор, паротепловое воздействие, паронептяной фактор, энергоэффективность.



MIOGE

23–26  
ИЮНЯ 2015  
МОСКВА  
ЭКСПОЦЕНТР



# 13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ



ПАРТНЕРЫ



RPGC

## 12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

23–25  
ИЮНЯ 2015  
МОСКВА  
ЭКСПОЦЕНТР



## ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ ДЛЯ ГЛАВНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

www.mioge.ru  
www.mioge.com



ITE МОСКВА  
+7 (495) 935 7350  
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC  
+44 (0) 207 596 5000  
og@ite-events.com



# СОВРЕМЕННЫЕ ИОННО-ПЛАЗМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УПРОЧНЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ АРМАТУРЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭК

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ИОННО-ПЛАЗМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НАИБОЛЕЕ НАГРУЖЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОТ ЭРОЗИОННОГО, АБРАЗИВНОГО, КОРРОЗИОННОГО, ЭРОЗИОННО-КОРРОЗИОННОГО И КАВИТАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЙ, А ТАКЖЕ ПОВЫШЕННЫХ КОНТАКТНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ. ОБОСНОВАНО ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ СО СТРУКТУРОЙ НАНОКОМПОЗИТОВ, ВМЕСТО ТРАДИЦИОННЫХ МОНОЛИТНЫХ ПОКРЫТИЙ. ПРИВЕДЕНО ОПИСАНИЕ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ВАКУУМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ИОННО-ПЛАЗМЕННЫХ ПОКРЫТИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ, НА КРУПНОГАБАРИТНЫХ ИЗДЕЛИЯХ

KEY WORDS: fuel and energy complex, ion-plasma technologies, magnetron sputtering of materials, nanocomposites, protective coatings, specialized vacuum equipment, bulky items.

**Качалин Геннадий Викторович,** заместитель директора НЦ «Износостойкость» по PVD технологиям, старший научный сотрудник, кандидат технических наук, Национальный исследовательский университет «МЭИ»

**Рыженков Артем Вячеславович,** директор НЦ «Износостойкость», старший научный сотрудник, кандидат технических наук, Национальный исследовательский университет «МЭИ»

**Медников Алексей Феликсович,** руководитель научно-исследовательской группы НЦ «Износостойкость», ведущий инженер, кандидат технических наук, Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Радикальные структурные сдвиги в мировой экономике в последние десятилетия обусловлены во многом повышением экономической роли инноваций. В настоящее время в нашей стране реализуется национальная программа перехода от сырьевой к инновационной модели экономического роста, которая начала давать первые результаты [1].

Создание современной по своим техническим решениям, надежной в эксплуатации и конкурентоспособной запорной и регулирующей арматуры, предназначенной для добычи и транспортировки углеводородов с повышенным содержанием высокоагрессивных соединений, можно отнести к одной из таких инновационных задач.

Хорошо известно, что около 50% всех аварий и остановов оборудования в нефтегазодобывающей отрасли, при производстве электрической и тепловой энергии, в ЖКХ, вызвано отказами в работе элементов арматуры, преждевременный выход из строя которых обусловлен их работой в условиях эрозионного, абразивного, коррозионного, эрозионно-коррозионного и кавитационного воздействий, а также повышенных контактных напряжений.

Наибольшую опасность представляют отказы арматуры, эксплуатирующийся в средах с повышенным содержанием

агрессивных соединений, потеря герметичности которой может стать следствием утечек в атмосферу, возможным возникновением крупных аварий с крайне негативными экологическими и социальными последствиями.

Сегодня в арматуростроении применяют достаточно широкий спектр упрочняющих технологий: плазменное напыление, химико-термическую обработку, электролитические и химические покрытия, лазерную обработку и др. Для крупногабаритных элементов арматуры, например, шибров задвижек шибрных для магистральных нефтепроводов ( $DN \geq 300$ ), спектр применяемых технологий сильно ограничен. Так в частности, отечественные производители крупногабаритной арматуры используют гальваническое хромирование, зарубежные – химическое никелирование. Эти способы не являются экологически безопасными, а получаемые покрытия не всегда могут соответствовать все более возрастающим эксплуатационным требованиям.

Для упрочнения наиболее нагруженных элементов оборудования топливно-энергетического комплекса сегодня перспективно применение ионно-плазменных технологий, которые в последние годы находят все более широкое применение в различных областях промышленности:

машиностроении, судостроении, авиации, металлургии, электронике, энергетике, нефтяной и газовой отрасли, и это далеко не полный список областей их использования.

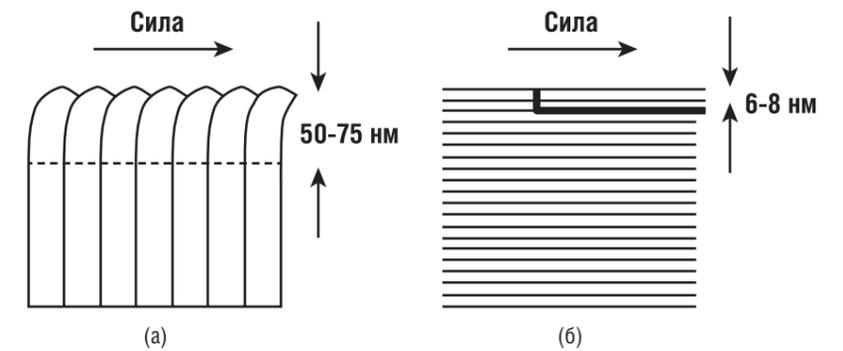
Отличительной особенностью ионно-плазменных технологий является не только их универсальность в отношении применимости к любым материалам изделий и практически неограниченному составу получаемых покрытий, но и их полная экологическая безопасность.

Современным технологическим подходом к синтезу ионно-плазменных покрытий стало формирование покрытий со структурой наноконструктов [2], у которых характерный размер структурной единицы в одном из направлений лежит в нанометровом диапазоне. К основным преимуществам наноконструктивных покрытий относятся:

- сочетание сверхвысокой твердости ( $\geq 40$  ГПа) с высокой вязкостью и низкой величиной внутренних напряжений;
- высокая стойкость к пластической деформации при низком значении модуля упругости;
- высокие антифрикционные свойства;
- высокая износостойкость и защита от коррозии.

Интересным с практической точки зрения, свойством наноструктур [2–4], помимо более высокой твердости, по сравнению с монолитным материалом является принципиально другой характер

РИСУНОК 1. Механическое разрушение традиционного (а) и нанослойного (б) покрытий [2]



их разрушения в процессе износа, когда покрытие подвергается сильному сдвиговому воздействию, как например, в узлах трения (см. рис. 1). Отдельные зерна и столбцы монолитных покрытий испытывают значительные пластические деформации, что вызывает их механические повреждения. Наблюдаемая глубина такого поврежденного слоя 50–75 нм. В случае наноструктур наблюдается скалывание и микроотслоение со средней глубиной скалывания в 6–8 нм.

Для формирования покрытий со структурой наноконструктов (см. рис. 2) сегодня все большее применение находят процессы магнетронного распыления материалов, в основе которых положен принцип распыления мишени (катода) ионами, поступающими из газового разряда низкого давления и ускоренными в сторону мишени. Непрерывное горение газового разряда обеспечивается ионизационным действием электронов плазмы, дрейфующих в скрещенных электрических и магнитных полях вдоль замкнутого

трека. К преимуществам метода магнетронного распыления относят: высокие скорости распыления материалов; возможность получать покрытия из металлов, сплавов, полупроводников; отсутствие в распыленном потоке капель и кластеров; возможность формировать равномерный поток распыленных частиц на большой длине. К недостаткам магнетронного распыления, до недавнего времени, относили низкий процент ионизации распыленных атомов, однако с появлением разбалансированных магнетронов, систем повышенной ионизации типа «face-to-face» и «плазменный котел», а также специализированных блоков питания: импульсных, дуальных, биполярных этот недостаток был устранен.

Для реализации способа магнетронного распыления и формирования ионно-плазменных покрытий на элементах оборудования топливно-энергетического комплекса коллективом НЦ «Износостойкость» НИУ «МЭИ» были созданы установки «Гефест»

РИСУНОК 2. Типичная структура 2D наноконструктивного покрытия НЦ «Износостойкость»

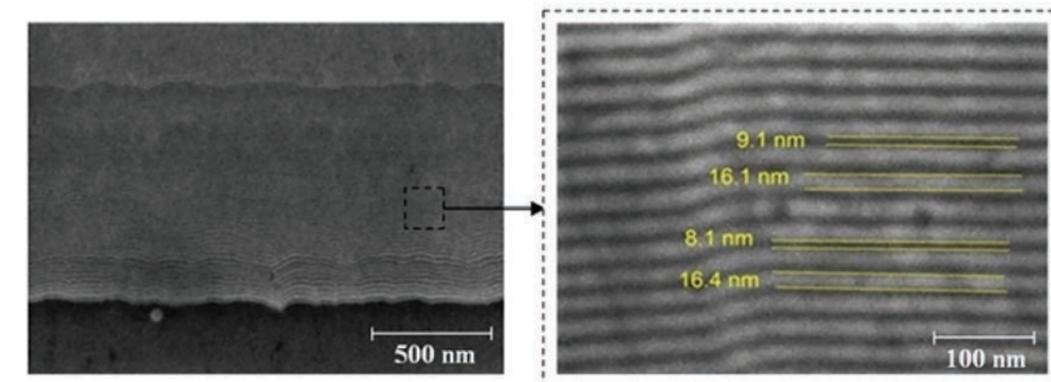
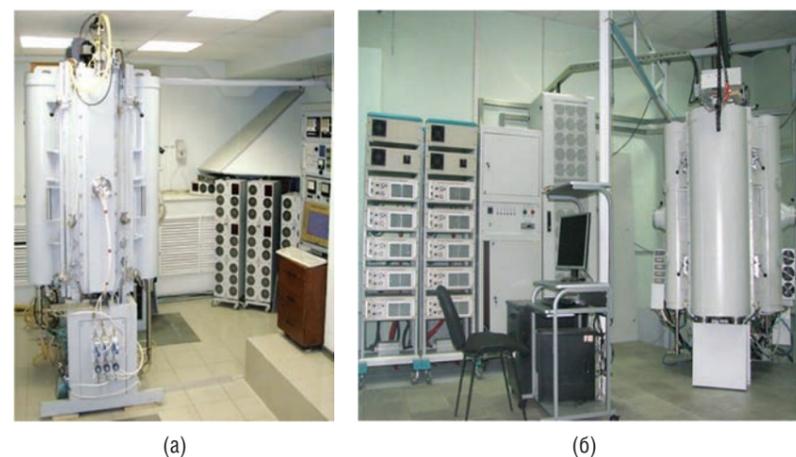


ТАБЛИЦА 1. Ресурсы технически извлекаемого газа в мире, трлн.куб.м

| № п/п | Наименование параметра  | Значение параметра  |                            |
|-------|---|---|----------------------------|
|       |   | «Гефест»  | «Гефест+»                  |
| 1.    | Габаритные размеры вакуумной камеры диаметр×высота, мм                | 860×1300  | 950×1400                   |
| 2.    | Средняя мощность установки при проведении технологического цикла, кВт | 60  | 80                         |
| 3.    | Зона равномерности формирования покрытий, мм                          | 700   | 1000                       |
| 4.    | Число магнетронных источников, шт.                                    | 4   | 4                          |
| 5.    | Система питания магнетронных источников                               | 4×12 кВт, DC, AC, дуальный                                    | 4×18 кВт, DC, AC, дуальный |
| 6.    | Ионный источник, шт.  | 1   | –                          |
| 7.    | Дуговые испарители, шт  | –   | 2                          |
| 8.    | Число позиций планетарного механизма, шт.                             | 16 (перестраиваемый на 24)                                    |                            |
| 9.    | Материалы распыляемых мишеней   | любые металлы: Ti, Al, Zr, Nb и др., а также различные сплавы |                            |
| 10.   | Технологические газы  | аргон, азот, кислород, углеводороды                           |                            |
| 11.   | Масса загружаемых изделий, кг   | 120 кг  | 150 кг                     |

РИСУНОК 3. Общий вид вакуумных установок НЦ «Износостойкость»: «Гефест» (а) и «Гефест+» (б)



(2006 г., [5]) и «Гефест+» (2009 г.). Идеологическое построение обеих установок одинаковое, отличаются установкой областью равномерного формирования покрытий по высоте и, помимо магнетронов, наличием дополнительных технологических источников (см. табл.1). Рассмотрим особенности организации вакуумного объема этих установок на примере установки «Гефест» (см. рис. 3).

Установка «Гефест» (рис. 3, а) оснащена 4-мя разбалансированными магнетронами и ионным источником. За один технологический цикл в установке можно произвести упрочнение 8-ми рабочих лопаток последних ступеней турбин типа Т-100-130, или от 20-ти до 30-ти комплектов

(в зависимости от типоразмера) элементов запорной арматуры. Средняя продолжительность технологического цикла составляет 5÷6 часов.

Вакуумная камера установки «Гефест», спроектирована и изготовлена таким образом, чтобы для формирования покрытий в ней возможно было реализовывать практически все известные конфигурации взаимного расположения технологических источников. Наиболее распространенными конфигурациями расположения магнетронов в установке являются так называемый «плазменный котёл» и «face-to-face».

РИСУНОК 4. Шибера и седла задвижек шиберных (а), золотники систем регулирования (б) после процессов формирования ионно-плазменных покрытий

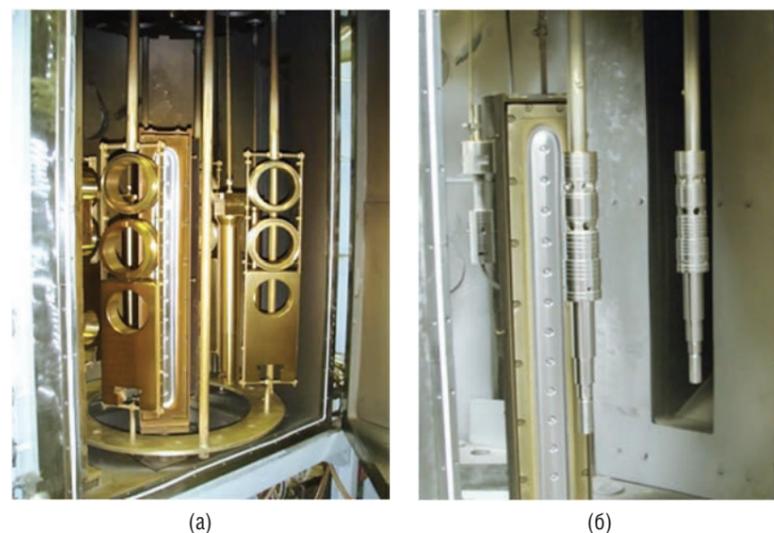
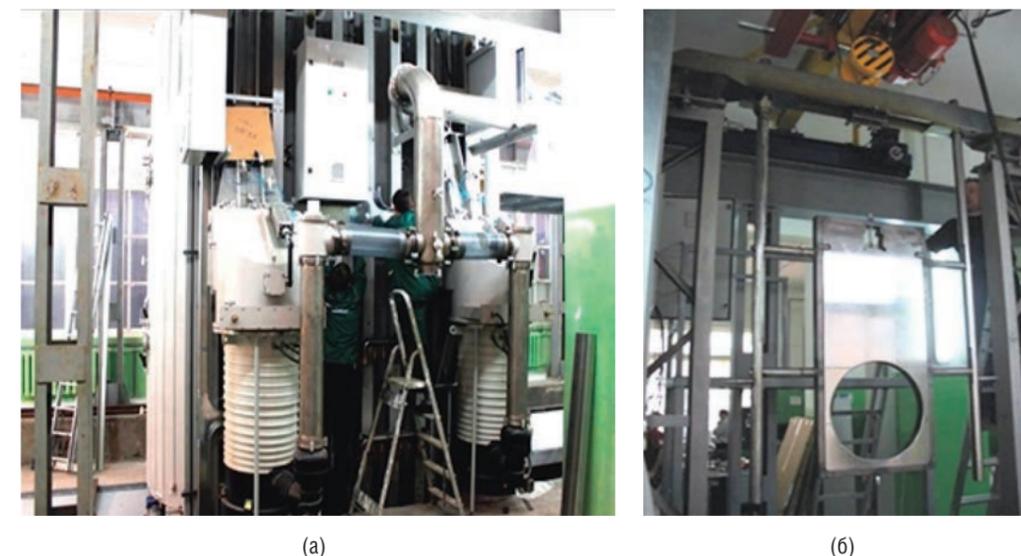


РИСУНОК 5. Специализированное вакуумное оборудование для формирования ионно-плазменных покрытий на крупногабаритных элементах арматуры: а) внешний вид оборудования; б) процесс размещения на технологической оснастке шибера задвижки шиберной DN500



С применением метода магнетронного распыления коллективом НЦ «Износостойкость» были разработаны технологии формирования защитных покрытий, которые могут эксплуатироваться при воздействии различных повреждающих факторов: эрозии и коррозии [6], больших контактных напряжений [7], высоких температур [8] (см. рис. 4).

В 2013 году коллективом был введен в промышленную эксплуатацию не имеющий аналогов технологический комплекс (ТК) для формирования ионно-плазменных покрытий на крупногабаритных изделиях [9], который позволяет проводить обработку деталей весом до 5000 кг и длиной до 3000 мм. ТК включает в себя специализированное вакуумное оборудование, сервисное оборудование, измерительно-диагностическое оборудование и приборы для контроля характеристик материалов и покрытий

Специализированное вакуумное оборудование ТК (см. рис. 5) включает в себя «стандартный» набор элементов и подсистем: непосредственно вакуумную камеру, систему высоковакуумной откачки и измерения давления, технологические источники для создания потока ионов и атомов из которого формируется покрытие, устройства для подачи плазмообразующих и реакционных газов, систему электрического питания и другие подсистемы.

В качестве технологических источников использованы планарные магнетроны специальной конструкции, обеспечивающие зону равномерного формирования покрытий до 3000 мм. С каждой стороны обрабатываемого изделия располагаются по два магнетрона, объединенные единым защитным экраном – магнетронная сборка. В конструкции оборудования предусмотрено как одновременное, так и независимое перемещение каждой магнетронной сборки.

В настоящее время с помощью оборудования технологического комплекса разработаны технологии формирования защитных покрытий на шиберах задвижек шиберных для магистральных нефтепроводов (DN 300÷1200), взамен процессов гальванического хромирования и химического никелирования, а также на других элементах оборудования топливно-энергетического комплекса, эксплуатирующихся при совокупном воздействии различных таких повреждающих факторов. ●

**Литература**

1. Инновационное развитие – основа модернизации экономики России: Национальный доклад. – М.: ИМЭМО РАН, ГУ-ВШЭ, 2008. – 168 с.
2. Nanostructured Coatings / Eds. A. Cavaleiro, J. T. M. De Hosson / Springer, N.Y., 2006. 648 p.
3. Структура и свойства твердых и сверхтвердых нанокompозитных покрытий / А.Д. Погребняк [и др.] // Успехи физических наук. 2009. т.1. №1. С. 35–65.
4. Азаренков, Н.А. Наноструктурные покрытия и наноматериалы: Основы получения. Свойства. Области применения: Особенности современного наноструктурного направления в нанотехнологии / Н.А. Азаренков, В.М. Береснев, А.Д. Погребняк, Д.А. Колесников. – М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2012. – 368 с.
5. Качалин Г.В., Рыженков В.А., Медников А.Ф. Повышение ресурса важнейших элементов оборудования ТЭС и АЭС на основе применения защитных ионно-плазменных покрытий. // Всероссийская научно-практическая конференция «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем»: Сб. докл. – Москва, МЭИ (ТУ), 1–3 июня 2010 г., том 1, С.81–84.
6. Рыженков В.А., Качалин Г.В., Погорелов С.И., Старикова О.В., Тер-Арутюнов Б.Г. Перспективы применения ионно-плазменных покрытий для повышения износостойкости элементов энергетического оборудования // Новое в российской электроэнергетике: ежемесячный электронный журнал. – Энерго-пресс, 2004., №3. С. 16–25.
7. Качалин Г.В., Рыженков В.А., Тер-Арутюнов Б.Г., Медников А.Ф. Упрочнение элементов запорной и регулирующей арматуры с использованием ионно-плазменных технологий // Технология металлов, – № 4. 2007. С. 19–21.
8. Рыженков В.А., Федоров В.А., Качалин Г.В., Медников А.Ф. Повышение коррозионной стойкости лопаток высокотемпературных ступеней турбин // Надежность и безопасность энергетики, – №2(5), 2009. С. 34–39.
9. Качалин Г.В., Рыженков В.А., Медников А.Ф. Инновационный технологический комплекс для формирования ионно-плазменных многофункциональных покрытий на поверхностях крупногабаритных элементов запорно-регулирующей арматуры // Естественные и технические науки. – №2(64). – 2013. – С.168–174.

**Ключевые слова:** топливно-энергетический комплекс, ионно-плазменные технологии, магнетронное распыление материалов, нанокompозиты, защитные покрытия, специализированное вакуумное оборудование, крупногабаритные изделия.

# ОБОСНОВАНИЕ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ ПАРОВЫХ ТУРБИН, ИМЕЮЩИХ ДЕТАЛИ С ОТКЛОНЕНИЯМИ ОТ ТРЕБОВАНИЙ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

ПРИ ПРОДЛЕНИИ СРОКА СЛУЖБЫ ПАРОВЫХ ТУРБИН, ИМЕЮЩИХ ДЛИТЕЛЬНУЮ НАРАБОТКУ, ЧАСТО В ПРОЦЕССЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОБНАРУЖИВАЮТСЯ ДЕФЕКТЫ И ОТКЛОНЕНИЯ ОТ ТРЕБОВАНИЙ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, КОТОРЫЕ НЕ МОГУТ БЫТЬ УСТРАНЕНЫ ВО ВРЕМЯ ТЕКУЩЕГО РЕМОНТА НА СТАНЦИИ. В ЭТОМ СЛУЧАЕ НЕОБХОДИМО ОБОСНОВАТЬ ВОЗМОЖНОСТЬ, СРОКИ И УСЛОВИЯ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ

KEY WORDS: *service life, steam turbine, defect, park lifetime.*

**Судаков А.В.,**  
заместитель генерального директора,  
д.т.н.

**Гаврилов С.Н.,**  
заведующий отделом,  
к.т.н.

**Георгиевская Е.В.,**  
заведующая лабораторией, к.ф.-м.н.

**Левченко А.И.,**  
ведущий научный сотрудник, к.т.н.

**Федорова Л.В.,**  
старший научный сотрудник  
ОАО «НПО ЦКТИ»

Возможность, сроки и условия эксплуатации турбин с такими дефектами и/или отклонениями от требований нормативной документации требуют обоснования, которое проводится с учетом данных о текущем техническом состоянии оборудования и прогнозирования его поведения на основании расчетов и анализа технической документации за весь срок эксплуатации [4 ÷ 6].

Такой комплексный подход к решению поставленной задачи позволяет выдавать обоснованные рекомендации по временной эксплуатации турбин с имеющимися дефектами, не снижая их надежности и безопасности.

Проблемой продления ресурса паровых турбин отдел прочности ОАО «НПО ЦКТИ» начало заниматься с 1970 г., когда высокотемпературные элементы паротурбинных блоков выработали гарантированный заводами-изготовителями ресурс 100 тыс. часов.

Энергетические блоки эксплуатируются при высоких параметрах пара в условиях частых и быстрых нагружений и разгрузений по мощности, что вызывает появление дефектов в материале деталей из-за истощения длительной прочности вследствие ползучести, малоциклового усталости, влажнопаровой коррозии металла при действии высоких напряжений в зоне фазового перехода пара, а также коробление высокотемпературных корпусов цилиндров и размывы металла на поверхности деталей влажным паром.

Основными узлами, ограничивающими срок службы турбины из-за длительного воздействия высоких напряжений и температур, являются роторы высокого и среднего давлений, корпуса цилиндров и клапанов.

При обнаружении во время обследования в детали трещинообразных дефектов в зависимости от их расположения и размеров, на основании требований нормативных документов, дефекты либо оставляют без изменения, либо засверловывают, либо выбирают. После выборки трещин выполняется оценка состояния металла для решения вопроса о необходимости заварки выборки и сроке дальнейшей

Вопрос продления срока службы эксплуатируемых на российских тепловых электростанциях паровых турбин в настоящее время является очень актуальным. Значительная часть турбинного оборудования отработала свой парковый ресурс, который устанавливается для данного типа турбин с учетом опыта эксплуатации и рабочих параметров пара и ограничивает наработку и число пусков из холодного, горячего и неостывшего состояний [1 ÷ 3].

При проведении технического диагностирования основных элементов турбин после длительной эксплуатации, иногда превышающей парковый ресурс в 1,5–2 раза, часто обнаруживаются дефекты, которые не могут быть устранены во время текущего ремонта на станции. В этом случае встает вопрос о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования на ограниченный срок вплоть до проведения заводского ремонта, замены на новое оборудование и т.п.

УДК 621.165

ТАБЛИЦА 1. Результаты обследования роторов паровых турбин с дефектами на расточке

| № п/п | Тип турбины   | Наработка, тыс. часов | Число пусков | Марка стали ротора | Обнаруженные дефекты                                    |
|-------|---|-----------------------|--------------|--------------------|---|
| 1     | РСД К-300-240 ЛМЗ   | 81,5                  |              | P2M (25X1M1Ф)      | Точечные дефекты, поры                                  |
| 2     | РВД К-200-130   | 87,6                  | 294          | P2M                | 2 трещины: L1 – длиной до 35 мм, L2 – длиной до 22 мм   |
| 3     | РСД К-300-240 ХТЗ   | 96,6                  | 237          | ЭИ415 (20X3МВФ)    | 10 трещин длиной от 3 до 30 мм, см. рисунок 1           |
| 4     | РВД Т-100-130   | 100,8                 | 150          | P2M                | Точечные дефекты, раковины, поры                        |
| 5     | ПТ-80-130   | 166,2                 | 185          | P2M                | 7 линейных дефектов от 2 до 30 мм, см. рисунок 2        |
| 6     | К-50-90   | 185,3                 | 1188         | 34ХМ               | 6 дефектов длиной до 60 мм.                             |
| 7     | РСД К-300-240 ХТЗ   | 187,3                 |              | ЭИ415              | Трещина длиной до 20 мм, глубиной до 10 мм              |
| 8     | К-50-90-2   | 200,0                 | 1200         | 34ХМ               | 2 дефекта длиной до 5 мм                                |
| 9     | К-55-90-1   | 287,9                 |              | 34ХМ1              | 20 дефектов длиной от 5 мм до 40 мм, глубиной до 5 мм   |
| 10    | ВТ-25-4   | 290,6                 |              | P2                 | 24 дефекта длиной до 30 мм, глубиной до 2,5 мм          |
| 11    | 9 роторов: ВПТ-25-3, ВК-25-90, ВТ-25-4, ВК-25-90-1, ВПТ-25-4, ПТ-30-90, Т-35-4, К-50-90, ВК-50-90 | 268 ÷ 379             |              | 34ХМ 34ХМ1         | 1 ÷ 15 дефектов длиной от 5 до 55 мм, глубиной 1 ÷ 5 мм |

эксплуатации детали с имеющейся выборкой или заваркой. При этом используются различные методы неразрушающего контроля (замеры твердости, металлографическое исследование с помощью реплик, капиллярный и ультразвуковой контроль), испытания вырезанных образцов и анализ напряженного состояния детали с определением запасов прочности при статическом и циклическом нагружении.

Ниже приведены примеры, из опыта ЦКТИ, решения вопроса о продлении срока эксплуатации турбин с обнаруженными дефектами.

## Роторы турбин

Согласно инструкции [1] осуществляется контроль роторов, отработавших свыше 80 тыс. часов. В программу обследования роторов входит ультразвуковой и вихретоковый (магнитопорошковый) контроль поверхности расточки, придисковых галтелей и термокомпенсационных канавок. Наиболее повреждаемым участком высокотемпературных роторов является поверхность осевого канала в зоне первых ступеней, где имеют место максимальные температуры и напряжения от центробежных сил и значительные термические напряжения при пусковых и остановочных режимах.

В таблице 1 представлены результаты обследования, выполненные ЦКТИ и ВТИ, расточек роторов высокого (РВД) и среднего (при наличии промежуточного перегрева пара – РСД) давления после длительной эксплуатации.

Схема расположения десяти дефектов на поверхности осевого канала РСД турбины К-300-240 ХТЗ после наработки 96,6 тыс. часов показана на рисунке 1. Последующее хонингование поверхности канала не обеспечивало удаление дефектов, при этом были выявлены новые дефекты. Ротор не был допущен к эксплуатации [5].

Появление трещин на поверхности осевого канала ротора вызывает большие опасения при эксплуатации, так как сталь ЭИ415 обладает пониженной трещиностойкостью, а критическая глубина дефекта может составлять всего 8 мм. Металлургические дефекты обнаруживаются примерно на 20% роторов из стали ЭИ415, что свидетельствует о пониженной надежности роторов после длительной эксплуатации, в том числе, из-за опасности хрупкого разрушения при пусках.

РВД турбины К-200-130 после эксплуатации 87,6 тыс. часов имел на поверхности осевого канала дефект длиной 22 мм глубиной более 3 мм. Для удаления дефектов в случае необходимости допускается общая проточка осевого канала, увеличивающая номинальный диаметр канала по чертежу предприятия – изготовителя не более чем на 10%. Была выполнена проточка этого участка канала ротора на глубину 3 мм. Ротор был допущен к временной эксплуатации.

РИСУНОК 1. Схема расположения дефектов на поверхности осевого канала ротора среднего давления турбины К-300-240 ХТЗ (размеры указаны в мм)

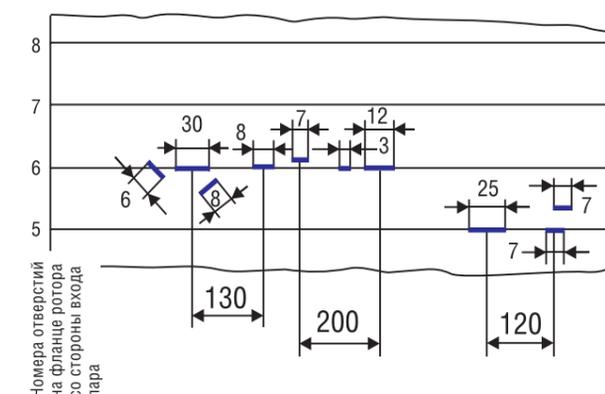
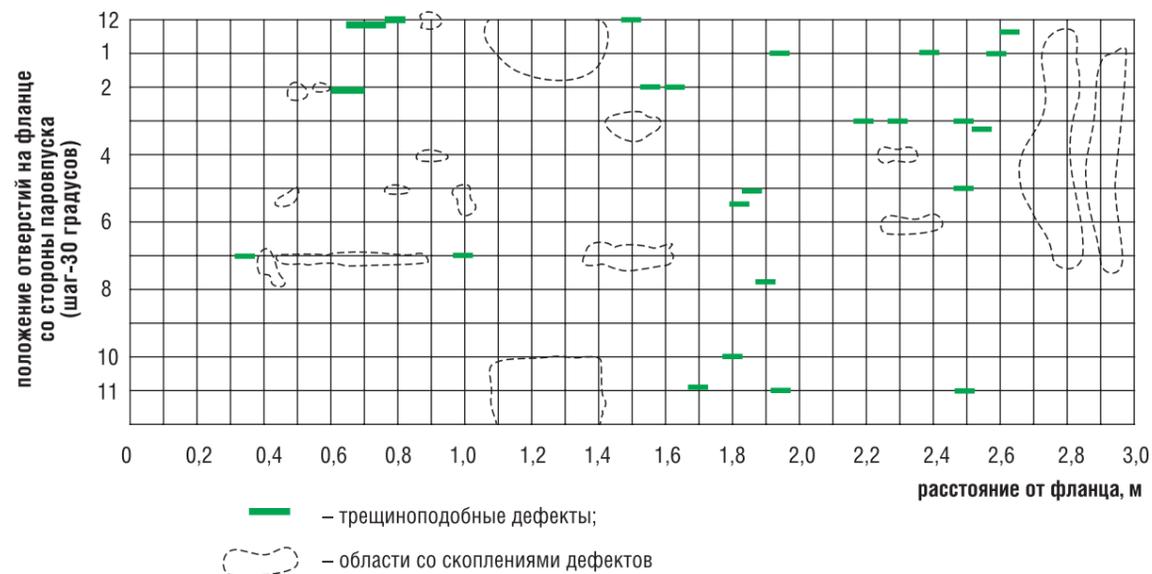


РИСУНОК 2. Схема расположения дефектных зон на поверхности осевого канала ротора турбины ПТ-80-130 (контроль со стороны паровпуска)



На рисунке 2 представлена схема расположения дефектных зон на поверхности осевого канала ротора турбины ПТ-80-130 после наработки 166,2 тыс. часов. При визуальном контроле обнаружено: 27 дефектов протяженностью 3÷10 мм, 11 дефектов протяженностью от 12÷15 мм, 2 дефекта протяженностью 20 и 30 мм. Общее количество протяженных недопустимых дефектов (длиной свыше 3 мм) равно 40. Был выполнен расчет возможного увеличения глубины дефектов при дальнейшей эксплуатации в течение 14 тыс. часов с оценкой сопротивляемости металла РВД хрупкому разрушению при наличии дефекта.

Учитывая невысокий уровень напряжений и температур на поверхности расточки (505–519°C) в режиме номинальной мощности и высокую сопротивляемость стали Р2М длительному нагружению и хрупкому разрушению ротор был допущен к дальнейшей эксплуатации в течение 14 тыс. часов до суммарной наработки 180,2 тыс. часов. Было рекомендовано выполнить повторный визуальный контроль и выборку всех дефектов на поверхности расточки во время очередного ремонта блока.

Ползучесть высокотемпературных роторов ВД и СД паровых турбин происходит преимущественно в области первых ступеней, где имеет место максимальная температура металла ротора и действуют высокие напряжения от центробежных сил дисков ротора и лопаток. В результате происходит постепенное увеличение наружного диаметра ротора в зоне первой и иногда последующих ступеней, одновременно имеет место увеличение диаметра осевого канала.

В течение более 20 лет сотрудниками ЦКТИ были выполнены замеры изменений осевых каналов роторов ВД и СД турбин различных типов. На основании замеров вычислялись величины остаточных деформаций, позволяющих оценить состояние металла ротора и прогнозировать скорость ползучести стали [6].

На поверхности РВСД совмещенного цилиндра турбины К-160-130 ХТЗ (сталь ЭИ415) в зоне переднего концевое уплотнения после наработки 138 тыс. часов при 524 пусках были обнаружены глубокие трещины на дне двух термокомпенсационных канавок. Трещины были удалены путем проточки (см. рисунок 3).

Для подтверждения работоспособности ротора после проточки канавок были выполнены расчеты прочности. В таблице 2 приведены результаты расчетов напряжений в канавках при пуске из горячего состояния.

На основании выполненных расчетов длительной и циклической прочности срок дальнейшей эксплуатации был продлен на 52 тыс. часов до суммарной наработки 190 тыс. часов.

Аналогичные повреждения в тепловых канавках были выявлены на 6-ти канавках думмиса РСД турбины К-200-130, отработавшей 126 тыс. часов при 507 пусках (трещины глубиной до 1,8 мм), и в тепловых канавках переднего концевое уплотнения РСД турбины К-210-130-3 после наработки 122 тыс. часов при 521 пуске.

РИСУНОК 3. Турбина К-160-130 ХТЗ. Схема проточки канавок с трещинами

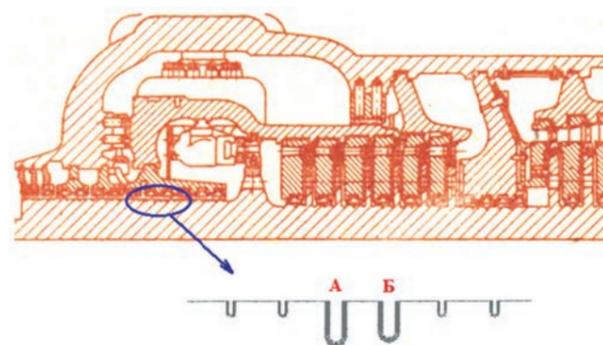
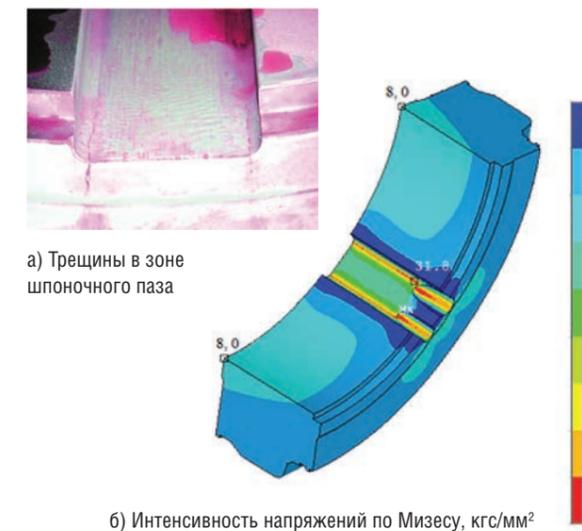


ТАБЛИЦА 2

| Канавка | Исходная геометрия |                    |  | Геометрия после проточки |                    |  |
|---------|--------------------|--------------------|--|--------------------------|--------------------|--|
|         | Глубина, мм        | Радиус галтели, мм | Максимальные напряжения при пуске, кгс/мм <sup>2</sup> | Глубина, мм              | Радиус галтели, мм | Максимальные напряжения при пуске, кгс/мм <sup>2</sup> |
| А       | 9,0                | 1,5                | 10,4   | 27,8                     | 8,0                | 14,0   |
| Б       | 9,0                | 1,5                | 13,3   | 20,0                     | 8,0                | 19,4   |

РИСУНОК 4. Диск 22 ступени турбины ПТ-50-130-4



На насадных дисках РНД турбин ПТ-50-130, Т-50-130 и Т-100-130 после длительной эксплуатации в зоне фазового перехода пара часто возникают трещины на поверхностях разгрузочных отверстий, продольного шпоночного паза, обода в районе заклепочных соединений, ступичной части и полотна [3].

На рисунке 4а показаны трещины на поверхности шпоночного паза диска 22 ступени турбины ПТ-50-130-4 ТМЗ. Возможность дальнейшей эксплуатации РНД с подобными дефектами решается на основе расчетов прочности. На рисунке 4б показаны результаты расчетов напряженного состояния диска 22 ступени после выборки трещин. Ротор был допущен к дальнейшей эксплуатации в течение 25 тыс. часов. При наличии глубоких выбонок, иногда возникает необходимость срезания полотна диска.

### Корпусы цилиндров и клапанов

Наиболее напряженные детали статора паровых турбин – это корпуса стопорных и регулирующих клапанов и зоны паровпуска корпусов цилиндров, так как они эксплуатируются

при максимальных значениях температур и давлений подводящего пара. Корпусы изготавливаются из литых жаропрочных сталей 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ.

Из-за технологии литья эти стали имеют значительное количество дефектов, особенно на наружной поверхности отливки, а также в местах резкого изменения формы: переходы от стенки к фланцам, патрубковые зоны, изменения толщин стенок в местах крепления обойм и диафрагм.

При длительной эксплуатации вследствие истощения длительной прочности и накопления усталостных дефектов появляются поверхностные трещины. Во время капитальных ремонтов эти трещины в зависимости от глубины засверливаются по краям или выбираются. Наиболее глубокие выбоорки металла завариваются [7, 8].

В корпусах клапанов в зонах концентрации напряжений, ремонтных наплавов и сварных швов возникает значительное число глубоких трещин, рыхлот, сеток трещин и т.п. В каждом случае принимается решение о ремонте или замене поврежденных клапанов.

На одной из турбин К-200-130 были демонтированы левый и правый стопорные клапаны ЦВД после наработки 210 и 230 тыс. часов из-за интенсивного растрескивания.

В 2003 г. в корпусе стопорного клапана ЦВД турбины К-200-130 после наработки 110 тыс. часов при 275 пусках обнаружена сквозная трещина, развивавшаяся с внутренней поверхности, длиной 75 мм при толщине стенки 45 мм. Трещина была выбрана и заварена.

При обследовании турбины типа ПТ-50-130-4 ТМЗ после 378 тыс. часов эксплуатации при 474 пусках на

РИСУНОК 5. Турбина ПТ-50-130-4. Схема расположения выбоорок АСК

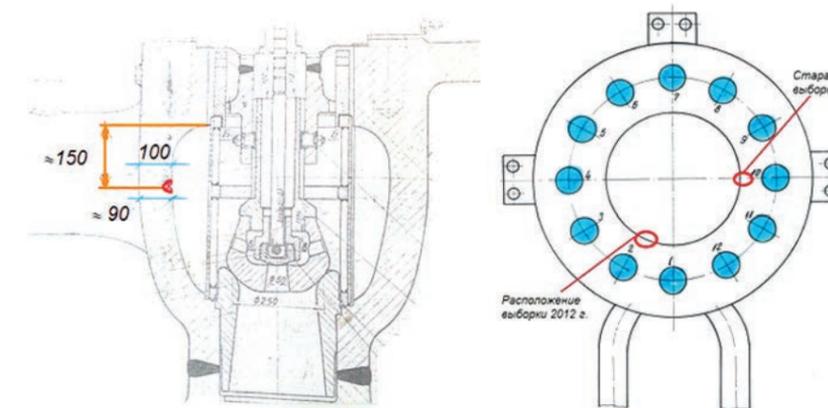
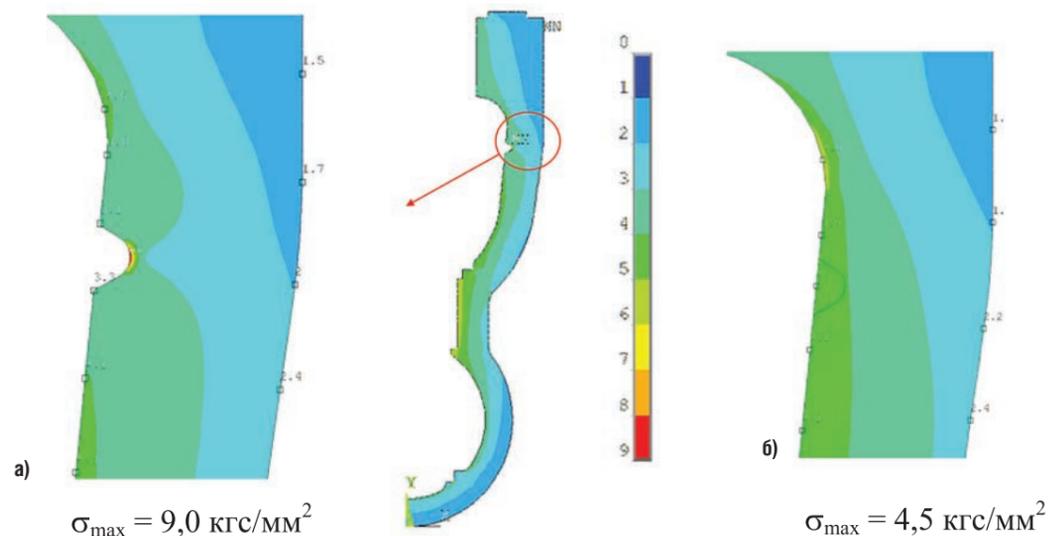


РИСУНОК 6. Турбина ПТ-50-130-4. Результаты расчета напряжений в стенке корпуса АСК



внутренней поверхности корпуса стопорного клапана (АСК) ЦВД была обнаружена трещина. Трещина была выбрана и заварена (см. рисунок 5).

Клапан изготовлен из стали 15X1M1ФЛ КП30. Был проведен расчет корпуса на упругой стадии с учетом выборки без заварки и с заваренной выборкой. Показано, что напряжения в выборке без заварки из-за концентрации напряжений достигают 9,0 кгс/мм<sup>2</sup> (рисунок 6, а). В стенке корпуса с заваренной выборкой (рисунок 6, б) напряжения не превышают 4,5 кгс/мм<sup>2</sup>. Срок эксплуатации клапана был продлен на 25 тыс. часов.

В зоне паровпуска на стенке корпусов ЦВД часто наблюдаются дефекты в виде трещин. На рисунке 7 показана трещина в крышке корпуса ЦВД турбины К-200-130. Корпус эксплуатировался 267 тыс. часов при 350 пусках. Была выполнена засверловка трещины. Корпус был допущен к дальнейшей эксплуатации в течение 35 тыс. часов.

Возможно появление трещин на фланцевом разъеме нижней половины цилиндра, которые распространяются до отверстий для крепления шпилек [6]. Такие дефекты подлежат выборке и заварке.

РИСУНОК 7. Крышка корпуса ЦВД турбины К-200-130. Зона отверстия выхода паропровода отсоса с 1 и 2 камер переднего концевое уплотнения



На рисунке 8 показано расположение 46 выборок металла на внутренней поверхности нижней половины корпуса ЦВД турбины К-200-130 после наработки 42 тыс. часов при температуре свежего пара 565°С и 110 тыс. часов при температуре 540°С. Общее число пусков равно 614.

Размеры выборок составляли от 80×10×5 до 2000×40×45 мм. Все выборки были заварены, а корпус подвергался последующему отжигу в печи для снятия остаточных напряжений. После отжига из-за коробления корпуса была выполнена шабровка уплотнительных поясков горизонтального разъема для обеспечения плотности прилегания фланцев при затяжке шпилек. Срок дальнейшей эксплуатации был продлен на 48 тыс. часов до суммарной наработки 200 тыс. часов.

### Пароперепускные трубы

Пароперепускные трубы ВД и СД работают в условиях высоких температур. Наиболее напряженными участками являются гибы, надежность которых определяет ресурс трубопровода в целом. Подавляющее число повреждений возникает на гйбах паропроводов, изготовленных из стали 12X1MФ.

РИСУНОК 8. Турбина типа К-200-130. Схема расположения выборок в нижней половине корпуса ЦВД

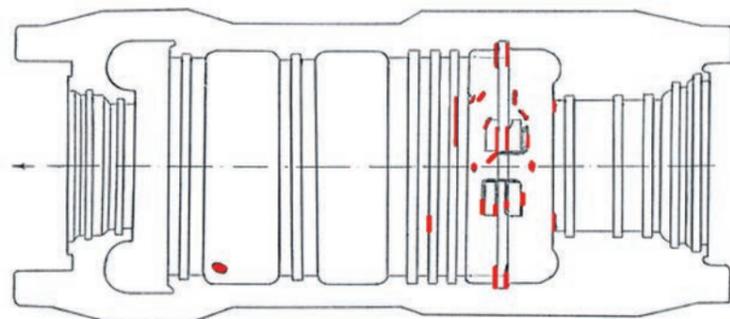
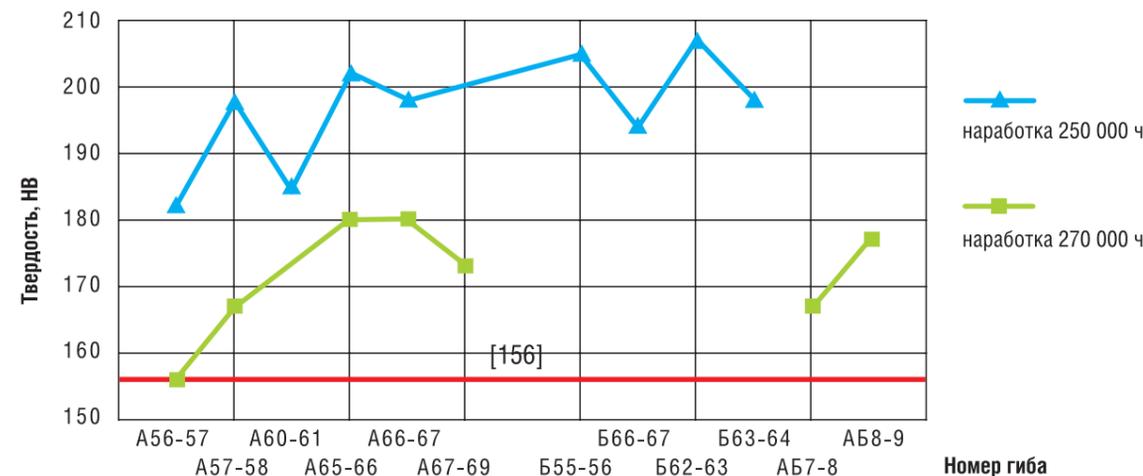


РИСУНОК 9. Результаты замеров твердости гйбов пароперепускных труб турбины К-200-130



Повреждения гйбов паропроводов, изготовленных из стали 15X1M1Ф, имеют место значительно реже.

При ремонтах турбины К-200-130 ЛМЗ были выполнены замеры твердости, овальности и толщины гйбов ЦВД и ЦСД из стали 15X1M1Ф (Ø273x32) после наработки 250 и 270 тыс. часов. На рисунке 9 показано изменение твердости обследованных гйбов (допускаемое минимальное значение твердости 156 НВ). Результаты обследований позволяют определить, какие гйбы нуждаются в замене в текущий или следующий ремонт.

### ВЫВОДЫ

Наличие дефектов и отклонений от требований нормативной документации в элементах паровых турбин, отработавших парковый ресурс, не всегда является препятствием для их дальнейшей эксплуатации.

В каждом конкретном случае необходимо провести комплекс работ, включающий техническое диагностирование турбины, анализ условий эксплуатации, расчеты прочности и ресурса основных элементов. На основании вышеперечисленного выносятся решение о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации турбины. ●

### Литература

- РД 10-577-03. Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. Госгортехнадзор России, 2003 – 76 с.
- СО 153-34.17.440-2003. Инструкция по продлению срока эксплуатации паровых турбин сверх паркового ресурса. – М.; ВТИ, 2003. – 153 с.
- РД 34.30.507-92 Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода. – М.; ВТИ, 1992. – 110 с.
- Гаврилов С.Н., Георгиевская Е.В., Левченко А.И., Смелков Л.Л. Экспертиза промышленной безопасности и продление срока службы основных деталей турбин. Ж.: «Берг-Коллегия», № 12, 2008.
- Резинских В.Ф., Гринь Е.А., Злепко В.Ф. Концепция продления ресурса металла оборудования ТЭС. Ж.: «Промышленная энергетика» № 4, 2002. – 4с.
- Судаков А.В., Гаврилов С.Н. и др. Прочность и ресурс турбинного оборудования ТЭС, АЭС и газоперекачивающих станций. Ж.: «Neftegaz.RU» № 1–2, 2014.

- РД 153-34.1-17.458-98. Методика определения возможности эксплуатации с трещинами и выборками литых корпусных деталей турбин с давлением пара более 9 МПа. – М.; ВТИ, 1999.
- СТО ЦКТИ 10.049-2013. Устранение дефектов в литых деталях энергооборудования с применением сварки без последующей термической обработки. – СПб; НПО ЦКТИ, 2013.

Ключевые слова: срок службы, паровая турбина, дефект, парковый ресурс.



### ГАЗОВЫЕ МОТОРЫ

Надежное сердце для вашей установки

- Диапазон мощностей: 80–210 кВт
- Топливо: Природный газ, Биогаз, СУГ, Попутный газ и другие

info@tedomengines.com, +420 483 363 642  
www.tedomengines.com

# ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ЦЕЛЬЮ МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. ПОКАЗАНО ВЛИЯНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ И СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. ПРЕДЛОЖЕНО ОПРЕДЕЛЯТЬ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ МОЩНОСТЬ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ УКАЗАННЫХ ФАКТОРОВ, А ТАКЖЕ С УЧЕТОМ ВРЕМЕНИ ВКЛЮЧЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ И ФОРМЫ ГРАФИКА НАГРУЗКИ

KEY WORDS: power transformer, electric power losses, energy conservation, the optimal load factor, economic power.

**Алюнов Александр Николаевич,**  
кандидат технических наук, доцент кафедры электроснабжения  
ФГБОУ ВПО «Вологодский государственный университет»

**Бабарушкин Валентин Александрович,**  
кандидат технических наук, доцент, специалист-электроэнергетик в области расчетов аварийных режимов систем электроснабжения, декан электроэнергетического факультета  
ФГБОУ ВПО «Вологодский государственный университет»

Задачам оптимизации управления системами электроснабжения уделяется пристальное внимание, начиная с момента появления первых автоматизированных систем проектирования и автоматизированных систем управления на основе компьютеров. Действующие программные системы позволяют проверять реальность и оптимальность проектных решений по отдельным энергетическим объектам, а также надежность функционирования работающей энергосистемы в целом путем решения конкретных технологических задач. Программное обеспечение используется также для сравнительного анализа разных стратегий проектирования, монтажа, оптимизации и эксплуатации при принятии решений на основании состояния и параметров режима электрической сети.

Основными элементами электрической сети являются силовые трансформаторы подстанций и линии электропередачи. Данные элементы в любом аналитическом или синтетическом программном продукте представляются своими математическими моделями. Из всего множества моделей в общем

случае можно выделить два основных вида, используемых при решении поставленных задач:

- 1) Общепринятая графическая модель электрической схемы энергосистемы (включая силовые трансформаторы и ЛЭП);
- 2) Специализированные модели расчетных схем, описывающие схему электрической сети энергосистемы на уровне требований применяемых математических методов и конкретных технологических задач.

Задачи повышения энергоэффективности систем электроснабжения различных объектов требуют выполнения мероприятий, нередко связанных с инженерными расчетами. Инженерные расчеты в области энергосбережения являются трудоемким процессом. Принимая во внимание сложность и высокую стоимость выполнения таких работ, необходимость и полезность энергосберегающих мероприятий не всегда являются очевидными для руководства предприятий, организаций и учреждений.

Большая часть принимаемых решений строго регламентирована законами, руководящими указаниями и другими нормативными документами. Это дает возможность автоматизировать решения многих частных и комплексных задач, в том числе задач по повышению энергоэффективности эксплуатирующихся силовых трансформаторов.

На трансформаторных подстанциях устанавливаются, как правило, два силовых трансформатора. В зависимости от суммарной нагрузки подстанции в ненагруженные часы выгодно отключать один трансформатор. Такой режим работы следует считать мероприятием по энергосбережению, так как коэффициент полезного действия оставшегося в работе трансформатора приближается к максимальному значению.

Оптимальную нагрузку трансформатора  $S_{ОПТ}$ , отвечающую максимально возможному коэффициенту полезного действия, можно найти по формуле [1]:

$$S_{ОПТ} = S_{НОМ} \sqrt{\frac{\Delta P_{XX}}{\Delta P_{K3}}}, \quad (1)$$

где  $S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;  $\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода, кВт;  $\Delta P_{K3}$  – потери короткого замыкания, кВт.

Отношение оптимальной нагрузки трансформатора и его номинальной мощности является оптимальным коэффициентом загрузки трансформатора  $k_3$ :

$$k_3 = \frac{S_{ОПТ}}{S_{НОМ}}. \quad (2)$$

При пользовании формулами (1) и (2) коэффициент загрузки трансформаторов получается достаточно низким (в пределах  $0,45 \div 0,55$ ), так как трансформаторы выпускаются с соотношением потерь холостого хода и короткого замыкания в диапазоне  $3,3 \div 5,0$ . Обычно в проектной практике пользуются максимальными значениями нагрузки, по которым определяется и загрузка трансформаторов. Коэффициент загрузки оказывается значительно ниже оптимального значения, поэтому находящиеся в настоящее время в эксплуатации силовые трансформаторы имеют низкую загрузку и многие из них работают в неоптимальном режиме.

Потери мощности в силовом трансформаторе определяют по формуле [1]:

$$\Delta P = \Delta P_{XX} \left( \frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_{K3} k_3^2, \quad (3)$$

где  $U$  – фактическое напряжение на выводах обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ;  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ.

Потери электроэнергии в силовом трансформаторе зависят от времени включения трансформатора, формы графика электрических нагрузок и определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P_{XX} \left( \frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 T_{ГОД} + \Delta P_{K3} k_3^2 \tau, \quad (4)$$

где  $T_{ГОД}$  – количество часов работы трансформатора в году, ч;  $\tau$  – время наибольших потерь, определяемое по фактическому графику нагрузки или через справочное значение количества часов использования максимальной нагрузки, ч.

Минимум потерь энергии в трансформаторе в течение года будет при равенстве потерь энергии холостого хода и энергии короткого замыкания. Нагрузку трансформатора, учитывающую показатели графика электрической нагрузки  $T_{ГОД}$ ,  $\tau$  и отвечающую минимуму потерь электроэнергии можно найти с учетом (4) при  $U = U_{НОМ}$ :

$$S_{ОПТ} = S_{НОМ} \sqrt{\frac{\Delta P_{XX} T_{ГОД}}{\Delta P_{K3} \tau}}. \quad (5)$$

Проведены сравнительные расчеты по формулам (1) и (5) с учетом средних значений

продолжительности использования максимума нагрузки в промышленности [2]. Расчеты показали, что понижающие трансформаторы требуют более высокой загрузки, чем они имеют на практике.

В некоторых случаях может оказаться целесообразным отключение части трансформаторов, работающих на общую нагрузку  $S_H$ . Определим экономически выгодную нагрузку  $S_{ЭК, \Delta P}$  при работе, в пределах которой достигается максимально выгодная загрузка трансформаторов. При изменении нагрузки от нуля до  $S_{ЭК, \Delta P}$  целесообразна работа одного трансформатора, при нагрузке свыше  $S_{ЭК, \Delta P}$  экономически выгодна работа двух трансформаторов. Нагрузка  $S_{ЭК, \Delta P}$ , при которой целесообразно отключать один из трансформаторов и обусловленная равенством потерь мощности при работе одного и двух трансформаторов определяется по формуле:

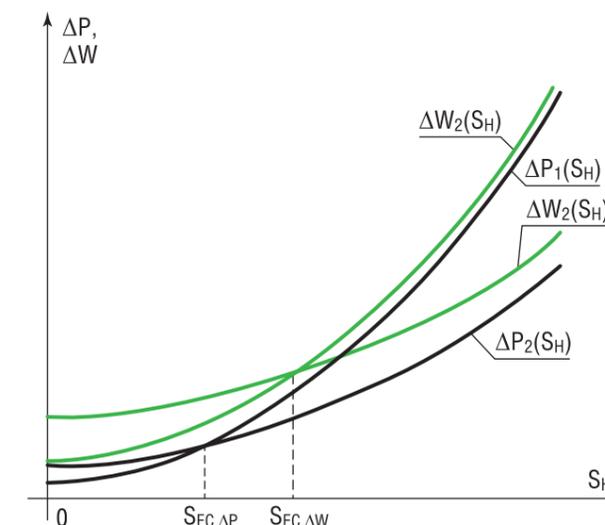
$$S_{ЭК, \Delta P} = S_{НОМ} \sqrt{\frac{2\Delta P_{XX}}{\Delta P_{K3}}}. \quad (6)$$

Нагрузку  $S_{ЭК, \Delta W}$ , обусловленную равенством потерь электроэнергии при работе одного и двух трансформаторов, предлагается, по аналогии с (6), определять с учетом времени включения трансформатора и формы графика электрических нагрузок по формуле:

$$S_{ЭК, \Delta W} = S_{НОМ} \sqrt{\frac{2\Delta P_{XX} T_{ГОД}}{\Delta P_{K3} \tau}}. \quad (7)$$

На рисунке согласно уравнениям (3) и (4) представлены зависимости потерь мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах двухтрансформаторной подстанции от мощности нагрузки на шинах низшего напряжения  $S_H$ .

РИС. Определение экономической мощности трансформаторов по критериям минимума потерь мощности и электроэнергии



$\Delta P_1, \Delta W_1$  – потери мощности и энергии при работе одного трансформатора;  
 $\Delta P_2, \Delta W_2$  – потери мощности и энергии при работе двух трансформаторов

УДК 621.314.222

Анализ зависимостей  $\Delta P(S_H)$  и  $\Delta W(S_H)$  показывает смещение экономической мощности в сторону ее увеличения при учете времени включения трансформатора и фактического графика электрических нагрузок. При расчетах  $S_{ЭК,ДВ}$  по (7) увеличивается интервал экономической мощности. В этом случае увеличивается продолжительность работы подстанции с одним трансформатором при неравномерном графике нагрузки. Экономия достигается за счет отсутствия потерь холостого хода отключенного трансформатора.

Влияние фактического напряжения  $U$  на выводах трансформатора на потери мощности и энергии отражают формулы (3) и (4). С целью снижения потерь целесообразно установить такой режим трансформатора, при котором напряжение на обмотках высшего напряжения не будет превышать номинальное значение. Существенное снижение напряжения также недопустимо, поскольку может не обеспечить требования ГОСТ по отклонению напряжения у потребителя. Снижение напряжения на подстанциях приводит также к увеличению потерь электроэнергии в линиях электропередачи.

Следует отметить, что в рамках жизненного цикла силового трансформатора наблюдаются изменения магнитных свойств электротехнической стали и рост потерь холостого хода  $\Delta P_{ХХ}$ . При расчетах потерь электроэнергии в силовых трансформаторах рекомендуется использовать фактические значения потерь холостого хода, полученные путем измерений в условиях эксплуатации. Это в первую очередь относится к группам силовым трансформаторам, находящимся в длительной эксплуатации. Последние исследования показывают, что для силовых трансформаторов со сроком эксплуатации более двадцати лет паспортные потери холостого хода  $\Delta P_{ХХ,ПАСП}$  при расчетах должны быть увеличены на 1,75% за каждый год эксплуатации сверх 20 лет [4]:

$$\Delta P_{ХХ,РАСЧ} = \Delta P_{ХХ,ПАСП} [1 + 0,0175(T_{СЛ} - 20)], \quad (8)$$

где  $T_{СЛ}$  – срок эксплуатации трансформатора, лет.

Тогда с учетом (2), (4), (5) и (8) оптимальный коэффициент длительной загрузки силового трансформатора, находящегося в эксплуатации более 20 лет, должен определяться по формуле:

$$k_{3,ОПТ} = \sqrt{\frac{\Delta P_{ХХ,ПАСП} T_{ГОД} [1 + 0,0175(T_{СЛ} - 20)] \left(\frac{U}{U_{НОМ}}\right)^2}{\Delta P_{\kappa} \tau}} \quad (9)$$

Очевидно, что отключение по экономическим соображениям части трансформаторов не должно отражаться на надежности электроснабжения потребителей. С этой целью выводимые из работы трансформаторы должны сопровождаться устройствами автоматического ввода резерва. Целесообразно автоматизировать операции

отключения и включения трансформаторов. Для сокращения числа оперативных переключений частота вывода трансформаторов в резерв не должна превышать 2–3 раз в сутки. Кроме того, загрузка трансформаторов, определяемая по формулам (7) и (9) не должна превышать допустимые значения [3]. Исходя из соотношения показателей экономичности и надежности, рассматриваемые в настоящей статье подходы, являются весьма актуальными для подстанций, имеющих сезонные колебания нагрузки.

Приведенные в настоящей статье положения по оптимизации режимов работы трансформаторов реализованы в виде программного обеспечения [5]. Веб-сервис «Онлайн Электрик» позволяет руководителям предприятий и учреждений достаточно оперативно оценивать технико-экономические показатели мероприятий по повышению энергоэффективности работы трансформаторного оборудования и устанавливать их целесообразность, а энергоаудиторам – качественно дополнять и обосновывать энергетические паспорта зданий и сооружений в сокращенные сроки.

Реализация энергосберегающих мероприятий на трансформаторном оборудовании посредством ресурсов «Онлайн Электрик» имеет целый ряд преимуществ по сравнению с классическим решением подобных задач «вручную» или на программном обеспечении, устанавливаемом на персональных компьютерах, а именно:

- 1) не нужно приобретать и устанавливать прикладные программы на компьютер;
- 2) имеется возможность подключения к системе из любой точки планеты;
- 3) пользователю нет необходимости отслеживать и постоянно обновлять версии программного обеспечения;
- 4) отчеты с предоставлением используемых формул позволяют убедиться в достоверности расчетов. ●

#### Литература

1. Киреева, Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов): справочное издание / Э.А. Киреева, С.Н. Шерстнев; под общ. ред. С.Н. Шерстнева. – 2-е изд., стер. – М.: Кнорус, 2013. – 864 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
3. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – Введ. 2002.01.01. – Минск, 1998.
4. Коротков, А.В. Методы оценки и прогнозирования энергетической эффективности электротехнических комплексов городских распределительных сетей [Электронный ресурс]: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Коротков А.В.; Санкт-Петербургский государственный политехнический университет. – Электрон. текстовые дан. (1 файл: 283 Кб). – Санкт-Петербург, 2013. – Загл. с титул. экрана. – Электронная версия печатной публикации. – Свободный доступ из сети Интернет (чтение, печать, копирование). – Текстовый файл. – Adobe Acrobat Reader 7.0. – <URL: http://dl.unilib.neva.ru/dl/2/3489.pdf>.
5. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения. – 2008 [Электронный ресурс]. Доступ для зарегистрированных пользователей. Дата обновления: 08.02.2015. – URL: http://www.online-electric.ru (дата обращения: 08.02.2015).

**Ключевые слова:** силовой трансформатор, потери электроэнергии, энергосбережение, оптимальный коэффициент загрузки, экономическая мощность.

## Клубный посёлок «Графские пруды» – лауреат международной премии International Property Awards (Лондон)



Предложение от клубного посёлка Графские пруды! Только 12 участков по инвестиционно привлекательной цене!

графские пруды  
коттеджный посёлок

АЛТЕК ДЕВЕЛОПМЕНТ  
www.grafskoe.ru  
+7(495)411-91-11



**К/п Графские пруды, ул. Парковая, д. 7**  
Современный дом с прекрасными видами на лес, парк, со второго этажа на пруд с прибрежной зоной отдыха. Находится в центральной части посёлка. Площадь участка 38,6 соток, дома 620 кв м. Центральные коммуникации, парк, пруды, лесная беговая дорожка более 6 км, хоккейное поле, территория под охраной. Частично выполнен ландшафтный проект.

**К/п Графские пруды, Бульварное кольцо, 18**  
Красивый, солнечный, правильной формы участок площадью 26, 8 соток с видом на пруд находится в жилой зоне посёлка. Центральные коммуникации, парк, пруды, лесная беговая дорожка более 6 км, хоккейное поле, охраняемая территория.

**К/п Графские пруды, ул. Заповедная, 19**  
Прилесной правильной формы участок площадью 31, 06 соток находится в тихой уголке посёлка. На участке березы и солнечная поляна для постройки дома. Центральные коммуникации, парк, пруды, лесная беговая дорожка более 6 км, хоккейное поле, охраняемая территория.

# ОПЫТ СОЗДАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕПАРАТОРОВ-ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЕЙ

ЭКОНОМИЧНОСТЬ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ (АЭС) ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ НАДЕЖНОЙ РАБОТОЙ ТУРБИНЫ. В ТУРБИНЕ НАСЫЩЕННОГО ПАРА НА ВЫХОДЕ ИЗ ЦИЛИНДРА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ (ЦВД) ПАР ИМЕЕТ ВЛАЖНОСТЬ  $10 \div 15\%$ , ПРИВОДЯЩУЮ К ЭРОЗИИ ЛОПАТОК ПОСЛЕДНИХ СТУПЕНЕЙ ЦИЛИНДРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ (ЦНД). ПОЭТОМУ В ТУРБИНАХ АЭС ДЛЯ СНИЖЕНИЯ КОНЕЧНОЙ ВЛАЖНОСТИ ПАРА ПРИМЕНЯЕТСЯ СЕПАРАЦИЯ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМ ПЕРЕГРЕВОМ ОТСЕПАРИРОВАННОГО ПАРА В ВЫНОСНЫХ КОМБИНИРОВАННЫХ АППАРАТАХ – СЕПАРАТОРАХ-ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЯХ (СПП). ПРИВЕДЕНО ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ СПП, КОТОРЫЕ ЭКСПЛУАТИРУЮТСЯ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭНЕРГБЛОКАХ АЭС, ПРОАНАЛИЗИРОВАН ИХ ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ТАКЖЕ ДАЕТСЯ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ КОНСТРУКЦИЙ СПП ЗАРУБЕЖНЫХ ФИРМ, АНАЛИЗИРУЮТСЯ ИХ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ. ПРИВЕДЕНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НОВЫХ КОНСТРУКЦИЙ СПП

УДК 621.311.25

KEY WORDS: nuclear power plant, turbine, dehumidification, steam superheat, saturated steam, the moisture separator-reheater.

**Александр Судаков,**  
заместитель  
генерального директора,  
заведующий отделением  
энергоустановок, схемного  
и теплообменного  
оборудования ТЭС и АЭС  
ОАО «НПО ЦКТИ»

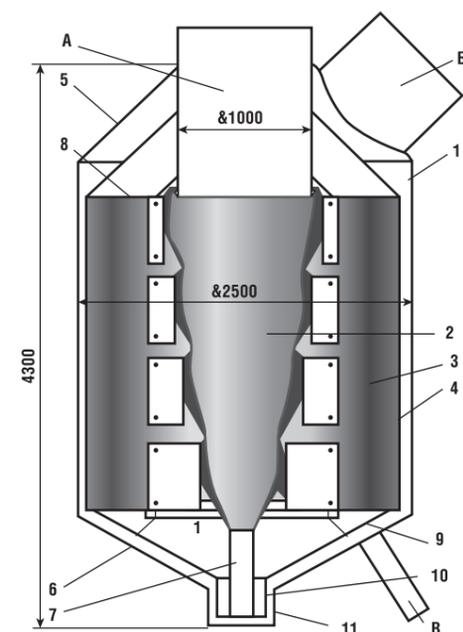
**Вера Легкоступова,**  
аспирант,  
ОАО «НПО ЦКТИ»

Экономичность атомной электрической станции (АЭС) во многом определяется надежной работой турбины. В турбине насыщенного пара на выходе из цилиндра высокого давления (ЦВД) пар имеет влажность  $10 \div 15\%$ , приводящую к эрозии лопаток последних ступеней цилиндра низкого давления (ЦНД). Поэтому в турбинах АЭС для снижения конечной влажности пара применяется – либо промежуточная сепарация, либо сепарация с промежуточным перегревом отсепарированного пара.

Впервые для промежуточной сепарации пара жалюзийный сепаратор был разработан и применен для турбоустановки АК-70-30 для первого энергоблока Ново-Воронежской АЭС (НВАЭС). Принципиальная схема первого вертикального выносного жалюзийного сепаратора для турбоустановок 70÷75 МВт в 1954 году была предложена и запатентована сотрудниками НПО ЦКТИ К.А. Блиновым и Ю.В. Лабинским [1,2,3].

Конструкция первого сепаратора для турбины НВАЭС представлена на рисунке 1. Сепаратор состоит из следующих узлов: корпуса 1 (внутренний диаметр 2500 мм), конического раздающего жалюзийного коллектора 2, вертикального жалюзийного сепаратора 3 с внешним диаметром 2230 мм. Корпус имеет верхнее и нижнее конические днища 5 и 6. Верхнее днище по малому диаметру соединяется с патрубком подвода влажного пара А из ЦВД турбины, а по большому – с обечайкой корпуса. На этом днище имеется патрубок Б отвода осушенного пара. Коллектор 2 в нижней части снабжен трубой 7, по которой в водяной объем сепаратора поступает часть влаги, отсепарированной внутренними поверхностями образующих его штампованных (сварных) конических воронок-жалюзи. Основной рабочий объем сепаратора образован верхней крышкой 8, паросборным цилиндром 4 и нижним внутренним коническим днищем 9, к которому приварен патрубок 10. Патрубок

РИСУНОК 1. Выносной жалюзийный сепаратор конструкции ОАО «НПО ЦКТИ» для турбин АК-70-30 и АК-75-30 Ново-Воронежской АЭС

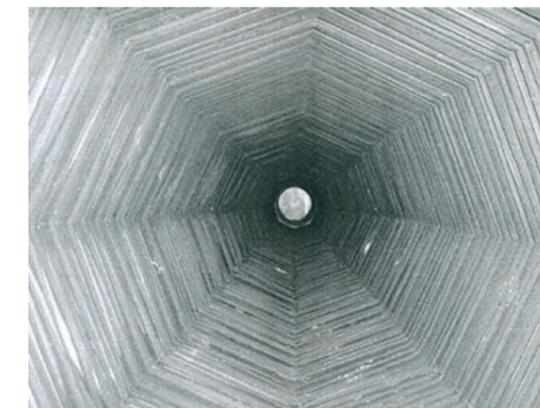


- 1 – корпус; 2 – конический раздающий жалюзийный коллектор; 3 – вертикальный жалюзийный сепаратор;
- 4 – перфорированный паросборный цилиндр;
- 5 – верхнее коническое днище;
- 6 – нижнее коническое днище;
- 7 – труба отвода в водяной объем сепаратора части влаги;
- 8 – верхняя крышка;
- 9 – внутреннее коническое днище; 10 – патрубок;
- 11 – водяной объем сепаратора;
- А – подвод влажного пара;
- Б – отвод осушенного пара;
- В – отвод отсепарированной влаги

РИСУНОК 2. Внешний вид конического восьмигранного входного коллектора после демонтажа



РИСУНОК 3. Внешний вид жалюзийных элементов коллектора



11 вместе с наружным коническим днищем 6 образуют водяной объем сепаратора. Нижние концы входящих в него концентрически расположенных относительно друг друга патрубков 7, 10 создают систему гидрозатворов между основными зонами аппарата, в которых осуществляется процесс сепарации влаги. Гидрозатворы препятствуют проходу осушаемого пара мимо сепарирующих элементов – коллектора 2 и сепаратора 3. Отвод отсепарированной влаги осуществляется через патрубок В.

В паросборном цилиндре 4 для прохода пара сделано около 10500 отверстий диаметром 10 мм. Они расположены на горизонтальных окружностях, шаг между которыми постепенно уменьшается с 51 мм между верхними рядами отверстий до 25,6 мм между их нижними рядами. Это способствует выравниванию распределения расходов влажного пара по высоте рабочего объема сепаратора и скоростей пара на входе в жалюзийный сепаратор 3.

Процесс влагоотделения в сепараторе происходит следующим образом. В коллекторе 2 начинается процесс разделения пара и влаги вследствие снижения скорости движения пара в нем. Выделившаяся на этом участке влага стекает в водяной объем сепаратора, а пар поступает в каналы переменных направлений, образованных коническими воронками-жалюзи, которые и составляют коллектор. При движении влажного пара по этим каналам происходит первичная «грубая», сепарация капельной

влаги. После коллектора пар по радиальным траекториям движется с быстро уменьшающимися скоростями от центра аппарата к расположенному по периферии вертикальному жалюзийному сепаратору 3, в котором и происходит окончательная сепарация капельной влаги из пара. Осушенный пар отводится из кольцевого пространства, образованного корпусом 1 и паросборным цилиндром 4.

Отечественных и зарубежных аналогов подобных сепараторов в тот период не было, поэтому было решено провести поэтапную отработку конструкции этого сепаратора на воздушно-водяном и паровом стендах с максимальным приближением к натурным размерам моделируемого сепаратора. По результатам исследований на воздушно-водяной модели сепаратора подтвердили соответствие предложенной конструкции всем требованиям технического задания: влажность воздуха за моделью сепаратора была существенно ниже 1%; гидравлическое сопротивление рабочего тракта не превышало 1200 мм.вод.ст.; конический раздающий коллектор в сочетании с перфорированным паросборным цилиндром 4 обеспечивали достаточно хорошее выравнивание полей скоростей потока на входе в жалюзийный сепаратор 3 по всей площади этого кольцевого сечения. Результаты исследований на паровой модели достаточно близко совпали с полученными ранее на воздушно-водяной модели: остаточная влажность пара за сепаратором (при номинальных расходах этих потоков около

180 т/ч) не превышала 0,1%, а гидравлическое сопротивление – 1200 мм.вод.ст. Все это послужило основанием для изготовления в 1958 году ХТГЗ головного образца натурального сепаратора, который также прошел испытания на ГРЭС им.Классона в г.Электросталь Московской области. Испытания сепаратора были завершены в первом полугодии 1959 года. Результаты их количественно и качественно совпали с данными исследований на воздушно-водяном и паровом стендах.

Опыт эксплуатации этих аппаратов на турбинах АК-70-30 (три машины) I блока НВАЭС, турбинах АК-75-30 (пять машин) II блока НВАЭС и АЭС Норд в ГДР в течение 140÷150 тыс.ч. (всего 16 аппаратов) таков: замечаний к работе аппаратов не было; необходимости проведения ремонтов в процессе всего периода эксплуатации не возникало.

После снятия I и II энергоблоков НВАЭС и демонтажа аппаратов замечаний по их состоянию не было. Визуальный осмотр состояния наружной и внутренней поверхностей каждого из входных жалюзийных коллекторов всех четырех сепараторов показал, что следов коррозии и эрозии металла нет, солевые отложения на металлических поверхностях отсутствуют. На рисунке 2 показан внешний вид после демонтажа конического восьмигранного входного коллектора, на котором осуществлялась предварительная сепарация, а на рисунке 3 – укрупненный внешний вид его жалюзийных элементов.

Не обнаружено следов коррозии и эрозии металла, солевых

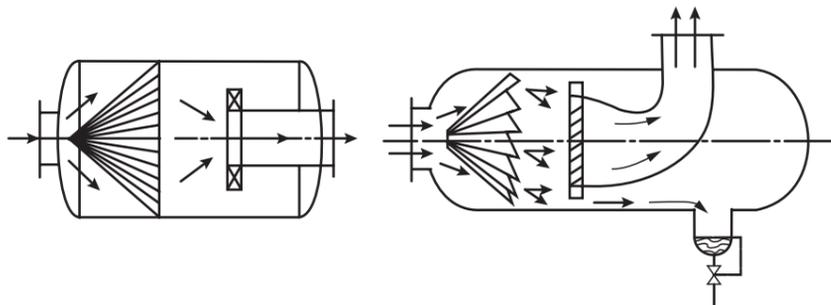
РИСУНОК 4. Внешний вид элементов кольцевого сепаратора



отложений и иных повреждений при осмотрах других важных элементов конструкции: кольцевых сепараторов, внутри которых проходят трубы отвода сепаратора (Рис.4), «дырчатых листов» – перфорированной цилиндрической стенки внутреннего корпуса всех четырех сепараторов; корпусов четырех сепараторов.

Приведенный пример свидетельствует о высоком качестве разработки конструкции, правильной организации рабочего процесса разделения фаз, подтвержденной на модельных и натурных экспериментах, удачной

РИСУНОК 5. Конструкции первых сепараторов фирмы Westinghouse EC (США)



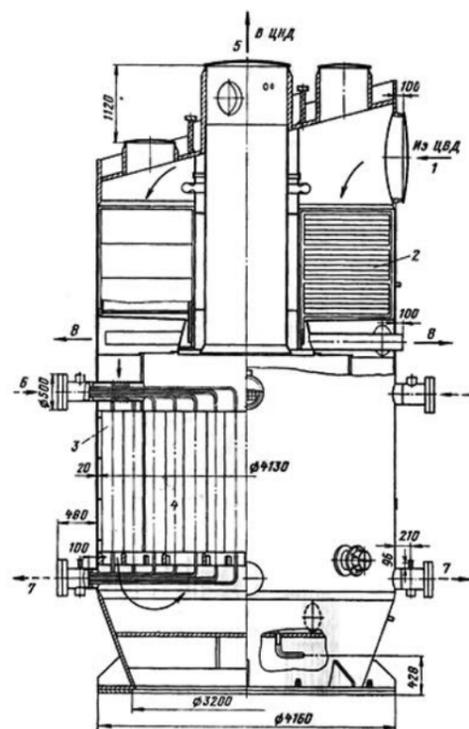
компоновке аппаратов на площадке обслуживания турбины.

На первых АЭС США – АЭС Шиппинпорт и АЭС Янки-Роу с турбоустановками мощностью 60 и 185 МВт соответственно, пущенных в эксплуатацию в 1957–1959 годах – фирмой Westinghouse EC были применены выносные сепараторы вихревого типа (Рис. 5), снижающие влажность пара с  $u_{вх} = 10\%$  до  $u_{вых} = 3\%$  [4,5,6,7]. В этих сепараторах влагоудаление осуществляется за счет применения специальных завихрителей, выполненных в виде конуса с профилированными лопатками. В

ходе эксплуатации этих сепараторов имели место многократные остановки блоков для ремонта [8,9]. Приблизительно в начале 60-х годов фирма отказалась от производства таких сепараторов, мотивируя это тем, что влажность 3% является неудовлетворительной [10].

В первую очередь, эффективность влагоудаления в центробежных сепараторах зависит от режима течения жидких пленок, которые образуются на цилиндрической поверхности сепаратора, и от системы влагоулавливающих устройств. В данной конструкции не продумана система дренирования

РИСУНОК 6. Сепаратор-пароперегреватель СПП-500-1 конструкции ЗиО для турбин К-500-65/3000 (Ленинградская АЭС, Курская АЭС, Смоленская АЭС)



- 1 – вход влажного пара;
- 2 – сепарационные блоки;
- 3 – пароперегреватель I ступени;
- 4 – пароперегреватель II ступени;
- 5 – выход перегретого пара;
- 6 – подвод греющего пара в пароперегреватель;
- 7 – отвод конденсата греющего пара из пароперегревателя;
- 8 – отвод сепарата после сепаратора

РИСУНОК 7. Сепаратор-пароперегреватель СПП-1000 конструкции ЗиО для турбин К-1000-60/1500

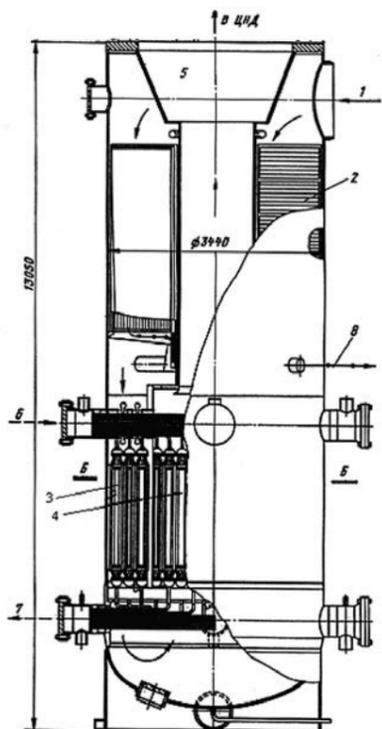


РИСУНОК 8. Отглушенные модули и трубки модулей



РИСУНОК 9. Обрыв трубы разводки



влаги и пленок со стенок корпуса. В качестве влагоулавливающего устройства в конструкции можно было использовать перфорированный внутренний цилиндр, который имеет ряд щелей, на которых происходит дополнительная сепарация и через которые отсепарированный пар попадает в кольцевое пространство. Также можно было предусмотреть дренирование воды внизу аппарата с помощью перфорированного листа (например, как в центробежном сепараторе фирмы Parsons) или предусмотреть дренажный канал закрытого типа для сбора всей отсепарированной влаги.

На всех энергоблоках нашей страны как с реакторами типа РБМК, так и с реакторами типа ВВЭР эксплуатируются СПП поставки Подольского машиностроительного завода (ЗиО). Примеры конструкций этих аппаратов приведены на рисунках 6 и 7.

Большим достоинством указанных конструкций является применение поверхности нагрева, набранной из большого количества кассет (для энергоблоков с реакторами типа ВВЭР) из труб с продольным оребрением или модулей (для энергоблоков с реакторами типа РБМК) с гладкими трубами из нержавеющей стали 08Х18Н10Т. Применение такой конструкции позволяет организовать поточное изготовление аппаратов и при необходимости обнаружить и

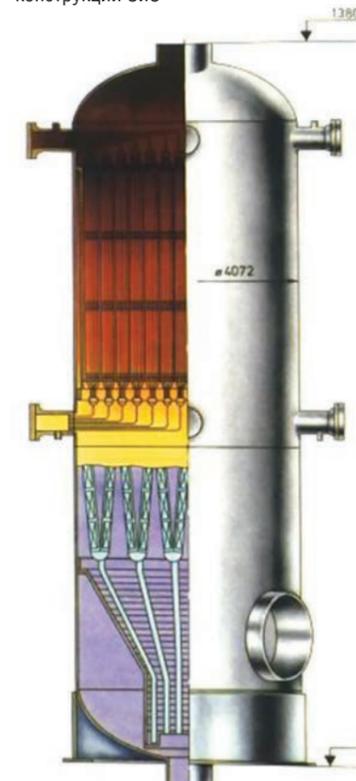
РИСУНОК 10. Состояние кожухов над трубами разводки



отключить поврежденный модуль без остановки турбины.

Однако этим конструкциям присущи и существенные недостатки – расположение сепарационной части над поверхностью нагрева и несимметричный боковой ввод

РИСУНОК 11. Сепаратор-пароперегреватель СПП-1000-1 конструкции ЗиО



влажного пара. По данным ЗиО при таком входе влажного пара неравномерность нагрузки по влажности сепарационных блоков может достигать 500% и более.

В результате наблюдается пронос влаги через сепаратор и как следствие термостойкие разрушения труб разводки и элементов поверхности нагрева (см. рисунки 8,9,10).

Наиболее удачной является конструкция СПП-1000-1 (Рис.11), разработанная по инициативе ОАО «НПО ЦКТИ» и ЛМЗ, и СПП-1000-В (Рис.12) [19]. В этих аппаратах сепарационное устройство расположено снизу под поверхностью нагрева.

Конструкции СПП на зарубежных АЭС отличаются большим многообразием. Их особенности подробно рассмотрены в [11,12,13].

В настоящее время конструкция СПП третьего поколения фирмы Westinghouse EC стала базовой, при этом на основании экспериментальных исследований и станционных испытаний проводилось ее совершенствование как в части доработки и введения новых узлов, так и применяемых

РИСУНОК 12. Сепаратор-пароперегреватель СПП-1000-В конструкции ЗиО

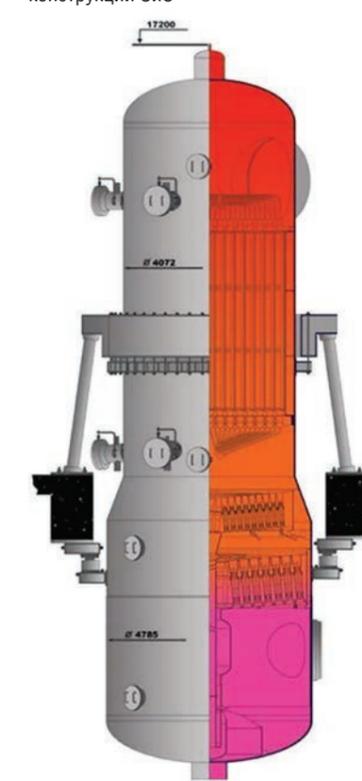
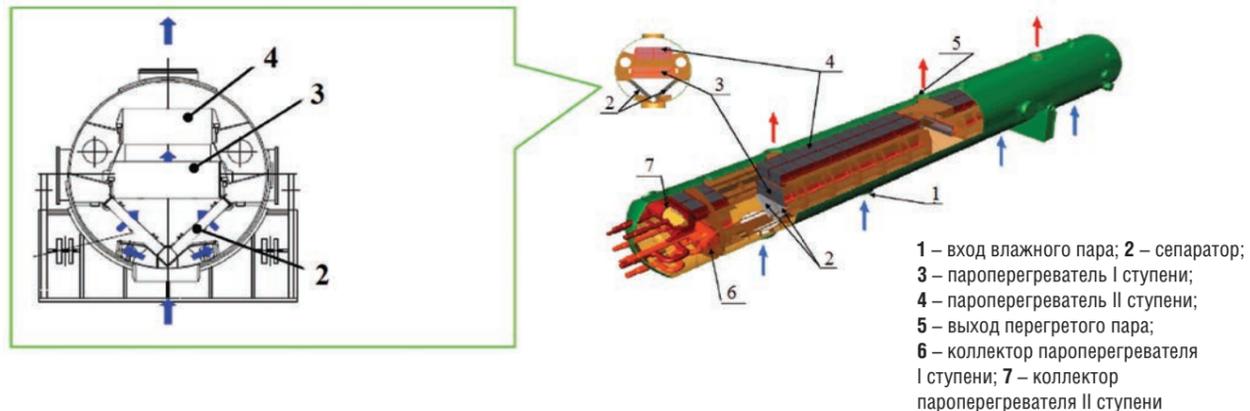


РИСУНОК 13. Конструкция СПП фирмы Westinghouse EC (США) третьего поколения



1 – вход влажного пара; 2 – сепаратор; 3 – пароперегреватель I ступени; 4 – пароперегреватель II ступени; 5 – выход перегретого пара; 6 – коллектор пароперегревателя I ступени; 7 – коллектор пароперегревателя II ступени

материалов. Вариант конструкции СПП третьего поколения представлен на рисунке 13.

При эксплуатации СПП фирмой Westinghouse EC были отмечены разрушения и прогиб трубок I и II ступеней пароперегревателя. Поэтому были проведены исследования модели этого СПП. В опытах фирмы на экспериментальном стенде установлены вибрации горизонтальных трубок пароперегревателя под действием поперечного обтекания паром, амплитуда колебаний достигает 5 мм. В результате колебаний имелись поломки трубок в местах заделки в трубных досках, потребовалось существенно ужесточить конструкцию перегревательной части СПП. Одновременно было установлено, что в сепараторах горизонтального типа требуется специальная система разделения нагреваемого пара с целью его равномерного распределения на

входе в сепарационную часть. С учетом указанных явлений была произведена доработка конструкции СПП.

При эксплуатации СПП фирм General Electric и Westinghouse EC (США) на АЭС Японии были выявлены следующие их недостатки:

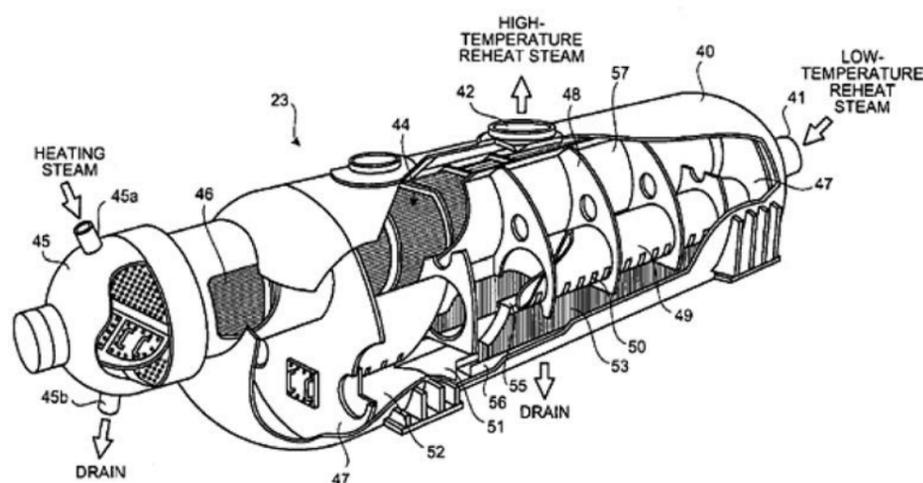
- с увеличением мощности турбинных установок требовалось увеличение мощности СПП и следовательно, увеличение габаритных размеров СПП и его металлоемкости;
- результатами увеличения габаритных размеров СПП являются трудность в размещении аппарата в машинном зале и увеличение стоимости оборудования;
- при вертикально расположенных сепарационных блоках происходит захват паром сепарата и пронос влаги в пароперегреватель;
- при движении пара происходит

большой перепад температур по высоте корпуса, который приводит к деформации корпуса, повреждению внутренних перегородок, труб.

Поэтому для новых энергоблоков АЭС большой мощности фирма Mitsubishi спроектировала новую конструкцию СПП, представленную на рисунке 14 [14], основными достоинствами которой являются:

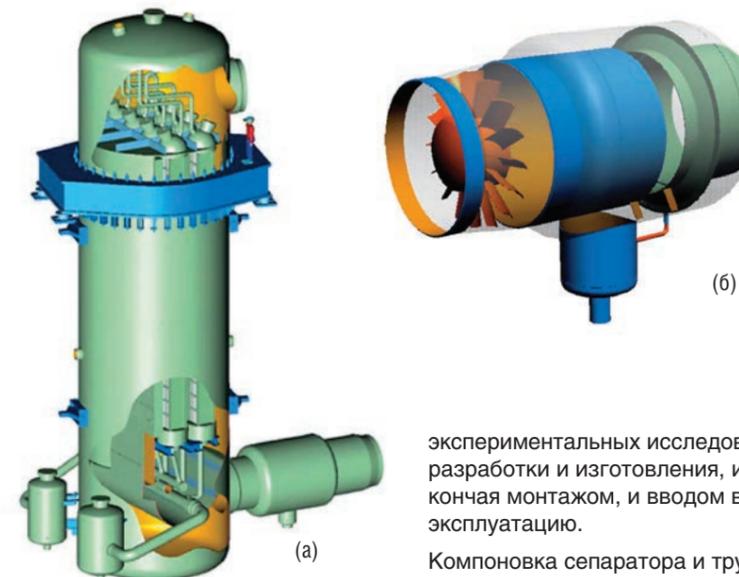
- небольшие габаритные размеры аппаратов при увеличении их мощности;
- организация равномерной раздачи пара на сепарационные блоки;
- предотвращение захвата паром сепарата с последующим проносом его в пароперегреватель;
- предотвращение образования обратных паровых потоков;

РИСУНОК 14. Конструкция СПП фирмы Mitsubishi (Япония)



40 – корпус; 41 – вход влажного пара; 42 – выход перегретого пара; 44 – пароперегреватель; 45 – подвод греющего пара (а) и отвод конденсата греющего пара; 46 – пароперегревательная камера; 49 – раздающий коллектор (манифольд); 50 – отверстия выхода влажного пара из коллектора (манифольда) на сепаратор; 51 – первая разделительная пластина; 52 – дренажный канал; 53 – сепаратор; 55 – верхняя разделительная пластина; 56 – нижняя разделительная пластина; 57 – вторая разделительная пластина

РИСУНОК 15. Трехмерные модели вертикальной конструкции СПП (а) и предсепаратора Powersep (б) фирмы Balcke Durr (Германия)



- усиление металлоконструкций для предотвращения деформаций корпуса и элементов пароперегревателя.

Влажный пар 41 поступает во входную камеру, в которой разделяется на два потока и направляется в раздающие коллекторы 49 (так называемые манифольды) – левый и правый. В раздающих коллекторах 49 имеются отверстия 50, которые обеспечивают равномерную раздачу пара на сепаратор 53, состоящий из вертикально расположенных волнообразных жалюзи. После сепаратора пар движется вверх к пароперегревателю 44 и уже перегретый пар 42 выходит из аппарата.

Отдельно проработана система слива отсепарированной влаги из сепаратора – система закрытого типа: вся влага с жалюзи собирается в дренажные лотки 56, откуда сливается по специальным каналам в дренажный коллектор 52, расположенный под сепаратором. Поэтому в данном СПП исключаются захват паром влаги и образование обратных потоков пара.

Конструкции СПП фирмы Balcke Durr имеют различную конфигурацию: вертикальные или горизонтальные СПП с одно- или двухступенчатым перегревом (Рис. 15а) [15]. Фирма занимается комплексом работ, начиная от математического моделирования,

экспериментальных исследований, разработки и изготовления, и кончая монтажом, и вводом в эксплуатацию.

Компоновка сепаратора и трубных пучков пароперегревателя выполнена по схеме, получившей название «стена»: пароперегреватель включает по фронту набегания пара четыре вертикальных трубных пучка, а по ходу движения пара 1 или 2 трубных пучка. Перед каждым трубным пучком со стороны набегания пара установлен параллельно пучку в вертикальной плоскости блок жалюзийного сепаратора, включающий по высоте несколько пакетов жалюзи. Влажный пар поступает во входящую камеру СПП, поворачивает и движется по каналу вверх вдоль сепаратора. Для более равномерного распределения потока пара по пакетам жалюзи в канале установлена клиновидная перегородка. Перегретый пар поступает в пространство между трубными пучками и корпусом и

отводится из СПП через боковой патрубок.

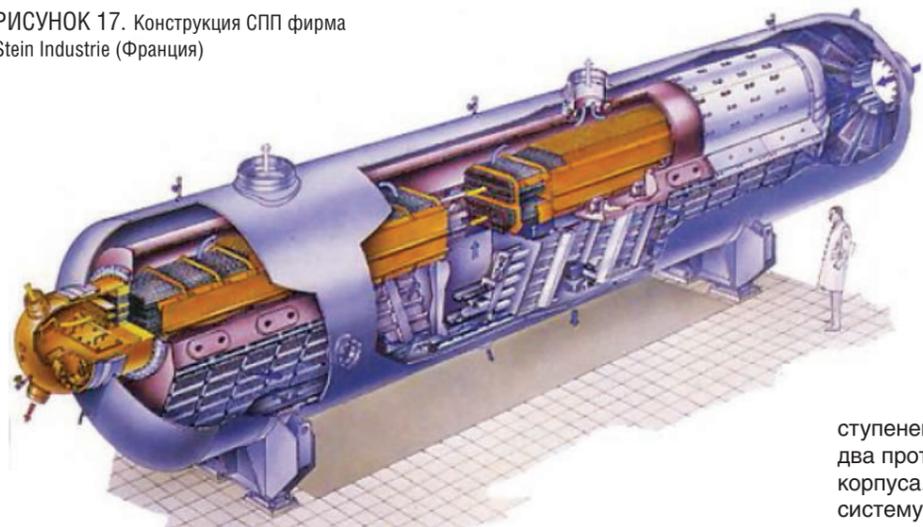
Для снижения влажности на входе служат встроенные перед СПП предсепараторы Powersep (Рис.15б). Предсепарационное устройство Powersep, запатентованное фирмой Balcke Durr, работает по принципу завихрения потока и удаляет до 95% воды после ЦВД. Принцип действия Powersep прост. Двухфазный паровой поток, поступающий в Powersep и содержащий около 13% влаги, приобретает вращательное движение, проходя через статический завихритель. За счет центробежных сил капли воды отбрасываются на внутреннюю стенку Powersep. На ней образуется пристеночная пленка воды, которая через систему отвода конденсата направляется в сепараторосборник и далее удаляется 3–5 м.

Качество сепарации при относительно низкой потере давления и защите от проноса воды обеспечивают сепарационные пакеты Powervanes (Рис. 16). Равномерное распределение потока с постоянной локальной степенью сепарации обеспечивают дырчатые листы, устанавливаемые перед и за сепаратором. Дополнительное равномерное распределение потока пара в СПП обеспечивается специальными дефлекторами. Защита от эрозии и коррозии обеспечивается тем, что все контактирующее с влажным паром оборудование целиком изготавливается из нержавеющей стали или плакируется ею. Термоэластичные компенсаторы гарантируют при любых нагрузках компенсацию теплового

РИСУНОК 16. Конструкция пластин жалюзийных пакетов фирмы Balcke Durr (Германия)



РИСУНОК 17. Конструкция СПП фирма Stein Industrie (Франция)



расширения корпуса, пучка пароперегревателя и его трубок. Защиту от вибрации обеспечивают перегородки, расположенные в пучке пароперегревателя, у которых трубные отверстия, просверленные с очень малыми допусками, имеют закругленные края. Люки и смотровые окна дают возможность доступа внутрь аппарата для технического осмотра и ремонта.

Для турбин АЭС, выпускаемых крупнейшей французской турбостроительной фирмой Alsthm, фирма Stein Industrie в рамках кооперации разработала и изготовила как горизонтальные, так и вертикальные СПП.

Прототипом для горизонтальных СПП является конструкция СПП третьего поколения фирмы Westinghouse. Однако в конструкциях СПП фирмы Stein Industrie применена иная компоновка сепаратора и пароперегревателя. В СПП для турбин мощностью 900 МВт (Рис. 17) сепаратор выполнен в виде двух блоков, установленных наклонно [16]. Подвод влажного пара осуществляется через патрубок на днище СПП с одной стороны корпуса. Пароперегреватель выполнен из единого трубного пучка (у фирмы Westinghouse два трубных пучка) из U-образных труб и имеет одну ступень перегрева. Во всех СПП фирмы Stein Industrie применяются трубы с нарезным поперечным оребрением (аналогичные по характеристикам трубам в СПП фирм Германии).

Первые аппараты такого типа имели длину 16000 мм и диаметр

3100 мм, на турбину мощностью 900 МВт устанавливались по 4 СПП. Эти СПП были разработаны для турбин фирмы Alstom, масса одного аппарата составляла 83 т. Первый блок был введен в эксплуатацию в 1977 году. СПП этого типа эксплуатируются на АЭС Франции (Фесенгейм 1,2, Бюжэ 2,3,4,5, Трикастин 1,2,3,4, Дампьер 1,2,3,4,5,6, Блуа 1,2,3,4), АЭС ЮАР (Куберг 1,2). В дальнейшем с 1986 года фирма изготавливала СПП длиной 21500 мм и диаметром 3700 мм, на турбину этой же мощности устанавливалось по 2 СПП, масса одного аппарата составляла 200 т. Аппараты успешно эксплуатируются на АЭС Шинон В3 (Франция).

Кроме одноступенчатых горизонтальных аппаратов фирма Stein Industrie с конца 80-х годов начала выпуск двухступенчатых горизонтальных аппаратов (Рис. 18) [17]. Аппараты выполнены двухпоточными по ходу нагреваемого пара, подвод влажного пара осуществляется через 2 патрубка, расположенных на нижней образующей корпуса, а выход перегретого пара через 2 патрубка на верхней образующей. В корпусе СПП установлены параллельно друг другу 2 блока, каждый из которых имеет двухрядный сепаратор и пароперегреватель с двумя ступенями перегрева. Трубные пучки второй ступени расположены над пучками первой ступени. Подвод греющего пара и отвод конденсата обеих

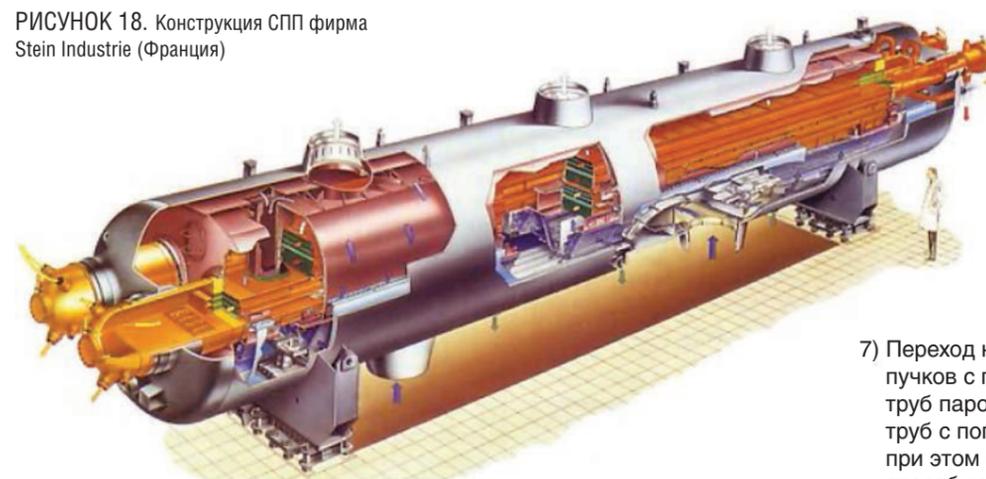
ступеней выполнен через два противоположных днища корпуса. Отвод сепарата через систему собирающих каналов осуществляется через патрубки внизу корпуса.

Для турбин фирмы Alstom типа Paluel мощностью N = 1000 МВт устанавливалось по 2 СПП, диаметром 3800 мм, длиной 23300 мм и массой 260 т. СПП введены в эксплуатацию в 1988 году и эксплуатируются на АЭС Кори (Республика Корея). Для турбин мощностью N = 1300–1500 МВт устанавливалось по 2 СПП, диаметром 4500 мм, длиной 25000 мм и массой 325 т. Аппараты эксплуатируются на АЭС Шоз В1-В3 (Франция) с 1990 года.

Как видно из опыта эксплуатации зарубежных СПП, все они также столкнулись с проблемами. Основными недостатками зарубежных конструкций являются:

- 1) Несимметричная работа аппаратов и отдельных элементов;
- 2) Неравномерное распределение потоков пара как по скорости, так и по влажности, как на входе в сепаратор, так и на входе в пароперегреватель;
- 3) Недостаточная эффективность сепараторов, приводящая к повреждению элементов пароперегревателя и корпуса аппарата, повреждения не только эрозионные, но и коррозионные и усталостные;
- 4) Непродуманная система слива сепарата, приводящая к захвату отсепарированным паром капель сепарата, образованию обратных токов сепарата;
- 5) Вибрация, прогиб и большие температурные разности в пароперегревательных трубках (особенно при горизонтальном расположении аппарата);

РИСУНОК 18. Конструкция СПП фирма Stein Industrie (Франция)



- 6) Недостаточная жесткость некоторых элементов СПП, приводящая к деформации и повреждению оборудования;
- 7) Образование трещин в элементах из нержавеющей стали под действием радиолитического кислорода пара одноконтурной АЭС.

Для дальнейшего развития конструкций СПП, с учетом нашего и зарубежного опыта эксплуатации СПП, могут быть рекомендованы следующие принципы:

- 1) Компоновка СПП с размещением сепаратора под пароперегревателем или сбоку от него.
- 2) Совершенствование входных камер с установкой устройств предсепарации влаги и специальных устройств (перфорированных листов или перегородок) для равномерного распределения подачи влажного пара на сепарационные блоки.
- 3) Установка предсепараторов перед СПП на ресиверах за ЦВД; переход на создание системы пароперегрева при установке вместо четырех СПП на турбоустановку двух СПП (хотя данная рекомендация потребует произвести существенные изменения при компоновке турбоустановки в машинном зале).
- 4) Применение отдельных СПП из 2-х аппаратов – отдельно сепаратора и пароперегревателя.
- 5) Проектирование систем слива сепарата закрыто типа, предотвращающей возможность захвата отсепарированным паром капель сепарата и

дальнейшего проноса его в пароперегреватель, и возможность образования возвратных токов.

- 6) Жесткое крепление элементов СПП к корпусу аппарата.

- 7) Переход на применение трубных пучков с поперечным обтеканием труб паром с использованием труб с поперечным оребрением, при этом сохраняется кассетный способ компоновки трубного пучка.

Эти принципы были использованы ОАО «НПО ЦКТИ» при разработке конструкции СПП для перспективных блоков АЭС, которая по своим характеристикам превосходит все известные конструкции [18]. ●

**Литература**

1. Паротурбинные установки атомных электростанций. Под ред. Ю.Ф. Косяка. – М.: Энергия, 1978. – 312 с., ил.
2. Пермяков В.А. Создание и эксплуатация первых выносных сепараторов турбин АЭС / В.А. Пермяков, А.В. Судаков, С.В. Слоцов [и др.] // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2008. Основной выпуск №2. – С. 166–171.
3. Пермяков В.А. Для первой промышленной АЭС / В.А. Пермяков // Энергосбережение и водоподготовка. 2005. № 2. – С.51–54.
4. Сорокин Ю.Л. Тенденции в развитии сепарационных устройств промежуточных турбинных сепараторов-пароперегревателей АЭС за рубежом / Ю.Л. Сорокин, Л.Н. Демидова, Е.М. Филатова // Энергомашиностроение. – 1982. – № 1. – С.43–45.
5. Colt R.L., Ritland P.D., Raben T.J. and others. Moisture separator-reheaters: entering the second decade. Inf. WEC, 1976.
6. Carris Ph.O. Problems of wet-steam turbines for Generating Stations. Journal of Science and Technology, 1969, vol.36, No.3, pp. 9–16.
7. Wood B. Wetness in steam cycles. Proceeding of the institutions of the mechanical engineers, 1960, vol.174, No.14, pp. 491–534.
8. Bierman G.F., Miller W.J. Nuclear plant performance – good and getting better. Power reactor Technology, 1966, vol.9, No.3, pp.110–122.
9. Schmeb B.A. Operational Data for Power Reactors in the United States. Power reactor technology and reactor fuel processing, 1966–1967, vol.10, No.1, pp.32–58.
10. Grotloh Kh. Wasserabscheider und Zwischenuberhitzen in Kernkraftanlagen. Techn. Rdsch Sulzer, 1970, b.52, No.1, ss.30–35.
11. Троянский Б.М. Внешние сепараторы и промпарегреватели турбин АЭС. / Б.М. Троянский, О.А. Поваров // Энергохозяйство за рубежом. 1976. № 6. – С.21–28.
12. Троянский Б.М. Новые конструкции сепараторов зарубежных турбоустановок. / Б.М. Трояновский // Теплоэнергетика. 1986. № 1. – С.70–73.
13. Сорокин Ю.Л. Тенденции в развитии сепарационных устройств промежуточных турбинных сепараторов-пароперегревателей АЭС за рубежом. / Ю.Л. Сорокин, Л.Н. Демидова, Е.М. Филатова // Энергомашиностроение. 1982. № 1. – С.43–45.
14. Пат.№ US 7 993 426 B2 США Moisture Separator / Issaku Fujita, Nobuki Uda, Jiro Kasahara; заявитель и патентообладатель Mitsubishi Heavy IndustriesLtd., Tokyo, Japan // заявл. 10.01.2007, опубл.09.08.2011, appl. No 12/309 918. – 29 с.: ил.
15. [Электронный ресурс] http://www.balcke-duerr.de.
16. Пат.№ US 4 143 619 США Heat Exchanger for Superheating Steam / Jacques Marjollet, Gerard Palacio, Gerard Tondeur; заявитель и патентообладатель Stein Industrie S.A., Velizy Villacoublay, France // заявл. 24.03.1977, опубл. 13.03.1979, appl. No 780 997. – 5 с.: ил.
17. Пат.№ US 4 589 893 США Steam Separator Superheater and Method of Assembly / Marc Franzolini, Jacques Marjollet; заявитель и патентообладатель Stein Industrie, Velizy-Villacoublay, France // заявл. 17.10.1984, опубл. 20.05.1986, appl.No 661 846. – 9 с.: ил.
18. Судаков А.В. Сепаратор-пароперегреватель для перспективных блоков АЭС с ВВЭР. / А.В. Судаков, В.В. Силин, А.М. Марнич [и др.] // Надежность и безопасность энергетики. 2011. № 1(12). – С.66–70.
19. [Электронный ресурс] http://www.aozio.ru.

**Ключевые слова:** атомная электрическая станция, турбоустановка, сепаратор-пароперегреватель, влагуудаление, пароперегрев, насыщенный пар.

# УГЛЕВОДОРОДЫ И ГЕОПОЛИТИКА

В СТАТЬЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНА СТРУКТУРА МИРОВОГО БАЛАНСА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ, КОТОРЫЙ ПОКАЗАЛ, ЧТО ДОЛЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА СНИЖАЕТСЯ НЕЗНАЧИТЕЛЬНО И ОНО ЕЩЕ ДОЛГО БУДЕТ ОСТАВАТЬСЯ ОСНОВОЙ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. В ЭТОЙ СВЯЗИ АВТОРОМ СДЕЛАН АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА ПО РЕГИОНАМ И КОНТИНЕНТАМ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ЧЕГО ПОКАЗАНО, ЧТО АМЕРИКАНСКИЙ КОНТИНЕНТ СТАНОВИТСЯ ПРАКТИЧЕСКИ ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМЫМ ОТ ВСЕГО ОСТАЛЬНОГО МИРА. ЗА ПОСЛЕДНИЕ 9 ЛЕТ ИМПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В США СОКРАТИЛСЯ ПОЧТИ В 2 РАЗА, А ИМПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА – ПОЧТИ В 3. В ЭТОЙ СВЯЗИ, РЫНОК США ДЛЯ РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА БЕСПЕРСПЕКТИВЕН. ИМПОРТ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЕВРОПУ ТАКЖЕ УСТОЙЧИВО СНИЖАЕТСЯ. ГЛАВНОЙ ЗАДАЧЕЙ ДЛЯ РОССИИ ЯВЛЯЕТСЯ СОХРАНИТЬ ОБЪЕМ ПОСТАВОК УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭТОТ РЫНОК. ГЛАВНЫМ РЫНКОМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭКСПОРТА РОССИЙСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ЯВЛЯЕТСЯ РЫНОК КРУПНЕЙШИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ В АЗИИ – КИТАЯ, ИНДИИ, ЯПОНИИ И ЮЖНОЙ КОРЕИ

KEY WORDS: energy consumption, organic fuel, hydrocarbons, export and import streams, of oil and gas, power saving, power efficiency, ecological, The Eastern Gazprom gas program, ESPO, Russian oil and gas complex.



**Валерий Бессель,** исполнительный вице-президент ГК «НьюТек Сервисез», профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

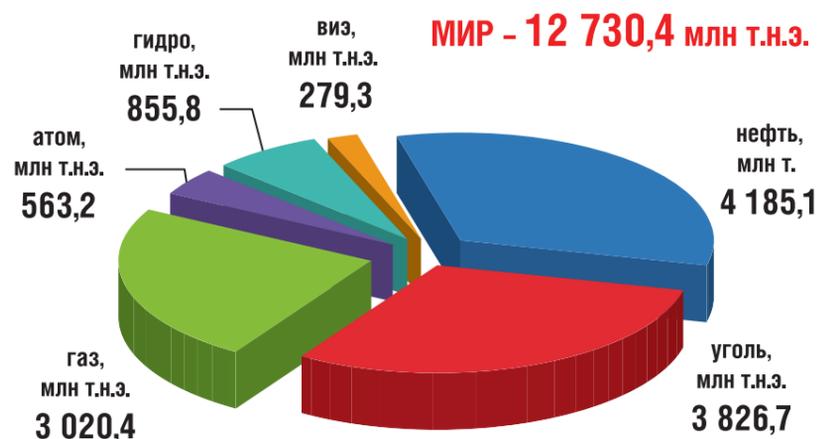
Связь геополитики с ресурсами углеводородного сырья – очевидна. Тема эта обсуждается в экспертном и медийном сообществах достаточно часто, однако мне как инженеру-нефтянику показалось интересным вернуться к ней еще раз, если так можно выразиться, с карандашом в руках. На одной из конференций, проходившей пару лет назад, уважаемый Геннадий Иосифович Шмаль привел слова И.В. Сталина, сказанные им на одном из последних заседаний Политбюро ЦК ВКП(б), на котором он присутствовал в далеком уже от нас 1952 году: «В мире закончились войны за территории – начались войны за ресурсы». Я не политик, поэтому основной упор буду делать на анализ ежегодных статистических отчетов компании

ВР о состоянии мировой энергетики за период 2003–2013 годы.

Начнем с анализа структуры энергопотребления в мире за 2013 год, приведенной на диаграмме на рисунке 1.

В структуре баланса мирового энергопотребления доля углеводородов (нефти и природного газа) составляет 56,6%, а доля органического топлива (нефть, природный газ и уголь) составляет 86,7%. Это позволяет сделать однозначный вывод о том, что основой мировой энергетики на сегодняшний момент является органическое топливо, то есть нефть, природный газ и уголь. А причем здесь уголь и углеводороды – может спросить читатель? Действительно, уголь нельзя относить напрямую к углеводородному сырью, но с определенной натяжкой все таки это делать необходимо – уже сейчас во многих странах мира, таких как Австралия, США, Канада, Китай, Россия и многих других идут активные работы по добыче углеводородного газа метана из угленосных толщ. Более того, еще с начала 20 века известны методы получения синтетического топлива из синтез газа (реакция Фишера-Тропша), который добывается, в том числе, и методом подземной газификации угля. Получаемое синтетическое топливо – отнюдь не дешевое, но потенциал его получения огромен с учетом запасов угля и их региональной разбросанности.

РИСУНОК 1. Структура мирового энергопотребления (млн. т.н.э.) в 2013 году



УДК 621.311

Поэтому, с учетом всех выше оговоренных допущений, мы будем рассматривать углеводороды и уголь. Проанализируем динамику мирового энергопотребления по видам топлива и энергии (млн. т.н.э.) за период 2003–2013 годы, приведенную на диаграмме на рисунке 2.

Наблюдается устойчивый рост потребления энергии из всех источников, кроме атомной энергии, но это является следствием политических решений правительств ряда стран, таких как Япония и Германия. Для большей информативности посмотрим на динамику ДОЛИ каждого вида энергии в балансе мирового энергопотребления (%) за 2003–2013 годы, которая показана на рисунке 3.

И тут мы видим ряд очень интересных вещей:

- Доля потребления нефти в балансе мирового энергопотребления устойчиво падает с 37,5% до 32,9%, так как происходит снижение потребления нефти в США – стране, являющейся мировым лидером по потреблению этого вида топлива.
- Доля потребления угля устойчиво растет с 26,3% до 30,1%. Это связано с растущими энергетическими потребностями стран Азиатского региона, и особенно в Китае – мировом лидере по уровню энергопотребления, где основным видом топлива является уголь.
- Доля потребления природного газа практически не изменяется, так как существующие мировые рынки насыщены, а для увеличения потребления газа на новых рынках требуется создание специфической инфраструктуры – очень дорогой и очень разветвленной.
- Но главный вывод – доля органического топлива в балансе мирового энергопотребления также практически не изменилась – если в 2003 году эта доля составляла 87,4%, то в 2013 году – 86,7%!

Поэтому мы можем смело утверждать, что органическое топливо, такое, как нефть, природный газ и уголь есть основа мировой энергетики и снижение

РИСУНОК 2. Динамика мирового энергопотребления по видам топлива и энергии (млн. т.н.э.) за 2003–2013 годы

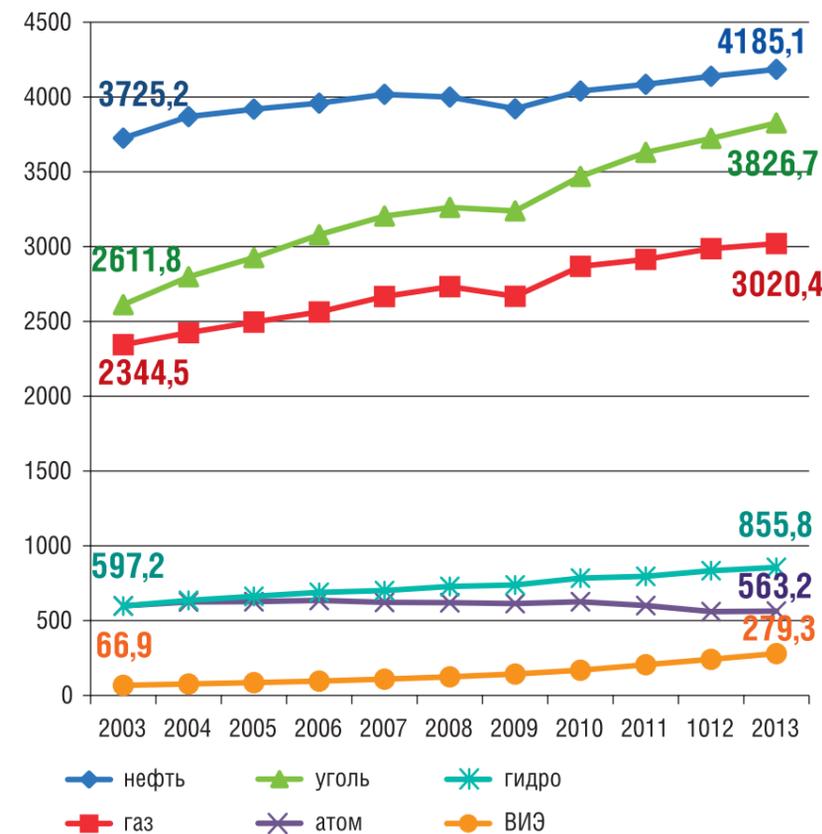


РИСУНОК 3. Структура мирового энергопотребления по видам топлива и энергии (%) в 2003–2013 годах

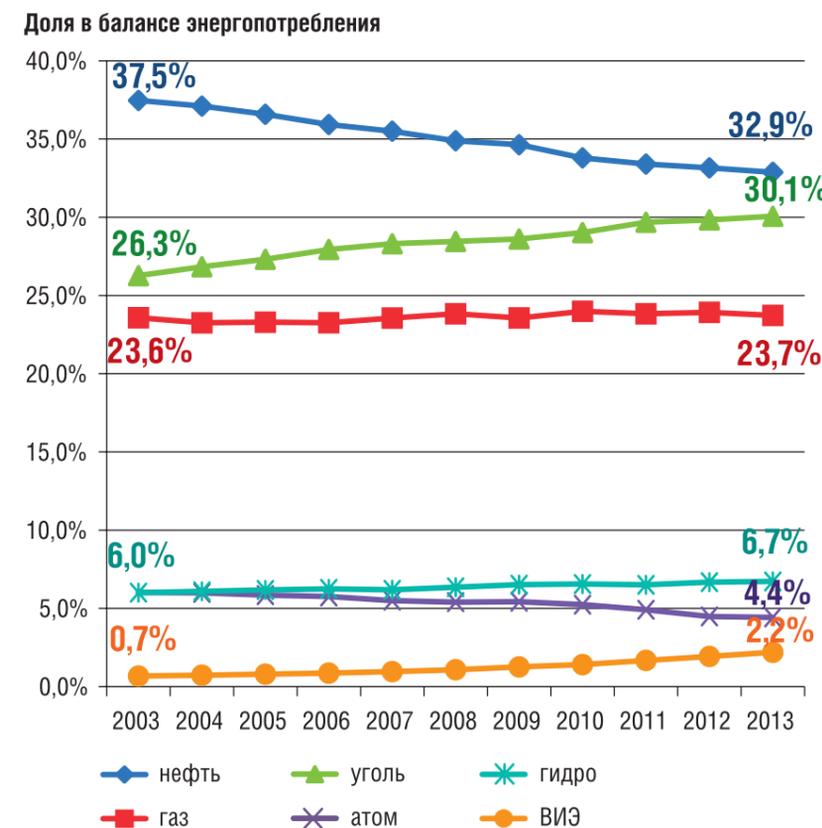


ТАБЛИЦА 1. Запасы (Proved Reserves) (млрд. т.н.э.) органического топлива по регионам и континентам

| Континент/регион            | Нефть        |              | Газ          |              | Уголь        |              | Всего        |
|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                             | Млрд. тонн   | Млрд. т.н.э. | Трлн. м³     | Млрд. т.н.э. | Млрд. тонн   | Млрд. т.н.э. |              |
| Северная Америка            | 35,0         | 35,0         | 11,7         | 10,5         | 245,1        | 163,2        | 208,7        |
| Центральная и Южная Америка | 51,1         | 51,1         | 7,7          | 6,9          | 14,6         | 9,7          | 67,8         |
| Европа                      | 2,1          | 2,1          | 3,7          | 3,3          | 86,1         | 57,3         | 62,8         |
| <b>Россия</b>               | <b>12,7</b>  | <b>12,7</b>  | <b>31,3</b>  | <b>28,2</b>  | <b>157,0</b> | <b>104,5</b> | <b>145,4</b> |
| Страны СНГ                  | 5,1          | 5,1          | 21,6         | 19,4         | 67,4         | 44,9         | 69,4         |
| Ближний и Средний Восток    | 109,4        | 109,4        | 80,3         | 72,3         | 1,1          | 0,7          | 182,4        |
| Африка                      | 17,3         | 17,3         | 14,2         | 12,8         | 31,8         | 21,2         | 51,3         |
| Страны АТР                  | 5,6          | 5,6          | 15,2         | 13,7         | 288,3        | 192,0        | 211,3        |
| <b>МИР</b>                  | <b>238,3</b> | <b>238,3</b> | <b>185,7</b> | <b>167,1</b> | <b>891,4</b> | <b>593,6</b> | <b>999,0</b> |

доли потребления этих топлив происходит крайне незначительно. Исходя из этого утверждения, проанализируем геологические запасы (Proved Reserves) (млрд. т.н.э.) органического топлива по регионам и континентам и сведем данные этого анализа в таблицу 1.

Из данных в таблице 1 следует, что наибольшими запасами углеводородов обладают страны Ближнего и Среднего Востока – почти 45% от общемировых, наибольшими запасами угля обладают страны Азиатско-Тихоокеанского региона – 32,3% от общемировых. Доля запасов углеводородов в России составляет 10% от общемировых, доля запасов угля – 17,6%. Для наглядности

нанесем эти данные на карту мира, при этом объединим запасы России и стран СНГ и представим мировую карту распределения геологических запасов органического топлива на рисунке 4.

Взглянув на эту карту, мы можем увидеть следующее:

- Страна СССР, которую мы потеряли в 1991 году, обладала наибольшими запасами органического топлива в мире – это была энергетическая сверхдержава с запасами 214,8 млрд. т.н.э. Я не хочу строить никаких конспирологических теорий развала СССР, однако четко придерживаюсь мнения, что этот развал был абсолютной глупостью с точки зрения

топливно-энергетического комплекса – никто, нигде и никогда не рубит голову курице, несущей «золотые» яйца.

- Американский континент обладает на настоящий момент наибольшими запасами органического топлива – 27,6% от общемировых. С учетом доминирующего влияния США на американском континенте можно сделать предположение, что в самое ближайшее время США станут практически энергонезависимой от остального мира (кроме Канады и стран Центральной и Южной Америки) страной.
- Это не может не привести к серьезнейшим геополитическим

РИСУНОК 4. Распределение геологических запасов (Proved Reserves) органического топлива (млрд. т.н.э.) по регионам и континентам



переменам в мире, так как сложившиеся за долгие послевоенные годы экспортно-импортные потоки углеводородных ресурсов подвергнуться глубоким изменениям как по направлениям, так и по количеству.

Сделаем краткий анализ развития рынков нефти и нефтепродуктов, как традиционно старейших и крупнейших по объемам выручки в мире. В таблице 2 приведена динамика экспорта нефти и нефтепродуктов (млн. тонн) по регионам за период 2005–2013 годы.

Интересные наблюдения:

- Почти 3/4 потребляемой нефти и нефтепродуктов в мире перемещаются из региона в регион как экспортно-импортные потоки – если предположить, что торгуется на этом рынке только нефть, то по самым скромным оценкам объем этого рынка превышает сумму 2,2 триллиона долларов США. На самом деле, с учетом цены на нефтепродукты существенно большей, чем цены на сырую нефть, можно смело утверждать, что емкость этого рынка существенно больше – именно поэтому влияние его на геополитические процессы огромно.
- Более 30% объемов экспортных потоков сырой нефти приходится на страны Ближнего Востока – доля небольшого по географическим меркам региона является чуть ли не определяющей.
- Растут экспортные потоки в странах Северной Америки прежде

всего за счет существенного увеличения поставок сырой нефти из Канады в США и экспорта нефтепродуктов из США.

- Растут экспортные потоки из азиатских стран за счет увеличения экспортных поставок нефтепродуктов, при этом импортируют страны АТР нефти в 4 раза больше, чем экспортируют нефтепродуктов.
- Растет объем экспорта из стран СНГ за счет наращивания поставок сырой нефти и нефтепродуктов, основной которых является мазут, рыночная цена которого практически такая же, как у сырой нефти.

В 2013 году по данным Федеральной таможенной службы РФ и Росстата Россия экспортировала:

- 236,6 миллиона тонн нефти на сумму 173,7 млрд. долларов США при средней цене – 734 долларов за тонну;
- 151,6 млн. тонн нефтепродуктов на сумму 109,3 млрд. долларов США при средней цене – 721 доллар за тонну (цена даже несколько ниже, чем цена сырой нефти!);
- 196,4 млрд. м³ газа на сумму 67,2 млрд. долларов США при средней цене – 342 доллара за 1000 м³.

Доля поступлений нефтегазовых доходов в бюджет России составляет, по различным оценкам, более 60%. Поэтому столь важно для нас понять, какие рынки углеводородного сырья будут перспективными для российских углеводородов в среднесрочной

перспективе. Возможно ли дальнейшее наращивание экспорта углеводородов на традиционные, сложившиеся и хорошо структурированные рынки США и, особенно, Европы? Или придется разворачивать основные потоки российского экспорта углеводородов на Восток и как скоро?

В этой связи в экспертном сообществе России ведется активная дискуссия о целесообразности начала активной фазы экспорта углеводородного сырья в крупнейшие Азиатские страны. Очевидно, что существенное увеличение экспортных поставок углеводородов в страны Азии потребует от России времени, огромных финансовых и материальных ресурсов для создания практически с «нуля» инфраструктуры для добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа в огромном по территории регионе Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Попробуем ответить на эти вопросы, для чего проанализируем динамику экспортно-импортных поставок нефти, нефтепродуктов и природного газа США и Европы по статистическим данным компании BP за 2005–2013 годы.

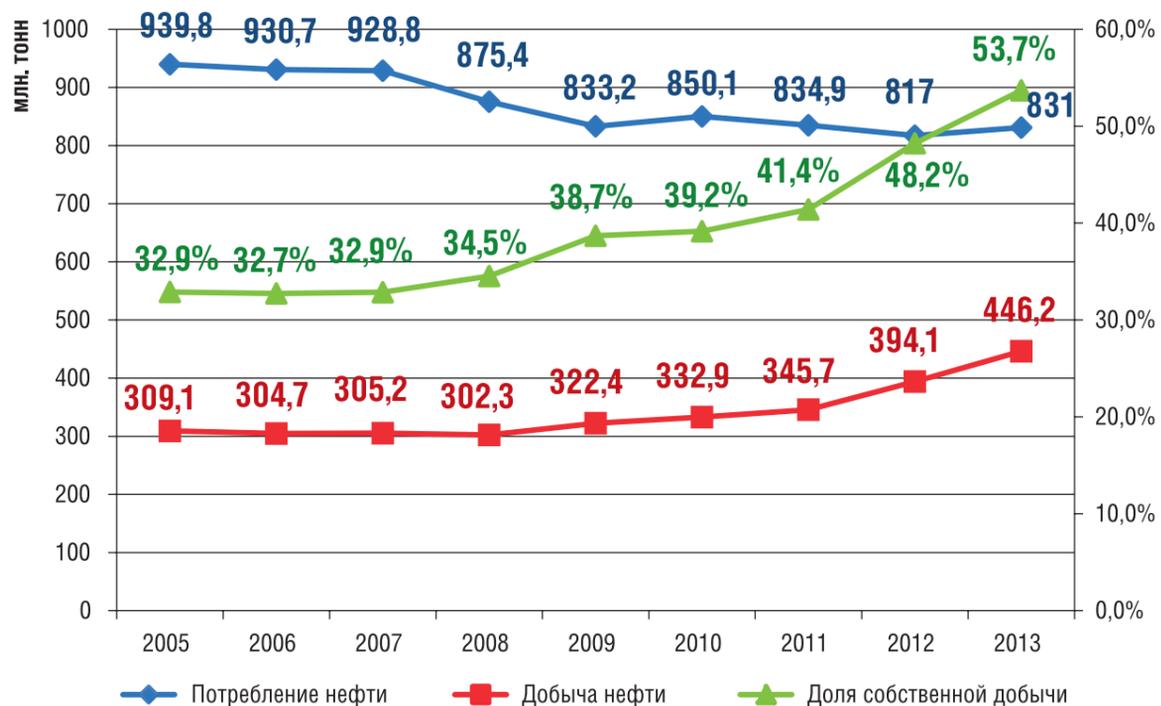
### Анализ рынка нефти и нефтепродуктов США

США являются крупнейшим в мире рынком нефти с долей потребления более 20% от общемировой. На рисунке 5 показана динамика

ТАБЛИЦА 2. Региональная динамика экспорта нефти и нефтепродуктов (млн. тонн) за 2005–2013 годы

| Регион                                  | 2005        | 2006        | 2007        | 2008        | 2009        | 2010        | 2011        | 2012        | 2013        |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Северная Америка (США, Канада, Мексика) | 265,2       | 282,4       | 288,4       | 298,2       | 285,8       | 307,6       | 335,4       | 348,1       | 384,8       |
| Центральная и Южная Америка             | 173,1       | 180,7       | 175,3       | 178,3       | 183,3       | 175,8       | 185,5       | 190,1       | 183,4       |
| Европа                                  | 104,3       | 105,1       | 109,9       | 97,6        | 96          | 91,1        | 99,3        | 105         | 115,6       |
| Страны СНГ                              | 349         | 353,1       | 411,1       | 404,8       | 447,1       | 421,2       | 428,2       | 424,3       | 444,7       |
| Ближний Восток                          | 982,1       | 1001        | 975,3       | 1000        | 913,8       | 935,9       | 979,4       | 979,6       | 971,4       |
| Северная Африка                         | 151,7       | 159,3       | 169,9       | 161,5       | 136,4       | 141,7       | 95,1        | 129,1       | 109,4       |
| Западная, Восточная и Южная Африка      | 229,9       | 245,8       | 260,4       | 246,6       | 232,7       | 245,5       | 248,4       | 232,4       | 229,4       |
| Страны АТР                              | 206,2       | 262,7       | 310,3       | 310,1       | 311,3       | 314,7       | 314,2       | 320,5       | 336,8       |
| <b>ВСЕГО</b>                            | <b>2461</b> | <b>2590</b> | <b>2700</b> | <b>2697</b> | <b>2606</b> | <b>2633</b> | <b>2685</b> | <b>2729</b> | <b>2775</b> |

РИСУНОК 5. Динамика добычи и потребления нефти в США (млн. тонн) и доля собственной добычи (%) в 2005–2013 годах



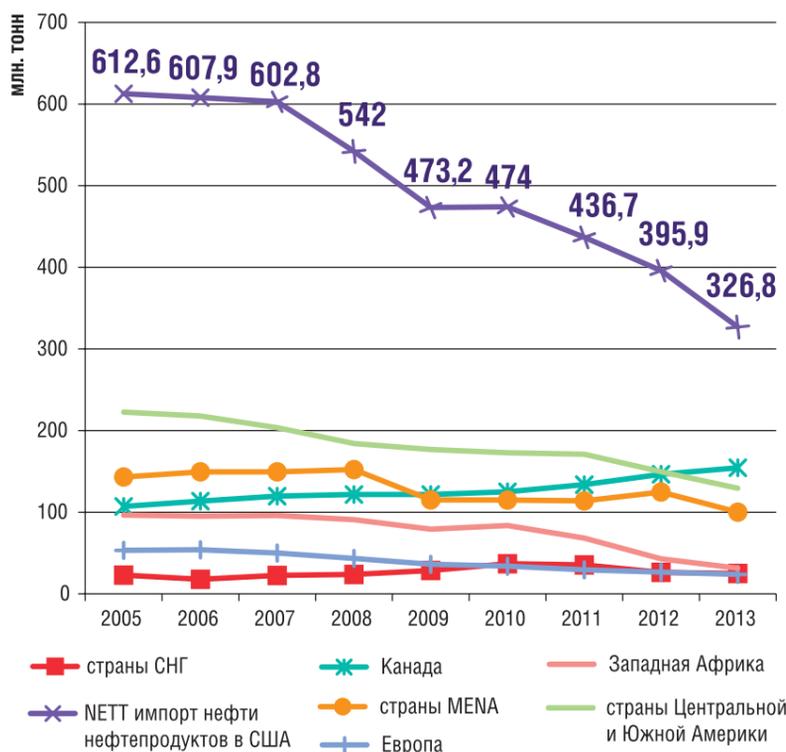
добычи и потребления нефти в США (млн. тонн) и доля собственной добычи (%) в 2005–2013 годах.

Объемы потребления нефти в США устойчиво падают – за 9 лет снижение потребления составило более 100 млн. тонн. Это связано, прежде всего, с началом промышленной разработки и потребления сланцевого газа – сланцевый газ вытесняет нефть и нефтепродукты в системах генерации электроэнергии и тепла на ТЭЦ, а также с повсеместным внедрением энергосберегающих технологий. При этом рост добычи нефти составил 137 млн. тонн за счет вовлечения в разработку нефти сланцевых отложений.

Если в 2005 году доля собственной добычи нефти составляла только 32,9% от потребления, то уже в 2013 году эта доля достигла почти 54%. Несмотря на то, что зависимость от импорта нефти в США постоянно снижается, они до сих пор являются страной, экономика которой в существенной степени зависит от импорта нефти.

Однако, если приведенные выше тенденции (увеличение добычи собственного углеводородного сырья, внедрение энергосберегающих технологий) сохранятся, то к концу следующего десятилетия США смогут полностью обеспечить потребности в нефти за

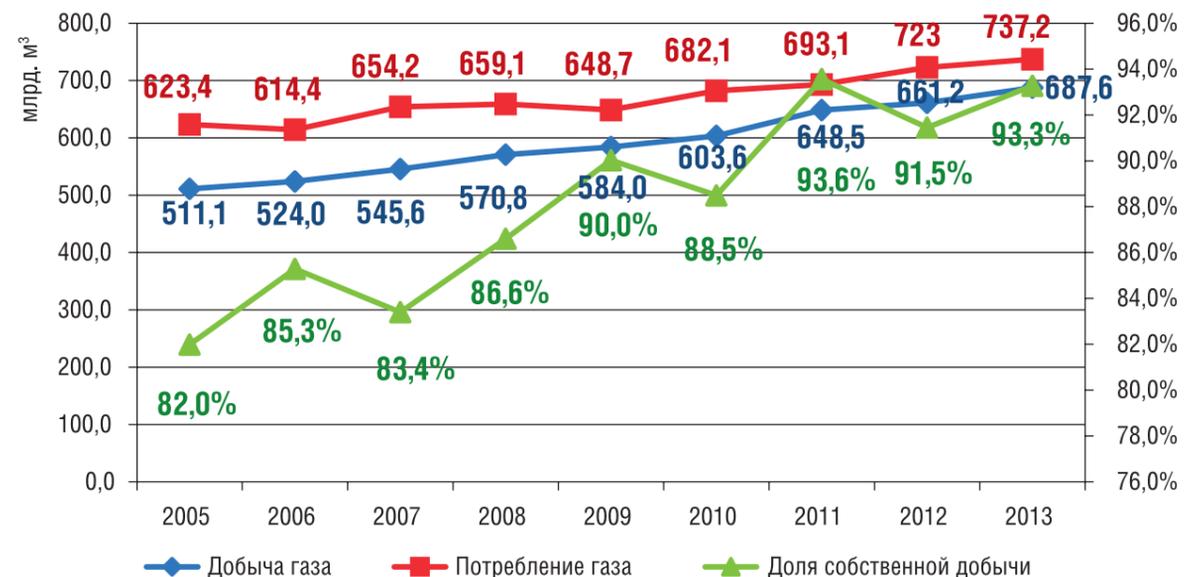
РИСУНОК 6. Динамика импорта нефти и нефтепродуктов (млн. тонн) в США из различных регионов мира и чистого импорта нефти и нефтепродуктов в США (млн. тонн) за период 2005–2013 годы



счет собственных ресурсов. Тем не менее, интересно проанализировать динамику чистого импорта нефти и нефтепродуктов, то есть импорта

за вычетом экспорта. На графиках, приведенных на рисунке 6, показана динамика чистого импорта нефти и нефтепродуктов (млн. тонн) в США с разбивкой по регионам.

РИСУНОК 7. Динамика добычи и потребления газа в США (млрд. м³) и доля собственной добычи (%) в 2005–2013 годах



За период 2005–2013 годов чистый импорт нефти и нефтепродуктов в США снизился на 294,8 млн. тонн. Уровень чистого импорта нефти и нефтепродуктов в 2013 году составляет только 53,3% от уровня рынка 2005 года. Наблюдается устойчивый рост импорта нефти и нефтепродуктов только из Канады и практически стабильный уровень поставок из стран СНГ. Доля импорта нефти из России и стран СНГ в чистом импорте нефти в США выросла с уровня 3,7% в 2005 году до 7,6% в 2013 году, но рост этот условный – причины его в падении уровня чистого импорта в 2 раза. Из всех других регионов мира наблюдается устойчивая тенденция снижения уровня импорта нефти и нефтепродуктов в США. Поэтому, рассматривать рынок США как перспективный для России рынок сбыта нефти и нефтепродуктов бессмысленно.

(млрд. м³) и доли собственной добычи (%) приведена на рисунке 7. Как видим – потребление газа в США выросло на 114 млрд. м³, собственная добыча за тот же период выросла на 176,5 млрд. м³, за счет этого существенно (с 82% до 93,3%) выросла доля собственной добычи в потреблении

газа. Как уже отмечалось выше, это явилось результатом начала промышленной добычи сланцевого газа. Тем не менее, США пока вынуждены импортировать газ из других регионов мира. Динамика чистого импорта природного газа (млрд. м³) в США представлена на рисунке 8.

### Анализ рынка природного газа США

Теперь проанализируем, является ли рынок природного газа США перспективным для России. США также являются лидером и по потреблению природного газа. За последние годы в США росло потребление газа, но еще более опережающими темпами и рос уровень его добычи – особенно из сланцев. Динамика потребления газа, собственной добычи газа

РИСУНОК 8. Динамика чистого импорта газа (млрд. м³) в США за 2005–2013 годы

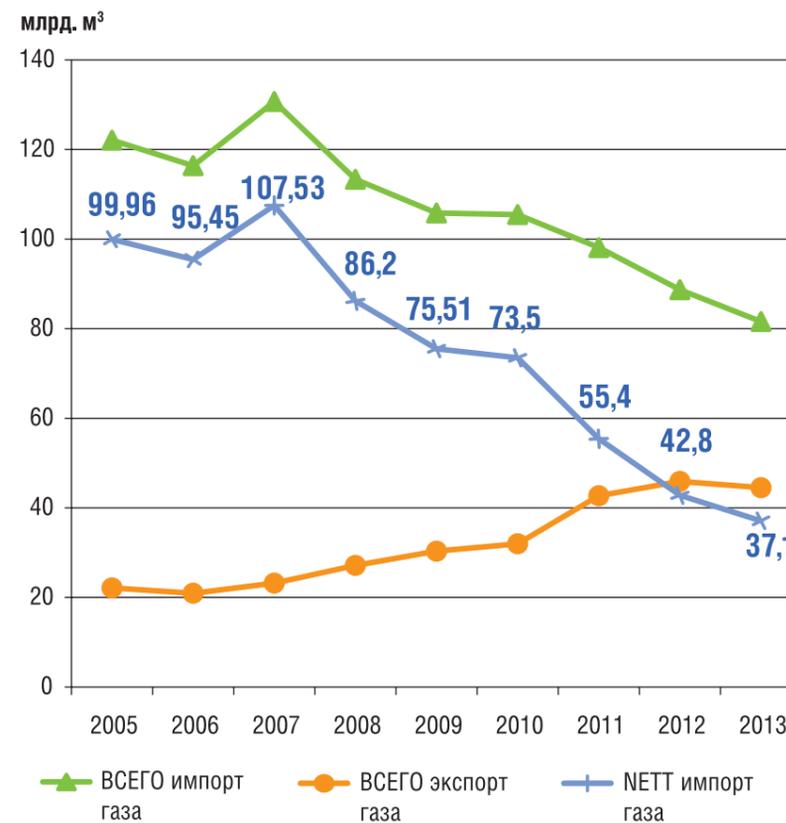
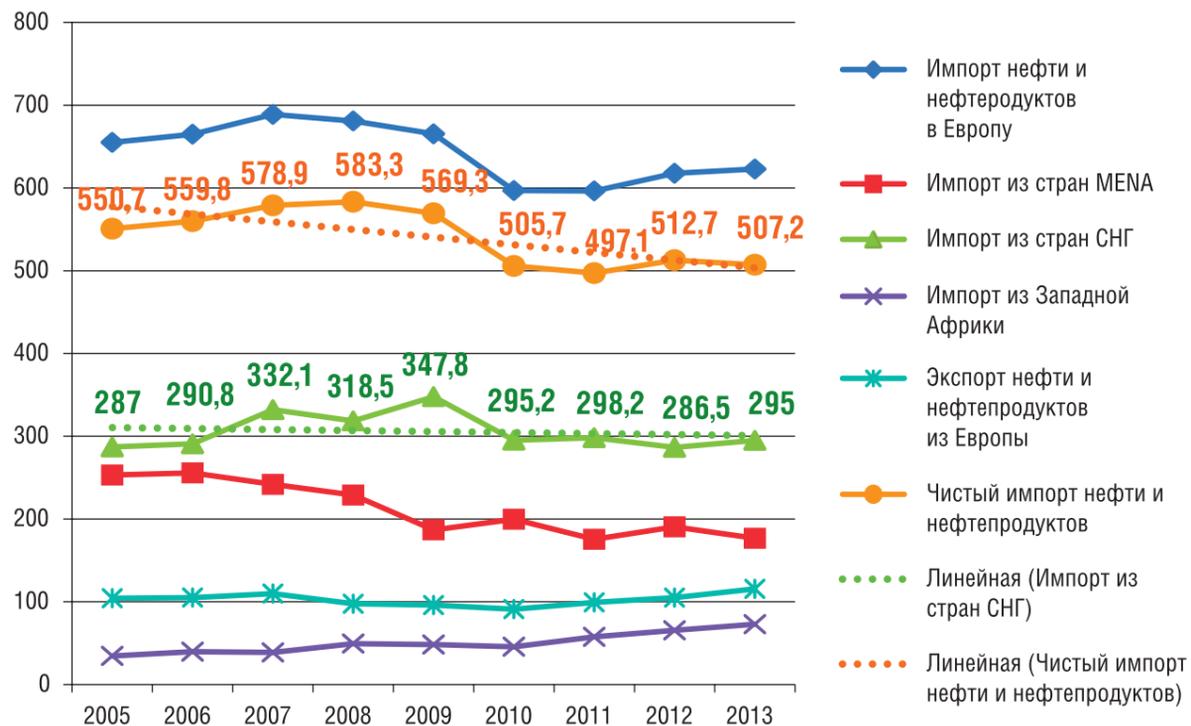


РИСУНОК 9. Динамика импорта нефти и нефтепродуктов (млн. тонн) в Европу из различных регионов мира и чистого импорта нефти и нефтепродуктов (млн. тонн) за период 2005–2013 годы



Чистый импорт природного газа за 9 лет сократился на 62,9 млрд. м³, уровень импорта газа в 2013 году составил только 37% от уровня 2005 года. Импорт магистрального газа из Канады снизился только на 24,2%, при этом импорт сжиженного природного газа снизился в 6,6 раза и упал до минимального уровня – чуть более 2 млрд. м³. Более того, по имеющейся в открытых источниках информации, США начали активную работу по переводу терминалов по регазификации сжиженного газа на Западном и, особенно, Восточном побережье, в терминалы по сжижению газа – если в США добыча и потребление газа будут соответствовать тенденциями последних лет, то через 3–5 лет они из страны-импортера превратятся в страну – экспортер газа.

Россия может предложить рынку США только сжиженный природный газ. Но востребованность этого вида топлива практически «нулевая». Поэтому, в обозримом будущем можно смело констатировать, что рынок газа США для нашего экспорта является абсолютно бесперспективным.

### Анализ рынка нефти Европы

Рассматривая европейский рынок углеводородов, мы включили в него Турцию, исключили экспортно-импортные потоки между европейскими странами и исключили страны СНГ, так как поставки туда осуществляются по специальным программам.

Рынок нефти и нефтепродуктов Европы сложнее, чем рынок США, так как формируется из рынков всех стран, составляющих Европу. Динамика чистого импорта нефти и нефтепродуктов в Европу (млн. тонн) и импорта из регионов за 2005–2013 годы приведена на рисунке 9.

Европейский рынок нефти и нефтепродуктов устойчиво снижается – в абсолютных цифрах это снижение составило 43,5 млн. тонн. При этом, поставки нефти и нефтепродуктов из России и стран СНГ, как мы видим, стабильны и составляют почти 50% потребности европейских стран. Это делает Россию надежным энергетическим партнером европейских стран, но рассчитывать в среднесрочной перспективе на увеличении доли наших поставок нефти

и нефтепродуктов на рынки европейских стран не приходится. На сегодняшний момент и в среднесрочной перспективе главной задачей является сохранение уровня российского нефтяного присутствия на этих рынках.

### Анализ рынка газа Европы

Рынок газа Европы также сложнее, чем рынок США, так как значительно больше стран экспортируют газ в Европу по системам магистральных трубопроводов (из России и стран СНГ, а также Северной Африки), так и в сжиженном состоянии. Осуществляются также поставки газа из одной страны в другую, но за периметр Европы газ не экспортируется. Динамика импорта газа в Европу (млрд. м³) представлена на рисунке 10.

Роста импорта газа в абсолютных величинах в 2013 году по отношению к 2005 году не было вообще. Если же анализировать тренд – то очевидна тенденция на снижение импорта газа европейскими странами. Доля России в поставках магистрального газа в Европу самая большая и превышает 70%. Если

проанализировать линейный тренд импорта газа в Европу, то очевидна тенденция устойчивого снижения поставок – где-то на 6–7% за рассматриваемый период. Импорт газа из России за этот период был достаточно стабилен, подвергался сезонным колебаниям и находился в пределах 130–160 млрд. м³, что составляет 52–64% от общего объема импорта газа европейскими странами. Но если проанализировать линейный тренд российского экспорта газа за 2005–2013 год, то видим тенденцию к снижению уровня наших поставок в Европу! С учетом того, что Европа предпринимает огромные и успешные усилия по диверсификации поставок газа на свои рынки, рассчитывать на устойчивый рост экспортных поставок газа из России было бы неправильно. Главной задачей на сегодняшний момент для России является диверсификация экспортных маршрутов магистрального газа в Европу, в том числе и с использованием потенциала сжиженного газа проекта «Ямал-СПГ».

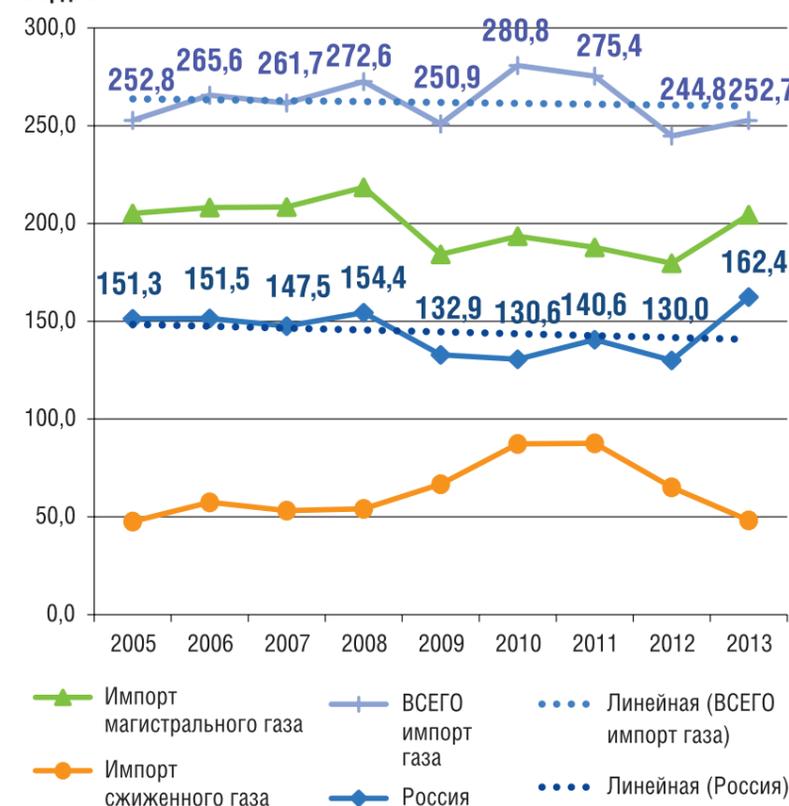
### Анализ рынка УВС Азиатских стран

Для определения потенциала рынка углеводородного сырья Азиатских стран наибольший интерес представляют страны, потребляющие наибольшее количество энергии – Китай, Индия, Япония и Южная Корея. Согласно данным компании BP, в 2013 году Китай оставался традиционным лидером в мире по уровню энергопотребления – 2 млрд. 852 млн. тонн нефтяного эквивалента, Индия занимала 4-е место в мире – 594,8 млн. тонн нефтяного эквивалента. Структура энергопотребления за 2013 год по видам потребляемого топлива и

ТАБЛИЦА 3. Структура энергопотребления по видам потребляемой энергии (млн. т.н.э.) крупнейших азиатских энергопотребителей за 2013 год

|              | Нефть        | Уголь          | Газ          | Атом        | Гидро        | ВИЭ         | ИТОГО          |
|--------------|--------------|----------------|--------------|-------------|--------------|-------------|----------------|
| Китай        | 507,4        | 1 925,3        | 145,5        | 25,0        | 206,3        | 42,9        | 2 852,4        |
| Индия        | 175,2        | 324,3          | 46,3         | 7,5         | 29,8         | 11,7        | 594,8          |
| Япония       | 208,9        | 128,6          | 105,2        | 3,3         | 18,6         | 9,4         | 474,0          |
| Корея        | 108,4        | 81,9           | 47,3         | 31,4        | 1,3          | 1,0         | 271,3          |
| <b>ИТОГО</b> | <b>999,9</b> | <b>2 460,1</b> | <b>344,3</b> | <b>67,2</b> | <b>256,0</b> | <b>65,0</b> | <b>4 192,5</b> |

РИСУНОК 10. Динамика импорта газа в страны Европы (млрд. м³) в 2005–2013 годах



энергии (млн. т.н.э.) азиатских стран представлена в таблице 3.

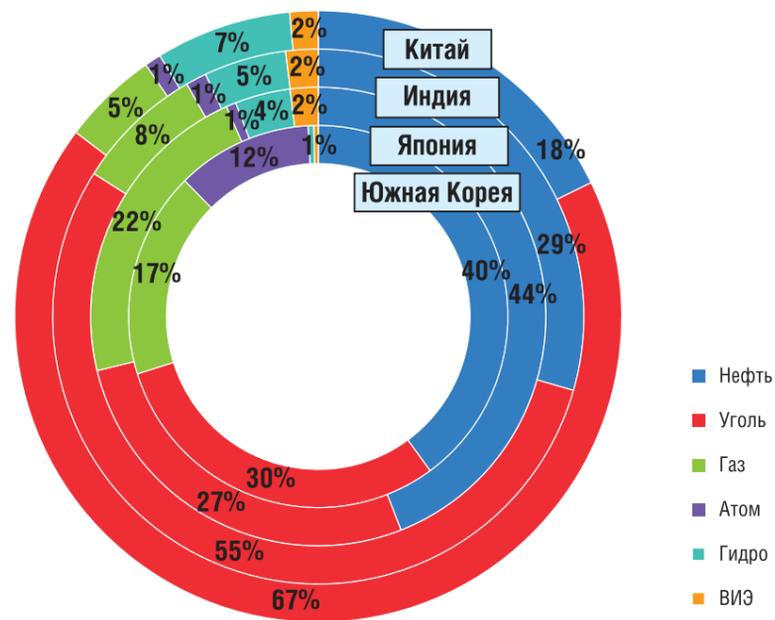
Основой энергопотребления 4-х крупнейших азиатских стран, является уголь. Этими странами в 2013 году было потреблено более 64,2% от общемирового уровня потребления угля, из них 50,3% мирового потребления угля приходится на Китай. Для наглядности на рисунке 11 представлены данные по структуре энергопотребления Китая, Индии, Японии и Южной Кореи.

Доля потребления угля в энергобалансе Китая составляет 67%, Индии – 55%, Японии – 27% ,

Южной Кореи – 30%. Безусловно, в интересах этих стран было бы уменьшить долю угля в балансе энергопотребления: во-первых – уголь самое энергетически неэффективное топливо из органических топлив, во-вторых – сжигание угля приводит к наибольшим выбросам и загрязнениям окружающей среды.

Но перестройка энергетической инфраструктуры с использованием угля на использование любого другого органического топлива (нефть, нефтепродукты или природный газ) потребует огромных материальных, финансовых и

РИСУНОК 11. Доли каждого вида энергии (%) в балансе энергопотребления за 2013 год 4-х крупнейших энергопотребителей Азии



временных затрат – поэтому эта перестройка должна принести максимальный экономический и экологический эффект. В наибольшей степени перспективным топливом для замены угля мог бы стать природный газ: во-первых, природный газ является одним из самых энергетически эффективных видов органического топлива, во-вторых – природный газ является самым экологически чистым видом органического топлива.

Если принять все эти доводы во внимание, и предположить, что в идеале все потребление угля будет возможно заменить на природный газ, то на сегодняшний момент потенциал рынка газа Китая, Индии, Японии и Южной Кореи можно оценить почти в 3 триллиона м³.

### Выводы

1. Становится очевидно, что в ближайшей и среднесрочной перспективе нас ждут серьезные изменения, причем не в лучшую сторону, что мы уже можем видеть в повседневной жизни.
2. Сегодня можно выделить три крупнейших рынка потребления углеводородного сырья – США, Европу и Азиатские страны.
3. Анализ рынка УВС США за период 2005–2013 годы показал, что для него характерна устойчивая тенденция к снижению импортных

поставок, за этот короткий период рынок нефти сократился почти в 2 раза, а рынок газа – почти в 3 раза. В среднесрочной перспективе рассматривать этот рынок как перспективный для российского нефтегазового комплекса не имеет никакого смысла, скорее всего, этот рынок будет потерян для нас в самое ближайшее время.

4. Рассматривая состояние рынка УВС Европы в 2005–2013 гг. становится очевидно, что рынки импорта нефти и природного газа также имеют тенденцию к снижению. Кроме этого, в самое ближайшее время на эти рынки будет оказано огромное давление предложениями углеводородного сырья из стран, ранее считавшимися основными экспортёрами нефти и сжиженного газа в США. США также планируют начать экспорт сжиженного газа и увеличить поставки нефтепродуктов на рынки Европы. Все эти факторы приведут к ожесточенной борьбе за сохранение позиций всех игроков, так как увеличения потребления углеводородов в Европе не ожидается. Наоборот, за счет внедрения энергосберегающих технологий и широкого внедрения альтернативной энергетики, Европа, скорее всего, будет уменьшать потребление углеводородов. Сохранение

позиций российского ТЭК на этом рынке – главная задача на среднесрочную перспективу. Для этого России следует произвести диверсификацию магистральных маршрутов природного газа с целью снижения транзитных рисков и наращивать мощностные и инфраструктурные по производству сжиженного природного газа, но это потребует серьезных усилий.

5. Наиболее перспективными и емкими для экспортных поставок УВС из России являются страны Азиатского региона, такие как Китай, Индия, Япония и Южная Корея. Это обусловлено в первую очередь огромной емкостью рынка, во вторую очередь – динамикой роста рынка энергопотребления, особенно в Китае и Индии, в третью очередь – географической близостью этих рынков к России и логистической доступностью. В идеале, рынок только природного газа для этих стран составляет 3 трлн м³ в год!
6. Таким образом, реализация Восточной Газовой программы ОАО «Газпром» и масштабного экспорта нефти по системе ВСТО в страны Азии – единственно возможный вариант развития экспортного потенциала для российских углеводородов, что открывает перспективу для российского нефтегазового комплекса на многие десятилетия вперед. ●

### Литература

1. Экспорт Российской Федерации сырой нефти за 2000–2014 годы (по данным ФТС России и Росстата). Электронный ресурс: [http://www.cbr.ru/statistics/credit\\_statistics/print.aspx?file=crude\\_oil.htm](http://www.cbr.ru/statistics/credit_statistics/print.aspx?file=crude_oil.htm).
2. Экспорт Российской Федерации нефтепродуктов за 2000–2014 годы (по данным ФТС России и Росстата). Электронный ресурс: [http://www.cbr.ru/statistics/credit\\_statistics/print.aspx?file=oil\\_products.htm](http://www.cbr.ru/statistics/credit_statistics/print.aspx?file=oil_products.htm).
3. Экспорт Российской Федерации природного газа за 2000–2014 годы (по данным ФТС России и Росстата). Электронный ресурс: [http://www.cbr.ru/statistics/credit\\_statistics/print.aspx?file=gas.htm](http://www.cbr.ru/statistics/credit_statistics/print.aspx?file=gas.htm).
4. BP Statistical Review of World Energy 2006–2014.
5. Energy Information Administration (EIA), 1999.
6. Бессель В.В., Лопатин А.С., Кучеров В.Г. Природный газ – основа высокой экологичности современной мировой энергетики. «Экологический Вестник России», № 9, 2014, стр. 14–20.

**Ключевые слова:** энергопотребление, органическое топливо, углеводороды, экспортно-импортные потоки нефти и газа, энергосбережение, энергоэффективность, экологичность, Восточная газовая программа ОАО «Газпром», ВСТО, нефтегазовый комплекс России.



**INFRATECH**  
тепловизионные и ночные приборы

### ВЫСОКОТЕХНИЧЕСКИЕ ТЕПЛОВИЗИОННЫЕ ПРИЦЕЛЫ И НАСАДКИ ДЛЯ ТОЧНОЙ СТРЕЛБЫ В ЛЮБЫХ УСЛОВИЯХ

- прочный, легкий корпус из алюминиевого или магниевых сплавов, заполненный осушенным азотом
- герметичное, водо- и пыленепроницаемое исполнение IP67
- светосильный высококачественный германиевый объектив с внутренней фокусировкой
- комплектация матрицами с разрешением 384x288 или 640x480
- ударопрочная конструкция прицела, выдерживающая отдачу оружия самого крупного калибра
- большой выбор оптического увеличения в зависимости от типа матрицы и объектива от 1x до 6,6x
- калибровка без затвора
- различные конфигурации прицельной марки с возможностью смены цвета
- цветной OLED дисплей высокого разрешения
- гарантия 2 года



ЦЕНЫ ОТ  
**449 800**  
РУБ

# МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ И ПРИЧИНЫ ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 15 ЛЕТ

СНИЖЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ МОЖЕТ НЕГАТИВНЫМ ОБРАЗОМ СКАЗАТЬСЯ НА ПОСТУПЛЕНИЯХ В РОССИЙСКИЙ БЮДЖЕТ И В ЦЕЛОМ НА РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКЕ. СЕГОДНЯ ЛЮБОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА МОЖЕТ БЫТЬ СЛИШКОМ РИСКОВАННЫМ МЕРОПРИЯТИЕМ, Т.К. СЛИШКОМ МНОГО ВЗАИМОСВЯЗАННЫХ ПЕРЕМЕННЫХ ОТВЕЧАЮТ ЗА ИЗМЕНЕНИЕ ЦЕНЫ НА УГЛЕВОДОРОДЫ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ДВА ПРОТИВОПОЛОЖНЫХ ПОДХОДА И ПРЕДПРИЯТА ПОПЫТКА ОПРЕДЕЛИТЬ «ЗОЛОТУЮ СЕРЕДИНУ» К ОПРЕДЕЛЕНИЮ МЕХАНИЗМОВ ФОРМИРОВАНИЯ И ПРИЧИН ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ

KEY WORDS: Oil prices, geopolitics, oil shale.



**Сергей Заболотский,**  
к.э.н.  
ИЭОПП СО РАН

Очевидно, что любое прогнозирование для нефтегазового сектора может быть слишком рискованным мероприятием, т.к. слишком много взаимосвязанных переменных отвечают за изменение цены на углеводороды. В статье рассмотрены два противоположных подхода и найдена некая «золотая середина» к определению механизмов формирования и причин изменения цены на нефть.

На современном этапе аналитические материалы и выступления лидеров нефтегазового комплекса избилуют паническими прогнозами длительного сохранения низкой цены на нефть и паническими прогнозами «дна» в \$50–65 за баррель. Еще в 2011 году министр нефти Саудовской Аравии заявлял, что «черное золото» может в ближайшем будущем подорожать до 300 долларов за баррель, но уже в 2014 году, после того как цена на нефть марки Brent опустилась ниже «психологического барьера» в 80 долларов упав с июньской отметки в 115 долларов, многие эксперты осуществление такого прогноза считают нереалистичным. В статье доказательно говорится об обратном, то есть возможности достижения прежнего ценового уровня после непродолжительного снижения и дальнейшей эскалации цен на нефть.

Снижение цен на нефть может негативным образом сказаться на поступлениях в российский бюджет и в целом на российской

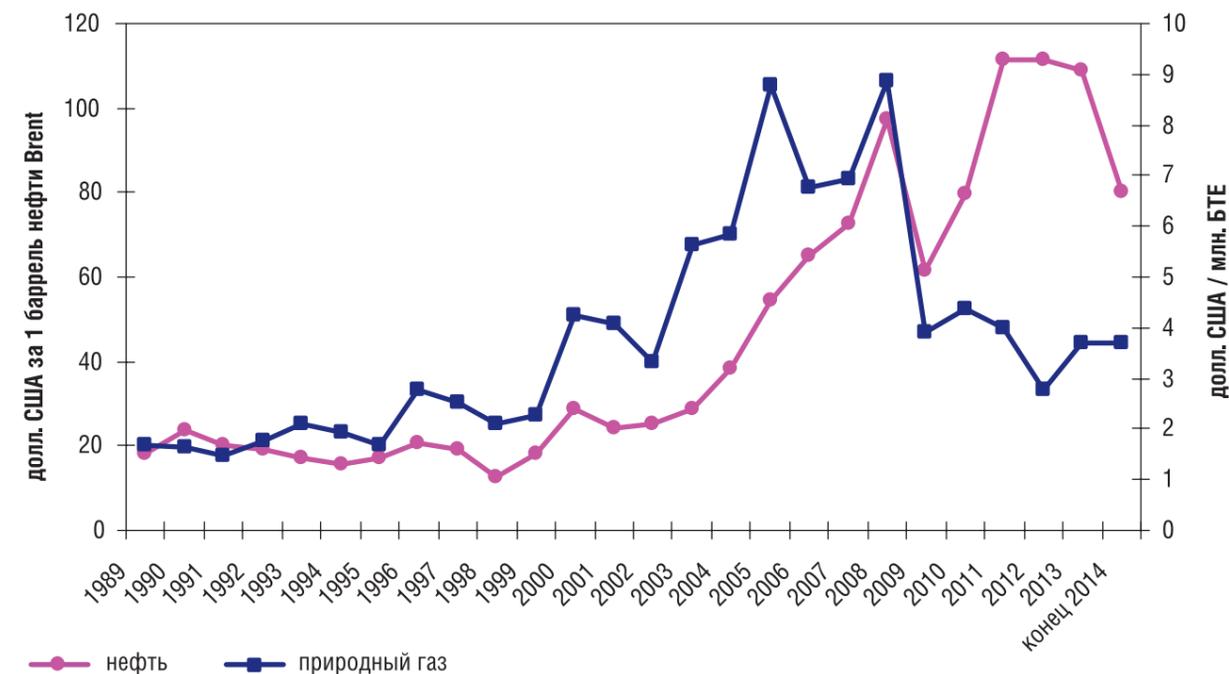
экономике. Перед тем как перейти к обсуждению текущего снижению цен для начала нужно разобраться, что изменилось в конце 90-х в нефтегазовом секторе и что привело к этому огромному росту в 2000-х. Искушенный читатель может предположить, что в статье использована так называемая теория «пиковой нефтедобычи» (Peak Oil), где неизбежный рост цен на нефть является ожиданием истощением существующих запасов нефти, где запасы сланцевой нефти лишь немного сдвигают этот рубеж высоких цен во времени. Однако следует отметить, что в статье, показаны другие причины изменения цены на нефть в последние годы, что на наш взгляд выделяет важную и необычную сторону в этой непростой тематике.

## Нефть как экономическое оружие

В 80–90-х годах после активной фазы «холодной войны» безоговорочным мировым лидером стали США. В 90-х Соединенные Штаты целиком и полностью были увлечены созданием «свободного рынка» и насаждению «демократических ценностей» на территории России и бывших союзных республик. Однако в этот период Вашингтон совершенно упустили тот момент, когда Китай, начинавший в свое время как «филиал западных ТНК», сумел не только обрести огромную

УДК 338.5.018.5

РИСУНОК 1. Цены на нефть повторяют динамику цен на газ в США с временным лагом в 1–2 года. Цены на нефть повторяют динамику цен на газ в США с временным лагом в 1–2 года.



промышленно-экономическую мощь, но и очень искусно развить кредитно-финансовую силу Юаня. Сама мысль о Юане как альтернативе Доллару – стала прямой угрозой мировому доминированию валюты ФРС США. Однако на финансово-экономическом фронте борьбы США с КНР возникла интересная и сложная ситуация, когда ни один из противников не решился нанести открытый удар по финансово-экономической системе противника. «Боевые действия» переместились в позиционную войну. В качестве метода борьбы была выбрана высокая цена на нефть (углеводороды).

По словам декана пекинского института международных стратегических исследований Вана Джиши (Wang Jishi)\*, США имеет планы по ограничению роста мощи Китая и намеренно поддерживало высокие цены на нефть в 2000-х, что негативно отражалось на китайской экономике. США также заинтересованы в ограничении роста присутствия китайских нефтедобывающих компаний на Ближнем Востоке и др. регионах мира [1]. Именно это, по нашему мнению, дает уверенность в том, что цены на нефть после непродолжительного снижения

начнут свой бурный рост аналогичный росту 2001–2008 годов.

Для того, чтобы перейти к сути рассматриваемого вопроса нужно понимать что цена нефть плавала с небольшими колебаниями вокруг отметки в \$20 за баррель в течении очень длительного периода времени (1985–1999) и в то время ничто не предвещало началу её молниеносного роста в «нулевых». Также нужно вспомнить июль 2008 года, когда цены на нефть достигли более \$147 за баррель, совершив 13-кратный подъем от их минимума с \$11/барр в конце 1998 года. Ряд аналитиков и отраслевых экспертов тогда прогнозировали достижение отметки в \$200 и даже \$300 за баррель нефти по итогам 2008 года, но цены на нефть достигли максимума 14 июля и начали резкое снижение, доказывая, вне всякого сомнения, что этот бурный разбег и последовавший за ним спад имел мало общего с тем, что можно было бы считать «фундаментальными» факторами.

На рисунке 1 изображены относительные значения изменения цены мировой сырой нефти (красная кривая) и цены на газ в США (синяя кривая). Нетрудно заметить повторение динамики цены на нефть, динамики цены на

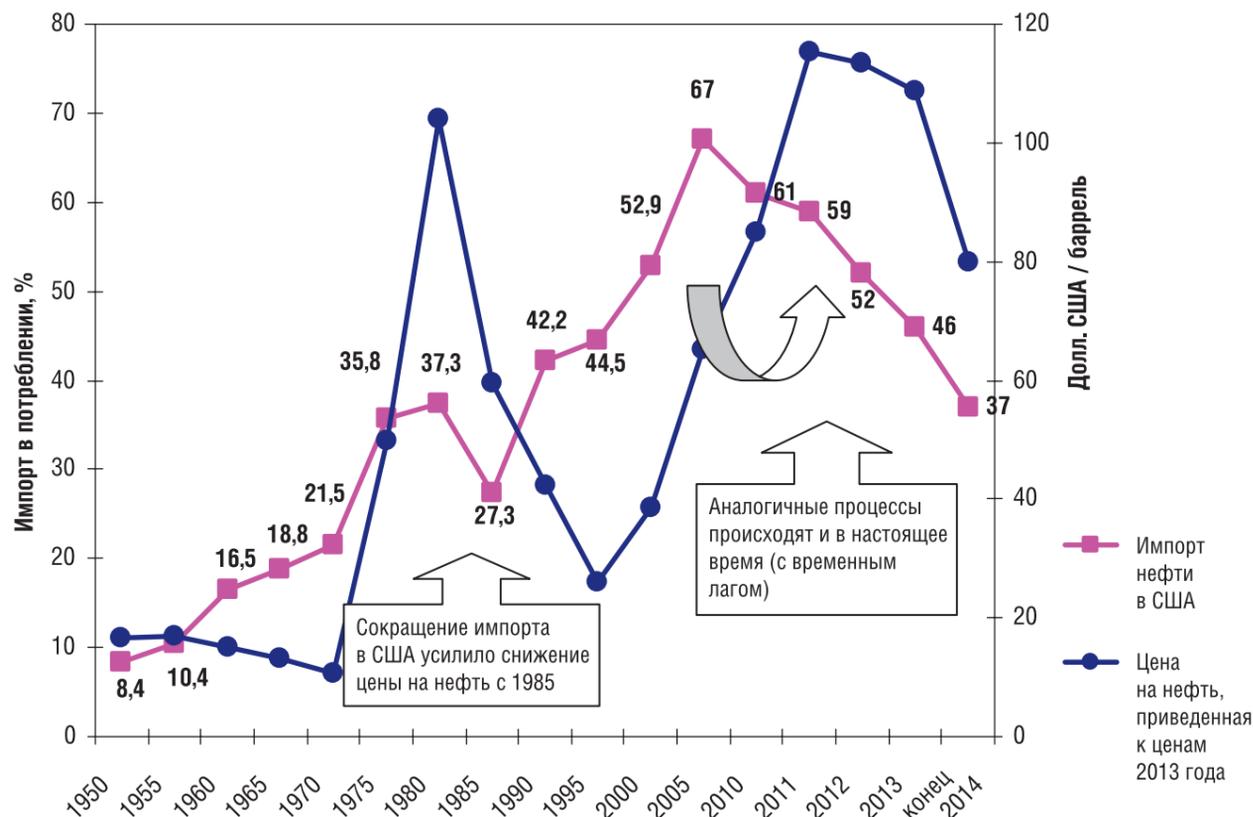
газ в США с лагом от одного до 2 лет в разные временные периоды. Если такая динамика сохранится, то цена на нефть может достичь даже \$50 в ближайшее время. Однако это маловероятно из-за других факторов, о которых будет сказано ниже.

## Директива NSDD-66

В 1982 была разработана и запущена директива NSDD-66 (National Security Decision Directive), которая предполагала что ЦРУ, Пентагон, казначейство и другие правительственные учреждения разработают методы повышения экономического давления на «Советы». Это породило целый ряд исследований, направленных на выявление экономической слабости СССР. Одной из них оказалась цена на нефть. В исследовании Министерства финансов США в начале 1980-х снижение цены на нефть с \$36 до \$13/баррель дало бы экономике США экономию в \$140 млрд. в год. Это пошло на благо всей американской экономики

\* Вана Джиши одновременно является директором университета международных исследований Центральной Партийной школы Китая.

РИСУНОК 2. Пики сокращения импорта нефти и нефтепродуктов в США совпадают со пиками снижения цены на нефть с небольшим лагом



за исключением некоторых нефтедобывающих бизнесов. Однако снижение цен на нефть и других углеводородов вступает в противоречие с интересами нефтегазовых корпораций США напрямую из-за снижения доходности компаний, особенно тех, кто добывает сланцевую нефть, т.к. себестоимость добычи составляет от \$35 до \$80, что в несколько раз выше нефти «традиционных» месторождений. Однако это не совсем верно. Основная часть так называемой «сланцевой нефти» добывается как побочный продукт сланцевого газа\*, поэтому низкая цена на нефть не так критично отражается на нефтяных корпорациях США к тому же получающих налоговые послабления и компенсацию части затрат из бюджета.

Договоренность об увеличении добычи нефти в Саудовской Аравии была достигнута благодаря предоставлению со стороны США финансовой помощи и новых технологий промышленного и военного назначения. В то время была и другая причина заинтересованности Саудовской

Аравии в понижении цены на нефть. В 80-х годах члены ОПЕК нарушали квоты по добыче нефти и Саудовская Аравия, чтобы показать, кто лидер на нефтяном рынке, пошла на такой шаг и увеличила добычу повлияв на нефтяные цены. По разработанной в 80-х годах схеме, США договорились, чтобы «саудовцы» гарантировали поддержание поставок нефти и цен на нее на уровне, который мог колебаться, при этом оставаясь приемлемым для США и их союзников. В обмен на эту гарантию Вашингтон предложил саудовскому королевскому дому исключительно привлекательную сделку: обязательство обеспечить полную экономическую, политическую и военную поддержку, таким образом, гарантируя их нахождение у власти. Условие заключалось в том, что Саудовская Аравия использует нефтедоллары на покупку ценных бумаг правительства Соединенных Штатов. Проценты, полученные от этих ценных бумаг, будут расходоваться министерством финансов США на то, чтобы помочь Саудовской Аравии

выйти из средневековья и войти в современный индустриальный мир. Иными словами, проценты на полученные саудовцами от продажи нефти миллиарды долларов будут использоваться для оплаты американских компаний, воплощающих разработанную идею по превращению страны в современную индустриальную державу. В то время когда Саудовская Аравия увеличила добычу и предложение на мировом рынке, когда спрос и предложения еще играло определенную роль в формировании цены Соединенные Штаты синхронно снизили импорт нефти в абсолютных показателях также как долю импорта нефти в собственном потреблении, что еще больше увеличило предложение нефти на мировом рынке (рис. 2).

И если вспомнить недавнее прошлое, когда после скачка цен в конце 1970-х годов, пик которого пришелся на 1982 в

\* Газовый конденсат – относительно «легкая» фракция, содержащаяся и в нефти, которую относят при подсчете добычи углеводородов к добытой нефти.

80-х мировой спрос на нефть был в состоянии стагнации и даже начал было снижаться, во главе с крупнейшим потребителем нефти – США. Тогда, чтобы сдержать повышение цен на нефть США пошли на беспрецедентный шаг. Высокие цены на нефть в 1970-х и новые нормативы по выбросам в воздух подтолкнули оптимизацию производства топлив и их использования. Постепенно США снизили сжигание мазута для производства электроэнергии, часть которой также была заменена на ядерную, энергию, природный газ и уголь добывающийся в США и Канаде. Общий спрос на нефть в Северной Америке снизился к 1983 году с 890 млн.т. до 690 млн.т. или на 20% по сравнению с 1977 годом, и не превышал уровень 1978 вплоть до 2002 года (25 лет). Это также было достигнуто и благодаря оптимизации потребления в автомобильном транспорте. Это при том, что на американских дорогах наблюдался устойчивый рост автомобилей, пройденного ими расстояния и количества перевезенных грузов. Т.е. лидер по потреблению нефти и нефтепродуктов повлиял на цены, используя рыночные методы. Нужно учитывать, что спекулятивная составляющая тогда не обладала таким значимым влиянием на цену по сравнению с настоящим временем.

В свою очередь каждое изменение на \$1/барр. цены на нефть означало потери около 2 млрд. в год для СССР. Кроме того, задержка строительства и расширения планируемого нового сибирского экспортного трубопровода с природным газом в Европу имело серьезные последствия для бюджета СССР. С помощью различных средств, в том числе откровенного саботажа США удалось задержать запуск первого газа на два года, лишив россиян около \$ 20 млрд. Строительство второй трубы, которая должна была удвоить доходы, было отложено на более чем десять лет. Более того, Вашингтон постоянно мешал финансированию строительства трубопроводов из Сибири за счет западных банков. Это очень сильно напоминает современную ситуацию с санкциями.

Однако, чтобы понять современную ситуацию с нефтью нужно знать систему приоритетов, которыми руководствуется Администрация

США при принятии решений сейчас. Приоритетом тогда и сейчас являлся прагматичный подход, основанный на повышении промышленно-экономической и финансовой собственно мощи США. Если в настоящее время, стратегия Вашингтона приводит к уменьшению потока нефтедолларов в казну Венесуэлы и России – это можно рассматривать только как «побочный эффект» от основной стратегии. К объяснению этому перейдем в самом конце статьи.

### Геополитика и рынок

Для того, чтобы не перемешивать анализ нетождественных друг другу факторов условно можно выделить два лагеря экспертов по тому, как они трактуют причины изменения нефтяных цен. Условно приверженцы одного из течений объясняют это естественными экономическими законами или «невидимой рукой рынка». Второе течение можно было бы охарактеризовать как воздействие на цены рыночными и нерыночными методами с целью достижения явного геополитического преимущества.

Без предвзятых попыток во всем, в каждом событии, видеть руку ЦРУ, не впадая в эмоциональную паранойю усматривать во всех зигзагах истории заговор, так или иначе все равно все сводится к интересам корпораций или финансово-промышленных групп преимущественно развитых стран запада. Ценовой менеджмент, приводивший к повышению цены на нефть на протяжении последних 15 лет (условно с 1998 по 2013), осуществляется отнюдь не при молчаливом, а скорее при полномочном участии правительства известных стран и корпораций. Существование сговоров на рынке нефти, к примеру, подтверждает шейх Ямани, который занимал этот пост министра нефти Саудовской Аравии четверть века. В свое время его спросили: «Насколько цена нефти зависит от решения ОПЕК, а насколько от рыночных факторов?» На что ответ был следующим: «Первые две цифры (до запятой) определяет ОПЕК (во главе Саудовской Аравии), а последние две (после запятой) фундаментальные факторы». Однако сейчас ситуация еще больше поменялась и для изменения цены на нефть

уже нет такой необходимости договариваться с Саудовской Аравией. Безусловно, рынок реагирует, когда саудиты увеличивают добычу. Но здесь уже следует оговориться. После кризиса 2008–2009 годов среди экономистов стал приобретать популярность новый подход в понимании ценообразования нефти на мировом рынке. Спрос и предложение нефти перестали играть значительную роль в формировании цен. На первый план вышла спекулятивная составляющая. Цена на нефть стала все меньше и меньше зависеть от фактического спроса и предложения «мокрых» баррелей, хотя это не учитывают сторонники рыночного подхода. Новый фактор стал постепенно играть важную роль в определении цены – это суммы финансовых потоков вливающих в нефтяные фьючерсы на бирже NYMEX из пенсионных и других инвестиционных фондов, молчаливо одобренными регулирующими органами США. Ежедневные объемы торговлей «бумажной нефтью» на NYMEX затмевает объемы глобального потребления физической нефти. По разным оценкам они превышают объемы торговли «бумажной нефтью» в 10–100 раз.

В 1999 г. был отменен закон Гласса-Стигалла\* тем самым, ликвидированы ограничения коммерческим банкам заниматься инвестиционной деятельностью и операциями с ценными бумагами, который был установлен во время кризиса 1929–33 гг. В 2000 г. был принят «Закон о Модернизации Сырьевых Фьючерсов», что позволило снизить до минимума регуляторный надзор за слишком рискованными операциями инвестиционных компаний [2]. То есть для того, чтобы снизить цену на нефть необходимо поставить ограничения на приток долларов

\* Принятие Закона Гласса-Стигалла стало реакцией властей США на финансовый кризис, начавшийся осенью 1929 года и в первую очередь затронувший фондовый рынок. Так как активными участниками операций на фондовом рынке были коммерческие банки, использовавшие денежные средства клиентов для приобретения ценных бумаг, обвал фондового рынка привел к банкротству множества банков. Ответной реакцией законодателя США стал Банковский закон 1933 года.

на нефтяную биржу в Нью-Йорке (NYMEX), обеспечить отток капиталов из нефтяных фьючерсов и пустить их на другие рынки [3, 4]. Доказательством этому служит сильная волатильность цены нефти или 2–3-х кратное изменение цен в кризисный 2008–2009 годы и после кризисный период (подъем до \$147, падение до \$34 и последующая коррекция). Секьюритизация нефтяных фьючерсов поощряет массивное расширение внешнего участия в нефтяных рынках, позволяя мелким инвесторам, пенсионным фондам и другим игрокам из не нефтяной индустрии купить фьючерсы косвенно через нефтяные или товарно-биржевые фонды. Аналитики рассчитали, что к моменту кризиса 2008 г. несколько сотен миллиардов долларов было втянуто только из второстепенных инвестиционных потоков. Эти растущие производные инвестиционные средства также создали больше возможностей для незаметного вмешательства правительства в этот рынок, чтобы поддерживать высокие цены.

Итак «Закон о Модернизации Сырьевых Фьючерсов» или «Лазейка Энрон» позволила многим энергетическим компаниям выйти из сферы государственного регулирования и регулирования электронных торгов энергетическими фьючерсами, что породило самые сильные спекуляции и образование так называемых «пузырей». Известно, что случилось вскоре после этого с Епгоп. Но лазейка, тем не менее, осталась. И сегодня нефть стала самым спекулятивным продуктом в мире. Теперь спрос и предложение в лишь незначительно влияет на цену, тогда как спрос на нефтяные фьючерсы фактически определяет спрос на нефть что отражается на его цене.

ТАБЛИЦА 1. Добыча, потребление, чистый импорт нефти и нефтепродуктов в США по годам

| Показатель           | Ед. изм | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|----------------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Добыча               | млн.т.  | 345  | 342  | 332  | 325  | 309  | 305  | 305  | 302  | 322  | 333  | 346  | 394  | 446  |
| Потребление          | млн.т.  | 884  | 885  | 901  | 937  | 940  | 931  | 929  | 875  | 833  | 850  | 835  | 817  | 831  |
| Импорт               | млн.т.  | 540  | 543  | 568  | 611  | 631  | 626  | 624  | 573  | 511  | 517  | 489  | 423  | 385  |
| Доля импорта в потр. | %       | 61   | 61   | 63   | 65   | 67   | 67   | 67   | 65   | 61   | 61   | 59   | 52   | 46   |

## «Невидимая рука рынка»

В «нулевых» интенсивно строились прогнозы о том, что в мире заканчивается нефть и так быстро и неминуемо, что приближается угроза глобального конфликта в условиях нависшего дефицита этого важнейшего ресурса. Своеобразная мантра "Peak Oil" или «Пик (добычи) Нефти» прочно встроилась в общественное сознание и в настоящее время она, казалось бы, принята без вопросов, как здравый смысл. Это, надо отметить, может служить основой для потока спекулятивных сделок с фьючерсами на нефть на Нью-Йоркской товарной бирже, где сейчас «справедливо» устанавливается базовая цена на нефть. И как нас заверяют сторонники рыночной теории – без любого неправомерного внешнего влияния «невидимая рука рынка» Адама Смита безжалостно взвинчивает вверх стоимость нефти в совершенно рациональном рыночном процессе ценообразования. Или наоборот понижает при обнаружении запасов нетрадиционных сланцевых углеводородов.

Анализируя фундаментальные факторы, выделим основные два, которые не противоречат рыночным законам и могут влиять на формирование цены на нефть: Рост добычи сланцевой нефти, как следствие приведший к сокращению закупок углеводородов США. Рост продажи нефти странами ОПЕК по демпинговым ценам, преследующих цель потеснить конкурентов в Азии и Европе как следствие сокращения экспорта нефти в США.

## Рост добычи сланцевой нефти

Действительно, за счет общей добычи сланцевой в США и других видов «нетрадиционной» нефти произошел ее резкий прирост добычи в 2012 и 2013 году на 14% и 13,5% соответственно. В 2014 году ожидается не меньший прирост. Добыча в США в 2013 достигла своего максимума и составила 442 млн.т. (максимум за последние 28 лет), а импорт снизился с 67% до 46% от потребления (табл.1).

Этот фундаментальный фактор, который по мнению многих специалистов приводит к изменению цену на реальную нефть. В свою очередь следствием сокращения импорта нефти со стороны США и явилось снижение цен Саудовской Аравией, Кувейтом, Ираком, Ираном и Объединенными Арабскими Эмиратами и предоставление скидок для азиатских и европейских покупателей, на фоне усилившейся борьбы за долю энергетического рынка эти регионов. США и их союзники, в том числе Саудовская Аравия, Канада, Мексика и другие довольно хорошо сбалансированы на поставку сырой нефти и имеют очень долгую историю манипулирования ценами на нефть для осуществления разных таких целей.

Анализ структуры потребления нефти Соединенными Штатами показал, что США в последние годы на фоне небольшого посткризисного снижения общего потребления нефти и нефтепродуктов на 98 млн.т., также снизили и импорт нефти из Южной и Центральной Америки, Африки, Мексики, Ближнего

ТАБЛИЦА 2. Изменение структуры потребления нефти США по странам с 2001 по 2013 г.

| Поставщики                  | 2001         | 2013         |
|-----------------------------|--------------|--------------|
| Канада                      | 88,0         | 154,5        |
| Мексика                     | 70,8         | 45,6         |
| Южная и центральная Америка | 126,3        | 83,8         |
| Европа                      | 46,2         | 23,8         |
| Россия и СНГ                | 4,3          | 25,0         |
| Ближний Восток              | 138,0        | 100,1        |
| Северная Африка             | 13,7         | 9,0          |
| Западная Африка             | 68,1         | 31,5         |
| Восточная и Южная Африка    | –            | 0,1          |
| Австралия                   | 2,2          | 0,1          |
| Китай                       | 1,1          | 0,3          |
| Индия                       | –            | 2,9          |
| Сингапур                    | –            | 0,7          |
| Другие страны               | 15,0         | 6,1          |
| <b>Всего импортировано</b>  | <b>573,7</b> | <b>483,5</b> |

Востока, Норвегии и нарастили экспорт из Канады (табл. 2).

Таким образом, причины снижения цены на нефть заключаются частично в эволюции факторных условий – появлении сланцевого фактора в США и снижения импорта ведущей державой. Стимулирование добычи сланцевой нефти и газа в США налоговыми льготами, прямыми вливаниями в новые технологии и сопутствующие технологические цепочки привело к экономическому росту в США, основанному на дешевой газе и нефти и новых технологиях. Как следствие изменилась динамика цен нефти в мире, поскольку США остается крупнейшим ее потребителем наряду с Китаем. Это можно отнести к фундаментальным факторам снижения цены, который, по мнению многих специалистов, приводит к изменению цены на нефть. Однако, несложно заметить, что увеличение добычи с 2007 по 2013 год и снижение импорта в США составило 254 млн.т., что составляет около 10 % от всего мирового импорта нефти и нефтепродуктов, который составляет 2 775 млн.т. Тем не менее, цена снизилась более чем на 30% с июня этого года. Это можно объяснить не столько

переизбытком предложения нефти в мире, которое увеличилось на фоне сокращения импорта в США, сколько спекулятивной составляющей (оттоком капитала из нефтяных фьючерсов в другие финансовые инструменты и ценные бумаги). Понижительное давление на цену нефти вызвано не только снижением и появлением свободных объемов нефти и нефтепродуктов. Определенную роль играет негативная статистика, поступающая из Китая, отчасти связанная с ожиданием роста производства товаров в США и соответственно ожиданием уменьшения спроса на китайские товары, ориентированные на США.

## Геополитический фактор

Современный мир условно делится на две группы – на тех, у кого есть нефть и тех, у кого ее нет, поэтому борьба за ресурсы достигает невообразимо больших масштабов. Мировой импорт во все страны потребляющие нефть и нефтепродукты в 2013 году составил 2775,5 млн.т. На Индию, Китай Японию, Сингапур приходится треть мирового потребления нефти и нефтепродуктов или

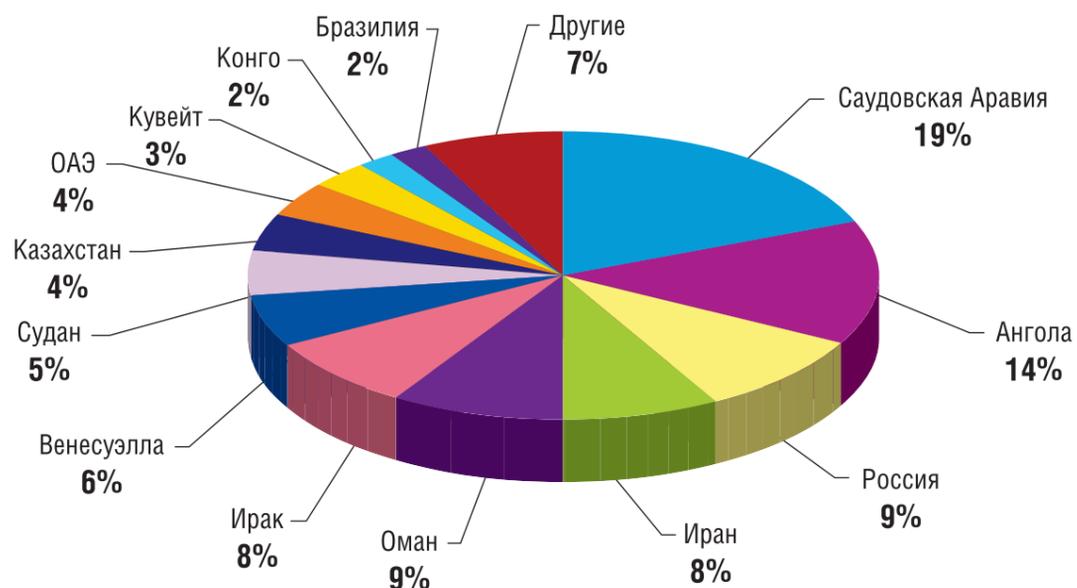
951,3 млн.т. – 34,3% от мирового импорта нефти и нефтепродуктов среди всех стран импортеров. Из этого количества 498,9 млн. т. или 52,4% от общего объема импорта в перечисленные страны поставляется странами Ближнего Востока. Если к перечисленным четырем странам добавить остальные страны Тихоокеанской Азии (Asia Pacific) без учета Австралии то общий объем импорта составит 1308,8 млн.т или 47,2% от всего мирового импорта. Объем импорта перечисленными странами вырос с 768,5 млн. т. до 1309 млн.т. или на 70% с 2001 по 2013 год. У этих стран нет достаточного количества ресурсов для обеспечения собственных потребностей и США не может не беспокоить молниеносный взлет объемов потребления столь ценных ресурсов планеты с их стороны.

Чтобы бороться с чрезмерным потреблением цена такого глобального товара как нефть при этом регулируется. Она может быть резко увеличена или также резко опущена – в нарушение принципов свободного рынка. Если нефть при цене скажем в \$100 за баррель переоценена, скажем, на половину (\$50 за баррель) – это можно сейчас приравнять к глобальному ежегодному перераспределению богатства в 2 триллионов долларов от потребителей к поставщикам, за исключением США. Почему за исключением США? Потому что, к примеру, часть доходов Саудовской Аравии от нефти стабильно возвращается в США в американские облигации или в виде инвестиций в акции американских компаний. К тому же высокая стоимость нефти поддерживает спрос на валюту ФРС США, в которой осуществляется сделки по нефти. То есть всем потребителям выгодна низкая цена на нефть, кроме США. Ниже будет объяснено, почему сейчас Соединенные Штаты заставили цену пойти вниз, в разрез экономической логики.

## Высокие цены на нефть против Китая

Среди китайского населения и истеблишмента не бездоказательно растет убеждение, что США способствовали поднятию цен на нефть, и, вероятно, в скором времени они придут к такой же политике. Основная цель: сдержать превращение

РИСУНОК 3. Структура потребления нефти Китаем по странам



Китай в доминирующую мировую экономику. Истэблишмент национальной безопасности США рассматривает Китай как неизбежное стратегическую угрозу, и КНР убежден, что США пытаются содержать рост в экономической и военной мощи Китая и его геополитического влияния. Обе стороны не могут позволить себе говорить об этом открыто т.к. ставки чрезвычайно высоки. Для США: продолжение своего статуса безраздельного мировой сверхдержавы и хранитель мировой резервной валюты. Для Китая: выживание однопартийной коммунистической власти и небольшой элиты, которая сформировалась за ней. Между США и Китаем уже виден устойчивый рост напряженности и недоверия в течение последних двух десятилетий. Их отношения держится в основном на симбиотической зависимости от торговли друг друга.

На мировой арене больше США не является монополистом в потреблении – появился новый крупный потребитель нефти в виде Китая, который превратился из скромного экспортера нефти в начале 1990-х, в ненадежного ее потребителя. Источающиеся нефтяные месторождения Поднебесной не смогли идти в ногу с растущим спросом на топливо, чтобы успевать за двузначными цифрами экономического прироста Китая. Отчаянно нуждаясь в энергии, КНР быстро стал

вторым по величине мировой импортером нефти, и сейчас покупает за рубежом (импорт) как уже было сказано выше более 378 млн.т. (импорт) или 346 млн.т. (импорт минус экспорт) или 12,5 % от импорта мировой нефти и нефтепродуктов против 484 млн.т которые импортирует США или 327 млн.т «импорт минус экспорт» или 11,8 % от импорта мировой нефти и нефтепродуктов, которые в 2013 году приходилось на США. Чтобы лучше понять масштабы потребления Китая, следующие два места, которые занимают Япония и Индия уже составляют 7,5 % и 7,5 % соответственно. Среднегодовой темп прироста потребления импорта нефти и нефтепродуктов (за вычетом экспорта) с 2001 по 2013 годы также впечатляет. Для Китая эта цифра составила 13,7 % в то время как для США (-4%).

Большая часть напряженности между странами находится вне нашего поля зрения. Однако можно отметить несколько моментов в отношениях между США и Китаем доминирующих в последние годы. США препятствует роста углеводородных аппетитов поднебесной. Из рисунка 3 видно, что ряд стран, из которых получает нефть Китай, такие как Саудовская Аравия, Оман, ОАЭ, Кувейт имеют лояльную политическую ориентации на основного соперника КНР – США. В то же время на ряд стран – Россия, Иран, Судан наложены санкции. Таким образом, только 37% нефти поставляемой в Китай

осуществляется из относительно «безопасных» и источников, не подпадающих под пристальное внимание США.

Цена и доступность нефти – это ключевые точки давления для Китая. Это привело его в неустанный поиск нефти у стран изгоев и там где «другие» ее добывают в последнюю очередь. Китай расширяет сферы своего присутствия в Судане, Йемене, Иране, Сирии, Венесуэле, Анголе. Китай интенсивно сотрудничал с Ираком в последние годы режима Садама Хусейна. И везде, где Китай ищет и добывает нефть – «беда идет следом». Можно с уверенностью сказать, что в настоящее время идет самая настоящая борьба по ограничению допуска Китая к мировому «углеводородному пирогу».

В таблице 3 показано сравнительные характеристики как следствия этих ограничений, где видно различия условий влияющих на эффективность экономики ведущих государств в целом (табл. 3).

### «Свободный» рынок нефти в мире

Возможно, наиболее заметным, в политике подъема цен на нефть и углеводороды была волна мега-слияний в нефтяной промышленности в конце 90-х. Это было необходимо для сдерживания мировой добычи сырой нефти. В

ТАБЛИЦА 3

| Когда США покупает нефть  | Когда Китай покупает нефть  |
|---|---|
| большая часть нефти поступает от дружественных соседей, таких как Канада и Мексика и давнего союзника на Ближнем Востоке Саудовской Аравии  | большая часть нефти поступает из Саудовской Аравии, Омана, ОАЭ, Кувейта стран имеющих лояльную политическую ориентации на основного соперника КНР – США. Часть нефти поступает из стран, на которые наложены санкции – Россия, Иран, Судан. Таким образом, только 37% нефти поставляемой в Китай осуществляется из относительно «безопасных» и «отстраненных» от влияния США источников |
| США может купить самые тяжелые, сернистые сорта с существенной скидкой по сравнению с легкой нефтью, поскольку ее нефтеперерабатывающие заводы ориентированы на тяжелые сорта нефти   | обычно приобретает легкие сорта нефти по более высоким ценам.   |
| нефть поступает в основном по низко-затратной трубопроводной инфраструктуре (более 45% импортируемой нефти), а часть по морю из стран Карибского бассейна (коротким транспортным плечом)  | поставки нефти осуществляются посредством дальне магистральных танкерных партий, на которые установлены высокие фрахтовые ставки (более 84% импортируемой нефти)  |
| ведет расчеты в долларах США, часть из которых возвращаются в виде инвестиций в акции американских компаний и гос. облигации  | ведет расчеты за нефть в долларах США (как и другие страны) поддерживая спрос на объем американской валюты, созданной под эти сделки  |
| ввиду сложности нефтеперерабатывающих заводов перерабатывает большой объем сырой нефти в высокий по добавленной стоимости бензин, или дизельное топливо с остатком в виде нефтяного кокса (индекс Нельсона для США составляет 11) | ввиду простоты заводов на НПЗ большой выход дизельного топлива и мазута по сравнению с бензиновыми фракциями (индекс Нельсона для НПЗ Китая по разным оценкам составляет 6,5–8)   |

короткий промежуток времени – всего за 13 месяцев, с середины 1998 г. до конца 1999 года произошли четыре огромных слияния нефтяных компаний на общую сумму четверть триллиона долларов, что резко увеличило концентрацию в нефтяной индустрии и перекроило ее конкурентную среду. Бум начался с British Petroleum (BP) объявивший дружественное слияние с Amoco (бывшая Standard Oil Company) в августе 1998 года, чтобы сделать BP преимущественно компанией находящийся в собственности США. Ранее в 1987 году компания приобрела BritOil и Standart Oil. В конце 1990-х годов в состав BP вошли также компании ARCO, Castrol и Aral. За этим последовала очередь Exxon, которая осуществила сделку по

покупке Mobil. BP в апреле 1999 года, приобрел отягощенный большими долгами Atlantic Richfield за \$33 млрд., что поставило BP выше по рыночной стоимости одного из главных конкурентов – Royal Dutch Shell. Между тем, в Европе, французский «мейджор» Total поглотил бельгийский Petrofina в декабре 1998 за \$ 13 млрд, и в июле 1999 года было запущено успешное поглощение гиганта государственного конкурента Elf Aquitaine за \$ 70 миллиардов.

Едва через год, стоимость ценных бумаг четырех топовых нефтяных игроков (ExxonMobil, BP, Shell и Total) увеличилось с менее чем половины, или 46% (от общей рыночной капитализации отрасли) до почти две трети, на 63%. Это было беспрецедентный разгул нефтяных

слияний, которая продолжилась с приобретением Техасо Chevron-ом годом позже, Sopoco и Phillips объединились в 2001 году, и далее прошла волна более мелких аналогичных приобретений и слияний других добывающих и перерабатывающих независимых компаний.

Регулирующие органы США, однако, спокойно относились к событиям подобного рода. Они не препятствовали этому порыву к укрупнению как у некому логическому движению, которое может помочь американским «майджорам» конкурировать с иностранными государственными нефтяными компаниями. Если не брать в расчет некоторые нефтеперерабатывающие и сбытовые активы, которые принуждали продавать, чтобы решить локальные задачи в рамках антимонопольной работы, правительственный контроль и антимонопольные шаги по крупным сделкам по слиянию почти отсутствовали. Они проходили с минимальным количеством общественных дебатов, что сильно контрастировало на фоне той волны недовольств, которая была во время попытки Китая купить гораздо меньше по размерам компанию Unocal несколько лет спустя. Основной вопрос, для какой цели осуществлялись слияние и как это повлияло тогда на цену на нефть?

Ответом будет то, что в каждом случае, соразмерные капитальные расходы объединенных компаний резко снижались. Их добыча нефти оставалась на одном уровне или снижалась, начиная с момента слияния, несмотря на «розовые» заверения, что сделки сделали крупные фирмы более эффективными и конкурентоспособными. Удивительно, как западные нефтяные компании, представляя объединенный организм был потрясюще неспособен (или проще «не хотел») ответить на резкий рост цен на нефть с увеличением ее предложения, несмотря на достаточные потоки денежных средств для инвестирования в добычу и постоянно совершенствующихся технологии. Китайские нефтяные компании, с другой стороны, показали, последовательный и существенный рост объема добычи нефти, несмотря на их относительно отсталую техническую базу.

## Оккупация Ирака – метод отстранения Китая от ближневосточной нефти

Не желая мириться с посягательством со стороны Китая на нефтяные запасы на Ближнем Востоке президент Джордж Буш выбрал эффективный метод контроля над запасами – вторжение и оккупация Ирака, которая в другой форме (с помощью подконтрольной ИГИЛ) сохраняется до сих пор и конца ей не видно. Цель войны и оккупации было не обогащение друзей семьи Буша связанных с нефтегазовой отраслью, а в том, чтобы держать иракскую нефть в земле подольше и подальше от китайцев. Очевидно, что та экономика, которая контролирует углеводородные ресурсы или те остатки углеводородов, извлечение, которых будет рентабельно в будущем останется «на плаву» дольше всех других экономик.

В дополнение к блокированию Китая от развития экономических отношений с Ираком, которые к моменту вторжения уже достигли угрожающих масштабов для США, война в Ираке как следствие изъяла из мировой торговли 3 млн. баррелей в день сырой нефти. Это составляло около 4% от мирового производства в 2003, что частично также повлияло на баланс спроса и предложения позволяющий спекулянтам на бирже NYMEX начать эскалацию цен в 2000-х. Оккупация Ирака тогда была сделкой, где вместо Ирака «на откуп» Китаю был отдан ИРАН как надежный поставщик нефти. Однако сейчас ситуация коренным образом меняется и с Ираном. США развивают отношения с этим государством. По словам президента Института Ближнего Востока Евгения Сатановского – сегодня «идея фикс» для США именно Иран вывести на европейский рынок как основного поставщика природного газа, нефти и нефтепродуктов. Ирану это позволит уйти из под

санкций, вооружиться, провести технологическое обновление своих производств. Для США перенаправить углеводороды на территорию Европы, где господствуют Россия и страны Ближнего Востока. Безусловно то, что это может стать проблемой Саудовской Аравии создает определенное напряжение.

Учитывая чрезвычайно высокий геополитические ставки, не удивительно, что ни один из ключевых игроков в этой игре не готов раскрывать свои истинные цели, придумывая теории, почему цены на нефть были так высоки, о том, почему США вторглись в Ирак.

Китай, понимая, что серьезно уязвим к росту мировых цен на нефть, который снижает конкурентоспособность китайских товаров, предпринял комплексную стратегию, чтобы защитить себя, имея относительно слабые карты на руках. Ограниченный в собственной нефти Китай вынужден покупать нефть извне или искать внешние источники для участия в долевой собственности при разработке нефти. И везде, где Китай идет за нефтью или нефтяными активами, проблемы следуют по пятам. Решительные усилия КНР сделать себя продуцентом основных товаров для всего мира – и вместе с этим материалов – стали, стекла и нефтехимии заставила расти потребление энергии, даже быстрее, чем рост ВВП. Это нетипичное явление для современной экономики усугубляется еще тем, что Китай, несмотря на постоянную модернизацию, растрчивает энергию не всегда эффективно. В Китае повсеместные субсидии, установленные для промышленных тарифов на электроэнергию позволяли (до сланцевой революции) опустить цену на электроэнергию, ниже чем в США и других промышленно развитых странах. Автомобильные топлива также субсидируются, путем ограничения оптовых цен, которые могут быть установлены переработчиками и установление пределов добавленной стоимости при розничной реализации. В то время как энергетические субсидии могут помочь промышленности и снять нагрузку с потребителей такая практика при повышении стоимости нефти может крайне негативно отразиться на способности КНР поддерживать

режим субсидирования. Ранее он был направлен, чтобы сохранить эффективную стоимость нефти на уровне \$40/барр нефти. Если скажем нефть на внешних рынках Китай закупал по \$100/барр (ранее), ежегодные расходы Пекина ошеломляют своим размером – \$ 140 млрд. потерь в виде денежных затрат на субсидии. Очевидно, что при более высоких ценах, проблема усугубляется. Это отчасти объясняет почему США могут вернуться к стратегии высоких цен очень скоро. Проблему еще сильнее усугубляет заниженный курс юаня к доллару США с его фактически сохраняющейся привязкой к обесценивающемуся доллару.

## Выводы

Резкие колебания в конце 70-х начало 80-х усилили доказательство того, что ценами на нефть можно манипулировать как геополитическим инструментом или оружием. Если основным стимулом США снизить цены в 1980-х был ослабить СССР, одновременно стимулировать экономику США, за счет приобретения дешевой нефти и снижения налогов на свою нефтяную отрасль. Зачем изменять стратегию на противоположную после 1999 год и запускать механизм роста цен, а в 2010-х снова снижать цены? По словам многих западных экспертов в частности, они могут быть использованы, чтобы наказать Россию за успехи в последние годы в геополитической сфере, чья экономика оживает или ослабевает в зависимости от стоимости экспорта нефти и производной от нефти цены газа. На фоне снижения собственного экономического и военного влияния США не могут проводить экономическую политику сдерживания и против Китая, и против России. Стратегия может быть одна – или понижение цены на нефть или ее повышение. США будут выбирать и, вероятнее всего, выберут Китай как противника т.к. при повышении цены удовлетворяется еще одно условие – рост спроса на доллар как валюту расчета за нефтяные сделки.

Одна есть и другая экономическая стратегия, которая заставила в 2014 году пойти резко вниз и цель подорвать экономику России отнюдь не главная – это скорее побочный эффект. Основная причина нынешнего снижения – стабильность доллара как резервной валюты мира, которая зависит от многих



факторов одним из которых является рост инвестиционной привлекательности США. Одна из важнейших сторон экономики США является финансовая система. С одной стороны она подпитывается за счет международных расчетов других стран за нефть в валюте США (снижение цены уменьшает эту подпитку). С другой стороны она попитывается благодаря росту инвестиций в американскую экономику. Для Вашингтона, на современном этапе, нужно показать эффективность платежеспособности своей экономики перед странами-кредиторами, поэтому нужно продемонстрировать настоящий рост экономики. Этот рост в сейчас США достигнут благодаря «дешевому» сланцевому газу и сланцевой нефти, а не только за счет доп. эмиссии доллара. Благодаря перепроизводству газа и увеличения генерации электроэнергии за счет газа стоимость энергии в Америке резко упала. Падение стоимости энергии в США качественно повысило конкурентоспособность американской экономики, запустила процессы реиндустриализации, что чрезвычайно серьезно оздоровило и продолжает оздоравливать экономику сейчас. Экономика США становится не только более конкурентоспособной, но и более устойчивой к экономическим

потрясениям. Президент США, выступая с ежегодным посланием 28 января 2014 г в Конгрессе, заявил, что за счет мультипликативного эффекта, полученного от сланцевого газа, впервые, за более чем 10-летие, Америка обогнала Китай в инвестиционной привлекательности, став местом № 1 в мире для инвестиций. Существенное снижение стоимости газа (из-за сланцевой революции) в США, привело к снижению затрат на производство американских товаров. Дело дошло до того, что из традиционных районов производства товаров в Юго-Восточной Азии транснациональные компании (ТНК) стали возвращать капитал и промышленные предприятия в США. Очевидно сланцевый газ не только механизм возврата доверия к США как основному кредитополучателю, но и механизм роста инвестиционной привлекательности.

Закключение. Следует отметить, что США имеют сильное влияние на страны ЕС, что в свою очередь отражается на России. Многие понимают и видят, что санкции против России носят временный и не всеобъемлющий характер, однако в этих условиях Россия все сильнее и сильнее осуществляет разворот на восток, особенно если рассматривать поставки углеводородов и строительства

нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических комплексов на дальнем Востоке. Россия, в настоящее время, интенсивно развивает свое военное политическое и экономическое сотрудничество с Пекином. Однако, открывая «двери» в Азию мы должны знать и учитывать особенности азиатского менталитета. Любая уступка в Азии расценивается не как решение проблемы, а как проявление слабости, за которой последует требование новой уступки. С Китаем трудно иметь дело, если нет конкуренции. Скидки которых добывается Китай на иранскую нефть, вызванные блокадой иранской нефти западом, грабительские. А с кем можно иметь дело, если нет конкуренции? Пожалуй, что ни с кем. Для России важно не уходить с европейского рынка, чтобы имеет возможность торговаться с Китаем.

Что касается США как главного мировой регулятора цен на нефть – сдерживать рост цен на нефть не интересах США т.к. является критической точкой давления на Китай. Однако следует ожидать некоторого снижения цен от текущего уровня к лету 2015 года с последующей коррекцией и подъемом выше \$150 к 2020 г. Сложно прогнозировать изменение цен в течение 5 лет, но однозначно сказать, что он будет понижательным или повышательным нельзя. США стимулирует собственную экономику за счет дешевых углеводородов. По мере ее восстановления баланс должен сместиться в сторону роста цен на углеводороды. ●

### Литература

1. Wang Jisi, *America in Asia: How much does China care?* ссылка: [http://currencywar.blog.hexun.com.tw/13271626\\_d.html](http://currencywar.blog.hexun.com.tw/13271626_d.html)
2. А.А.Конопляник, *Эволюция контрактной структуры и механизмов ценообразования на мировом рынке нефти: кто определяет цену нефти, доклад на XXV юбилейном заседании Зернового клуба, Москва, гост. «Метрополь», 30 августа 2012 г.*
3. В.В. Бушуев, А.А. Конопляник, Я.М. Миркин, *Цены на нефть: Анализ, тенденции, прогноз, Москва 2013.* ссылка: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/77m.pdf>
4. Константин Симонов, *Что делал Обама в Эр-Рияде?* ссылка: <http://www.redstar.ru/index.php/news-menu/ino-military-menu/usarmy/item/15337-что-делал-обاما-в-ер-рияде>.

Ключевые слова: *Цены на нефть, геополитика, сланцевая нефть.*

# АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, ДОЛЯ КОТОРОЙ К 2035 Г. В ОБЩЕМ МИРОВОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ ОЖИДАЕТСЯ БЫТЬ МЕНЬШЕЙ (16%) ПО СРАВНЕНИЮ С СУММАРНОЙ ДОЛЕЙ ЭНЕРГИИ, ПОЛУЧАЕМОЙ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ (74%). УДЕЛЕНО ВНИМАНИЕ ТАКЖЕ ПЕРСПЕКТИВАМ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОЧКАМ ЕЕ СОПРИКОСНОВЕНИЯ С АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКОЙ, КАК ОСНОВЕ ИХ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ.

УДК 620.9

KEY WORDS: *sustainable renewable energy, gas industry, prospects of development, points of contact, sustainable development.*



**В.Н. Башкин,**  
Доктор биологических наук,  
главный научный сотрудник  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
Московская область,  
пос. Развилка



**Р.В. Галиулин,**  
Доктор географических наук,  
ведущий научный сотрудник  
Института фундаментальных  
проблем биологии РАН,  
Московская область, г. Пущино



**Р.А. Галиулина,**  
Научный сотрудник  
Института фундаментальных  
проблем биологии РАН,  
Московская область, г. Пущино

Как известно, под альтернативной энергетикой понимается возобновляемая энергетика, использующая возобновляемые потоки и источники энергии, ресурсы которых восполняются естественным образом, прежде всего, за счет поступающего на поверхность Земли потока энергии, приносимого солнечным излучением [1]. Основное условие, предъявляемое к альтернативной энергетике, это восстановление ее ресурсов со скоростью не меньшей, чем скорость их потребления и исключение, в процессе применения, нанесения ущерба окружающей среде и вреда здоровью человека [2].

## Основные направления альтернативной энергетики

В альтернативной энергетике выделяют несколько основных направлений [3]:

- гелиоэнергетику – направление энергетики, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде, например, электричества посредством фотоэлектрических преобразователей (фотоэлементов), объединенных в солнечный модуль (батарею); однако следует учесть, что среднесуточное значение поступающего на Землю потока солнечного излучения, измеряемого в Вт/м<sup>2</sup>, становится как минимум в 3 раза меньше из-за смены дня и ночи, а зимой в умеренных широтах это значение бывает ниже в 2 раза;
- ветроэнергетику, специализирующуюся на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в различные формы

энергии, например, электричества с помощью ветрогенератора, который начинает производить ток уже при скорости ветра 3 м/с; наиболее перспективным является развитие ветроэнергетики на территориях, прилегающих к морям, что позволит приблизиться по рентабельности к традиционным источникам энергии (тепловой, гидро- и атомной энергетике);

- приливную гидроэнергетику, как способ получения, например, электричества путем использования энергии морских приливов (достигающих повышения уровня воды не менее 5 м); соответствующие приливные электростанции строят на берегах морей, где дважды в сутки меняется уровень воды под действием гравитационных сил Луны и Солнца; одним из недостатков приливных электростанций является изменяющаяся в течение суток мощность энергии;
- геотермальную энергетику, специализирующуюся на выработке в вулканических районах, например, электричества из тепловой энергии подземных источников (гейзеров); основной проблемой при использовании подземных термальных вод является необходимость обратной закачки в водоносный горизонт отработанной воды, характеризующейся высокой степенью минерализации и наличием токсичных соединений;
- водородную энергетику, основанную на использовании водорода в качестве средства для аккумулирования, транспортировки и потребления энергии; однако для широкого использования водорода в энергетике необходимо решить технические проблемы эффективного получения данного

вещества в промышленных масштабах, а также создания надежных систем его хранения, транспортировки и использования [4].

- биотопливную энергетику, как способа производства энергии из биотоплива (биометанола, биоэтанола, биодизеля, биоводорода, биогаза и др.), получаемого из растительной массы; однако при росте спроса на биотопливо возникает проблема сокращения посевных площадей под продовольственные культуры, путем их перераспределения в пользу топливных.

Расчеты показывают, что энергетический потенциал большинства из вышеперечисленных возобновляемых источников энергии в масштабах планеты и отдельных стран в десятки раз превышает современный уровень производства энергии и энергопотребления [3]. Поэтому они могут рассматриваться как важные потенциальные источники энергоснабжения, если не в глобальном, то, по крайней мере, в региональном плане. Кроме того они являются экологически чистыми и повсеместно доступными источниками энергии. В отличие от ископаемых топлив ресурсы возобновляемых источников энергии более-менее равномерно распределены по территории земного шара, и не находятся в монопольном владении ограниченного числа стран и поэтому рассматриваются как источники энергии, использование которых способствует повышению энергетической безопасности и снижению зависимости от импорта энергетических ресурсов.

## Перспективы развития альтернативной энергетики

По [5] за альтернативной энергетикой будущее, но оно наступит не скоро. Даже через 30 лет, по разным направлениям альтернативной энергетики можно будет вырабатывать не более 15–20% всей необходимой человечеству энергии. Так, согласно прогнозам Международного энергетического агентства [6] доля альтернативной энергетики к 2035 г. в общем мировом энергетическом балансе составит 16%, в то время как доля энергии, получаемой при использовании традиционных видов топлива (нефти, газа и угля) – 74%. Остальные 7 и 3%

придутся соответственно на атомную энергетику и гидроэнергетику. Это связано с определенными недостатками большинства возобновляемых источников энергии, сдерживающими их широкое практическое применение, а именно, невысокой плотностью энергетических потоков, их непостоянством во времени и, как следствие этого, необходимостью значительных затрат на оборудование, обеспечивающее сбор, аккумулирование и преобразование энергии. Так, например, плотность потока солнечного излучения на поверхности Земли в полдень ясного дня составляет около 1 кВт/м<sup>2</sup>, а ее среднегодовое значение с учетом сезонных и погодных колебаний для самых солнечных районов земного шара не превышает 250 Вт/м<sup>2</sup>. Средняя удельная плотность энергии ветрового потока также не превышает нескольких сотен Вт/м<sup>2</sup>. Так, при скорости ветра 10 м/с удельная плотность потока энергии равна 500 Вт/м<sup>2</sup>, а плотность энергии водного потока, имеющего скорость 1 м/с составляет около 500 Вт/м<sup>2</sup>. Для сравнения укажем, что плотность теплового потока на стенки топки парового котла достигает нескольких сотен кВт/м<sup>2</sup>.

Однако проводимые в настоящее время в альтернативной энергетике интенсивные исследования, разработка и реализация крупных демонстрационных проектов позволили обеспечить для некоторых ее направлений существенное (на целый порядок) снижение стоимости энергии, повышение их конкурентной способности и заметный рост их реального вклада в энергетические балансы стран и регионов.

## Перспективы развития газовой промышленности

По сценарию Международного энергетического агентства [6] потребление природного газа к 2035 г. увеличится настолько, что позволит ему выйти на второе место после нефти. Ожидаемый в перспективе интенсивный рост потребления природного газа связан с очевидными преимуществами перед углем и нефтью. Так затраты труда на добычу газа в 37 раз ниже, чем на добычу такого же количества угля в пересчете на условное топливо; газ отличается высокой теплотворной способностью; с помощью

системы газопроводов газ можно подвести к любому потребителю; при горении газа не образуется зола и т.д. Свыше 90% всего объема добычи газа расходуется как топливо на тепловых электростанциях, промышленных предприятиях и в быту. Расчеты показывают, что себестоимость электроэнергии, вырабатываемой при использовании газа, меньше по сравнению с себестоимостью электроэнергии, вырабатываемой угольными, атомными и другими электростанциями [7].

Следует также отметить, что во многих странах мира отдается приоритет частичной замене традиционных видов моторного топлива природным газом как в компримированном (сжатом), так и сжиженном виде [8]. Это связано с тем, что, во-первых, по физико-химическим характеристикам природный газ во многом превосходит даже самый высококачественный бензин, причем для его использования не требуется значительного изменения конструкции двигателя. Во-вторых, цена эквивалентного количества газа на 30–50% ниже, чем бензина или дизельного топлива [9]. В-третьих, характерной особенностью применения в двигателях природного газа, как топлива, является значительное снижение износа основных деталей, уменьшение расхода смазочного масла и понижение требований к его качеству. Снижение износа основных деталей (цилиндрово-поршневой группы, кривошипно-шатунного механизма) объясняется тем, что при работе двигателя на газе отсутствуют неиспарившиеся жидкие фракции, которые, проникая в рабочие цилиндры бензинового двигателя, вызывают смывание смазки и коррозию стенок цилиндра, а проникая в картер, разжижают масло. При работе двигателя на газе в продуктах сгорания топлива также отсутствуют частицы твердого углерода, вызывающие износ деталей. И, наконец, в-четвертых, при сжигании газа, в сравнении с топливом нефтяного происхождения, снижение выбросов оксидов углерода и азота, а также углеводородов может достигать соответственно 80, 70 и 45%. Известно так же, что автомобильный транспорт потребляет более 60% нефти и является основным источником загрязнения воздушных бассейнов промышленных центров.

## Точки соприкосновения газовой промышленности и альтернативной энергетики

Одной из важных точек соприкосновения газовой промышленности является такое направление альтернативной энергетики, как водородная энергетика, основанная на использовании в так называемых топливных элементах в качестве топлива водорода – продукта паровой каталитической конверсии метана, содержание которого в природном газе может составлять 70-99% [10]. Как известно, топливный элемент представляет собой устройство, где вещество (топливо) для электрохимической реакции подается в него извне для превращения химической энергии топлива в электричество.

Интерес газовой промышленности к водородной энергетике обусловлен целым рядом причин. Во-первых, природный газ долгое время будет оставаться основным источником водорода [4]. Во-вторых, наличие развитой инфраструктуры снабжения природным газом позволит создать инфраструктуру производства и снабжения водородом на начальном этапе. В-третьих, существующая газотранспортная система может стать в будущем основой системы транспорта водорода, как отдельно, так и в смеси с природным газом с выделением водорода в пункте назначения.

Между тем, газовая промышленность заинтересована в обеспечении своих подразделений надежными, экологичными, удобными в эксплуатации стационарными энергоустановками, основанными на топливных элементах (в блочном исполнении и полной заводской готовности), и в их размещении на объектах при условии минимального объема строительного-монтажных работ. Это связано с тем, что топливные элементы отнесены к числу преобразователей энергии, которые позволяют создать энергоустановки промышленных мощностей. Такие энергоустановки автономного энергоснабжения необходимы для питания технологического оборудования, станций катодной защиты, систем телемеханики и связи магистральных газопроводов, электро- и теплоснабжения вахтовых поселков [11]. Развитие собственных систем

электроснабжения становится особенно актуальным при освоении газовых месторождений удаленных районов Крайнего Севера и шельфа арктических морей.

К числу других точек соприкосновения газовой промышленности можно отнести гелиоэнергетику и ветроэнергетику. Так, для повышения эффективности функционирования газоиспользующих электроустановок успешное применение находят солнечные модули [7]. При этом обеспечивается дополнительная выработка электричества без расходования природного газа на эти цели. Что касается комбинации ветрогенераторов и газоиспользующих электроустановок, то она становится экономически выгодной при автономной газификации удаленных труднодоступных потребителей на основе сжиженного природного газа или сжиженных углеводородных газов.

Недавно были проведены расчеты по эффективности применения ветрогенераторов для электроснабжения компрессорных станций в районах Крайнего Севера, попадающих в зону активности среднегодовой скорости ветра более 5 м/с [11]. Как оказалось, эта инновация приводит к высвобождению природного газа, используемого в газопоршневых агрегатах для выработки электричества, и получения определенной прибыли в результате ее реализации.

Другим примером инновации является, описанная в работе [12] технология проведения стандартных газодинамических исследований скважин и их мониторинга с использованием устройств телеметрии и телемеханики, позволивших исключить сжигание газа на эти цели. Эти устройства работают от ветрогенератора и солнечного модуля, которые устанавливаются на специальной монтажной мачте, и электрогенератора, располагаемого на шлейфе (выкидном трубопроводе от газовой скважины) и использующего тепло добываемого газа, достигающего в некоторых случаях температуры более 500°K. При этом электрогенератор, использующий тепло добываемого газа, компенсирует недостачу энергии в зимний период и в штительную погоду. В данном случае можно говорить о зарождении

нового направления альтернативной энергетики – газотермальной энергетики, связанной с получением электричества от тепла добываемого природного газа.

Таким образом, несмотря на прогнозируемое отдаленное наступление будущего альтернативной энергетики, уже сегодня можно найти некоторые точки соприкосновения отдельных ее направлений с газовой промышленностью. Это открывает перспективы для устойчивого развития, не только газовой промышленности, поставляющей на рынок такой источник энергии как природный газ, но и альтернативной энергетики. ●

### Литература

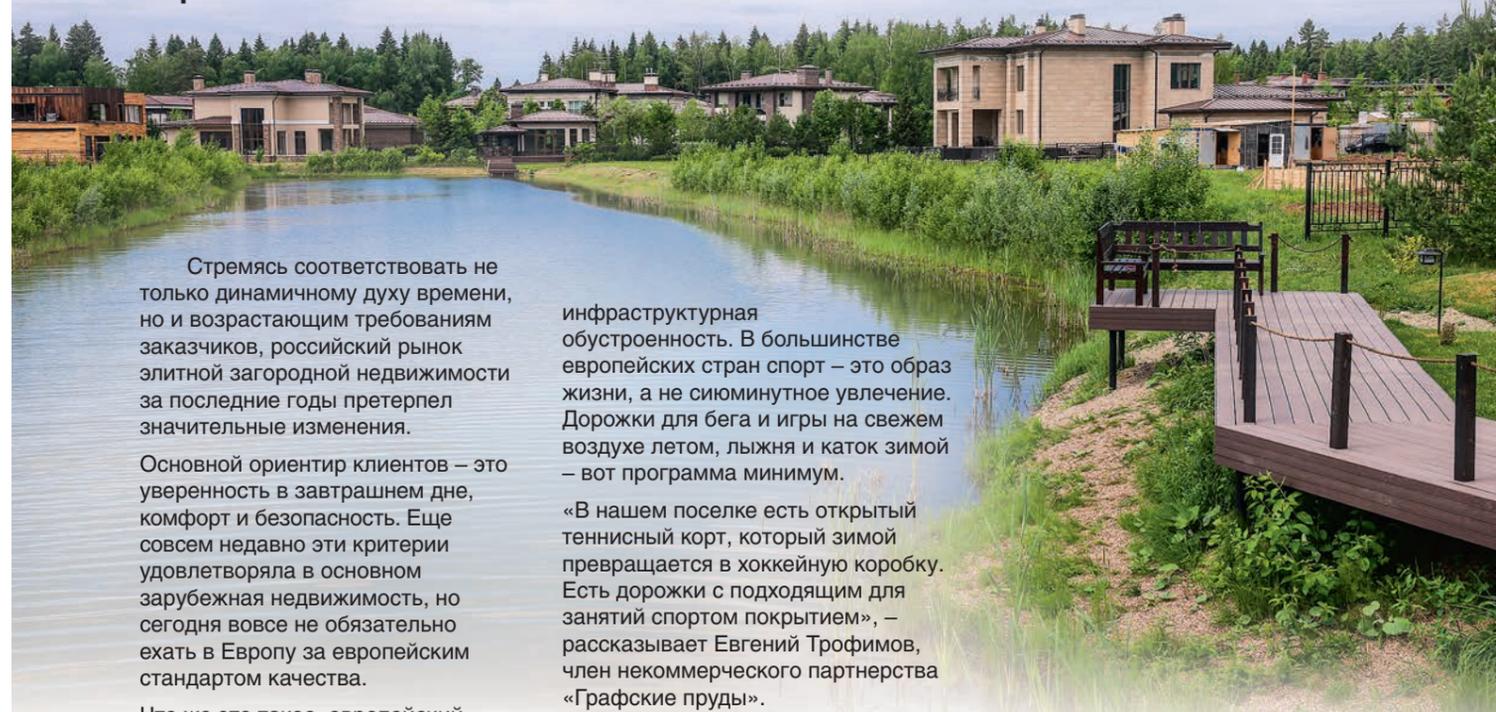
1. Попель О.С. Возобновляемые источники энергии для России // Экологический вестник России. 2010. № 8. С. 50–54.
2. Пармухина Е.Л. Рынок возобновляемой энергетики // Экологический вестник России. 2010. № 7. С. 52–54.
3. Markelov V.A., Andreev O.P., Kobylkin D.N., Arabsky A.K., Arno O.B., Tsybulsky P.G., Bashkin V.N., Kazak A.S., Galulin R.V. Gas Industry Sustainable Development. Moscow: LLC «Publishing House Nedra», 2013. 211 p.
4. Козлов С.И., Фатеев В.Н. Водородная энергетика: современное состояние, проблемы, перспективы. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. 520 с.
5. Стурга М., Чайка Ф., Лесков С. Жизнь после нефти // Экологический вестник России. 2008. № 2. С. 20–22.
6. World Energy Outlook. Are we entering a golden age of gas? Special Report. International Energy Agency. 2011. 131 p.
7. Аверьянов В.К., Толмачев В.Н., Журавский М.А., Сибгатуллин А.Р. Особенности и перспективы использования природного газа в комбинации с возобновляемыми источниками энергии // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. № 2 (54). С. 9–15.
8. Стативко В.Л., Строганов А.В. Формирование российского рынка альтернативных видов моторных топлив // Газовая промышленность. 2007. № 4. С. 17–19.
9. Кириллов Н.Г. Зарубежный опыт применения сжиженного природного газа в качестве моторного топлива // Газовая промышленность. 2009. № 11. С. 17–19.
10. Русякова В.В., Казак А.С., Башкин В.Н., Бухгалтер Э.Б., Галиулин Р.В., Аколова Г.С. Управление экологическими рисками в газовой промышленности. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. 200 с.
11. Горюнов О.А. «Чистая энергия» для удаленных и труднодоступных объектов Единой системы газоснабжения // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. № 2 (54). С. 16–22.
12. Арно О.Б., Арабский А.К., Завьялов С.В., Гункин С.И., Вить Г.Е., Талыбов Э.Г.-о. Возобновляемая энергетика в условиях Крайнего Севера и новые возможности АСУ ТП // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. № 2 (54). С. 23–31.

Ключевые слова: альтернативная энергетика, газовая промышленность, перспективы развития, точки соприкосновения, устойчивое развитие.

# ЕВРОПЕЙСКОЕ КАЧЕСТВО В РОССИЙСКИХ РЕАЛИЯХ

СЕГОДНЯ РЫНОК ПРЕДЛАГАЕТ КОЛОССАЛЬНЫЙ ВЫБОР НЕДВИЖИМОСТИ. НЕ ЗНАЯ ТОНКОСТЕЙ И ОРИЕНТИРУЯСЬ ЛИШЬ НА ВНЕШНЮЮ СТОРОНУ ПРОДУКТА В ТАКОМ МНОГООБРАЗИИ ЛЕГКО ПОТЕРЯТЬСЯ. КАК СДЕЛАТЬ ПРАВИЛЬНЫЙ ВЫБОР, ОРИЕНТИРОВАННЫЙ НА МЕЖДУНАРОДНЫЙ СТАНДАРТ КАЧЕСТВА?

## Сергей Степанов



Стремясь соответствовать не только динамичному духу времени, но и возрастающим требованиям заказчиков, российский рынок элитной загородной недвижимости за последние годы претерпел значительные изменения.

Основной ориентир клиентов – это уверенность в завтрашнем дне, комфорт и безопасность. Еще совсем недавно эти критерии удовлетворяла в основном зарубежная недвижимость, но сегодня вовсе не обязательно ехать в Европу за европейским стандартом качества.

Что же это такое, европейский стандарт качества недвижимости?

Прежде всего, это экологичность. Жители мегаполисов, окруженные агрессивной средой хотят найти в отдалении от города не просто уединение и близость к акваториям, но хотя бы почувствовать единение с природой. И не просто хотят, а формируют устойчивую тенденцию. Что не удивительно, ведь вымощенные асфальтные тротуары сильно уступают лесным тропинкам.

Во многом поэтому сегодня растет спрос на самое «зеленое» в Москве – Киевское направление.

Одним из объектов этого направления, который гордится своей природой, является поселок «Графские пруды», расположенный внутри лесного массива. Усилиями жителей лес был очищен и обустроен, так что в нем можно смело совершать многокилометровые прогулки.

И не только прогулки. Спорт сегодня является общеевропейским трендом. Поэтому очень важна

инфраструктурная обустроенность. В большинстве европейских стран спорт – это образ жизни, а не сиюминутное увлечение. Дорожки для бега и игры на свежем воздухе летом, лыжня и каток зимой – вот программа минимум.

«В нашем поселке есть открытый теннисный корт, который зимой превращается в хоккейную коробку. Есть дорожки с подходящим для занятий спортом покрытием», – рассказывает Евгений Трофимов, член некоммерческого партнерства «Графские пруды».

Но комфорт заключается не только в удобстве и красоте экстерьера, но также в чувстве стабильности, предсказуемости управления и прозрачном будущем поселка.

Гарантировать это могут два фактора: адекватное законодательство и возможность самостоятельно решать судьбу поселка. Те поселки, в которых жители сами участвуют в управлении, оказываются в выигрышном положении. Так, например, в «Графских прудах» существует некоммерческое партнерство жителей, которое самостоятельно принимает все решения: на что стоит тратить деньги, какие взносы устанавливать и какие строительные проекты утверждать.

Конечно, коттеджные поселки всегда находятся в некотором отдалении от города, а это значит, что одним из актуальных становится вопрос удобства коммуникаций. Как бы не прельщала уединенность природы, а оказаться отрезанным от цивилизации никому не хочется.

«Жизнь за городом, особенно с марта по октябрь, не идет ни в какое сравнение с городской. Ради здоровья дочери я проделываю ежедневно 20 километров, отправляясь на работу и обратно. Но это совсем несложно», – говорит жительница «Графских прудов», Олеся Барабашева. И это действительно так: во-первых, Киевское направление, является одним из наименее загруженных в столичном регионе. А во-вторых, из московского бюджета выделяются средства на ремонт автодорог Новой Москвы и строительство новых развязок.

Российский рынок все больше начинает соответствовать европейским стандартам. Главная тенденция такова, что все больше клиентов предъявляют высочайшие требования, удовлетворить которые может не каждый объект. Но «не каждый» не значит никакой. По крайней мере, сегодня про Россию уже не скажешь, что «нет коттеджа в родном Отечестве». ●

# ПРИКЛАДНАЯ ЭКОЛОГИЯ



**Елена Большакова,**  
начальник отдела  
охраны окружающей  
среды и промышленной  
безопасности  
«НИПИГазпереработки»

## О КОМПАНИИ

**ОАО «НИПИГазпереработка» (НИПИГАЗ)** – российский проектный и научно-исследовательский институт, занимающийся изучением и решением проблем использования и переработки попутного нефтяного газа (ПНГ). Разработка технологий по эффективной переработке ПНГ и снижение объемов выбросов продуктов сгорания газа на месторождениях являются важнейшими составляющими экологической миссии компании.

## Первостепенные задачи

Говоря об экологической миссии института, нужно отметить, что вся деятельность НИПИГАЗа, по сути, является природоохранной: институт проектирует трубопроводы, компрессорные станции и газоперерабатывающие заводы, позволяющие перерабатывать попутный нефтяной газ вместо того, чтобы сжигать его на факельных установках нефтедобывающих компаний. В свою очередь, увеличение

соответствующие требованиям российского законодательства. В первую очередь, это технологии, призванные снизить антропогенную нагрузку на окружающую среду. К примеру, старые факельные установки заменяются на факелы с бесплаженным (бездымным) горением, котельные переводятся с мазутного топлива на газ, внедряются системы оборотного водоснабжения и т.д. Во-вторых, это взрывозащищенное электрооборудование, несгораемые изоляционные материалы и энергосберегающие

При разработке каждого проекта специалистами «НИПИГазпереработки», в первую очередь, предусматриваются решения по снижению воздействия на окружающую среду. Основная задача заключается в наиболее полном и объективном отражении существующей экологической ситуации и прогноза ее изменения в результате деятельности того или иного объекта

числа газоперерабатывающих предприятий позволяет эффективно использовать это ценнейший сырьевой ресурс, предотвращая загрязнение атмосферы продуктами сгорания газа и снижая эмиссию CO<sub>2</sub>.

Для защиты экологии при проектировании проектов «НИПИГазпереработкой» применяются технологии и процессы, имеющие технологические сертификаты и

установки. В-третьих, на каждом проекте предусмотрена высокая автоматизация всех процессов и постоянный контроль за целостностью и герметичностью аппаратов и трубопроводов.

УДК 620.9

## Показатели растут

В последние годы институт выполнял проектирование объектов по переработке нефтяного газа преимущественно для холдинга СИБУР, который постоянно наращивает его прием от нефтяных компаний.

В 2011 г. газоперерабатывающий и нефтехимический холдинг СИБУР начал реализацию программы «Бизнес для экологии», направленной на поддержание экологических инициатив, оказание финансовой и организационной помощи общественным экологическим организациям в области

охраны окружающей среды. За это время в 15 регионах деятельности компании СИБУР было выполнено 163 проекта, в которых приняли участие более 30 тысяч человек: были благоустроены и озеленены придомовые территории, детские площадки, школы, велодорожки и парки, очищены реки и родники, созданы первые в стране велопарковки.

Так, в 2010 году объем переработки ПНГ на газоперерабатывающих заводах холдинга увеличился до 16,8 млрд. м<sup>3</sup>, а в 2013-м – до 19,6 млрд. м<sup>3</sup>. Это стало возможным, в первую очередь, за счет реализации СИБУРОм масштабной программы реконструкции практически всех действующих западносибирских газоперерабатывающих заводов. К примеру, завершение СИБУРОм строительства тысячекилометрового продуктопровода для транспорта основной продукции ГПЗ – широкой фракции легких углеводородов обеспечит надежность функционирования газоперерабатывающих заводов подотрасли и вовлечение в переработку новых объемов ПНГ. Продуктопровод объединит в единый производственный комплекс газоперерабатывающие предприятия компании и нефтехимический комбинат в Тобольске. В свою очередь, увеличение объемов переработки ПНГ вносит решающий вклад в снижение целевого показателя сжигания попутного нефтяного газа на промысловых факельных установках.

## Наглядные примеры

В числе проектов «НИПИГазпереработки», наиболее значимых в плане природоохранной и экологической деятельности института, нужно выделить следующие:

- **«Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ»**

Проект представляет собой интегрированный комплекс проектной производительностью 16,5 млн тонны в год на базе запасов газа Южно-Тамбейского месторождения. Специалистами института был предусмотрен ряд ключевых природоохранных мероприятий, в частности, инженерная защита территории от оползания склонов, поверхностной эрозии, подтопления, заболачивания и образования оврагов. Помимо этого, были запланированы мероприятия по восстановлению природных ландшафтов, нарушенных при возведении объекта, и строительство установок по очистке бытовых и производственных сточных вод и дальнейшей их утилизации.

- **Реконструкция Южно-Балыкского газоперерабатывающего завода.** Реализация объекта позволила в несколько этапов увеличить объем переработки газа от 0,7–0,9 млрд. м<sup>3</sup> в год до 3,2 млрд. м<sup>3</sup> в год.



- **«Реконструкция Вынгайхинской КС ООО «Ноябрьский ГПК».** Замена существующей факельной установки на новую конструкцию обеспечила беспламенное сжигание газа, благодаря чему снижение выбросов в атмосферу загрязняющих веществ от технологического оборудования составило 947,4 тонны в год.
- **В рамках проектирования объектов инфраструктуры и общезаводского хозяйства комплекса «ЗапСибНефтехим»** специалистами «НИПИГазпереработки» был принят ряд технических решений, направленных на минимизацию воздействия новых объектов на окружающую природную среду. Так, для получения тепловой энергии предусмотрено использование в качестве топлива горючих отходов основного производства. Предложенная технология позволит решить проблему их утилизации, а применение эффективной системы газоочистки обеспечит соответствие жестким требованиям санитарных норм по содержанию загрязняющих веществ в атмосферном воздухе. Организация на этом предприятии замкнутого цикла водопотребления решит задачу по сокращению сбросов загрязненных стоков в водные объекты и сохранению природных ресурсов.
- **Проектом «Цех компримирования и транспортировки газа Тюменской компрессорной станции»** предусмотрена модернизация существующей компрессорной станции с увеличением ее производительности с 1,070 млрд. м<sup>3</sup> в год до 1,650 млрд. м<sup>3</sup> в год. Расчетные выбросы в атмосферу от технологического оборудования снизятся на 2209,84 тонны год по сравнению с выбросами до реконструкции.
- **Проект строительства Южно-Приобского газоперерабатывающего завода мощностью 0,9 млрд м<sup>3</sup> в год на базе объектов Южно-Приобской компрессорной станции.**

Суммарное снижение выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу за счет реализации в 2014 г. проектов «Южно-Приобский газоперерабатывающий завод» и «Тюменская компрессорная станция» составили около 40 тысяч тонн в год.

Результатом его реализации и последующей переработки попутного нефтяного газа суммарное станет снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, которое составит 37741,75 тонны в год. Что еще важно отметить, говоря об этом объекте: НИПИГАЗом впервые был разработан проект расчетной санитарно-защитной зоны. Проект получил положительное заключение в Центре гигиены и эпидемиологии по ХМАО-Югре и региональном Роспотребнадзоре.

## Новый опыт и компетенции

В рамках реализации проекта «Продуктопровод подключения к магистральному продуктопроводу «Южно-Балыкская головная насосная станция – Тобольск-Нефтехим» с пунктом слива широкой фракции легких углеводородов из автоцистерн» «НИПИГазпереработкой» было организовано проведение общественных слушаний. По их результатам институт получил

НИПИГАЗом разработано более 30 нормативных документов: технических условий (ТУ) на продукцию газопереработки и специальных технических условий (СТУ) на проектирование и строительство

благодарственное письмо от администрации Уватского муниципального района Тюменской области. Участие в этом и других проектах дало НИПИГАЗу ценный опыт, который оказался очень востребован позднее при осуществлении подобных работ. В частности, уже получено 4 положительных заключения Центров гигиены и эпидемиологии ХМАО-Югры и Тюменской области и 3 положительных заключения Роспотребнадзора по проектам расчетных санитарно-защитных

зон для объектов, проходящих главную государственную экспертизу. В настоящий момент «НИПИГазпереработка» принимает участие в подготовке оценки воздействия на окружающую среду для проведения общественных слушаний по проекту «Комплекс АВТ-12/ Висбрекинга для Афицкого НПЗ» и разрабатывает проектную документацию для объекта.

Многие проекты «НИПИГазпереработки» были реализованы совместно с Министерством природных ресурсов Краснодарского края. В рамках разработки проектной документации институт активно сотрудничает с Роспотребнадзором, Росрыболовством, Росприроднадзором, Департаментом экологии и недропользования и администрациями муниципальных образований.

Второй год подряд «НИПИГазпереработка» принимает участие в конкурсе «Лучшие экотехнологии Кубани» с программой «Бизнес для экологии», в 2013 году НИПИГАЗ победил в номинации «Вклад в экологическое просвещение и повышение экологической культуры». Специалисты института входят в состав жюри конкурса и принимают участие в ежегодной научно-практической конференции под

эгидой Министерства природных ресурсов Краснодарского края, посвященной охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности региона. Подобные мероприятия имеют большое практическое значение, поскольку все задачи, связанные с сохранением экологии и природоохранной деятельностью, можно решать эффективно только при активном взаимодействии органов государственной власти, руководителей, собственников бизнеса и жителей регионов. ●



## ИНВЕСТИЦИИ В РОССИЮ – НАСТОЛЬКО БЕЗУМНО, ЧТО МОЖЕТ СРАБОТАТЬ

BusinessWeek

Бен Стиверман

Инвестировать в Россию сейчас, безусловно, некомфортно, но такие вложения могут окупиться в долгосрочной перспективе. Исторически российское правительство более дружелюбно относится к бизнесу и не боится реформ, когда цены на нефть низки – заявил стратег Bank of America Д.Хонер. Нефть дешевле 50 долл за баррель может подтолкнуть Путина к переменам в российской экономике, знаменитой своей непродуктивностью и чрезмерно зависимой от энергоиндустрии. Санкции, введенные против России, относительно мягкие, если сравнить их с теми, что применены в отношении Ирана, Кубы и Северной Кореи. У России по-прежнему относительно низкий долг и высокий валютный резерв; при этом она продолжает поставлять в Европу большую часть энергетических ресурсов. Наконец, непредельные риски, связанные с развитием бизнеса в России, для инвестора могут быть компенсированы беспрецедентно выгодными сделками. Research Affiliates предполагает, что российские акции могут принести 16,9% годового дохода в течение следующих десяти лет – это больше, чем на любом другом развитом или развивающемся рынке.

## РОССИЯ ЗАВИСИТ ОТ НЕФТЯНОЙ КАПЕЛЬНИЦЫ

Süddeutsche Zeitung

Маркус Бальзер, Юлиан Ханс

Вплоть до недавнего времени российский концерн Роснефть был неплохим примером того, что хороший бизнес можно делать даже на морозе. Вместе с Exxon Mobil Роснефть собиралась разрабатывать месторождения в Арктике, на которую возлагались главные надежды страны-экспортера сырья. Однако полгода спустя планы оказались заморожены. Санкции



Запада и падение цен на нефть сильно ударили по закачавшейся еще раньше российской экономике. Снижение цены на нефть со 110 до 50 долл за барр сделало месторождения в Арктике нерентабельными. К тому же многие зарубежные компании отказались от бизнеса с Россией.

Сейчас вся Россия лежит под нефтяной капельницей и больше других страдает от колебаний цены на нефть. Российский ЦБ опасается наступления тяжелой рецессии. ВВП России, по его прогнозам, сократится в 2015 г. на 4,5% при условии, что нефть будет стоить около 60 долл. В стране уже началась неразбериха с бюджетом.

На прошлой неделе Г. Греф заявил: если цена на нефть будет оставаться на столь же низком уровне, Россию ждет масштабный кризис банковской системы.



## МОСКВА ПРЕВРАЩАЕТ ТУРЦИЮ В ГАЗОВЫЙ ПЕРЕВАЛОЧНЫЙ ПУНКТ ЕВРОПЫ

DIE WELT

Эдуард Штайнер

Вот уж это высшие чиновники путинской эры довели до абсолютного мастерства – умение сбивать собеседников с толку неожиданными переменами. А.Миллер в середине января сообщил вице-президенту Еврокомиссии М. Сефковичу, что с 2020 г. Россия прекратит транзит газа в Европу через Украину и будет вести его через Турцию. Поворот в сторону Турции стал логическим продолжением озвученного Путиным месяцем ранее отказа России от участия в 40-миллиардном проекте газопровода «Южный поток».

«Прочь от Украины, прочь от «Южного потока», вместо них все через Турцию» – именно так выглядел ответ русских на желание европейцев развивать конкуренцию в газовой отрасли. Жесткая позиция европейцев пришлась очень кстати для русских, поскольку с финансовой стороны строительство «Южного потока» более не было оправдано, да и к тому же Москва собиралась осваивать новый рынок сбыта в Китае. Но и без газопровода в Европу, как посчитали в России, не обойтись.

Евросоюз был шокирован этой идеей, ведь ранее «Газпром» поставлял газ прямо в ЕС, то же самое предусматривал и «Южный поток», а теперь вдруг российский газ надо будет забирать на торговом перевалочном пункте в Западной Турции. ●

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

## «Роснефть» приступила к работам на шельфе Черного моря

В конце января 2005 г. «Роснефть» приступила к полевым сейсмическим работам 2D на Туапсинском прогибе на шельфе Черного моря. Работы в объеме 2100 км выполняет судно «Профессор Полшков». Минимальные обязательства в соответствии с лицензионным соглашением составляют: 2D – 2000 км, 3D – 400 кв. км, а также бурение 1 поисково-разведочной скважины. По предварительным оценкам на исследуемом блоке возможно наличие структурных ловушек, с извлекаемыми ресурсами нефти не менее 100 млн. тонн.



## Комментарий Neftegaz.RU

Продолжая шельфовые проекты, но теперь уже в северных морях, в 2014 г. Роснефть и ExxonMobil начали бурение самой северной скважины в России – Университетская – с помощью ППБУ West Alpha. Изначально для освоения месторождений Карского моря планировалось строительство не менее 15 морских платформ. Запасы на Карском море оцениваются в 4,9 млрд. т нефти и 8,3 трлн. м³ газа. В сентябре 2014 г. при разведочном бурении скважины Университетская-1 было открыто месторождение Победа, ресурсы которого предварительно

оцениваются в 338 млрд. м³ газа и более 100 млн. т нефти. Нефть на Победе, предположительно, сопоставима по параметрам к сорту Siberian Light, имеющему плотность 845–850 кг/м³ (36,5oAPI), содержание серы 0,57%. Роснефть намерена начать добычу нефти на месторождении Победа через 5–7 лет.

## Транснефть приступила к проектированию дальневосточного проекта нефтепровода

27 января 2005 г. АК «Транснефть» приступила к работе по проектированию дальневосточного проекта с ответвлением на Китай. Первая очередь трубопровода пройдет от Тайшета до Сковородино и продолжим дальше до Находки.

## Комментарий Neftegaz.RU

Первая очередь «ВСТО-1» была запущена 28 декабря 2009 г. (трубопровод от Тайшета до Сковородино длиной 2694 км и мощностью 30 млн т в год). 25 декабря 2012 г. сдана вторая очередь «ВСТО-2» Сковородино–Козьмино. К 2015 г. мощность ВСТО-1 была увеличена до 58 млн т в год, а ответвления в Китай в районе Сковородино – до 20 млн т в год.

26 января 2015 г. в Хабаровском крае Транснефть начала строительство МНП по маршруту от крупнейшего на Дальнем Востоке НПЗ в г. Комсомольске-на-Амуре к МНП ВСТО. МНП, протяженностью 350 км, пройдет по левому побережью Амура через Амурский, Комсомольский и Солнечный районы Хабаровского края.



## С Россией ничего не будет, даже если рухнут цены на нефть

1 февраля 2005 г. в случае снижения цен на нефть до 15 долл. США за баррель в России не наступит экономического спада, заявил на Международном экономическом форуме в Давосе вице-премьер А. Жуков. По его словам, на сегодняшний день Россия «надежно защищена от экономических кризисов».



## Комментарий Neftegaz.RU

Однако, спустя 10 лет нефть, опустившаяся в цене до 50 долл. США за барр., пошатнула экономику страны. 22 января 2015 г. А.Кудрин заявил, что РФ придется сократить расходы для того, чтобы приспособиться к новым ценам на нефть и на это у нее есть 3 года. В ближайшие 2 года цена может быть в районе 60 долл США/барр, заявил А. Кудрин, отметив, что цена в 100 долл США за барр и выше была ненормальной.

По мнению А. Кудрина, отечественная экономика должна была подстраиваться к цене 60–80 долл, но правительство позволило себе формировать бюджет при цене в 100. Ближайшие годы будут сложными, заключил А. Кудрин. Нужно переходить к другой планке расходов, подытожил бывший министр. Также, по оценке экономиста, влияние санкций на российскую экономику сопоставимо влиянию от падения нефтяных рынков, но в дальнейшем падения курса рубля не предвидится. Он отметил, что эта ситуация приведет к сокращению импорта на 40%, что серьезно затормозит рост экономики. ●

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

## 3–4 марта

10-я ежегодная конференция «Шельф России и СПГ»  
Москва, Moscow Marriott Grand Hotel

## 3–5 марта

Выставка и конференция «POWER-GEN Russia»  
Москва, Экспоцентр

## 11–13 марта

Третий Национальный нефтегазовый форум  
Москва, Экспоцентр

## 17 марта

X Международная конференция «Снабжение в нефтегазовом комплексе» НЕФТЕГАЗСНАБ-2015  
Москва, отель InterContinental Moscow Tverskaya

## МАРТ

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

## 12 марта

Первая Международная Конференция «Транспорт и логистика в Арктике» (ТрансАрктика-2015)  
Москва, Президент Отель

## 23–28 марта

Международная научно-практическая конференция «Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация-2015»  
Сочи



Стенд компании Honewell на выставке КЮГЕ



И. Гроссе



Выставка КЮГЕ



А. Новиков



В. Погодин



Е. Михайлова



Стенд компании КИП.А на выставке КЮГЕ



Е. Пронин



М. Веселков



В. Агафеев



В. Василенко



Д. Таллипов



С. Сюй



К. Тарасов



С. Штриков



Кюге-2014, Стенд AVEVA



К. Кипкаев



Стенд компании Flottweg на выставке КЮГЕ



Стенд компании Ejpetro на выставке КЮГЕ



Стенд компании Граз на выставке КЮГЕ



А. Шайсултанов



А. Любославский

# КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

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

Д. Менделеев

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

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

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

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

Полная версия классификатора представлена на сайте [www.neftegaz.ru](http://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*



# ДГУ SDMO T6KM NEXYS

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.6. *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*

1.6.9. *Генераторы*



Однофазная электростанция SDMO (Франция) предназначена для использования в качестве источника автономного или резервного электроснабжения потребителей в электрических сетях 230 В, 50 Гц. ●

| ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ         |                   |
|------------------------------------|-------------------|
| Мощность номинальная, кВт          | 5                 |
| Мощность номинальная, кВА          | 5                 |
| Мощность максимальная, кВт         | 5,5               |
| Мощность максимальная, кВА         | 5,5               |
| Коэффициент мощности               | 0,8               |
| Напряжение, В                      | 230               |
| Кол-во фаз                         | 1                 |
| Двигатель                          | Mitsubishi        |
| Марка двигателя                    | L3E SD            |
| Частота вращения двигателя, об/мин | 1500              |
| Охлаждение                         | Жидкостное        |
| Генератор                          | Месс Alte ECO3-2S |
| Степень автоматизации              | 1 (электропуск)   |
| Запуск                             | электро           |
| Исполнение                         | открытое          |
| Бренд/Серия                        | SDMO              |
| Бак, л                             | 50                |
| Расход, л/ч                        | 1,7               |
| Габаритные размеры, мм             | 1220 x 700 x 1280 |
| Вес, кг                            | 307               |

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

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

## ДИЗЕЛЬНЫЙ ГЕНЕРАТОР GMJ130 (Италия)

### 1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее  
оборудование для нефтегазового  
комплекса*

#### 1.6.9. Генераторы



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

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

**Резервная мощность**  
137 кВА (110 кВт)

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

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

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

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

« Я всегда говорю: нельзя ставить только на нефть. Мало ли что. Будет кризис, или упадут цены, или придумают другое топливо»

**Месроп Карапетович**  
(Б. Акунин, «Черный город»)



« Присоединение Крыма не было стремлением к мировому господству, и его нельзя сравнивать с вторжением Гитлера в Чехословакию»

**Г. Киссинджер**

« Прошу Банк России и Правительство отбить охоту у так называемых спекулянтов играть на колебаниях курса российской валюты. Власти знают, кто эти спекулянты»

**В. Путин**

« Где нефть, там и Смерть. Свежий приоритет, хотя им свойственно меняться. Раньше было золото»

**Ангел**  
(Г. Зотов, «Страшный Суд 3D»)

« Я не знаю, каким оружием будет вестись третья мировая война, но четвёртая – палками и камнями»

**А. Эйнштейн**



« Если бы я был президентом? В первую очередь я попытался бы покончить с нефтяной проблемой»

**Дж. Клуни**

## ИЗМЕРЕНИЕ И КОНТРОЛЬ

для автоматизированных систем интеллектуальных месторождений: АСУЭ, АСУТП, АСУЭР



### ЭНИП-2

**Функции телемеханики**  
телеизмерение, телесигнализация и телеуправление

**Точные измерения**  
параметров режима системы энергообеспечения месторождений

**Технический учет электроэнергии**  
и мониторинг качества электроэнергии

**Интеграция**  
в автоматизированные системы технологического управления месторождением

**Превосходит зарубежные аналоги**  
**Доступная цена**

Приборы внесены в Государственный реестр средств измерений, соответствуют требованиям ЭМС в системе ГОСТ Р и СЕ



**РАЗРАБОТАНО И СДЕЛАНО В РОССИИ**

enip2.ru  
(8182) 65-75-65

**инженерный центр энергосервис**

# ЭНЕРГАЗ

## ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Модульные установки газоподготовки:  
внимание к деталям – от идеи до воплощения**



**СЕПАРАЦИЯ**



**ОСУШКА**



**СЕРООЧИСТКА**



**КОМПРИМОВАНИЕ**