



ЛОВУШКИ ДЛЯ  
НЕФТЕПРОДУКТОВ

МИНИ-ТЭС  
НА ТВЕРДОМ  
ТОПЛИВЕ

ПРОМЫСЛОВАЯ  
ЭНЕРГЕТИКА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

[1-2] 2014

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

СЦЕНАРИИ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
СТРАТЕГИИ





# АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ООО «Индустриальные покрытия»  
195027, г. Санкт-Петербург,  
ул. Магнитогорская, д. 51, лит. 3  
тел/факс: (812) 677-55-09, 677-55-10  
info@incoat.ru  
www.incoat.ru



Сценарии  
энергетической  
Стратегии-2035

12

## Мини-ТЭС на твердом топливе

Автономное и надежное  
энергоснабжение  
потребителей



46

# СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Россия главное	6
Автобусы поедут на газе	8
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Промысловая энергетика Обзор микротурбинных решений	20
Прочность и ресурс турбинного оборудования ТЭС, АЭС и газоперекачивающих станций	24
Календарь событий в марте	31
Оптимизация вертикально- осевых ветротурбинных установок модульного типа	32

Инновационные  
решения для мощных  
энергоблоков



42

Независимая  
энергия



52



# РОСНЕФТЬ НА БЛАГО РОССИИ



Что мешает  
«разморозить»  
шельфовые  
проекты?



54

Точное регулирование:  
соотношения топливо-воздух  
энергетических котлов

36

Россия в заголовках

45

Модернизированный  
АИР-10SH для суровых условий  
эксплуатации

60

Очистка и обезвреживание  
нефте содержащих сточных  
вод от взвешенных веществ,  
нефтепродуктов и других  
вредных примесей

62

Регулирование углеводородных  
поток и сланцевая революция

72

Ловушки  
для нефтепродуктов

Передвижные очистные сооружения  
сбора аварийных проливов



68

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

79

Прибыль VS безопасность?

Повышение безопасности проектов  
и управление рисками в области охраны  
окружающей среды и охраны труда

85

НЕФТЕГАЗ *Life*

88

Специальная секция  
Классификатор продукции  
и услуг в НГК

90

Цитаты

96

Ноу-хау  
в первичной  
нефтепереработке

70



Углеводородный  
потенциал  
республики  
Коми



80

### 177 лет назад

В 1837 году в Балаханах начал действовать первый на Апшероне и в мире нефтеперегонный завод Николая Воскобойникова.

### 167 лет назад

В 1847 году наместник Кавказа князь Михаил Воронцов в своих документах официально подтвердил факт бурения первой в мире нефтяной скважины.

### 139 лет назад

В 1875 году впервые в истории мировой нефтяной индустрии известный нефтепромышленник Виктор Рогозин начал обработку смазочных масел.

### 137 лет назад

В 1877 году впервые в мире был построен нефтеналивной пароход «Зороастр», для нагрева которого использовались остатки нефти.

### 133 года назад

В 1881 году впервые в мире фирма «братьев Нобелей» осуществила перевозку нефти и нефтепродуктов в железнодорожных цистернах.

### 131 год назад

В 1883 году в Баку в целях непрерывной дистилляции нефти на заводе братьев Нобелей была установлена кубовая батарея, спроектированная В.Г.Шуховым и И.И. Елиным.

### 128 лет назад

В 1886 году пароход «Ишыг» впервые в мире перевез бакинский керосин из Батуми в Лондон.

### 117 лет назад

В 1897 году впервые в мире на Каспийском море появился двухлопастной танкер «Аслан Дадашов».

### 67 лет назад

В 1947 году Магистральный газопровод Саратов-Москва введен в постоянную эксплуатацию.

### 33 года назад

В 1981 году на Уренгойском месторождении добыты первые 100 млрд м<sup>3</sup> газа.

Издательство Neftegaz.RU

#### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Виктория Юдина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Ведущий аналитик**  
Артур Гайгер

**Журналисты**  
Александр Власов, Анна Игнатова,  
Станислав Пархоменко

**Ответственный секретарь**  
Татьяна Морозова

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Корректор**  
Денис Пигарев

Издательство:  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Александр Боднар  
Дмитрий Аверьянов  
Артем Аракелов

**Служба технической поддержки**  
Прибыткин Сергей  
Бродский Алексей

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

**Адрес редакции:**  
127006, г. Москва,  
ул. Тверская, 18,  
корпус 1, оф. 812  
Тел. (495) 650-14-82,  
694-39-24  
www.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  
ООО «АМА-ПРЕСС»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



15-я международная выставка

# НЕФТЕГАЗ

## 26—29 мая 2014

### Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),  
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ» в номинациях: «Выставочная площадка», «Международное признание», «Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей в соответствии с международными правилами

[www.neftgaz-expo.ru](http://www.neftgaz-expo.ru)



# ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

# ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ  
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ  
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

## 26–28 мая

[www.enercon-ng.ru](http://www.enercon-ng.ru)



## ПРОРЕГРЕССИВНАЯ ПРИВАТИЗАЦИЯ

На днях Д.Медведев провел совещание по приватизации находящихся в федеральной собственности акций крупнейших госкомпаний, включенных в прогнозный план приватизации федерального имущества на 2014–2016 гг.

### Анна Павлихина

За последние три года были приватизированы более половины компаний, находящихся в федеральной собственности, в результате чего бюджет страны только в прошлом году пополнился на 292 млрд руб.

Программу приватизации Правительство подготовило еще в 2010 г. Согласно документу государство к 2015 г. должно сократить долю своего участия в Роснефти с 75,16% до контрольной, и отказаться от контрольного пакета акций после 2015 г.

В настоящее время 69,5% акций в Роснефти принадлежит государственному Роснефтегазу. Приватизации подлежит 19,5% минус 1 акция Роснефти. В этом случае, дополнительные доходы федерального бюджета в виде дивидендов от Роснефтегаза могут составить в 2016 г. 423,5 млрд рублей. По итогам приватизации государство сохранит за собой контрольный пакет акций этой крупнейшей в мире нефтяной компании.

При этом не стоит забывать, что Роснефть, Газпром и другие госкомпании топливно-энергетического комплекса – основные источники пополнения госбюджета. Так, например, чистая прибыль Роснефти может составить порядка 555 млрд. руб. Сравнивая эти две цифры, по правилам нехитрой арифметики можно понять, что выгоднее: 423,5 млрд руб в качестве единовременного вливания или 555 млрд руб в качестве ежегодных поступлений...

Доля вероятности того, что простые граждане страны получат хоть какую-то часть от

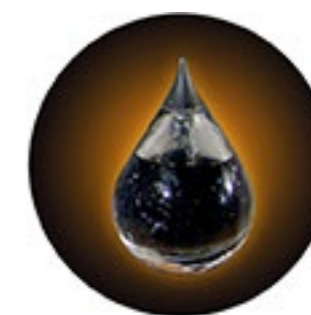
углеводородных богатств страны – ничтожно мала. Вероятность же того, что акции осядут у держателей крупных пакетов – значительно больше.

Это хорошо понимают в Китае, где купные компании не могут находиться в частной собственности. Даже для создания с иностранными компаниями СП заключаются трехсторонние договоры, где в качестве третьей стороны выступает муниципалитет соответствующей провинции. А располагающие свободными средствами бизнесмены, могут вложить активы в сферу обслуживания или, например, инфраструктурные проекты. Это удобно еще и потому, что в подобные сферы сложно найти инвесторов.

Что же касается российских госкомпаний ТЭКа, то их приватизация может натолкнуться на ряд подводных камней, основной из которых – право на разработку континентального шельфа. Сегодня таким правом обладают компании, имеющие, среди прочих параметров, долю государственного участия более 50%. Таковыми на сегодня являются Газпром, Роснефть и Зарубежнефть.

Выступая сторонником приватизации госкорпораций, Д.Медведев не раз подчеркивал, что «смысл приватизации не только в пополнении бюджета. России нужна эффективная и основанная на частной собственности экономика».

Пару десятилетий назад Россия уже проходила по пути приватизации. Результаты, к которым пришли в те годы, устроили не всех, но тогда, в условиях тотальной безхозяйственности, эта мера была оправдана. В нынешних условиях такой «свет в конце туннеля» может оказаться факелом на стене тупика. ●



## АВТОБУСЫ ПОЕДУТ НА ГАЗЕ

4 февраля 2014 г. между администрациями Владимирской области и Собинского района, а также руководством ГК ВОЛГАБАС было подписано трехстороннее соглашение о реализации проекта по строительству производственного комплекса в промышленной зоне «Парацельс» в Собинском районе

### Александр Власов

Это будет завод по серийному производству автобусной техники на альтернативных источниках топлива, не имеющий на сегодня аналогов в России, строительство завода планируется начать в апреле 2014 г. и у же к концу года должна быть запущена в производства 1-я очередь предприятия. Выход на полную производственную мощность (9 000 единиц автобусной техники в год) планируется к 2020 г.

Решение о строительстве комплекса с объемам инвестиций, превышающим 2 млрд руб., было принято еще в декабре прошлого года.

Планируется, что это будет производство полного цикла с использованием самых современных технологий. Для его полноценной работы предполагается привлечение местных предприятий.

Так, в ходе визита в регион 1 февраля 2014 г. министра экономического развития РФ А.Улюкаева, руководство холдинга провело переговоры с тремя владимирскими предприятиями – потенциальными поставщиками сборочных компонентов для будущего завода.

Стоимость одного такого автобуса, как отметил генеральный директор ВОЛГАБАС А. Бакулин будет составлять от 2 до 15 млн. руб, в зависимости от класса, габаритов и других составляющих.

Стоит отметить, что в августе 2013 г. председатель совета директоров Газпром В. Зубкови и.о. губернатора Владимирской области С. Орлова подписали соглашение о расширении использования природного газа в качестве моторного топлива. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

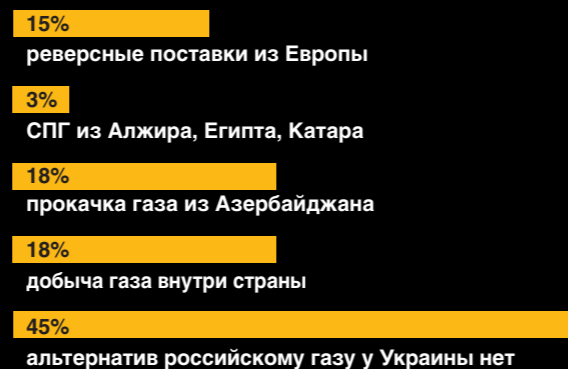
Использование новых технологий, позволило США добывать нефть там, где раньше это было невозможно. В результате, уже в этом году в стране может быть снят запрет на экспорт нефти, введенный в 1975 г. Отраслевые эксперты расходятся во мнении, а что думают наши респонденты?

### Что ждет рынок, если США снимут запрет на экспорт нефти?



Обновленная Энергетическая Стратегия Украины до 2035 г. предполагает продолжение попыток найти альтернативы российскому газу. Альтернативы, конечно, есть всегда, вопрос в том, насколько они окажутся равноценными... В целом, голоса наших читателей, при ответе на вопрос, где Украина сможет найти альтернативу газпромовскому газу, распределились следующим образом

### Украина продолжает искать альтернативы российскому газу. Что ими может стать?



# ТЕНДЕРНЫЙ КОНСАЛТИНГ

## Поможем выиграть в государственном тендере (по ФЗ №94)

- Аккредитация на торговых площадках
- Подбор тендеров по заданным параметрам
- Юридический анализ тендерной документации
- Подготовка тендерной заявки
- Оформление банковских гарантий
- Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта
- Оспаривание решений ФАС о внесении в «черный список»

Более 30 специалистов,  
которые очень любят  
выигрывать тендеры!

Юридическая компания «ПРИОРИТЕТ»

**+7 495 987 18 50** (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



**ПРИОРИТЕТ**  
юридическая компания

Персонажи

Орбиджан

Новое назначение

События

Артемьев

Юркий поток

Цены на газ

Медведев

Леонтьев

Сечин

Русла Северного потока

Прозоров

Торги на бирже

Продажа квот

Абрамович

Дворкович

Алексеев

Обвал рынка акций

Помощь компаниям

Лисин

Миллер

Второй виток ВСТО



Михаил Владимирович  
Леонтьев

Михаил Владимирович Леонтьев родился 12 октября 1958 г. в Москве. Отец – инженер-авиаконструктор, мать – преподаватель статистики Московского института народного хозяйства им. Плеханова. Этот же институт М. Леонтьев окончил в 1979 г. В 1985 г. окончил СПТУ № 86 по специальности «столяр-краснодеревщик». В этот период трудился разнорабочим в Литературном музее и сторожил дачу-музей Б. Пастернака.

В 1989 г. пришёл в «Экспериментальный творческий центр», занимавшийся политологией. Тогда же был приглашён в отдел политики газеты «Коммерсантъ». В 1993 г. выступил соучредителем газеты «Сегодня», которую вскоре покинул, не согласившись с начавшейся в издании реформой. В декабре 1995 г. М. Леонтьев баллотировался в Государственную думу, но проиграл выборы. В 1997 году стал учредителем журнала «Дело», который финансировался М. Ходорковским, но в печать не вышел. В апреле того же года начал работу на телевидении.

В феврале 1999 года уволился с ТВЦ, объяснив это тем, что он не разделяет «взглядов тех людей, которым принадлежит ТВ-Центр» и перешёл в штат ОРТ, где начала выходить его программа «Однако».

В 2000 году на президентских выборах заявил о поддержке и.о. главы государства В. Путина. С 2001 по 2007 гг. на Первом канале выходили его передачи «Другое время», «Театр кукол», «Большая Игра».

В 2009 году снялся в небольшой роли в фильме «Настоящая любовь».

8 января 2014 г. стало известно, что М. Леонтьев займет, созданную специально под него, должность вице-президента по PR в «Роснефти». Как утверждает газета «Коммерсантъ», между И. Сечиным и М. Леонтьевым существуют давние «приятельские отношения». «Леонтьев – известное лицо, Игорь Иванович любит приглашать на работу таких людей».

М. Леонтьев часто касался в своих передачах нефтегазовой темы. В 2012 г. он сделал ряд интересных замечаний: «Газпром надо продать, желательно американцам, куском и без конкурсов». И, в то же время, выразил такое, идущее в разрез с интересами «Роснефти» мнение: «сейчас бы деньги потратить на реиндустриализацию, перестать продавать сырье. Единственный шанс у нас выжить – это как можно скорее дестимулировать экспорт и импорт – внешние рынки в ближайшее время будут источником

катастроф для нас. Мы стоим на пороге глобального обвала мировой экономики. И у нас сейчас всего одна роль – продажа сырья».

В 2013 г. «Газпром» и А. Миллер оставались одним из главных объектов критики. В вопросе во время прямой линии В. Путина М. Леонтьев обвинил А. Миллера в том, что Газпром игнорирует «сланцевую революцию», при этом «теряя рынки и капитализацию». Но уже через полгода М. Леонтьев заявил: «можно признать правоту Миллера и Сечина, которые заявляли, что в России массовая добыча сланцевого газа неактуальна». Возможность маневрировать мнением – важное качество для PR.

Приход М. Леонтьева в Роснефть, по мнению ряда обозревателей может означать, что компания решила создать свой медиахолдинг, но это вряд ли. В начале года Д. Рогозин, поручил пресс-службам работающих в области оборонки корпораций начать создание «фабрики новостей», отражающей «подъем промышленности страны, восстановление ее великого ВПК и новой индустриализации». Возможно, роль М. Леонтьева в новой должности будет, от части, заключаться в создании имиджа госкорпорации, как неизбежного столпа российской экономики. ●



Строительство 2-й нитки магистрального газопровода (МГП) Северный поток на территории Сайменского канала официально завершено.

23 января 2014 г. встречи уполномоченных РФ и Финляндии по Сайменскому каналу стороны утвердили протокол о продолжительности навигации на канале и подходе фарватере, а также протокол о завершении работ по строительству 2-й нитки Северный поток.

Сайменский канал длиной 43 км связывает систему озер Сайма в районе г. Лаппенранта с Финским заливом Балтийского моря у г. Выборг Ленинградской области. Он был построен еще в середине XIX в. и через сто лет реконструирован. Строительство уникального по сложности подводного перехода выполнил Санкт-Петербургский Метрострой по контракту с Газпром инвест Запад.

За счет применения метода микротоннелирования удалось существенно сократить размеры строительной площадки, а проложенную в тоннеле трубу,

сделать более пригодной для ремонтов. Кроме того, не было необходимости в дноуглубительных, подводно-технических, водолазных и берегоукрепительных работах, на которые приходится более 50% стоимости перехода.

Теперь, когда МГП состоит из 2-х ниток, его протяженность равняется 1224 км, а общая производительность – 55 млрд м<sup>3</sup>/год газа.

Еще в октябре 2012 г., когда 2я нитка МГП только была запущена, акционеры Nord Stream AG признавали экономически целесообразным строительство 3-й и 4-й ниток. И вот, когда строительство 2-й нитки уже завершено, Газпром, похоже, определился с направлением третьей, по которой голубое топливо потечет в Великобританию.

На встрече А. Миллера и управляющего директора Nord Stream AG М. Варнига, состоявшейся 5 февраля 2014 г., обсуждалась возможность наращивания мощностей МГП Северный поток за счет строительства дополнительных ниток. Причем, экономическую целесообразность видят в строительстве даже 2-х

ниток. Кроме того, это возможно технологически и оправдано с точки зрения привлечения инвестиций. Обсуждая этот вопрос еще летов 2013 г. все акционеры МГП Северный поток выразили желание участвовать в его расширении.

Обе предполагаемые дополнительные нитки должны проходить через Балтийское море. По мнению экспертов Газпрома Великобритания – та страна, где трубный газ будет востребован наряду с СПГ, поэтому ее рынок рассматривается сегодня в качестве целевого.

3 апреля 2013 г. Газпром приступит к формированию нового консорциума для расширения МГП Nord Stream. С тех пор компания подписал 2 меморандума с Gasunie и GdF Suez об их возможном участии в проекте. В частности 8 апреля 2013 г. – с Gasunie письмо о расширении Nord Stream.

До декабря 2014 г Nord Stream AG планирует подготовить документ по оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) 3-й и 4-й ниток Северного потока. 3-я нитка может быть введена в эксплуатацию в 2017 г., а 4-я – в 2018 г. ●

# СЦЕНАРИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ-2035



**Алексей Макаров,**  
директор ИНЭИ РАН,  
академик РАН

Энергетическая Стратегия России на период до 2030 г. была принята небывало быстро в кризисном 2009 г. и теперь явно не соответствует условиям посткризисного развития экономики и энергетики мира и России. По положению Стратегия должна обновляться не реже пяти лет, и Правительство приняло решение о её корректировке на периоде до 2030 г. с пролонгацией до 2035 года, а в дополнение к этому Минэнерго РФ сочло полезным разработать Концепцию Энергетической стратегии до 2050 г. Здесь представлены для обсуждения первые результаты прогнозирования экономики и энергетики России.

## Новые условия развития энергетики

Россия – один из лидеров мировой энергетики и в её экономике топливно-энергетический комплекс

(ТЭК) с экспортом его продукции играет ведущую роль. Поэтому развитие экономики и особенно энергетики России во многом определяется перспективами мировой экономики и энергетики<sup>1</sup>.

Ситуация в мире за последние годы претерпела серьезные изменения. Глобальный кризис породил политические потрясения («арабская весна»), замедление роста экономики и спроса на энергию, обострение конкуренции на энергетических рынках, а избытки предложения и новые технологии перекраивают международную торговлю топливом в неблагоприятном для России направлении.

Видение долгосрочных перспектив энергетики естественно конструировать от демографии.

<sup>1</sup> Получены экстраполяцией до 2050 г. прогнозов мировых энергетических рынков в период до 2040 г. [1, 2].

РИСУНОК 1. Динамика регионального потребления первичной энергии

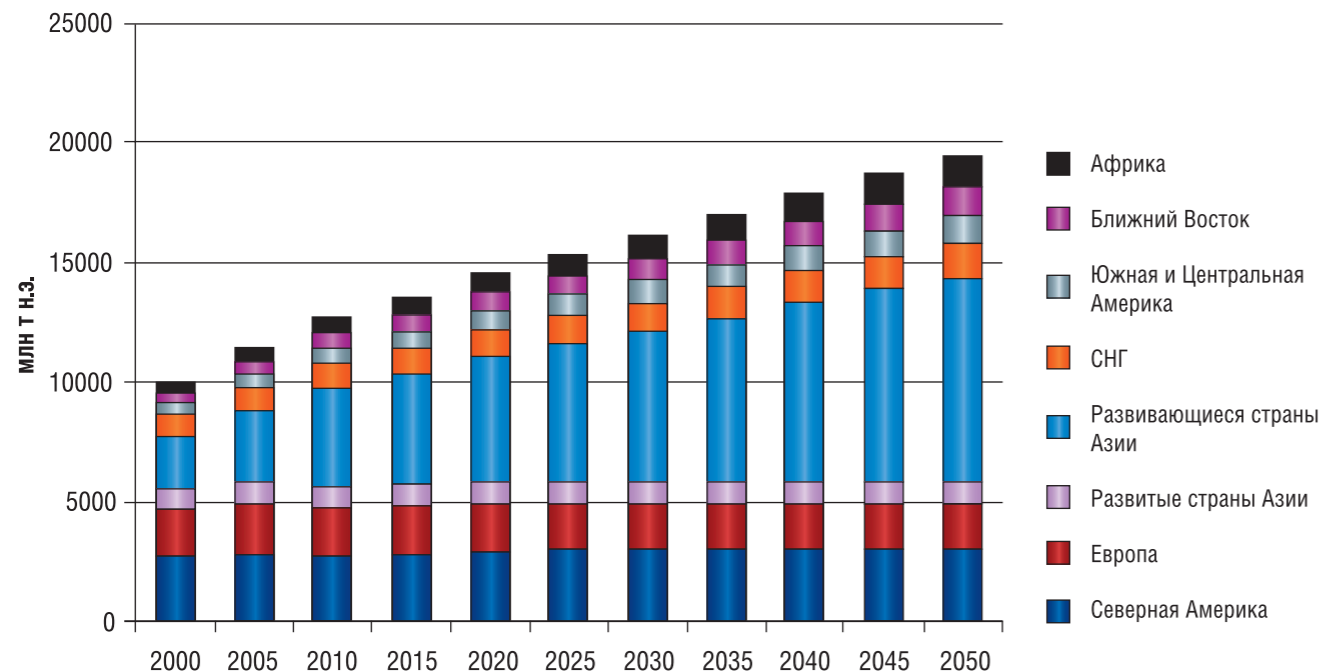
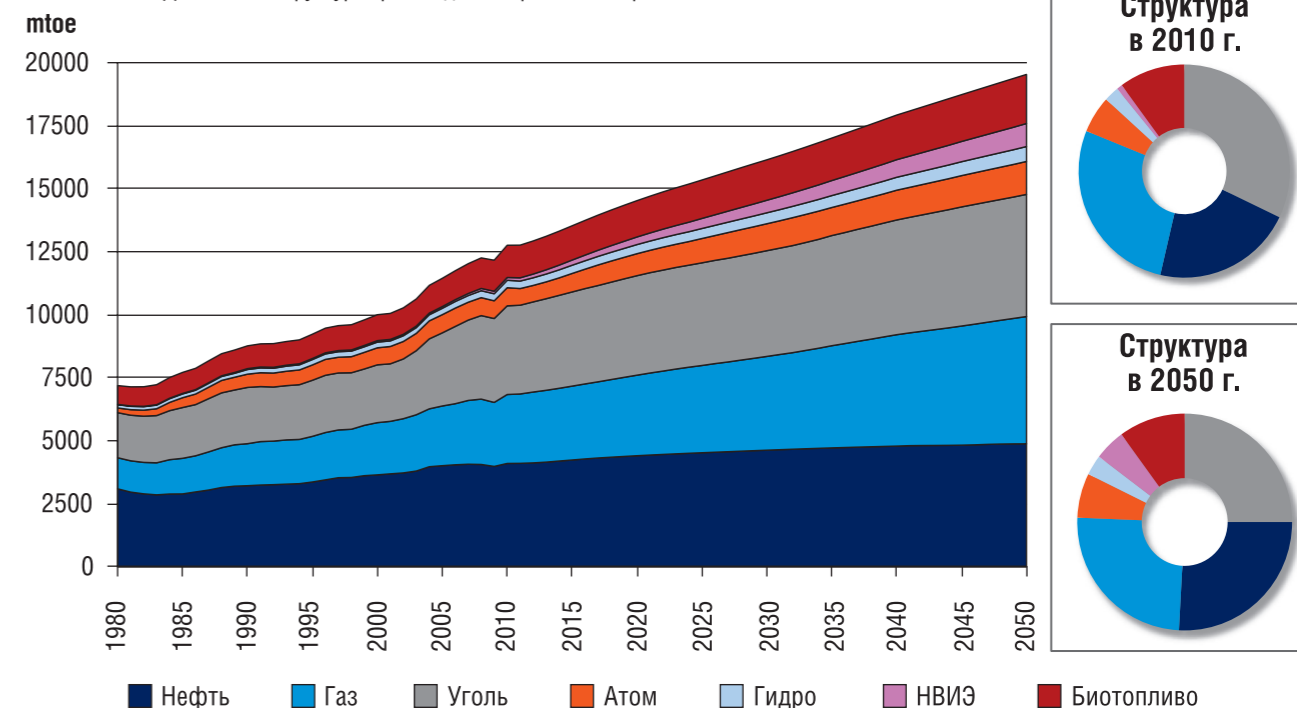


РИСУНОК 2. Динамика и структура производства первичной энергии



По последнему прогнозу ООН<sup>2</sup> к середине века в основном завершится переход от высокой к низкой рождаемости и смертности, и население Земли увеличится с 6,9 млрд. чел. в 2010 г. до 8,6 млрд. в 2035 г. (среднегодовой рост на 0,9%) и до 9,3 млрд. чел. к 2050 г. (рост на 0,75%). Основной рост населения сместится в Африку (в 2,1 раза, 49% мирового прироста) и Индию (в 1,4 раза, 19% прироста) притом, что население Китая изменится мало.

Наряду с демографией для прогноза энергетики нужна и связанная с ней динамика экономики, обычно измеряемая объемом и структурой валового внутреннего продукта (ВВП). В предстоящие десятилетия нет серьезных оснований для ускорения и даже сохранения прежних темпов роста мировой экономики. Тому препятствуют замедление роста населения, ограничение возможностей прироста продуктивных территорий, ужесточение проблемы водоснабжения, удорожание основных природных ресурсов (в частности, очередное удвоение цен углеводородов относительно средних за последние 30 лет). Сомнительно, что технологический прогресс сможет компенсировать эти негативные процессы и поэтому базовый сценарий роста ВВП мира меньше прежних прогнозов: с 2010 г. он составит

2,7 раза к 2035 г. и 3,3–3,4 раза к 2050 г. При этом несомненно разнонаправленность развития экономики стран, особенно развитых и развивающихся [3].

Динамика спроса на энергию по группам стран и миру в целом определена взаимным согласованием демографического (по численности населения и душевому энергопотреблению) и экономического (по росту ВВП и его энергоёмкости) прогнозов. Расход первичной энергии в мире увеличится на 33% в 2010–35 гг. (в среднем на 1,2% ежегодно) и на ещё на 20% к 2050 г. (1,1% в год) Это втрое меньше среднегодовых приростов ВВП и заметно медленнее роста энергопотребления за последние 30 лет. Почти весь прирост потребления обеспечат развивающиеся, в основном азиатские страны (рис. 1), а страны ОЭСР к 2050 г. сократят расход нефти от 2010 г. на 24% и угля на 33%, использование атомной энергии практически стабилизируют и будут развиваться на новых возобновляемых источниках энергии (НВИЭ).

До 2050 г. нет угрозы исчерпания ресурсов газа, нефти или угля, но будут достигнуты максимумы их традиционной добычи и, в зависимости от скорости совершенствования технологий, произойдёт более или менее

сильное удорожание добычи. В частности, «сланцевая революция» на 20–25 лет отодвинет казавшуюся недавно столь близкой угрозой исчерпания эффективных ресурсов нефти и газа и, главное, диверсифицирует их по регионам мира.

Не ожидается также сильных изменений глобальной топливной корзины (рис. 2).

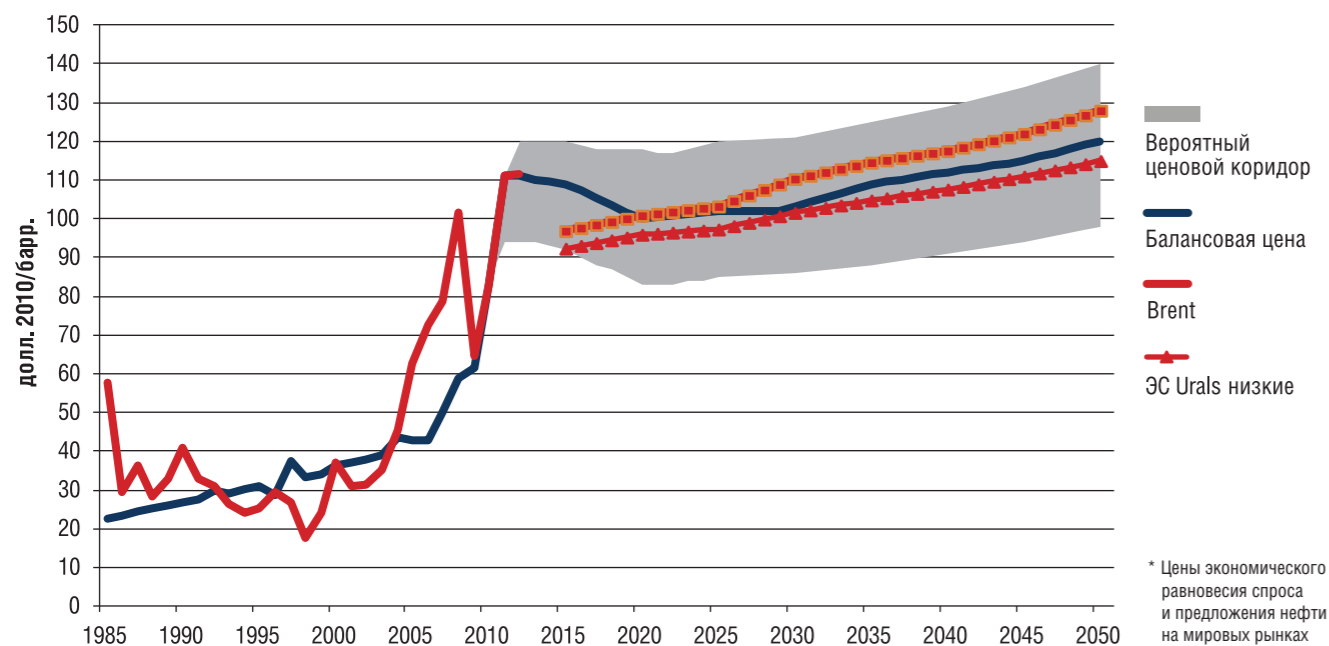
Углеводороды сохраняют доминирование, составляя более половины производства энергоресурсов, структура которого будет все более диверсифицироваться: доли ископаемых видов топлива будут выравниваться (нефть снизится до 26% и, уголь до 24%, а газ увеличится до 26%) и к ним приблизятся остальные источники (в сумме 24%), что усилит межтопливную конкуренцию и повысит устойчивость энергоснабжения.

Исследование динамики цен нефти и газа не выявило фундаментальных оснований как для слишком высоких, так и экстремально низких прогнозов. Балансовые цены нефти в период до 2020–22 гг. возможно несколько снизятся и после стагнации до конца 20-ых годов восстановят ускоряющийся рост,

<sup>2</sup> World Population Prospects, the 2010 Revision, UN Population Division.



РИСУНОК 3. Прогнозный ценовой коридор балансовых\* цен нефти



но до конца периода вероятно не выйдут из диапазона 90–140 долл. (США 2010 г.) за баррель (рис. 3<sup>3</sup>).

Это удвоит цены (в постоянных долларах) по сравнению со средними за последние 30 лет, но будет приемлемо как потребителям, так и для бюджетов стран-производителей нефти.

С ценами нефти будут устойчиво коррелировать сильно дифференцированные по регионам балансовые цены газа, для которых до 2025–30 гг. вероятен больший спад, чем у нефти, с

восстановлением роста в конце периода.

Цены на газ будут отражать дальнейшую регионализацию рынков и демонстрировать существенный разрыв уровней цен между Северной Америкой, Европой и Азией (рис. 4<sup>3</sup>).

Глобальный кризис неожиданно сильно потряс экономику России и за пять лет сбил её с бурного развития на траекторию вялой эволюции. Начавшийся в 21-м веке 7-процентный рост ВВП захлебнулся и в официальном

прогнозе<sup>4</sup> до 2030 г. представлены в 2–3 раза меньшие темпы развития экономики.

Таким образом, предстоящие десятилетия будут полны неожиданностей вне и внутри страны, и поэтому Энергетическая

<sup>3</sup> Линии с маркерами показывают диапазон цен, принятый в прогнозах Энергетической стратегии.

<sup>4</sup> Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г., Министерство экономического развития РФ, Москва, 2013.

РИСУНОК 4. Прогнозные средневзвешенные\* цены на газ по региональным рынкам

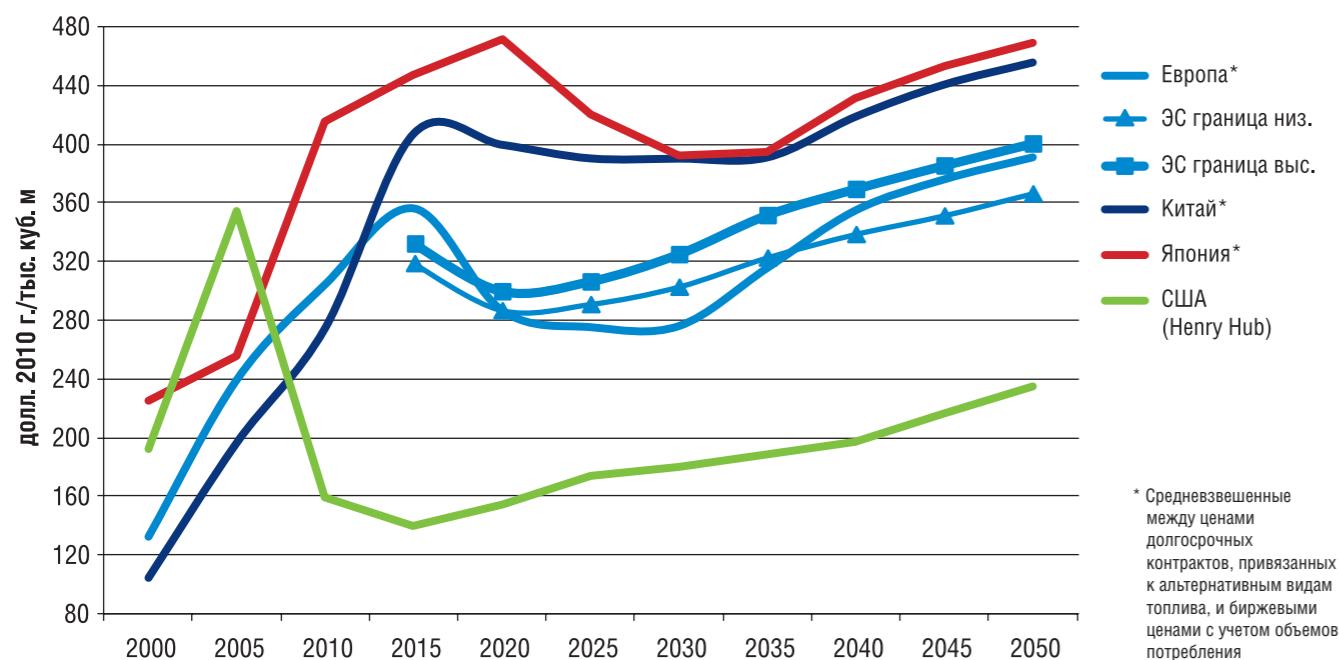
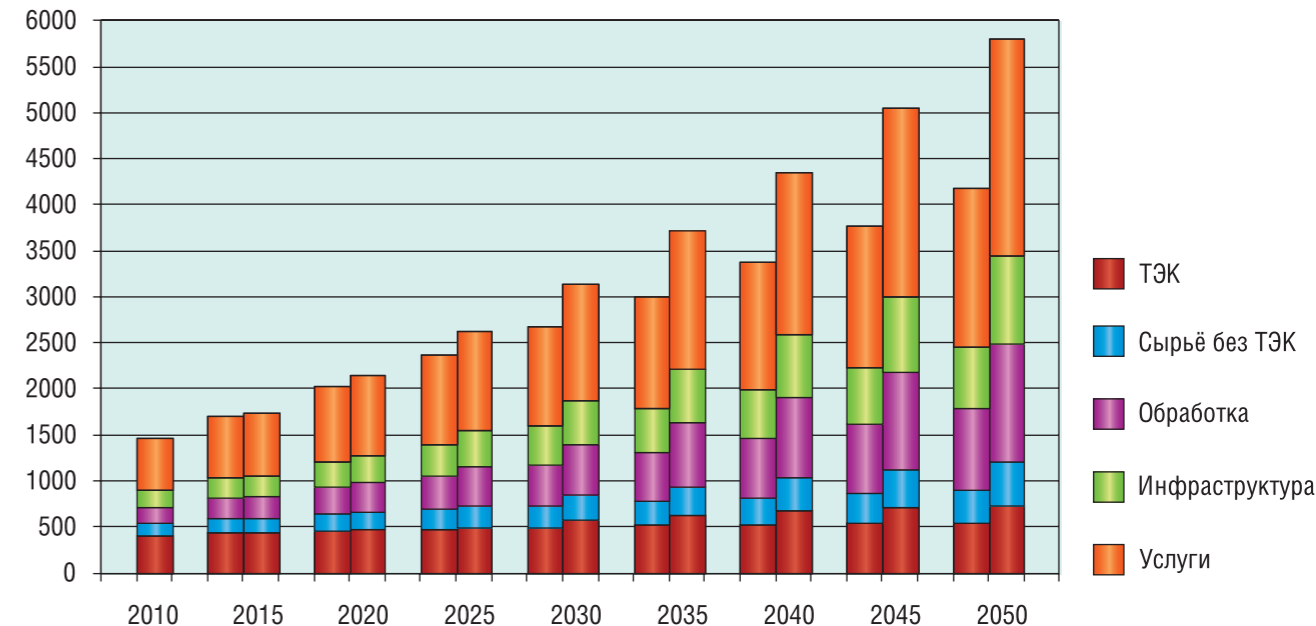


РИСУНОК 5. Динамика и структура ВВП России, млрд. долл. 2010 г.



стратегия России не может содержать конкретный план действий («дорожные карты»), а должна предложить **целевой сценарий** (достижимый при благоприятных условиях) развития энергетики страны и его трансформации в неблагоприятных условиях.

Энергетическая стратегия как государственный документ должна в своём целевом сценарии обеспечить инновационное развитие экономики России и вытекающие из него требования к энергетике страны и регионов. По инновационному варианту МЭР<sup>4</sup> с 2010 по 2030 гг. население страны сохранится в пределах 142–144 млн. чел., а ВВП удвоится. Его экстраполяция на модельно-информационном комплексе ИНЭИ РАН<sup>5</sup> увеличит экономику России в 2,5 раза до 2035 г. и почти в 4 раза к 2050 г. при сокращении населения до 135–136 млн. чел. В этом сценарии предполагается нивелировать угрозы сокращения экспорта энергоресурсов и экономика России до 2035 г. перейдет с шестого (в 2010 г.) на пятое место в мире и может достигнуть четвертого к 2050 г. ТЭК России был локомотивом экономики и сможет выполнять эту роль в текущем десятилетии, но его вклад в ВВП в целевом сценарии сократится с 29% в 2010 г. до 17% в 2035 г., а к 2050 г. опустится ниже 13% (рис. 5).

В новых условиях энергетика ойдет на роль стимулирующей

инфраструктуры, которая должна устойчиво, без больших ущербов здоровью людей и природе обеспечивать:

- 1) рациональный спрос на топливо и энергию населения и всех видов деятельности,
- 2) экономически оправданные объёмы и направления внешнеэкономической деятельности (особенно экспорт топлива) с учётом политических интересов страны,
- 3) поддержку развития экономики сдерживанием цен энергоносителей и спросом на отечественную продукцию и услуги.

Но развитие энергетики подвержено внешним и внутренним угрозам: неблагоприятная конъюнктура мировых энергетических рынков, замедленное развитие экономики России, отсрочка или срыв основных инновационных программ развития секторов российской энергетики и др. Реализация угроз замедлит развитие энергетики по сравнению с целевым сценарием и породит существенные риски для экономики страны (подробнее см. [6]). Эти риски имеют большую синергию: осуществление внешних угроз замедлит экономику и они вместе приведут к урезанию крупных инновационных энергетических программ.

Комплексный риск-анализ целевого сценария Стратегии показал опасность сдерживания роста ВВП России до уровней, близких

базовому варианту МЭР<sup>4</sup>: удвоение относительно 2010 г. к 2035 г. и рост в 2,8–2,9 раза к 2050 г. Такая экономика порождает **сдержанный сценарий** Энергетической стратегии России и при всей привлекательности целевого сценария приходится вслед за МЭР признать большую вероятность его реализации.

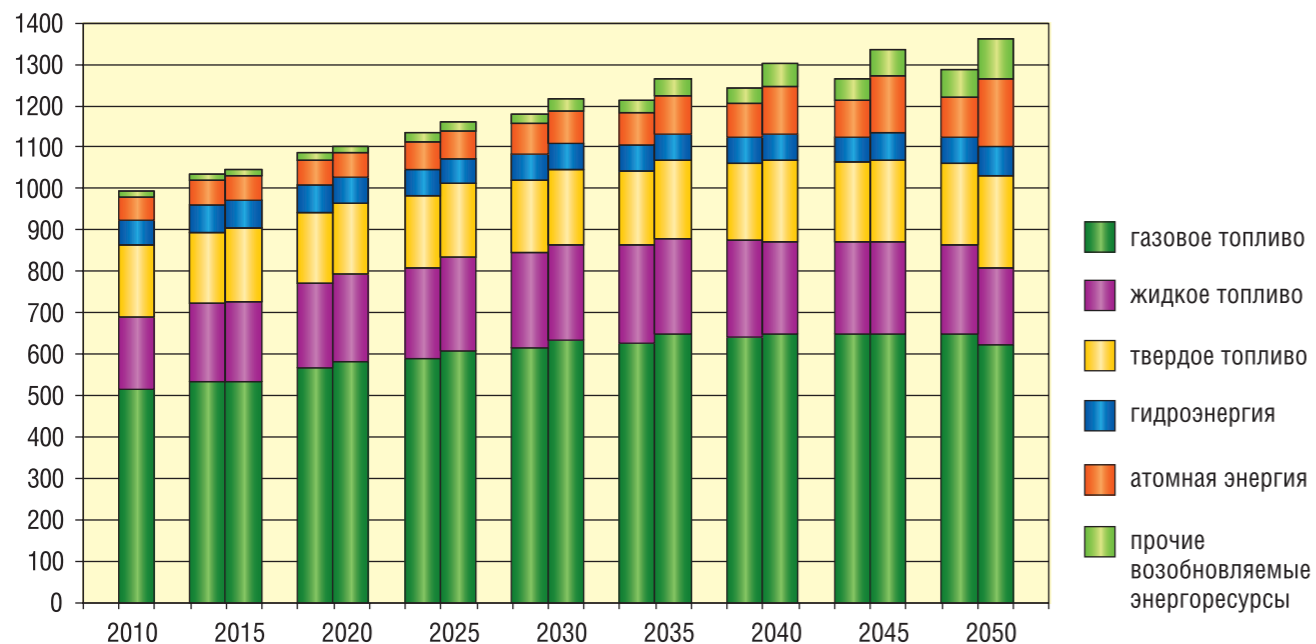
## Сценарии Энергетической стратегии России

Внутренний спрос на энергию увеличится в целевом сценарии с 2010 г. на 27% к 2035 г. и 37% к 2050 г., а в сдержанном – соответственно на 22 и 29% – основной прирост обеспечат электроэнергетика, транспорт и использование топлива в качестве сырья. Энергоёмкость ВВП уменьшится в целевом сценарии вдвое к 2035 г. и втрое к 2050 г., а в сдержанном сценарии соответственно лишь на 40% и 55% – из-за сокращения структурной экономики и уменьшения средств на энергосбережение.

Основным энергоресурсом на внутреннем рынке весь период останется природный газ: 51–53% до 2035 г. при снижении к 45–46% в 2050 г. До 2035 г. стабилизируется

<sup>5</sup> Сценарии Энергетической стратегии получены на инструменте SCANNER [4, 5].

РИСУНОК 6. Потребление основных энергоресурсов, млн. т у. т.



также доля нефтепродуктов (18–19%) с уменьшением до 13–14% к 2050 г. при кратном сокращении использования мазута. С 13% в 2010 г. до 15–16% в 2035 г. и 24% в 2050 г. возрастет использование неуглеродных энергоресурсов (в основном атомной энергии), которые будут замещать твёрдые топлива, уменьшив его долю с 18 до 15–16% (рис. 6).

Потребление электроэнергии увеличится на 43–54% к 2035 г. и в 1,7–2 раза в 2050 г. при замещении

ею в целевом сценарии топлива на 6% в промышленности, на 8% в жилищном хозяйстве и на 30% на транспорте. Производство электроэнергии вырастет к 2035 г. на 44–56% и к 2050 г. в 1,7–2 раза и его основой останутся тепловые электростанции: они дадут 61–64% производства электроэнергии в 2035 г. и 62–50% в 2050 г. Выработка ГЭС увеличится, но доля уменьшится с 16,3 до 15–14% в 2035 г. и 13–12% в 2050 г. из-за большого освоения гидроресурсов в основных районах электропотребления.

Опережающий рост выработки обеспечат АЭС: в целевом сценарии в 2,1 раза к 2035 г. и в 4 раза к 2050 г. при условии прорывного освоения ядерных технологий замкнутого топливного цикла, а в сдержанном сценарии из-за срыва этой программы – только в 1,7 и 2,2 раза. Выработка электроэнергии на НВЭИ по целевому сценарию увеличится в 19 раз к 2035 г. и в 60 раз к 2050 г. и почти вдвое меньше в сдержанном сценарии, но их доля в производстве электроэнергии составит лишь около 2% в 2035 г. и 3,6–5% в 2050 г. (рис. 7).

РИСУНОК 7. Выработка электроэнергии, млрд. кВт.ч

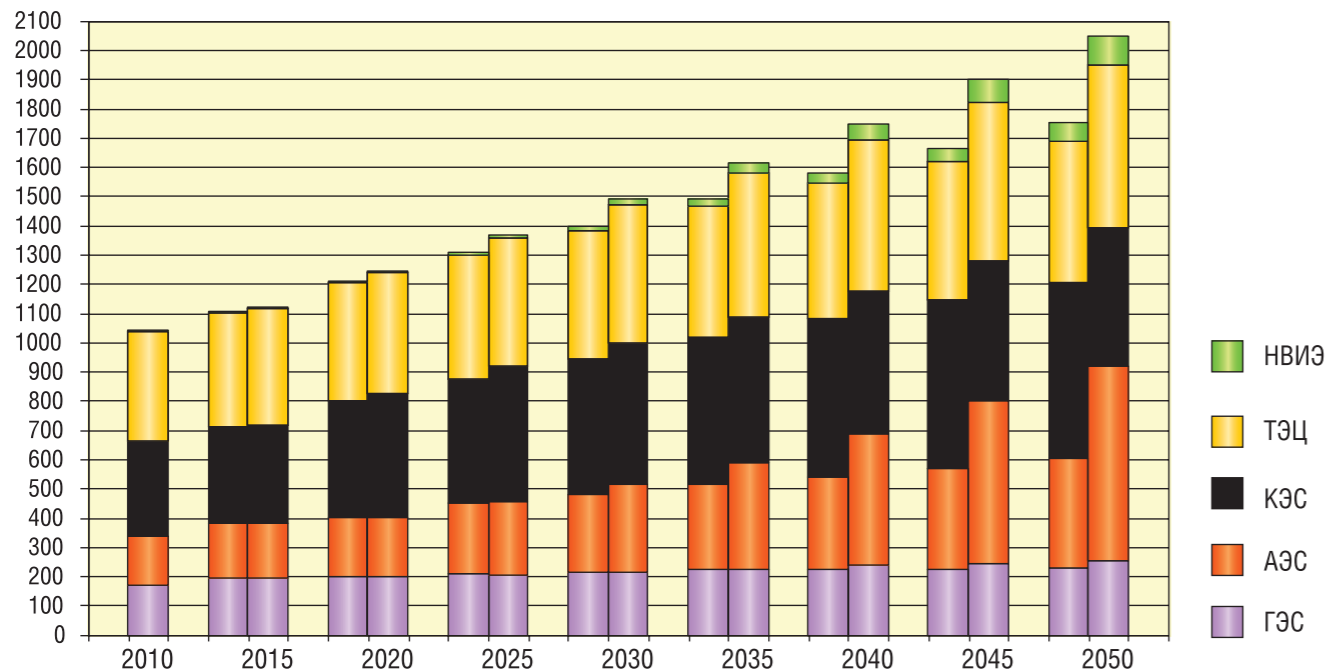
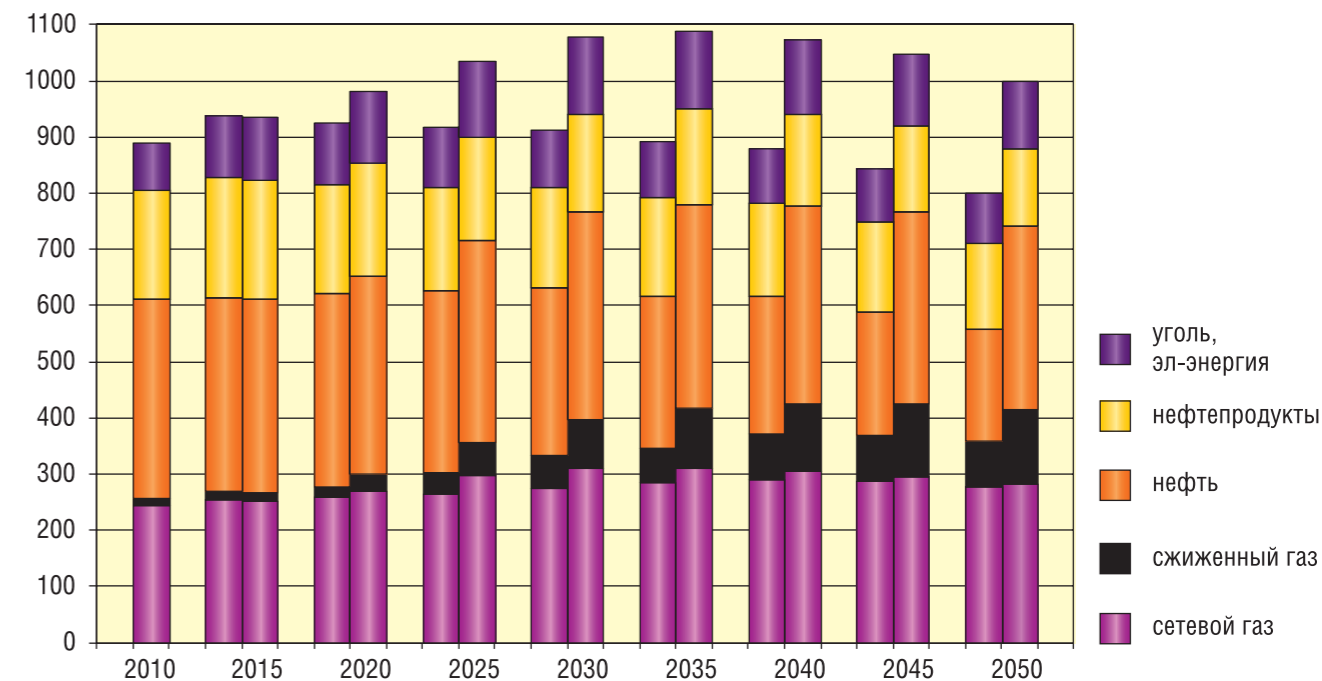


РИСУНОК 8. Динамика и структура экспорта энергоресурсов, млн. т у. т.



Электростанции увеличат расход энергоресурсов на 19–27% к 2035 г. и 35–56% к 2050 г., но расход органического топлива вырастет только на 14–18% и 26–24%.

Основным топливом для электростанций останется природный газ с долей 70–71% до 2035 г. при снижении до 66–68% к 2050 г. Доля твёрдого топлива на электростанциях увеличится с 28,7% в 2010 г. до 30–29% в 2035 г. и 32–35% в 2050 г.

**Экспорт** энергоресурсов в целевом сценарии увеличится на

11% к 2035 г. и затем снизится на 7% к 2050 г. по нефти, тёмным нефтепродуктам и углю, а в сдержанном сценарии после небольшого роста вернётся к уровню 2010 г. в 2035 г. и уменьшится на 10% к 2050 г. (рис. 8).

Доля экспорта в азиатском направлении увеличится с 11,3% в 2010 г. до 28–29% в 2035 г. и 29–37% в 2050 г. по большинству энергоресурсов.

**Производство** энергоресурсов в России вырастет на 14–28% к 2035 г. и затем практически

стабилизируется (рост на 0–1% к 2050 г.). Весь период основу ТЭК составят углеводороды, хотя их общая доля в производстве уменьшится с 80,4% в 2010 г. на 0–1% к 2035 г. и ещё на 1–5% к 2050 г., причем доля газа увеличится с 41% в 2010 г. до 48–47% в 2035 г. и 50–46% в 2050 г., а нефти уменьшится с 39,4% в 2010 г. до 32% в 2035 г. и 28% в 2050 г. При росте добычи угля на 11–28% к 2035 г. и уменьшении затем на 7–2% к 2050 г. его доля в производстве энергоресурсов останется на уровне 11–12% (рис. 9).

РИСУНОК 9. Динамика и структура производства энергоресурсов, млн. т у. т.

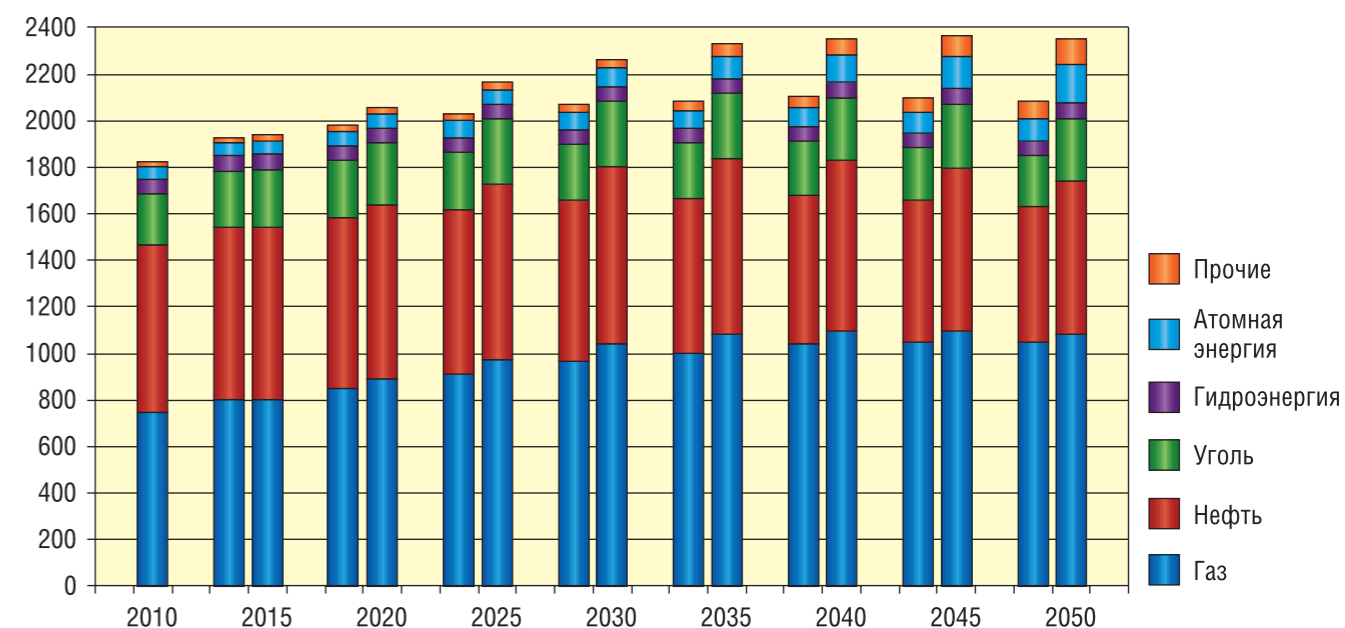
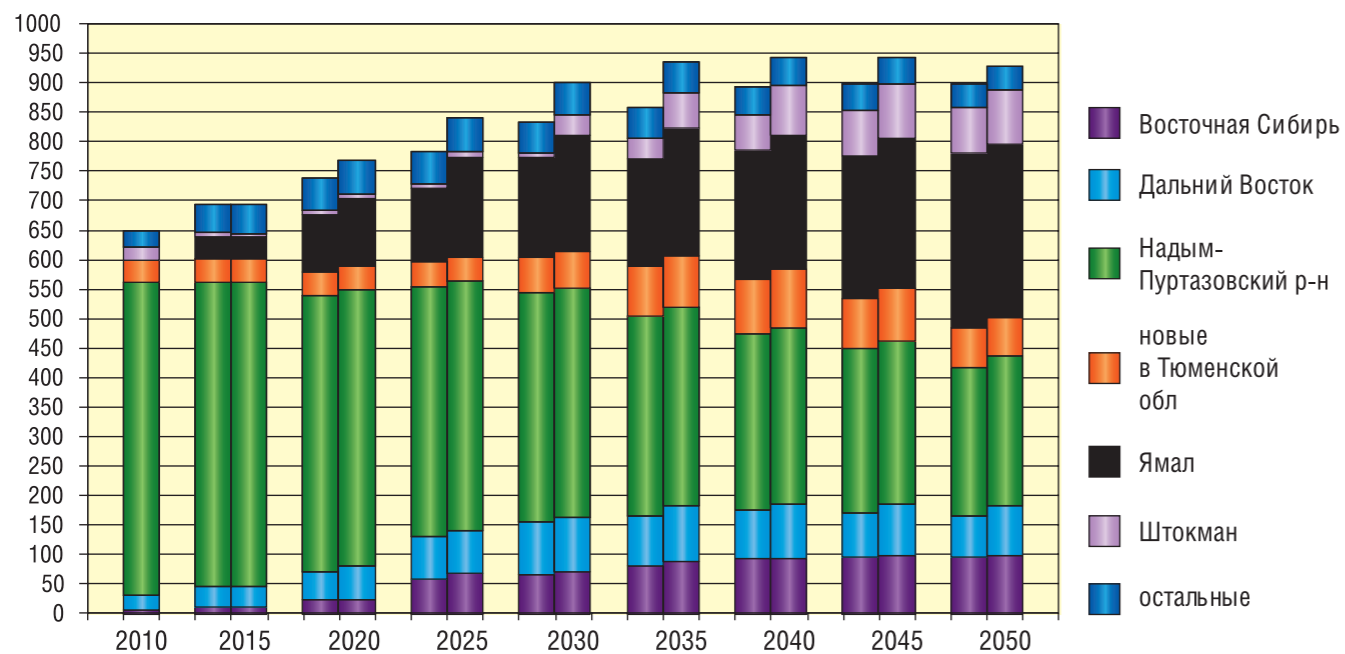
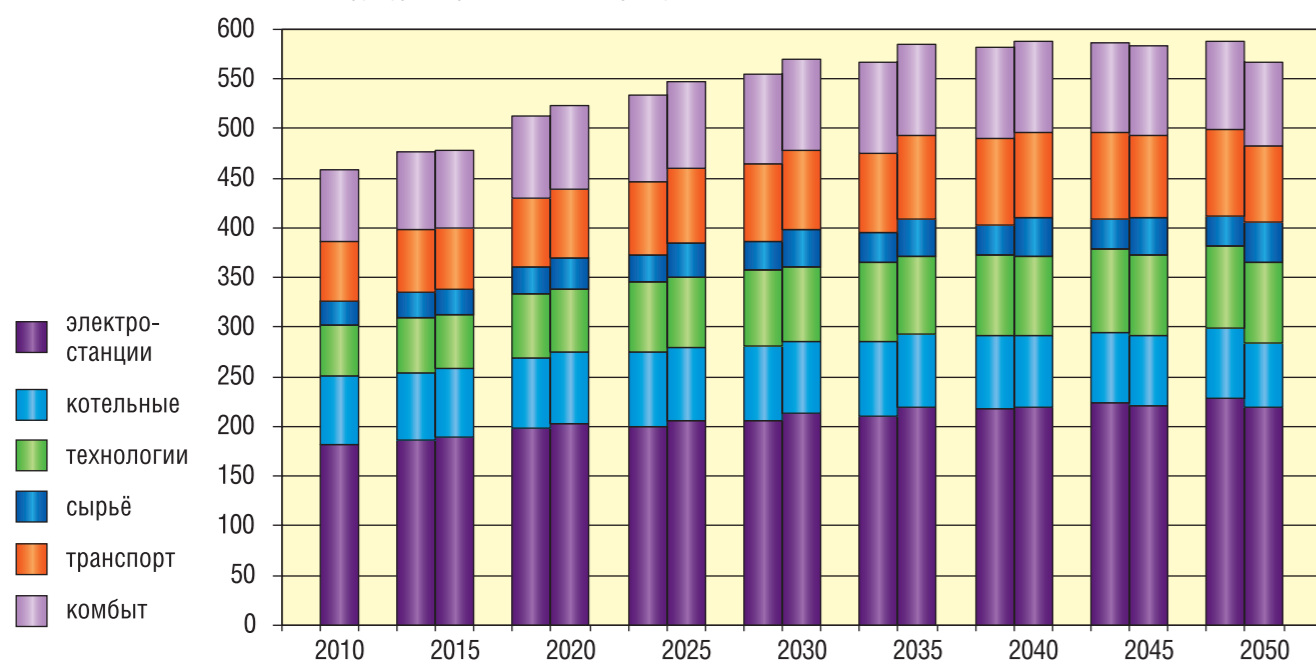


РИСУНОК 10. Динамика и структура добычи газа, млрд. куб. м



Динамика и структура потребления газа, млрд. куб. м



Добыча газа увеличится с 2010 г. на 33–44% в 2035 г. и на 39–43% в 2050 г. и выйдет на предельные возможности традиционной ресурсной базы (рис. 10).

Это не исключает её дальнейшего наращивания при успехе технологий освоения ресурсов газа из сланцев, на шельфах арктических морей и особенно газовых гидратов. Вдвое снизится добыча в доминирующем ныне Надым-Пуртазовском районе, в 2,5–3,5 раза вырастет на Дальнем Востоке и будут освоены месторождения Ямала и Восточной Сибири с добычей в 2050 г.

соответственно до 300 и 100 млрд. м<sup>3</sup>. Производство сжиженного газа увеличится с 14 млрд м<sup>3</sup> в 2035 г. и 80–130 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г. На глубокую переработку пойдёт 30–35 млрд м<sup>3</sup> в 2035 г. и до 50 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г.

Добыча нефти и конденсата в целевом сценарии увеличится с 505 млн т в 2010 г. до 535 млн т в 2035 г. и затем уменьшится до 465 млн т в 2050 г., а в сдержанном сценарии сократится до 470 млн т в 2035 г. и 410 млн т в 2050 г. (рис. 11).

Тюменская обл. останется главной нефтяной провинцией страны,

но при замедленном росте коэффициента извлечения нефти и освоении её нетрадиционных ресурсов добыча здесь уменьшится с 308 млн т в 2010 г. до 240 млн т в 2035 г. и 220–270 млн т в 2050 г.

В целевом сценарии ожидается рост до 2025 г. и стабилизация в 2030–35 гг. объёмов переработки нефти на уровне 270–275 млн т с уменьшением до 220–230 млн т в 2050 г., а в сдержанном сценарии снижение объёмов переработки ожидается уже после 2015 г. Но это сопровождается ростом

РИСУНОК 11. Динамика и структура добычи нефти и конденсата, млн. т

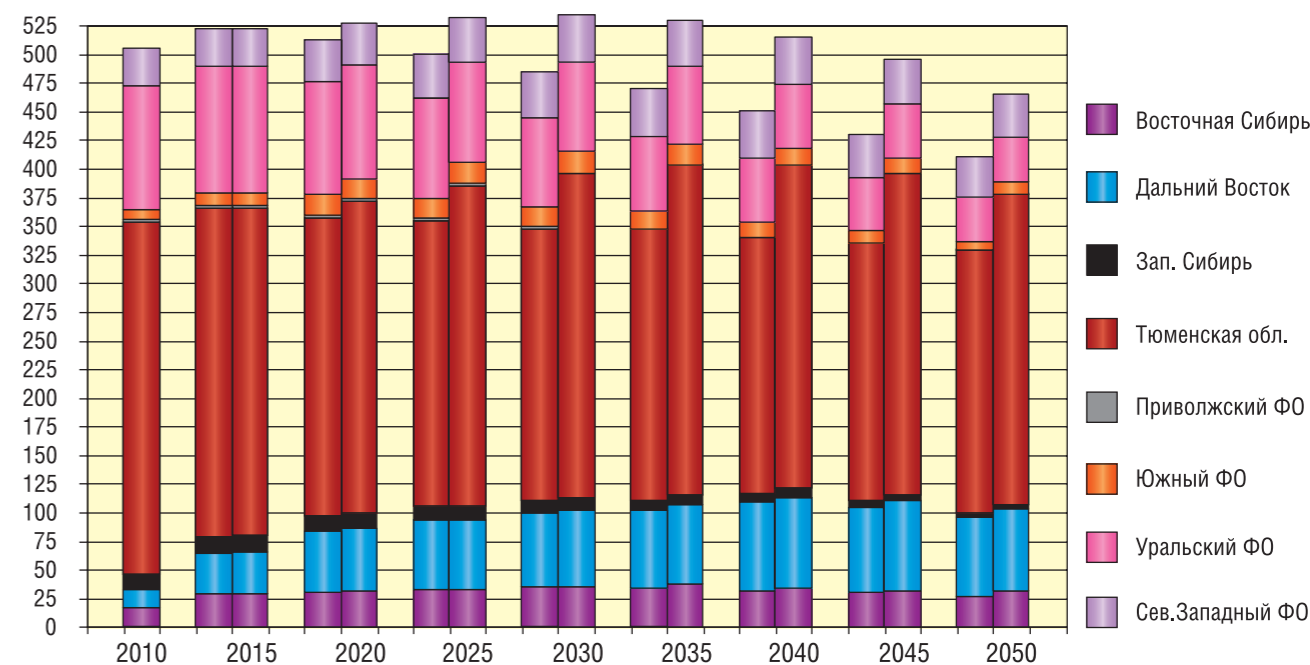
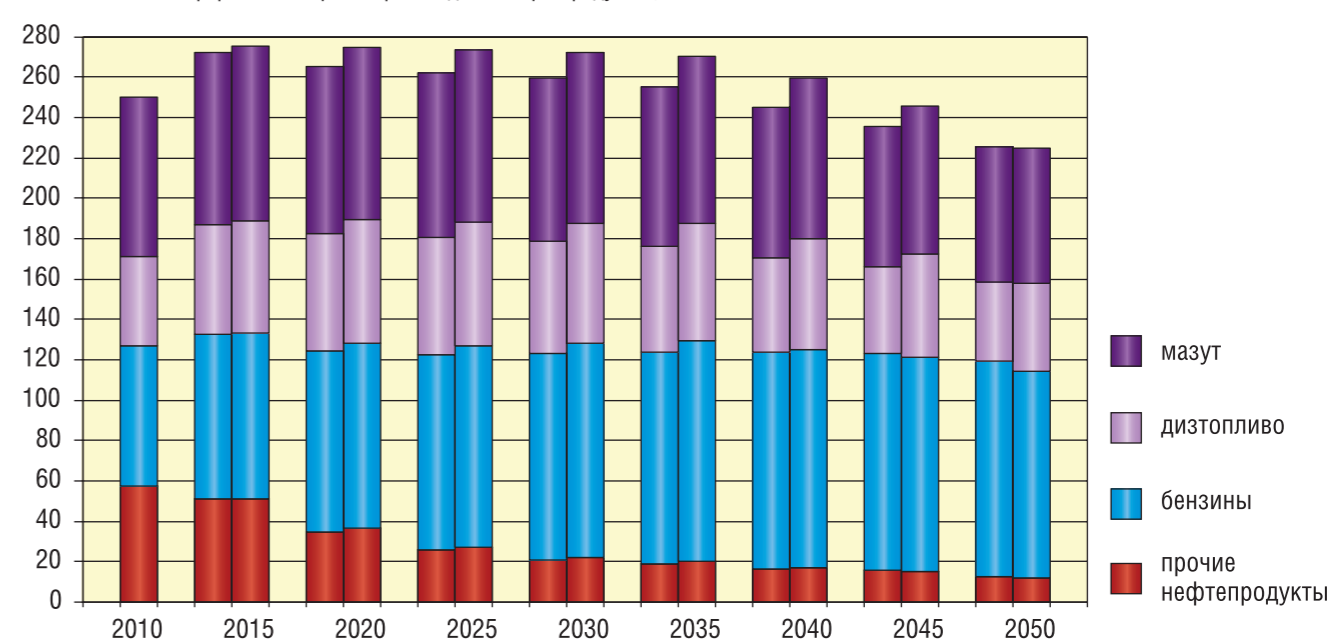


РИСУНОК 12. Переработка нефти и производство нефтепродуктов, млн. т



производства нефтяных моторных топлив и сырья для нефтехимии благодаря увеличению глубины переработки нефти с 71,1% в 2010 г. до 90% в 2035 г. и 93% в 2050 г. (рис. 12).

Реализация Энергетической стратегии потребует больших производственных и институциональных усилий, а капиталовложения в развитие ТЭК, энергосбережение и децентрализованное энергоснабжение вырастут с ожидаемых в 2011–15 гг. 450–470 млрд. долл. до 655–800

млрд. долл. в 2031–35 гг. и 670–900 млрд. долл. (2010 г.) в трёх последующих пятилетках. Доля капиталовложений на энергообеспечение страны в ВВП уменьшится с 6% в 2011–15 гг. до 4% в 2031–35 гг. и до 3% в 2046–50 гг. ●

**Литература**

1. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. Под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. ИНЭИ РАН и Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. М., 2013. 110 с.
2. Галкина А.А., Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В., Кулагин В.А., Макаров А.А., Митрова Т.А., Сорокин

С.Н. Методология и результаты прогнозирования перспектив развития мировых энергетических рынков на период до 2040 года // Мировая экономика и международные отношения 2014 № 1 с. 3–20.

3. Мировая экономика в начале 21 века. Под ред. Л.М. Григорьев, М.: «Директ-Медиа», 2013.
4. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Елисеева О.А., Кулагин В.А., Малахов В.А., Митрова Т.А., Филиппов С.П. SCANER – модельно-информационный комплекс. ИНЭИ РАН, М., 2011, 72 с.
5. Макаров А.А. Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER). В кн. Управление развитием крупномасштабных систем. М.: Физматлит, 2012.
6. Макаров А.А., Митрова Т.А., Малахов В.А. Прогноз мировой энергетики и следствия для России // Вопросы прогнозирования 2013 № 11.

# ПРОМЫСЛОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

## ОБЗОР МИКРОТУРБИННЫХ РЕШЕНИЙ

В последние годы в области автономной энергетики в российском нефтегазовом секторе особо востребованы микротурбинные установки. Крупнейшие корпорации, такие как ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром», НГК «ИТЕРА», НК «Альянс», ОАО «Татнефть», ОАО НК «Башнефть», а также целый ряд небольших компаний, среди которых ЗАО «Печоранефтегаз», ОАО «Богородскнефть» и другие, строят микротурбинные электростанции. Все чаще это оборудование вытесняет газопоршневые и дизельные генераторы, которые не отвечают требованиям надежности и энергоэффективности объектов нефтегазовой инфраструктуры. С появлением современных и высокотехнологичных микротурбин задачи распределенной энергетики в этой отрасли расширились

### Александр Власов

Сегодня микротурбинные электростанции не только обеспечивают электроэнергией и теплом десятки мелких и средних месторождений и различных объектов газотранспортной инфраструктуры, но и утилизируют попутный нефтяной газ. Причем именно среди нефтяников наблюдается самый большой рост спроса – только за последний год количество установленных микротурбинных мощностей увеличилось почти на 30%.

Такая тенденция вполне объяснима. Микротурбины просты в обслуживании, исключительно надежны, что особенно ценно в условиях отсутствия централизованного энергоснабжения на таких объектах как удаленные и разрозненные месторождения, крановые узлы, электрохимзащита или крановые узлы на линейных частях газопроводов. Они экономичны в обслуживании, а в качестве топлива могут использовать практически бросовое сырье – попутный нефтяной газ, в результате чего себестоимость электроэнергии для нефтяников падает в разы в сравнении с сетевыми тарифами и на фоне других видов генерирующего оборудования.

По сути микротурбины представляют собой газотурбинные установки малой мощности – от нескольких десятков до нескольких сотен киловатт. В нашей стране представлены всего 4 производителя этого вида оборудования: Capstone Turbine Corporation (США), Ingersoll Rand (США), Calnetix Power Solution (США) и Turbес (Швеция). Мы стараемся разобраться, в чем их

ключевые отличия и преимущества и как в них ориентироваться при выборе наиболее оптимального решения.

### Модельный ряд

Большинство производителей микротурбин предлагают потребителям всего одну модель установок в разных модификациях – для работы на различных видах топлива, с утилизатором выхлопных газов или без. К примеру, турбины T100 фирмы Turbес и TA-100 фирмы Calnetix имеют установленную мощностью 100 кВт. Оборудование Ingersoll Rand представлено установкой MT-250 мощностью 250 кВт. Микротурбины Capstone имеют более широкий модельный ряд: 10, 15, 30, 65, 200 кВт, а также установки мощностью 600, 800 и 1000 кВт, разработанные на основе двигателя C200. Это позволяет применять их как на объектах с малым потреблением в несколько десятков киловатт, таких как объекты линейных частей газопроводов, удаленные одиночные скважины, кусты скважин, скважины с сезонной добычей, разведочные, низкодебитные скважины и скважины с малым газовым фактором, так и для энергоснабжения довольно крупных месторождений с энергопотреблением в несколько мегаватт. В России и странах СНГ сегодня эксплуатируется более 1000 таких установок. К слову, количество турбин Calnetix в нашей стране насчитывает порядка 120, число работающих микротурбин Turbес и Ingersoll Rand – меньше десятка.

Такая расстановка сил во многом объясняется особенностями производства. Микротурбины Capstone изначально разрабатывались для промышленного применения по заказу крупнейших транснациональных корпораций и NASA и объединил самые инновационные технологии, защищенные более чем ста патентами. Для этого компании потребовалось около десяти лет и порядка \$200 000 000 капиталовложений.

Интересно отметить, что, например, установку Turbес специалисты компаний АВВ и Volvo разрабатывали для использования в качестве транспортной турбины, и только потом она была модифицирована для стационарного применения. Основой Ingersoll Rand стала турбина, сконструированная еще в 70-х годах минувшего века. Что касается Calnetix, то права на эту турбину еще около четырех лет назад выкупила компания Capstone Turbine Corporation, а выпуск турбин TA-100 в настоящее время прекращен.

### Надежность и экономичность

На сегодняшний день в распределенной энергетике микротурбины безусловно являются наиболее прогрессивным видом оборудования. Однако не всем производителям удалось уйти от недостатков своих предшественников – газовых турбин. К примеру, в турбинах Ingersoll Rand, Calnetix, Turbес используются традиционные гидродинамические

### Модельный ряд микротурбин Capstone



Микротурбина Capstone C15/C30 (электрическая мощность 15/30 кВт)



Микротурбина Capstone C65 (электрическая мощность 65 кВт)



Микротурбина Capstone C200 (электрическая мощность 200 кВт)



Микротурбинная система Capstone серии C1000 (электрическая мощность 600/800/1000 кВт)

подшипники качения. Следствием такого решения является наличие масляной системы, увеличивающей частоту сервисного обслуживания оборудования из-за необходимости регулярной замены и долива масла. Эти затраты, а также расходы на обслуживание масляной системы и компрессора напрямую ложатся на себестоимость электроэнергии. Кроме того, гидродинамические подшипники предполагают наличие сопрягаемых частей, а значит, велик риск поломки, что негативно сказывается на уровне надежности всего устройства.

В конструкции турбин Capstone используются воздушные подшипники – это газодинамические подшипники скольжения, которые поддерживают вал ротора генератора в подвешенном бесконтактном состоянии, что исключает необходимость применения масла. Благодаря такой разработке скорость вращения вала достигает рекордных 96 тысяч оборотов в минуту. Отсутствие вибраций и трения снижает вероятность поломки и увеличивает ресурс двигателя до капитального ремонта до 60000 часов, а периодическое сервисное обслуживание проводится не чаще раза в год. При этом отсутствует

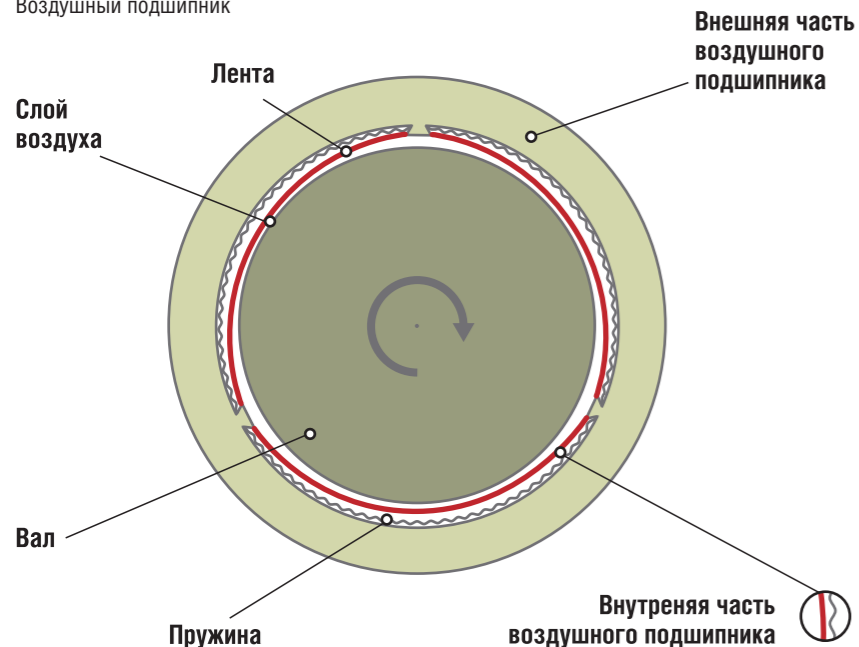
необходимость в постоянном присутствии персонала. Отсюда и низкий уровень затрат на содержание оборудования Capstone. Полная автоматизация этих установок и возможность дистанционного мониторинга и управления в совокупности с редким обслуживанием позволяют их применять, к примеру, на стратегически важных объектах газотранспортных магистралей, раскинувшихся на многие сотни километров.

### Эффективность

Высокую эффективность микротурбин обеспечивает применение воздуховоздушных теплообменников – рекуператоров.

В частности, компания Capstone это позволило сократить объем потребляемого топлива вдвое. Однако, это не единственный фактор, влияющий на эффективность установки. Например, в микротурбинах Ingersoll Rand и Calnetix используется масляное охлаждение статора генератора. При этом насосы, обеспечивающие функционирование масляной системы, снижают мощность на выходе. В Turbес и Capstone генератор охлаждается набегающим потоком воздуха, что исключает необходимость организации системы жидкостного охлаждения. В результате КПД турбин Capstone C200 составляет 35%, что сравнимо с

Воздушный подшипник



газопоршневыми агрегатами. Этот же показатель у турбин Turbec и Ingersoll Rand находится на уровне 32%, а установка TA-100 производства Calnetix достигает всего 29% КПД.

### Эластичность

Эластичность генерирующего оборудования к нагрузкам – весьма важный показатель при эксплуатации его на объектах с сезонными или суточными колебаниями энергопотребления. Микротурбины в этом плане серьезно превосходят газопоршневые установки, которые могут эксплуатироваться не ниже чем на 40–60% от номинальной мощности. Но и здесь важно знать свои особенности.

Для передача крутящего момента ротору генератора микротурбины Ingersoll Rand используется масляный редуктор. Его главный недостаток – невозможность обеспечить стабильное качество электроэнергии при сбросах/набросах нагрузки, что приводит к скачкам частоты и напряжения.

В микротурбинах Capstone, Turbec и Calnetix применяется система двойного инвертирования. Трехфазный переменный электрический ток на выходе генератора преобразуется в постоянный, а затем снова в переменный, но уже заданной частоты и напряжения. При этом эластичность к нагрузкам

турбины Calnetix, вращающейся с постоянной частотой 68 тысяч оборотов в минуту, достигается за счет использования брейк-резисторов. При снижении нагрузки частота вращения вала остается прежней, а сброс лишней нагрузки происходит на брейк-резисторы, то есть расход топлива не изменится.

Благодаря силовой электронике (IGBT-транзисторам) в оборудовании Capstone и Turbec достигается высокое качество электроэнергии, соответствующее международными стандартами. Вместе с блоком аккумуляторных батарей инверторная схема сокращает энергетические потери и обеспечивает практически 100% эластичность к нагрузке. Микротурбина устойчиво работает как на полной мощности, так и на низких нагрузках от 1–2%, потребляя пропорциональное нагрузке количество топлива.

### Сервисное обслуживание и эксплуатация

Одна из главных особенностей микротурбин – простота обслуживания. Пожалуй, отдельно в этом ряду стоит оборудование Capstone. В связи с простотой конструкции и ее высокой надежностью, отсутствием трущихся деталей и масляной системы регламентные работы предусмотрены лишь раз в год, то есть каждые 8000 часов наработки.

В первые два-три года эти работы ограничиваются визуальным осмотром, заменой воздушных фильтров, термодар, инжекторов и свечей зажигания, что занимает не более полутора часов. Через 60 000 моточасов производится капитальный ремонт с заменой горячей части двигателя. Эта операция производится на месте эксплуатации турбины в течение одного дня.

На микротурбинах Calnetix сервисные работы по регламенту должны проводиться каждые 4000 часов. В это время меняют масло, воздушные и масляные фильтры, проверяют масляный компрессор и камеры сгорания. Обслуживание установок Turbec требуется через 6 000, а капитальный ремонт по истечении 30 000 часов и занимает около двух суток. Ingersoll Rand требует капитального ремонта через 40 000 часов.

### Экологичность

Особенности микротурбинных установок Capstone, а именно низкие рабочие температуры, снижающие уровень эмиссии окислов азота, конструкция камеры сгорания и отсутствие масляного угля, обеспечивают этому виду оборудования сверхнизкие выбросы CO и NOx в выхлопных газах, не превышающие 9 ppm. На сегодняшний день это самое экологичное в мире оборудование в своем классе. По содержанию NOx к ним приближаются установки Ingersoll Rand. У турбин Calnetix этот показатель составляет 25 ppm, у Turbec – 15 ppm по NOx.

### Топливо

Практически все микротурбины способны работать на довольно широком спектре топлива, включающем природный газ, биогаз, попутный нефтяной газ, сжиженный газ и другие виды газообразных топлив, а также дизельное топливо. Однако, для нефтегазовой отрасли в последние годы наиболее востребованы установки на попутном нефтяном газе. Связано это в первую очередь с обязательством нефтяников утилизировать не менее 95% добываемого ПНГ. В противном случае приходится платить высокие штрафы. Практически все производители микротурбинных

установок заявляют о возможности работать на попутном газе, в том числе сернистом. Зачастую это означает использование станции подготовки газа – довольно дорогой в строительстве и обслуживании конструкции. На сегодняшний день опыт показывает, что в нашей стране на неподготовленном попутном газе с содержанием сероводорода до 4–7% повсеместно эксплуатируются установки Capstone. Достигается это благодаря специальным антикоррозийным материалам в составе системы подвода топлива к форсункам, а условно низкие температуры сгорания топлива (510–954 °C) являются достаточными для сжигания высокосернистого газа без нанесения вреда двигателю.

### Опыт

В России в силу рассмотренных эксплуатационных особенностей и преимуществ в различных отраслях наиболее широкое распространение получили микротурбины Capstone. Нефтяники не стали исключением – они высоко оценили способность этих установок работать на неподготовленном сернистом газе. В настоящее время предпринимаются попытки использовать в проектах утилизации ПНГ турбины Ingersoll Rand, правда, однозначные результаты еще не получены, поэтому судить о перспективах этого оборудования в данной области пока преждевременно. Установки других производителей микротурбин в нашей стране не применяются.

Что касается Capstone, то одним из первых эти установки стало применять ОАО «Татнефть». В 2007 году совместно с российской компанией «БПЦ Инжиниринг» на Онбийском месторождении была построена электростанция на основе установки Capstone C30. Уникальность проекта в том, что ПНГ с содержанием сероводорода 1,56% без специальной газоподготовки поступает в установку непосредственно с сепаратора после удаления капельной влаги и механических примесей. Эта пилотная установка эксплуатируется уже более шести лет. Использование практически бросового сырья – попутного газа – обеспечивает низкую себестоимость электроэнергии

(не более 1,7 руб. за 1 кВт\*ч). Успешный опыт привел к вводу еще двух микротурбинных систем Capstone C800 на данном месторождении. Ежегодно этот энергоцентр способен утилизировать более 2 млн. куб. м попутного газа. ОАО «Татнефть» же продолжило тиражировать микротурбинные решения на других нефтепромыслах республики.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» первый энергоцентр на базе двух микротурбин Capstone C65 появился в 2009 году на территории установки предварительного сброса воды (УПСВ) «Шемети». Этот энергоцентр снабжает качественной электроэнергией насосы системы поддержания пластового давления. ПНГ месторождения, используемый в качестве топлива, содержит всего 22,14% метана и до 0,66% сероводорода. Газ в энергоустановки подается непосредственно с сепаратора. Такое решение позволило предприятию сократить потребление электроэнергии от энергосистемы на 850 тыс. кВт\*ч в год, а ежегодная экономия составила более 2 млн. рублей. На сегодняшний день еще на 11 месторождениях компании в Пермском крае установлены микротурбины Capstone. Высокая эффективность электростанций на базе микротурбин в режиме когенерации, при которой КПД установок может достигать 90%, позволяет также удовлетворить потребности различных объектов в тепле и горячей воде (например, для подогрева нефти или для теплоснабжения вахтовых поселков).

В настоящее время микротурбины Capstone включены в проекты утилизации ПНГ целого ряда нефтегазодобывающих компаний России – НГК «ИТЕРА», НК «Альянс», ОАО НК «Башнефть», ЗАО «Татех», ООО «Недра-К», ООО «РНГК-Саратов» и других.

Высокая надежность и возможность удаленного управления работой микротурбин Capstone, а также их способность одинаково хорошо работать как на газовом топливе, так и на дизельном, обеспечила их широкое применение при энергоснабжении объектов газотранспортной

инфраструктуры. Типовое блочно-модульное решение для таких объектов включает одну основную газовую микротурбину необходимой мощности и одну резервную – дизельную. В итоге более 150 микротурбинных установок сегодня установлены на газотранспортных магистралях России и СНГ, таких как Северо-Европейский газопровод, газопроводы «Голубой поток», Починки – Грязовец, Бованенково – Ухта и другие.

### Российское производство

Многих отечественных потребителей интересует, насколько вероятно появление российского оборудования такого класса. К сожалению, в нашей стране установки с подобными техническими характеристиками не производятся, а существующие разработки находятся в зачаточном состоянии. Тем не менее, следуя запросам рынка и опираясь на многолетние партнерские отношения с Capstone Turbine Corporation, московская компания БПЦ Инжиниринг в 2010 году построила в Ярославской области завод, на котором производит комплектные электростанции на базе микротурбин под собственной торговой маркой ENEX. Электростанции изготавливаются по технологиям и на основании лицензионного OEM-соглашения с ведущим мировым производителем микротурбинных установок с учетом индивидуальных особенностей проектов российских заказчиков, климатических условий и региональной нормативной специфики. Для нужд нефтяников на заводе постоянно осуществляется доработка, тестирование и усовершенствование типовых электростанций, в том числе, для проектов утилизации ПНГ с высоким содержанием сероводорода и азота, что открывает широкие возможности для повышения энергоэффективности нефтедобычи. Технические преимущества данного оборудования в совокупности с хорошо налаженным сервисом и технической поддержкой обеспечили лидерство за установками Capstone, которое, судя по наметившейся тенденции, сохранится еще на ближайшие 5–10 лет. ●

# ПРОЧНОСТЬ И РЕСУРС ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС, АЭС И ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

В современных условиях надежность и безопасность эксплуатации турбинного оборудования ТЭС, АЭС и газоперекачивающих станций является одной из приоритетных задач энергетики. Важным направлением деятельности ОАО «НПО ЦКТИ» являются работы по обоснованию прочности и ресурса оборудования, как вновь создаваемого, так и эксплуатируемого в течение длительного времени. Лаборатория прочности турбин ТЭС, АЭС и ГЭС отдела прочности и ресурса энергооборудования ОАО «НПО ЦКТИ» занимается расчетами прочности и вопросами продления ресурса оборудования паровых и газовых стационарных турбин для тепловых и атомных электростанций, приводных турбин и турбин для газоперекачивающих станций. В результате обобщения опыта работы по расчетам и обследованию турбинного оборудования был выпущен целый ряд нормативно-технических материалов и др. В настоящее время значительная часть отечественного и зарубежного энергооборудования ТЭС, АЭС и газоперекачивающих станций отработала парковый ресурс. Лаборатория прочности проводит работы по техническому диагностированию и продлению срока службы турбинного оборудования. За период 1990-2014 гг. лабораторией было проведено диагностирование и продлен ресурс более 50 турбин типа ПТ-50-130, Р-50-130, ПТ-60-90, ПТ-80-130, К-100-90, Т-100-130, Т-140-145, К-160-130, К-200-130, К-300-240, К-500-65/3000; более 60 турбин типа ГТК-10-4, ГТ-750-6, ГТН-25, работающих в России и за рубежом. От чего зависит срок службы оборудования и как его продлить?

**Судаков А.В.,**  
Зам. генерального директора,  
д.т.н.  
ОАО «НПО ЦКТИ»

**Гаврилов С.Н.,**  
зав. отделом,  
к.т.н.  
ОАО «НПО ЦКТИ»

**Георгиевская Е.В.,**  
зав. лабораторией,  
к.ф.-м.н.  
ОАО «НПО ЦКТИ»

**Левченко А.И.,**  
ведущий научный сотрудник,  
к.т.н.  
ОАО «НПО ЦКТИ»

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

Работы по продлению срока безопасной и надежной службы паровых турбин, включают следующие этапы:

- Разработка программы работ по диагностическому обследованию турбины.
- Диагностическое обследование в соответствии с нормативными документами и разработанной программой работ, в том числе обследование деформационного состояния высокотемпературных деталей:
  - замер остаточной деформации на поверхностях осевых каналов РВД и РСД и обработка данных;
  - определение максимальных остаточных прогибов диафрагм;
  - замер коробления корпусов и обойм;
  - контроль деформации высокотемпературных гаек фланцев цилиндров;
  - замер «выползания» замковых рабочих лопаток;
  - замер деформаций высокотемпературных гибов пароперепускных труб.

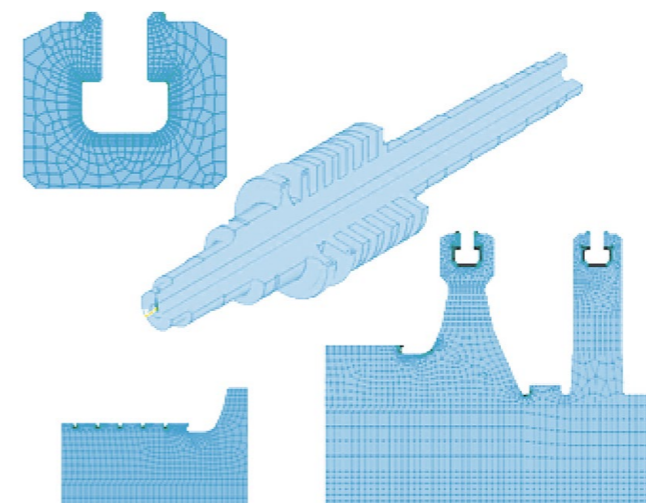
- Обработка данных диагностического обследования и разработка рекомендаций по устранению обнаруженных дефектов.

- Расчетная оценка остаточного ресурса термонапряженных узлов турбины с учетом предшествующей наработки и условий эксплуатации. Оценка длительной прочности и малоциклового усталости.
- Составление заключения о возможности, условиях и сроках безопасной эксплуатации, экспертиза промышленной безопасности.

Определение остаточного ресурса основных ресурсограничивающих деталей и узлов турбин после длительной эксплуатации проводится на основании обследования состояния металла, замеров деформаций и расчетной оценки по критериям истощения длительной прочности и пластичности материала с учетом повреждаемости материала от малоциклового усталости. Расчеты проводятся с использованием современных многоцелевых расчетных программных комплексов, позволяющих учесть особенности конструкции и условий эксплуатации.

Для оценки индивидуального ресурса элементов турбин используются имеющиеся экспериментальные зависимости пределов ползучести и длительной прочности от исходных значений

РИСУНОК 1. Турбина типа К-200-130 ЛМЗ расчетная модель ротора среднего давления



пределов текучести и прочности поковок. Для расчетов также используются полученные на образцах кривые ползучести при различных температурах и напряжениях.

Рассмотрим ротор среднего давления (РСД) турбины типа К-200-130 ЛМЗ. Расчеты напряженно-деформированного состояния выполнялись методом конечных элементов, используя программный комплекс ANSYS. Для определения напряженного состояния ротора использовалась осесимметричная расчетная модель, (представлена на рисунке 1) с возможностью задания неосесимметричной нагрузки.

РСД эксплуатировался при температуре вторично перегретого пара  $T_{пп} = 515^{\circ}\text{C}$ . Максимальные

напряжения имеют место в галтели обода диска 14-й ступени и составляют после 320 тыс. часов эксплуатации, с учетом релаксации от ползучести,  $\sigma_M = 14,8 \text{ кгс/мм}^2$  (рисунки 2). Рассчитанные запасы по длительной прочности и малоциклового усталости удовлетворяют нормативным значениям в соответствии с **ОСТ 108.020.109-82** (с изм. № 1 1993 г.), что позволило продлить срок эксплуатации ротора до 320 тыс. часов.

Роторы низкого давления (РНД) турбин К-500-65/3000 для АЭС являются наиболее напряженными, так как они имеют большие радиальные размеры, нагружены центробежными силами от длинных

рабочих лопаток и значительными знакопеременными напряжениями от собственного веса при вращении.

Для сварных роторов такого типа необходимо выполнять расчеты как статической прочности, так и малоциклового (согласно РТМ 108.021.103-85) и многоциклового усталости зон сварных швов с учетом возможных дефектов. На рисунке 3 приведены осевые напряжения в РНД от действия собственного веса. На рисунке 4 показаны возможные варианты разрушения в зоне сварного шва перемычки ротора.

В 2007 г. ОАО «Газпром» начал проводить реконструкцию парка агрегатов ГТК-10 для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации далеко за пределами

РИСУНОК 2. Распределение напряжений в зоне 13-й,14-й ступеней РСД после 320 тыс. часов эксплуатации (по Мизесу, кгс/мм<sup>2</sup>)

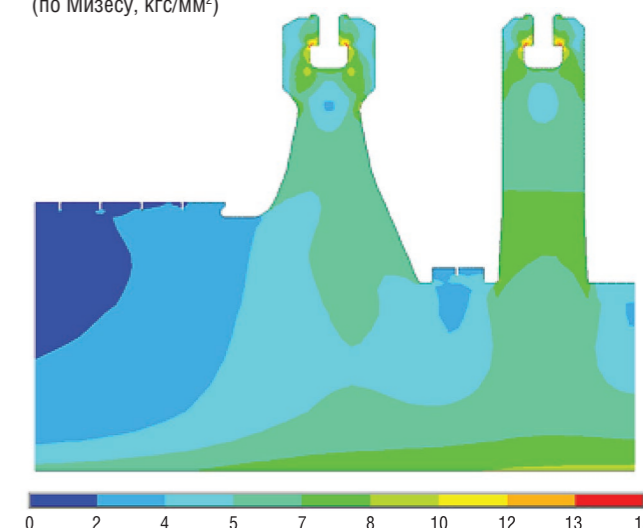


РИСУНОК 3. Ротор низкого давления турбины типа К-500-65/3000. Распределение осевых напряжений (кгс/мм<sup>2</sup>) от действия собственного веса

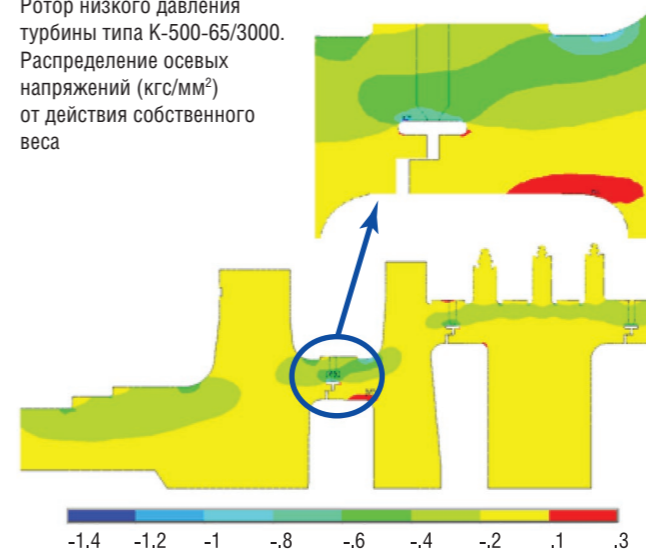
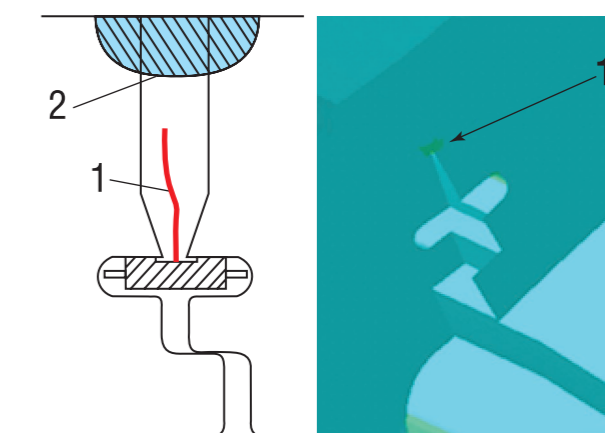
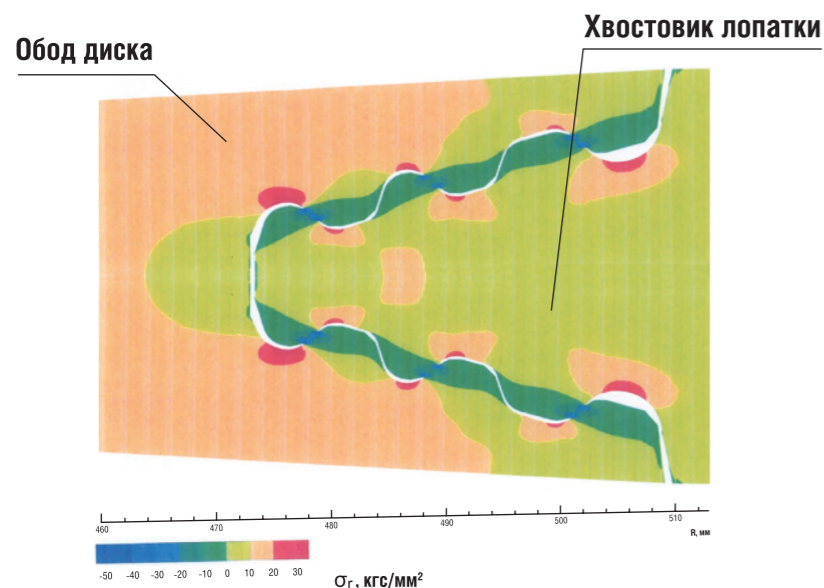


РИСУНОК 4. Варианты разрушения сварного шва перемычки ротора



1 – окружная трещина, начинающаяся из середины корня шва;  
2 – осевая полуэллиптическая трещина

РИСУНОК 5. Распределение радиальных напряжений в хвостовом соединении диска ТВД



установленного ресурса. По прогнозам, максимальная наработка десятков агрегатов ГТК-10 на газоперекачивающих станциях достигнет к 2015 г. 250 тыс. часов.

Сотрудниками лаборатории было выполнено определение расчетного индивидуального остаточного ресурса газовых турбин типа ГТ-750-6 и ГТК-10-4. Были выполнены расчеты прочности основных элементов турбин: корпуса турбины, диафрагм ТВД и ТНД, обойм ТВД, дисков и рабочих лопаток ТВД.

На рисунке 5 показаны результаты расчета радиальных напряжений в хвостовом соединении диска ТВД турбины ГТК-10-4, изготовленного из стали ЭП428. Максимальные напряжения имеют место в зоне контакта нижней пары зубьев хвостовика и обода диска.

На рисунке 6 показано распределение контактных напряжений по длине контактной поверхности нижней пары зубьев в начальный момент времени и после 200 тыс. часов эксплуатации.

По результатам расчетов ресурс ТВД был продлен до 200 тыс. часов.

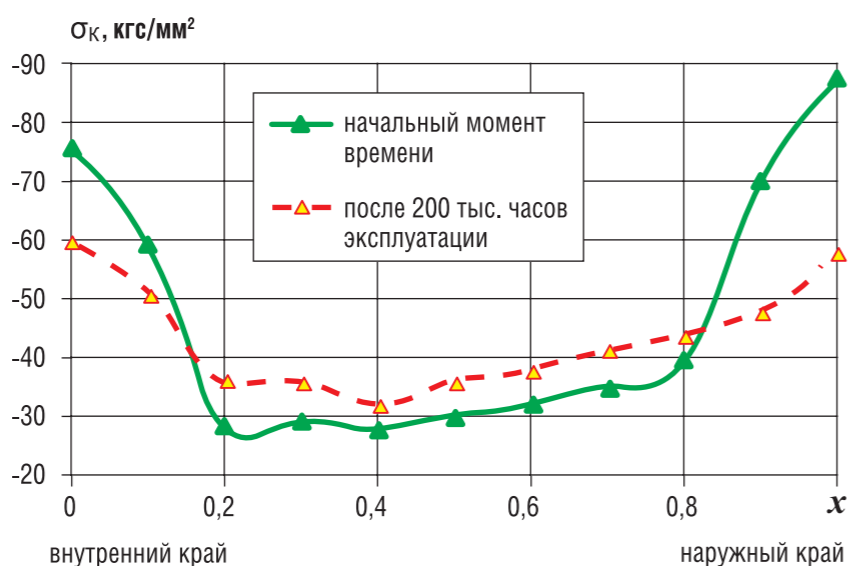
Специалисты лаборатории составляют индивидуальные программы контроля турбин, осуществляют непосредственный контроль за проведением обследования и принимают технические решения по устранению обнаруженных дефектов.

До начала диагностирования рассматривается конструкторская, эксплуатационная и ремонтная документация, а также данные по наработке, параметрам свежего пара в течение всего срока эксплуатации, числу пусков и замене деталей.

Индивидуальная программа обследования и оценки технического состояния и остаточного ресурса турбины составляется на основе опыта ревизий аналогичных турбин с учетом действующих в России правил и норм, регламентирующих продление ресурса.

Программой предусматривается применение традиционных

РИСУНОК 6. Распределение контактных напряжений по длине контактной поверхности нижней пары зубьев



неразрушающих методов контроля – визуальный (или эндоскопический) контроль (ВК), цветная (ЦД), магнитнопорошковая (МПД), ультразвуковая (УЗД) дефектоскопия, замер твердости (ТВ), травление (ТР).

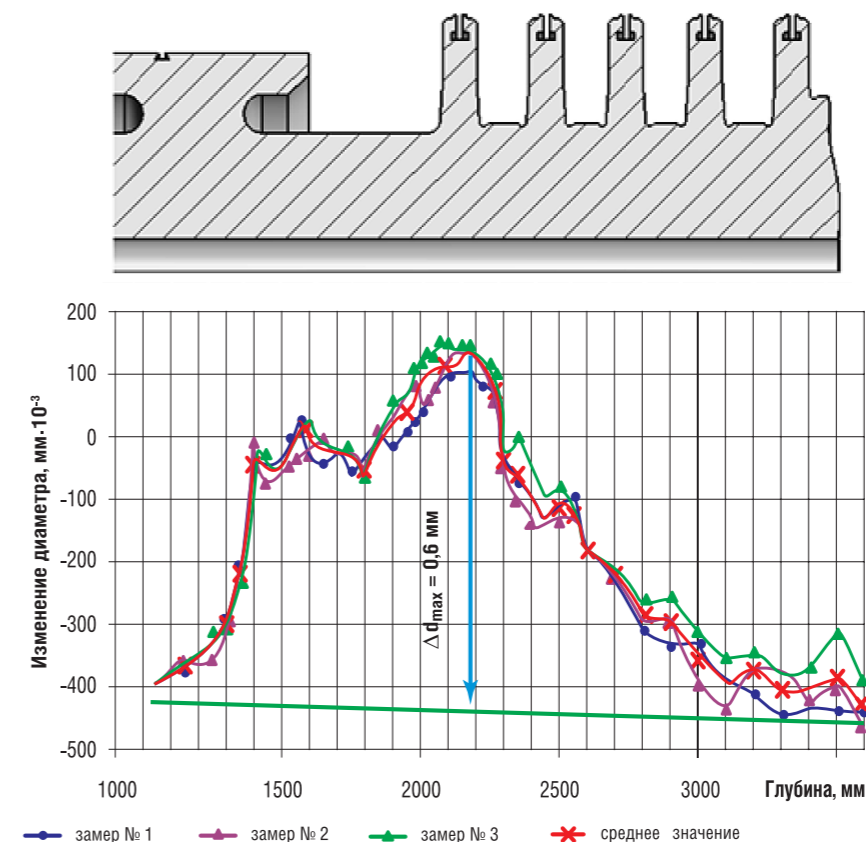
Для более достоверного решения вопросов продления ресурса в программу включаются некоторые дополнительные виды контроля – замеры остаточных деформаций диафрагм, замковых креплений рабочих лопаток и поверхности осевого канала ротора. Объем диагностирования может быть уточнен (дополнен) по результатам визуального и измерительного контроля после вскрытия клапанов и корпусов цилиндров.

Специалисты лаборатории выполняют обследование плотности вакуумной системы турбин с помощью галоидного течеискателя и разработку рекомендаций по повышению плотности узлов, находящихся под вакуумом.

В лаборатории накоплен большой опыт замеров остаточных деформаций на поверхности осевых каналов роторов высокого и среднего давлений турбин тепловых электростанций с помощью электронного нутромера ИВД-3, разработанного в ЦКТИ. Результаты измерений обрабатываются с помощью специально разработанной компьютерной программы.

На рисунке 7 приведены результаты замеров изменения диаметра ротора среднего давления (РСД)

РИСУНОК 7. Замеры изменения диаметра расточки от ползучести по длине РСД турбины типа К-300-240 ЛМЗ



турбины типа К-300-240 ЛМЗ после наработки 228 тыс. часов (828 пусков), при температуре пара после промперегрева  $T_{пп} = 540^{\circ}\text{C}$ .

На рисунке 8 приведены результаты замеров остаточных деформаций, полученные ЦКТИ, на расточках РСД турбин типа К-300-240, а также расчетные кривые для температур свежего пара  $545^{\circ}\text{C}$  и  $565^{\circ}\text{C}$ .

Марка стали роторов Р2М. Пунктирными линиями соединены значения замеров одного и того же ротора. Замеренные значения деформации лежат ниже расчетных кривых, т.к. ротора эксплуатировались, как правило, при температурах ниже  $545^{\circ}\text{C}$  и при расчетах использовались свойства стали Р2М по нижней огибающей полосы разброса.

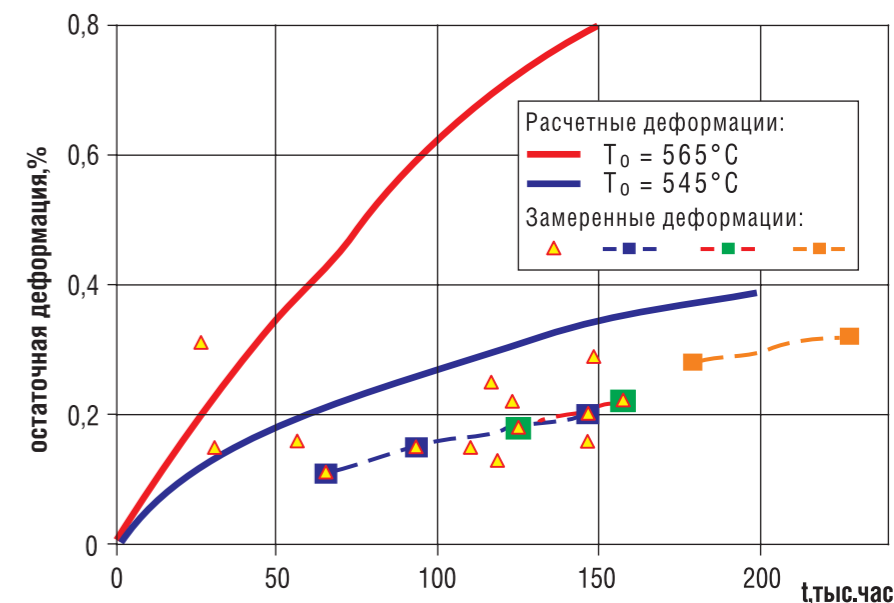
Согласно СО 153-34.1-17.421-03, допустимая величина накопленной деформации ползучести 1,0% при ресурсе 250 тыс. часов для стали марки Р2М. Видно, что деформации на поверхностях осевых каналов РСД этой конструкции намного меньше допустимого значения.

Полученные результаты измерения диаметра могут быть использованы в качестве базовых для

определения скорости ползучести стали и значения остаточных деформаций при дальнейшей эксплуатации.

Для обеспечения плотности фланцевого соединения покоробленных корпусов

РИСУНОК 8. Расчетные и замеренные остаточные деформации на расточках РСД турбин типа К-300-240 ЛМЗ в процессе эксплуатации



специалисты лаборатории выполняют работы по определению минимального объема шабровочных работ на поверхностях разъемов и гарантированной затяжке шпилек.

На рисунке 9 приведены схема и результаты замеров зазоров по горизонтальному разъему корпуса ЦВД турбины типа К-200-130 ЛМЗ после наработки 256 тыс. часов (639 пусков), при температуре свежего пара  $T_0 = 560 \div 545^{\circ}\text{C}$ .

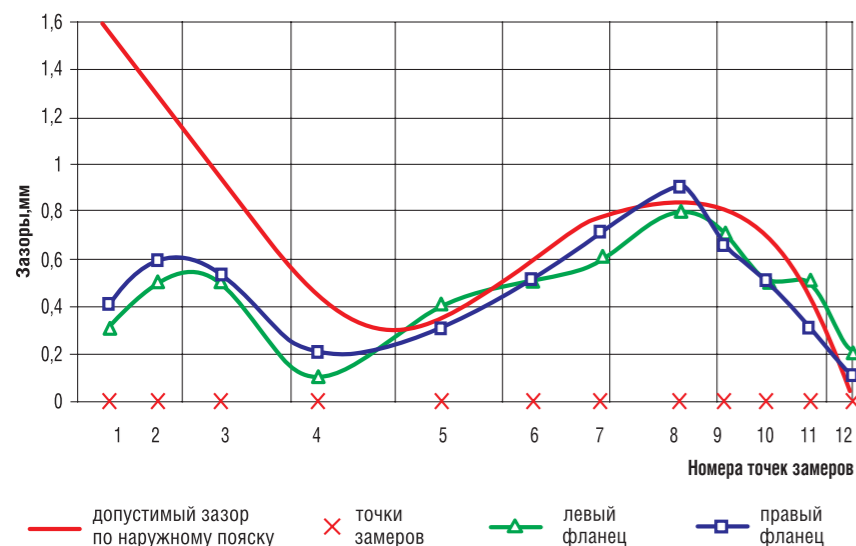
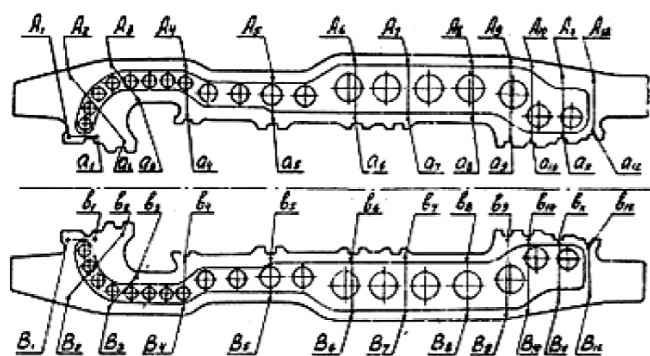
Замеры выполняются при свободном наложении крышки на нижнюю половину. Из рисунка видно, что кривые, построенные по результатам замеров зазоров по наружному пояску, лежат ниже кривой допустимых зазоров по РТМ 108.021.55-77. Незначительное превышение в точках замеров «5» и «8» допустимо. Замеры зазоров также показали, что разница по замерам зазоров по внутреннему и наружному пояскам не превышает 0,25 мм при допустимом значении 0,5 мм.

Контроль напряжений при затяжке шпилек обеспечивается с помощью специального прибора ПКН, разработанного ЦКТИ.

Для корпусов турбин, где имеет место значительная релаксация напряжений в шпильках и происходит пропаривание, рекомендуется использовать разработанную ЦКТИ, ЛМЗ и ЛЭР систему охлаждения шпилек.

Специалисты лаборатории на станциях решают текущие вопросы

РИСУНОК 9. Оценка возможности закрытия фланцев горизонтального разъема ЦВД турбины типа К-200-130 ЛМЗ без шабрения по результатам замеров зазоров



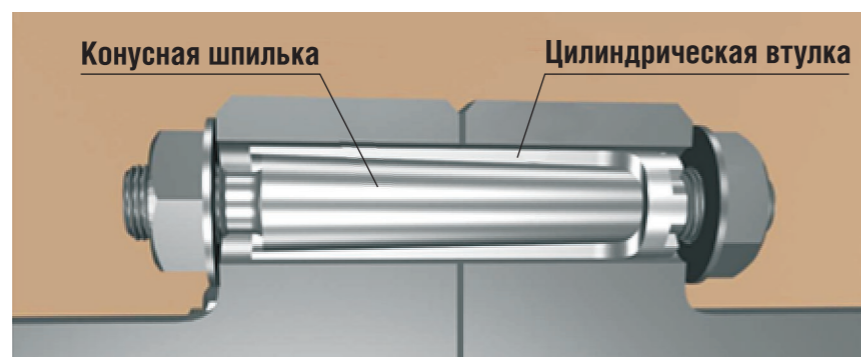
по ремонту и модернизации существующих деталей турбинного оборудования с целью устранения причин их повреждений и повышения надежности работы.

В частности, широкое распространение получило легкоъемное соединение полумуфт роторов с гарантированным радиальным натягом взамен призонных штатных болтов, которое упрощает сборку и разборку соединения и обеспечивает повторяемость сборок и обладает повышенным запасом прочности к динамическим нагрузкам. Эскиз соединения приведен на рисунке 10.

Соединение может использоваться в энергетическом, общем и химическом машиностроении и предназначается для стягивания и жесткой фиксации фланцев полумуфт, корпусов и сосудов, подлежащих периодической разборке, и, в частности, роторов турбомашин. Соединение защищено патентом России № 1833485.

Монтаж и демонтаж соединения осуществляется с гарантированным зазором по призонной части. Использование соединения вместо традиционных призонных болтов исключает возникновение задиров на болтах и в отверстиях, и поэтому отпадает необходимость в райберовке отверстий. Соединение обеспечивает

РИСУНОК 10. Эскиз легкоъемного соединения



повторяемость сборки роторов и стабильность их соосности в процессе эксплуатации, повышает жесткость соединения роторов, улучшает вибрационное состояние валопровода.

Объем апробации и внедрения легкоъемного соединения: 14 турбин в России и за рубежом. Срок наработки 12÷15 лет.

При проведении технического диагностирования основных элементов турбин после длительной эксплуатации, иногда превышающей парковый ресурс в 1,5–2 раза, часто обнаруживаются дефекты и/или отклонения от требований нормативной документации.

Возможность, сроки и условия эксплуатации турбин с такими дефектами требует обоснования, которое проводится с учетом данных о текущем техническом состоянии оборудования и прогнозирования его поведения на основании расчетов и анализа за весь срок эксплуатации.

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

Например, при обследовании турбины типа К-200-130 ЛМЗ после 268 тыс. часов эксплуатации при 352 пусках на наружной поверхности корпуса стопорного клапана ЦВД были обнаружены трещины. Клапан изготовлен из стали 15Х1М1ФЛ. Были выполнены выборки и засверловки (см. рисунок 11).

На рисунке 12 показаны результаты расчетов напряжений в корпусе клапана при

РИСУНОК 11. Турбина типа К-200-130. Клапан стопорный ЦВД. Место выборки после проведения всех работ



Место сверления Ø 18 мм глубина 2,0 мм      Место сверления Ø 18 мм глубина 8,46 мм

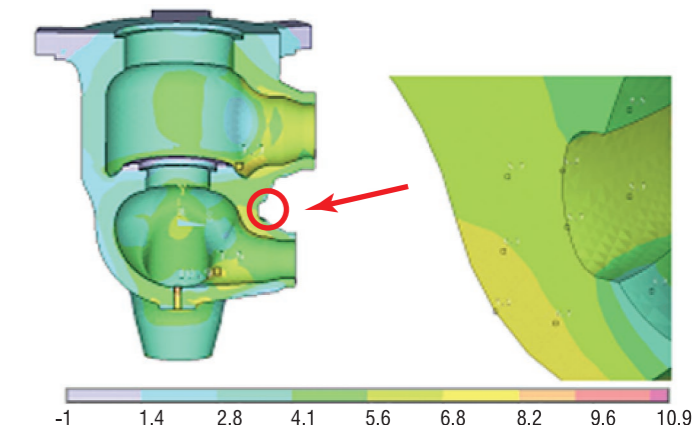
установившейся ползучести через 298 тыс. часов. Проведенные расчеты показали, что дальнейшая эксплуатация клапана допускается без заварки выборки до следующего обследования через 30 тыс. часов, т.к. напряжения в зоне выборки не превосходят 8 кгс/мм<sup>2</sup>, что соответствует запасу по длительной прочности  $n_{д.п} = 1,8 > [1,5]$  – выше нормативного значения согласно ОСТ 108.020.132-85.

В зоне паровпуска на стенке корпусов ЦВД часто наблюдаются дефекты в виде трещин. Иногда трещины появляются на фланцевом разъеме нижней половины цилиндра и распространяются до отверстий для крепления шпилек.

Например, на фланце корпуса из стали 20ХМФЛ турбины К-50-90 ЛМЗ после наработки 214 тыс. часов при 2268 пусках была обнаружена трещина протяженностью 320 мм, проходящая от паза под установку сопловой коробки до шпильчного отверстия шпильки М120 по всей его высоте, трещина также захватывает витки резьбы отверстия (см. рисунок 13).

Такой дефект подлежит выборке и заварке. Для уменьшения объема сварочных работ и работы по восстановлению резьбы было рекомендовано оставить трещину в резьбе, а сторону трещины, обращенную к выборке, блокировать половиной стальной трубки Ø20 мм, толщиной 3÷4 мм. Выпуклая часть трубки должна быть обращена в сторону выборки. Трубка приваривается по всей протяженности трещины (320 мм).

РИСУНОК 12. Напряжения в стенке корпуса СК ЦВД на номинальном режиме при t = 298 тыс. часов (интенсивность, кгс/мм<sup>2</sup>)



Таким образом, полость образованная половиной трубки и дном выборки, будет служить деконцентратором напряжений, возникающих на краю невыбранной трещины. Эскиз выборки приведен на рисунке 13. Все сварочные работы проводятся согласно РД 108.021.112-88.

Для модернизируемого и вновь проектируемого оборудования выполняются расчеты на стадиях разработки технического предложения и эскизного проектирования с целью получения необходимых данных для решения вопроса о принципиальной возможности создания установки, отвечающей заданным техническим характеристикам и выбора оптимальных основных размеров и материалов для изготовления.

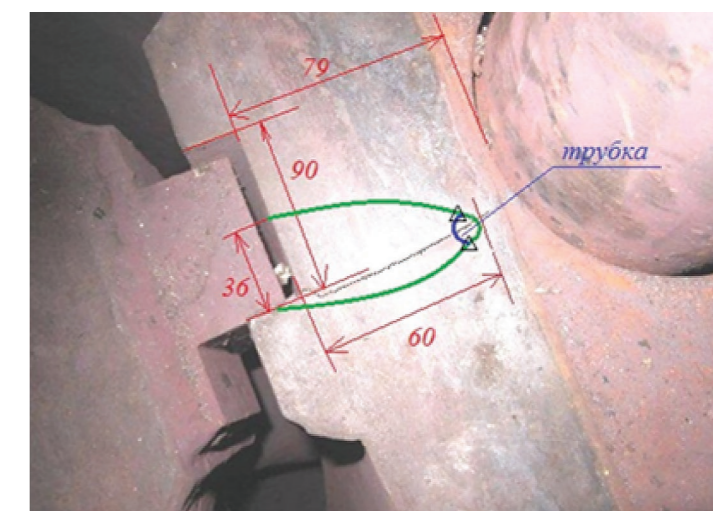
На стадиях технического проекта и разработки рабочей документации выполняются

расчеты с целью окончательного выбора размеров и материалов и определения запасов прочности. При необходимости, выполняются расчеты на устойчивость. Для конструкций, установленных вне помещений, учитываются ветровые и снеговые нагрузки.

Например, для воздухозаборного тракта турбины ГТУ-20С кроме стандартных расчетов прочности, были выполнены расчеты с учетом ветровой нагрузки согласно ГОСТ Р 51273-99. Рассматривались два варианта – фронтальный ветер и боковой ветер. На рисунке 14 показана расчетная схема ВЗУ.

Расчеты показали, что максимальные раскрывающие усилия в болтовых соединениях крепления опор ВЗУ к фундаменту возникают при фронтальном ветре и вызывают (в пересчете на площадь болта – Ст.15Х – самой нагруженной опоры) напряжения

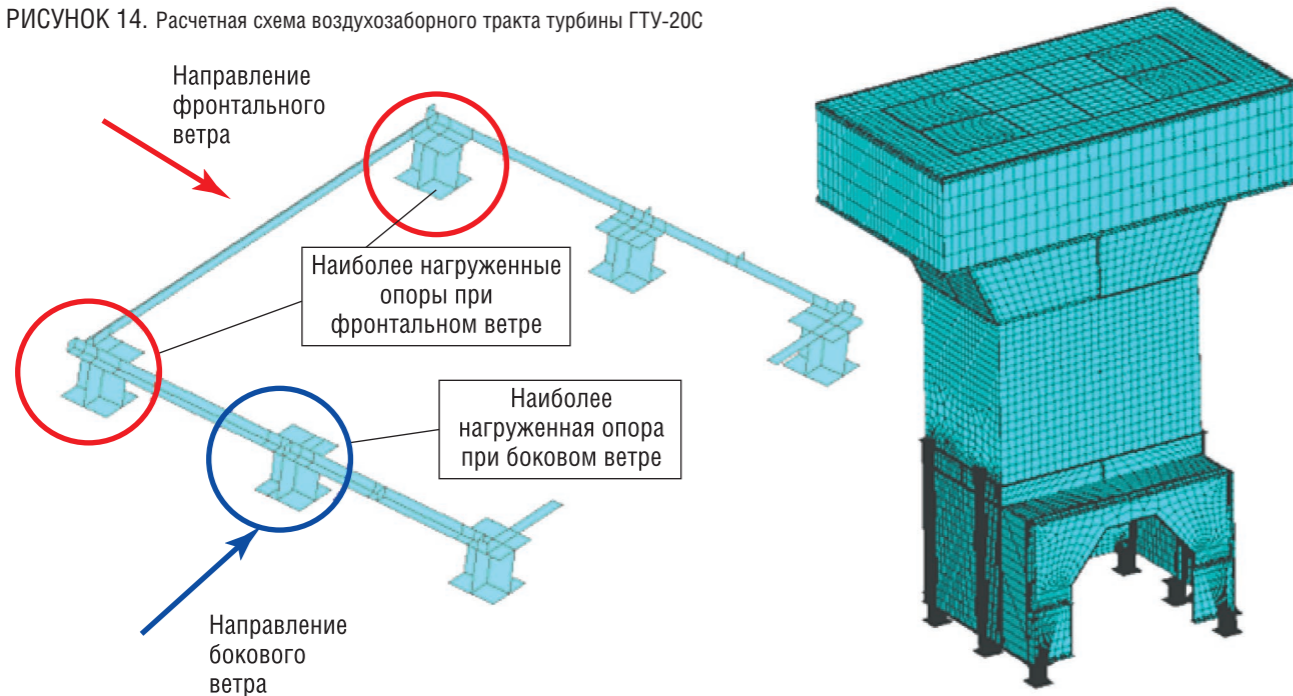
РИСУНОК 13. Турбина типа К-50-90-3. Эскиз выборки трещины в корпусе ЦВД



выборка  
△ приварка трубки по всей высоте



РИСУНОК 14. Расчетная схема воздухозаборного тракта турбины ГТУ-20С



$\sigma_{раскр} = 10,8 \text{ кгс/мм}^2$ , которые соответствует запасу по пределу текучести  $n_{0,2} = 2,4 > [2,0]$  – выше нормативного значения [3].

В связи с ужесточением требований к обеспечению надежности конструкций при сейсмическом воздействии необходимо выполнять расчеты прочности при заданных спектрах ответа, особенно для конструкций, расположенные в сейсмоопасных районах (Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций НП-031-01).

На рисунке 15 представлены распределения суммарных перемещений в системе питания мембранных сервомоторов обратных клапанов турбоустановки типа К-800-130/3000 от действия нагрузок на патрубки от присоединенных трубопроводов от сейсмического воздействия уровня «проектное землетрясение» (ПЗ).

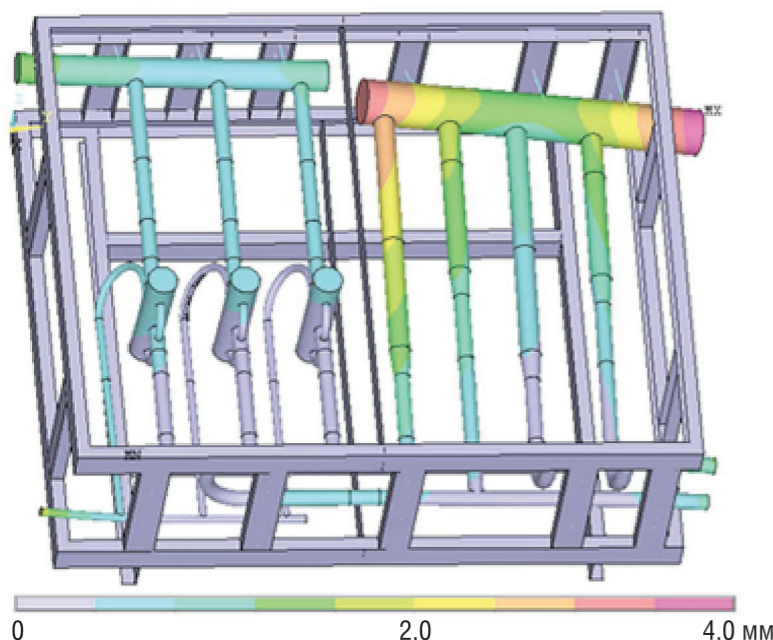
**Использование современных методов расчета, накопленный опыт по обследованию и продлению ресурса турбинного**

**оборудования позволяют сотрудникам лаборатории прочности турбин выполнять обоснованные оценки прочности и остаточного ресурса оборудования и гарантировать надежную и безопасную работу.**

**Литература**

1. ГОСТ 28775-90. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия.
2. ГОСТ 26948-86 Турбины паровые стационарные для привода электрических генераторов на тепловых и атомных электростанциях. Общие технические требования.
3. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. Энергоатомиздат.
4. РД ЭО 0630-2005. Методические указания по контролю металла с целью продления срока эксплуатации турбин АЭС сверх назначенного срока. Изд. ФГУП Концерна «Росэнергоатом».
5. СО 153-34.17.440-2003. Инструкция по продлению срока эксплуатации паровых турбин сверх паркового ресурса. М., Изд. ВТИ.
6. ОСТ 108.021.07-84. Турбины паровые стационарные. Нормы расчета на прочность хвостовых соединений рабочих лопаток. Л., Изд. НПО ЦКТИ.
7. РТМ 108.020.14-82. Турбины газовые стационарные. Нормы статической и термодинамической прочности рабочих и направляющих лопаток. Изд. НПО ЦКТИ.
8. РТМ 108.022.106-86. Установки газотурбинные. Расчеты на прочность дисков и роторов. Изд. НПО ЦКТИ.
9. Левченко А.И., Расчет прочности и ресурса ротора турбины высокого давления ГТУ ГТ-750-6. Сб. «Труды ЦКТИ», вып. 295, 2006.
10. Гаврилов С.Н., Георгиевская Е.В. и др. Экспертиза промышленной безопасности и продление срока службы основных деталей турбин. Ж. «Берг-коллегия», № 12, 2008.
11. Гаврилов С.Н., Георгиевская Е.В., Левченко А.И., Федорова Л.В. Опыт продления ресурса паровых турбин при сверхдлительных сроках эксплуатации. Ж. НРЭ № 8, 2012.

РИСУНОК 15. Распределение суммарных перемещений в системе питания сервомоторов от действия нагрузок на патрубки при сейсмическом воздействии уровня ПЗ



# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

4–6 марта

**Russia Power 2014**

Москва  
Экспоцентр

5 марта

II Международная Конференция

«Газохимическая промышленность СНГ»

Москва

20–21 марта

II Форум-Выставка

«Собственная генерация на предприятии: ставка на энергоэффективность, бесперебойность и снижение затрат»

Москва, ВВЦ, павильон «Электрификация» (№ 55)

МАРТ

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

18–20 марта

4-ая международная конференция

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

Москва, Гранд отель

27–28 марта

IV Международная конференция

«Нефть и газ Восточной Сибири и Дальнего Востока»

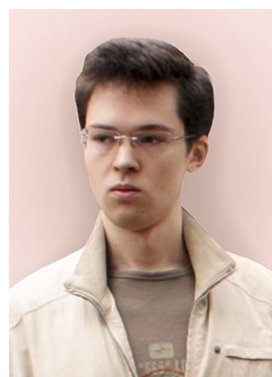
Москва

# ОПТИМИЗАЦИЯ ВЕРТИКАЛЬНО-ОСЕВЫХ ВЕТРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК МОДУЛЬНОГО ТИПА

В автономных системах гарантированного электроснабжения на возобновляемых источниках энергии особые требования по надежности и эффективности предъявляются к ветроэнергетическим первичным источникам энергии, в качестве которых могут применяться как горизонтально-осевые, так и вертикально-осевые установки. Вопросы проектирования, разработки и эксплуатации горизонтально-осевых установок хорошо представлены в отечественной литературе и они наиболее полно преобразованы на отечественном и зарубежных рынках. Их преимущества и эффективность по коэффициенту преобразования энергии ветра, практически приближающемуся к теоретическому значению  $\xi = 0,593$  неоспоримы. Вместе с тем они имеют и существенные недостатки, такие как потеря выработки энергии при переориентации на ветер, наличие устройства передачи энергии с горизонтального расположенного генератора на вертикальную мачту и незащищенность лопастей от поломки при шквальных ветрах. Каковы особенности конструкции вертикально-осевой ветротурбинной установки модульного типа, как оптимизированы ее геометрические параметры оптимизация и как они влияют на вырабатываемую ею мощность?



**Грибов С.В.,**  
в.н.с., к.т.н.,  
член-корр.РИА



**Павлихин Д.С.,**  
инж. НИМК ЦАГИ

Наиболее известными и простыми по исполнению являются ветроустановки Савониуса. Они могут иметь различные модификации исполнения. Наиболее интересными, с нашей точки зрения, являются вертикально-осевые ветроустановки турбинного типа с направляющим аппаратом и лопатками, ветроколеса, имеющими форму дужки. Такие установки разрабатываются и выпускаются рядом отечественных [2, 3] и зарубежных предприятий [4].

На рисунках 1а и 1б представлены конструкция и внешняя характеристика турбинной установки, выпускаемой фирмой Gual Industrie [4].

Анализ коэффициента преобразования энергии ветра, показывает, что его значение не превышает  $\xi = 0,12$ . Поэтому представляет интерес возможность его увеличения, как за счет оптимизации его параметров – определению оптимального значения числа лопаток ветроколеса, их геометрии, углов их установки, размерам направляющего аппарата, его геометрии и углам установки. В связи с этим в аэродинамической трубе НИМК ЦАГИ были проведены экспериментальные исследования такой ветроустановки, проведено математическое моделирование упрощенной

модели ветроустановки с плоскими лопатками [5] и проведено им цифровое моделирование в среде Flow vision.

На рисунке 2 представлена конструкция исследуемой ветротурбинной установки (ТВЭУ), имеющей двухярусную конструкцию. В верхнем ярусе расположено ветроколесо, к валу которого крепятся с помощью траверс лопатки дугообразной формы. Вал ветроколеса имеет двухточечное крепление в подшипниках статора, на боковой поверхности которого находятся дугообразные лопатки направляющего аппарата. Нижний конец вала ветроколеса соединяется с магнитоэлектрическим тихоходным генератором ВГБЖ-08 [6], расположенном в нижнем ярусе конструкции ветротурбинного модуля.

Аэродинамические характеристики ТВЭУ – коэффициент использования энергии ветра –  $\xi$  или  $C_p$  и быстроходность  $Z$  определяются формулами

$$\xi = C_p = 2N / (\rho \eta S_{BT} V^3) = 2N / (2\rho \eta R H V^3) = N / (\rho \eta R H V^3),$$

где  $N$  – мощность ТВЭУ,  
 $V$  – скорость воздушного потока, м/с,  
 $\eta$  – КПД генератора;

РИСУНОК 1а. Конструкция ветротурбинной установки модульного типа



$\rho = 1,225 \text{ кг/м}^3$  – удельная плотность воздуха при  $t = 18^\circ\text{C}$ ;  
 $S_{BT}$  – площадь максимального сечения ротора,  $\text{м}^2$ .  
 $R$  – радиус ротора, м;  
 $H$  – высота ротора, м.

Быстроходность ТВЭУ  $Z$  определяется выражением

$$Z = \omega R / V,$$

где  $n$  – частота вращения ветроколеса, об/мин;  
 $\omega$  – угловая частота вращения ротора, рад/с.

Быстроходность показывает во сколько раз быстрее вращаются лопатки ротора относительно скорости воздушного потока.

Между коэффициентом использования энергии ветра  $\xi$ , быстроходностью  $Z$  и

РИСУНОК 2. Конструкция исследуемой ветротурбинной установки модульного типа

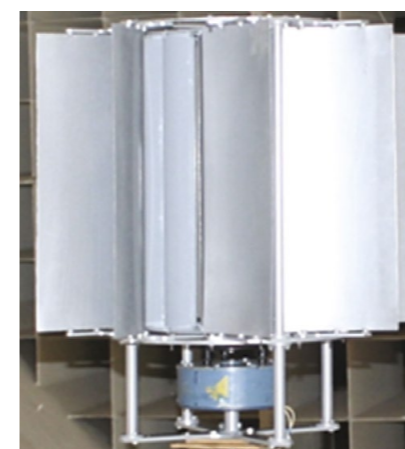
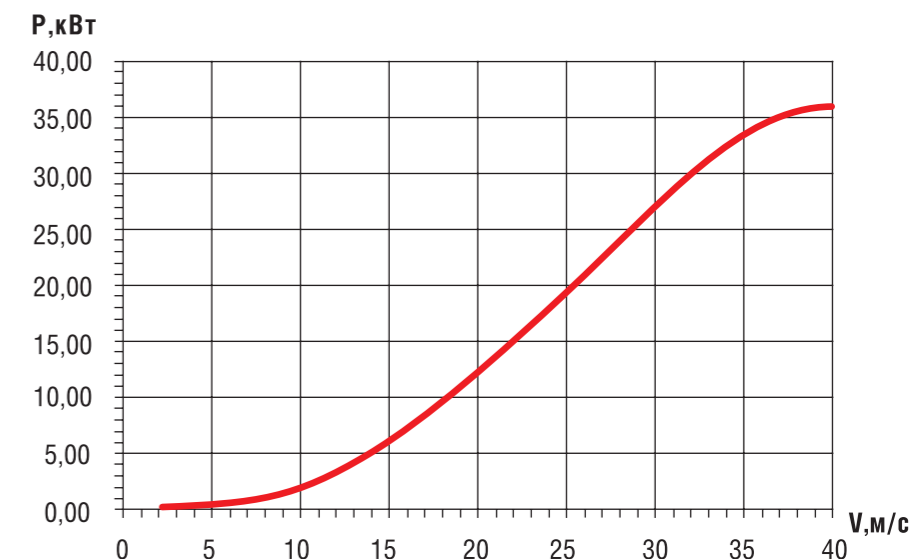


РИСУНОК 1б. Внешняя характеристика турбинной установки [4]



относительным моментом  $M'$  существует соотношение

$$\xi = M' \cdot Z$$

Момент, развиваемый турбиной, определяется выражением

$$M = N / \omega = \frac{30N}{\pi n} = \frac{30\xi \rho \eta R H V^3}{\pi n}$$

Экспериментальная аэродинамическая характеристика такой турбины для различных значений углов установки лопаток ротора, полученная в аэродинамической трубе, представлена на рисунке 3.

При проведении цифрового моделирования на основе решений уравнений Навье-Стокса

РИСУНОК 3. Зависимость коэффициента использования энергии ветра  $\xi$  от быстроходности  $Z$

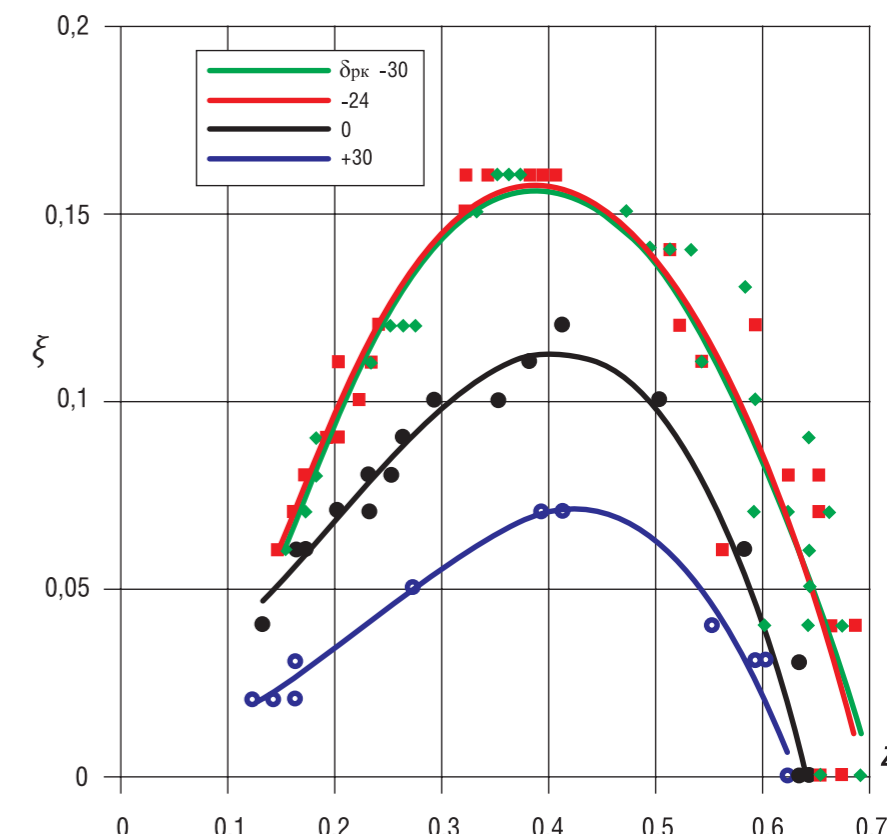


РИСУНОК 4а. Модель ротора ТВЭУ



РИСУНОК 4б. Расчетная сетка модели ротора ТВЭУ

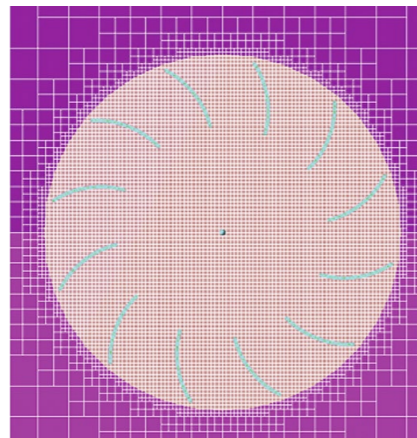


РИСУНОК 5. Обтекание лопаток неподвижного ротора в плоском сечении

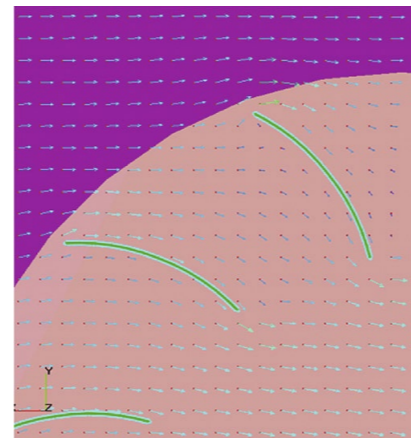
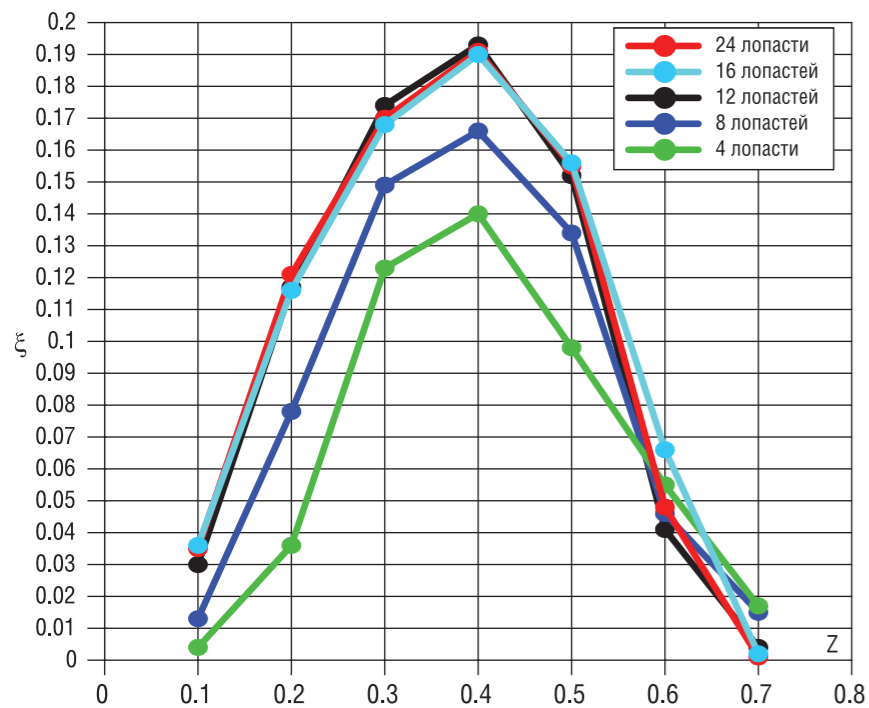


РИСУНОК 6. Аэродинамические характеристики ТВЭУ для различного числа лопаток ротора



использования энергии воздушного потока от числа лопаток ротора.

В данном эксперименте геометрия лопаток и углы их установки сохранялись неизменными для всех вариантов. Было установлено, что увеличение числа лопаток с 12 до 16-24 оказывает очень малое влияние на характеристики турбины. Снижение числа лопаток до 4-8 незначительно повышает частоту вращения ротора ТВЭУ.

Были проведены исследования и по определению влияния углов установки лопаток на пусковой момент ротора ТВЭУ (рисунки 8).

Большое влияние на характеристики ТВЭУ оказывает направляющий аппарат, его размеры, его геометрия и углы установки лопаток. На рисунке 9 представлены зависимости влияния относительных размеров

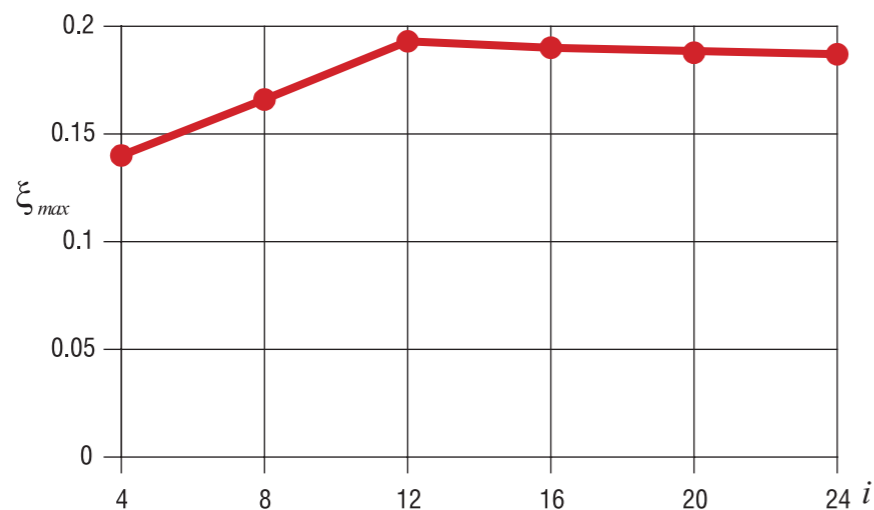
были разработаны цифровые модели ТВЭУ. На рисунках 4а и 4б представлены объемная конструкция ротора ТВЭУ и расчетная сетка модели ротора ТВЭУ.

На рисунке 5 стрелками показано обтекание лопаток неподвижного ротора ТВЭУ воздушным потоком.

На рисунке 6 представлены аэродинамические характеристики ТВЭУ для различного числа лопаток ротора, полученные в результате её цифрового моделирования.

На рисунке 7 представлен график зависимости максимального значения коэффициента

РИСУНОК 7. Влияние числа лопаток ротора ТВЭУ на  $\xi_{max}$



к диаметру ротора ТВЭУ к диаметру направляющего аппарата для различного числа лопаток ротора ТВЭУ на относительный пусковой момент, развиваемый ротором ТВЭУ. Выяснено, что оптимальный размер диаметра направляющего аппарата не должен превышать диаметр ротора в 2...2,25 раза.

### Выводы

На основании проведенных экспериментальных исследований модели ТВЭУ и её цифрового моделирования установлено что наличие проточной части повышает эффективность данной установки. Качественно определены основные характеристики турбины и сужен диапазон поиска оптимальных углов установки лопаток для натурных испытаний, получены оптимальные значения её размеров.

- Оптимальное количество числа лопаток ротора ТВЭУ составляет  $i = 12$ .

РИСУНОК 8. Зависимость относительного пускового момента

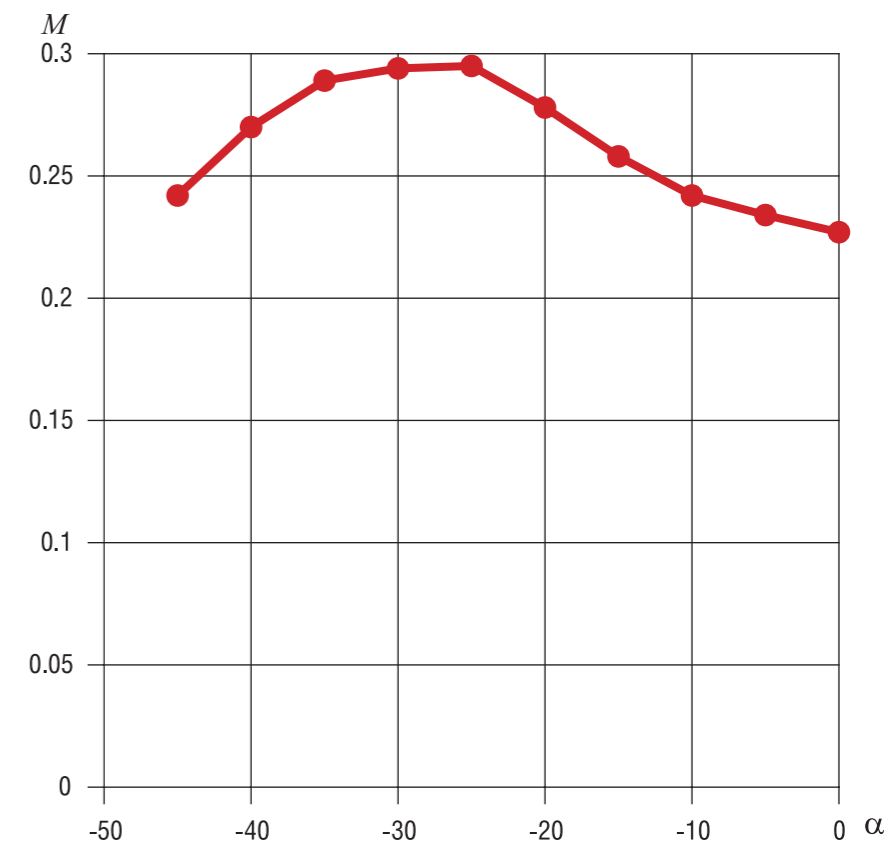
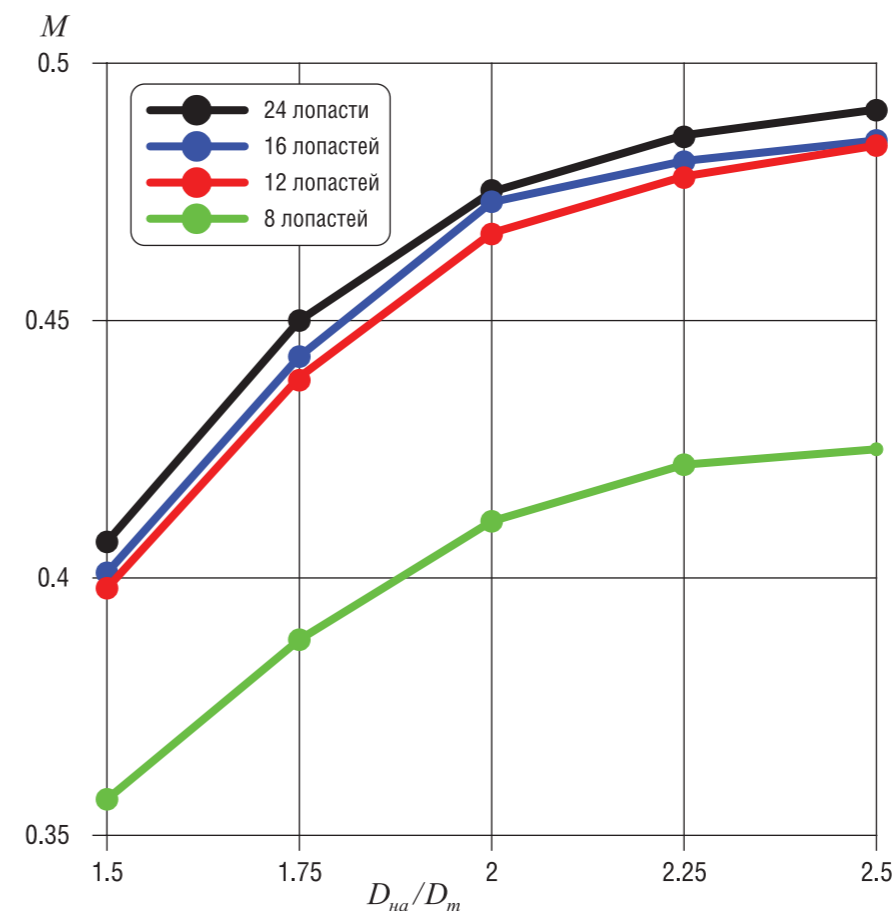


РИСУНОК 9. Влияние диаметра направляющего аппарата на пусковой момент при оптимальных углах установки лопаток направляющего аппарата ( $\beta = 25^\circ$ ) и лопаток ротора ( $\alpha = -30^\circ$ )



- Оптимальные углы установки лопаток ротора ТВЭУ лежат в районе  $\alpha = -30^\circ$ .
- Оптимальное соотношение диаметра направляющего аппарата и диаметра ротора ТВЭУ равно 2...2,25.
- Оптимальное значение углов установки лопаток направляющего аппарата равно  $\beta = 25^\circ$ .
- Максимальные значения коэффициента преобразования энергии ветра в результате проведенных исследований лежат в районе 0,2.

### Литература

1. Фатеев Е.М. Ветроэнергетика и ветроустановки. М.: Сельхозгиз, 1948, 545 с.
2. Многомодульные ветроэнергетические установки в системах гарантированного электроснабжения. Грибков С.В., Юдаев И.В., Ракитов С.А., «Техника в сельском хозяйстве», № 2 2012, с. 26–29.
3. Ветроэнергетическая установка. Патент России на изобретение. № 2184872, 2002. Кончаков Е.И., Троицкий А.С., Фершалов Ю.Я.
4. <http://www.gual-statoeolien.com/English/defaultang.html>
5. Оптимизация использования энергии ветра для вертикально-осевой турбины с плоскими лопатками. Грибков С.В., Перегудов В.Н., «Малая энергетика», №1–2 2012, с. 53–58.

# ТОЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ СООТНОШЕНИЯ ТОПЛИВО-ВОЗДУХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛОВ



**Ильяс Загретдинов,**  
Первый вице-президент,  
Технический директор



**Валерий Тропин,**  
Директор по инновационной  
деятельности,  
ОАО «Группа Е4»

Долгие годы проводимая государственная политика «дешевых» энергоносителей привела к тому, что основная масса эксплуатируемых котлов на ТЭС и промышленных котельных регулируется старыми энергозатратными методами. Сегодня большой практический интерес представляют малозатратные, быстрокупаемые ресурсо- и энергосберегающие мероприятия и технологии, позволяющие существенно снизить потребление топлива и электроэнергии. Мировой опыт показывает, что эффективным способом экономии топлива на котлах является повышение точности регулирования соотношения топливо-воздух, а электроэнергии – применение на насосах и тягодутьевых машинах технологии частотно-регулируемого электропривода, поскольку ими потребляется более 65% вырабатываемой в мире электроэнергии /1–4/.

Котлы проектировались более 30–50 лет назад и в основном оснащены медленно-действующими магнитными кислородомерами и тягодутьевыми машинами (ТДМ) с дроссельным способом регулирования производительности. Испытания котлов Троицкой ГРЭС, Рефтинской ГРЭС, Челябинской ТЭЦ-3, Сургутской ГРЭС-2,

Набережно-челнинской ТЭЦ показали, что резерв в экономии топлива, связанный с повышением точности регулирования избытка воздуха в топке составляет 0,3–1,5%.

Регулирование производительности механизмов собственных нужд осуществляется, как правило, дросселированием рабочей среды (воды, воздуха, газов) механическими устройствами (клапанами, шиберами, направляющими аппаратами). В случае широкого диапазона изменения производительности, такой способ регулирования при постоянной частоте вращения асинхронных двигателей переменного тока, понижает к.п.д. технологического процесса и сопровождается перерасходом энергии на 40–60%. Переход на частотное регулирование электродвигателей переменного тока является эффективным средством энергоресурсосбережения, повышения надежности и безопасности, эксплуатации оборудования собственных нужд при техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, а также новом строительстве. Применение преобразователей частоты необходимо, в первую очередь, на питательных насосах и тягодутьевых механизмах

(ТДМ), сетевых и подпиточных насосах. По данным /2/, оснащение указанных механизмов частотно-регулируемым приводом (ЧРП) позволит получить экономию на энергообъектах отрасли до 3,6–3,9 млрд. кВт·ч/год, что эквивалентно годовой выработке электроэнергии четырех энергоблоков мощностью 200 МВт.

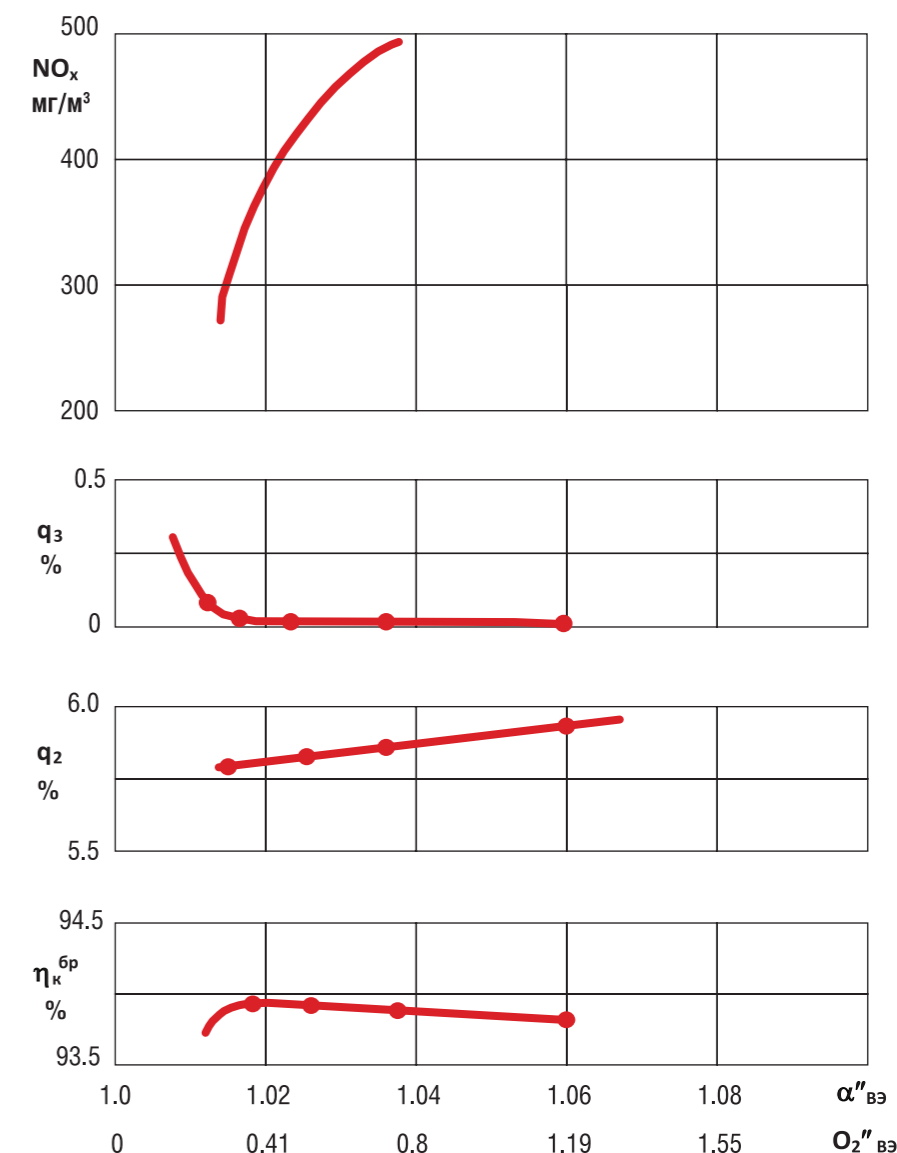
## Особенности энергетических котлов как объекта регулирования

Протекающие в топке физико-химические процессы характеризуются большой сложностью, быстротечностью, недостаточной изученностью, предельно высокими температурами. Время пребывания топлива и воздуха в топке не превышает 1,0–2,5 с. Оператор котла физически не способен контролировать и управлять столь быстротечным процессом. Для обеспечения эффективной работы котла с максимальной тепловой эффективностью, независимо от вида сжигаемого топлива и размеров топки, необходимо в темпе процесса контролировать текущее соотношение топливо-воздух в горелках с целью поддержания избытка воздуха в топке ( $\alpha''_m$ ) на оптимальном значении.

Повышенный расход топлива и энергии на котлах обусловлен:

- нестабильностью зависимости потерь тепла с химическим ( $q_3$ ) и механическим недожогом ( $q_4$ ) и КПД котла ( $\eta_{кбр}$ ) от  $\alpha''_m$ , т. к. на их характер и оптимальное значение  $\alpha''_{m,опт}$  существенно влияют неконтролируемые колебания качественного состава топлива (С/Н), его реакционных свойств (скорости горения), колебания температуры атмосферного воздуха, нагрузки котла, присосов, состояния горелок;
- большой неравномерностью в распределении топлива и воздуха по горелкам;
- неравномерностью и нестабильностью полей газового состава и, как следствие, низкой представительностью отбираемой на анализ пробы дымовых газов;
- использованием режимных карт с завышенной подачей воздуха, что приводит к повышенным

РИС. 1. Зависимость  $NO_x$ ,  $q_3$ ,  $q_2$  и  $\eta_{кбр}$  от избытка воздуха котла ТГМП-204 ХЛ



- потерям тепла с уходящими газами ( $q_2$ ) и перерасходу электроэнергии на тягу и дутьё;
- несовершенством применяемых средств контроля и регулирования избытка воздуха в топке и схем авторегулирования (контроль за правильностью соотношения топливо-воздух ведется зачастую по косвенным параметрам: давлению газа и воздуха перед горелкой, цвету пламени, температуре газа, не учитывающих неконтролируемых колебаний качества топлива, колебания температуры атмосферного воздуха. Например, сезонное понижение температуры наружного воздуха на 22°C приводит в увеличению избытка воздуха в топке котла на 10%);
- установленные на котлах ТДМ выбраны с большим запасом

по производительности и напору, регулирование производительности осуществляется энергозатратным дроссельным способом (направляющими аппаратами), что приводит в перерасходу электроэнергии на 20–60%.

Чтобы свести к минимуму потери тепла с дымовыми газами, которые на котлах могут достигать 30%, следует свести к минимуму величину избытка воздуха в топке. Уменьшение величины избытка воздуха на 15% (на 1,3 об.%  $O_2$ ) повышает КПД котла на 1% /1/. Максимальный КПД котла и оптимальный избыток  $\alpha''_{m,опт}$  имеют место при таком расходе воздуха на горение, при котором микроконцентрации продуктов химнедожога ( $CO$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_nH_m$ ) в дымовых газах начинает

увеличиваться до значений  $CO \approx 100-350 \text{ ppm}$ , т.е. в точке перегиба кривой  $q_3=f(\alpha''_m)$ .

В качестве прямых показателей эффективности сжигания топлива сегодня общепринята концентрация в дымовых газах свободного кислорода ( $O_2$ ) и монооксида углерода (CO).

Важное значение имеет задача обеспечения необходимой представительности измерения в контролируемых сечениях средних и локальных концентраций  $O_2$ , CO, NOX. Причем приоритетное значение имеют локальные значения. При пороговой точности измерения по  $O_2$  0,01–0,02 % об., ошибка измерения, обусловленная неравномерностью полей газового состава в сечении газохода, как показывает практика может достигать 200–400%.

Для оценки неравномерности полей газового состава, определения минимального числа и точек контроля состава дымовых газов на каждом котле необходимо исследовать поля газового состава. У каждого котла аэродинамика газовых потоков индивидуальна, с изменением нагрузки и вида топлива она меняется. На характер полей существенно влияют неравномерность распределения топлива и воздуха по горелкам, схема и интенсивность крутки потоков топлива и воздуха в горелках. В ядре факела наблюдаются более высокие температуры и скорости течения химических реакций. Поэтому для центральной части топки характерны пониженная концентрация кислорода и повышенные концентрации продуктов химнедожога. Пристенные области обычно обогащены присосами воздуха.

В качестве примера можно рассмотреть поля газового состава по  $O_2$  и CO в сечении газохода котла ТГМ-84Б ст. №4 Набережночелнинской ТЭЦ при работе на газе. Минимальная концентрация кислорода и максимальные концентрации продуктов химнедожога наблюдаются на расстоянии 3–4 метров от наружной стенки. В этих условиях зондовые датчики на  $O_2$ , углублённые в газоход на 1,0–1,2 м, дают завышенные показания на 0,8–1,5 % об.  $O_2$ . С изменением нагрузки и вида топлива характер

полей изменяется. Поэтому для определения оптимального числа и мест точек контроля на каждом котле необходимо располагать экспериментальными данными по полю газового состава. В частности, в ходе испытаний при работе котла ТГМ-84Б на газе и мазуте в штатных режимах были зафиксированы дополнительные потери тепла и топлива, достигающие 0,3–2,5%, а потенциал энергосбережения от повышения точности регулирования  $\alpha''_m$  составляет ~7 млн. руб./год.

### Средства оперативного контроля за эффективностью процесса горения

Появление на мировом рынке в шестидесятых годах прошлого века малоинерционных кислородных сенсоров на основе твердого электролита из стабилизированного диоксида циркония фирмы Westinghouse произвело революцию в области теплотехники /4/. Твердотельные сенсоры обладают высокой устойчивостью к неблагоприятным факторам окружающей среды: температурам, агрессивным средам, высокой запыленности, механическим нагрузкам. Их отличает высокая селективность и однозначная аналитическая зависимость выходного сигнала (E, мВ) от  $O_2$  в диапазоне от  $10^{-25}$  до 100 % при температуре 600–1800°C, малая инерционность и высокая точность измерения, простота, малые габариты и длительный срок службы. Измерение производится непосредственно в среде дымовых газов. Поскольку измерительная ячейка всегда нагрета, наличие в дымовых газах водяных паров не приводит к их конденсации и загрязнению датчика. Уникальность свойств твёрдого электролита из стабилизированного диоксида циркония обусловила их высокую эффективность применения в энергетике. Они позволили включить в работу автоматику горения на всех котлах, независимо от мощности и вида используемого топлива /4/. Их применение дает экономию топлива до 1–5% на мощных котлах (в малой энергетике от 2,4 до 15%), снижение вредных выбросов

в атмосферу. Кислородные циркониевые сенсоры повсеместно устанавливаются на автомобильных двигателях ( $\lambda$ -датчики).

В результате сотрудничества с Институтом Высокотемпературной электрохимии УрО РАН отечественные электрохимические датчики на  $O_2$  потенциметрического типа успешно применяются в энергетике на котлах, работающих на природном газе, мазуте и твёрдом топливе. Более 15 лет кислородные сенсоры успешно эксплуатируются на котлах Троицкой ГРЭС, Челябинских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Аргаяшской ТЭЦ, Кировской ТЭЦ-5, Сызранской ТЭЦ-9, Яйвинской ГРЭС, Иркутской ТЭЦ-6 и др., на котлах промышленных котельных ОАО «КХП им. Григоровича», «Челябинский КХП №1», «МАКФЫ», «Равис – птицефабрика Сосновская» и др. Хорошо себя они зарекомендовали в системе контроля локальных значений избытка воздуха котла П-57 блока 500 МВт ст. №8 Троицкой ГРЭС, работающем на экибастузском угле /3/.

На газовом котле ТГМП-204ХЛ блока 800 МВт ст. №5 Сургутской ГРЭС-2, оснащённом электрохимическими датчиками  $O_2$ , по поручению НТС Минэнерго выполнены специальные балансировочные и динамические испытания. Включение регулятора с малоинерционными кислородными датчиками типа ЭХД-1 позволило уменьшить рабочий избыток воздуха в топке до  $\alpha''_{m,опт} = 1,018-1,02$  и обеспечить работу котла с  $\eta''_{гр} = 93,8-93,9\%$ . Потери тепла  $q_2$  снизились на 0,12–0,14%. Вредные выбросы NOX в атмосферу снизились с 500 до 350 мг/м<sup>3</sup>.

### Многофункциональные микросенсоры

Для массового применения твердотельных сенсоров для погорелочного регулирования соотношения топливо-воздух на котлах ТЭС, на котлах малой энергетики, вплоть до индивидуальных бытовых отопительных котлов, необходимо резко снизить цену анализаторов и расширить число контролируемых компонентов. Работы по созданию нового поколения многокомпонентных

микросенсоров для управления горением интенсивно ведутся в нескольких направлениях, а именно: усовершенствование традиционных потенциметрических сенсоров, разработка и применение амперометрических сенсоров, разработка и применение многофункциональных твердоэлектролитных сенсоров, миниатюризация сенсорных элементов.

Комбинируя в одном устройстве несколько твердоэлектролитных элементов, можно существенно расширить измерительные функции сенсора. Кроме того, единственный твердоэлектролитный элемент может выполнять одновременно несколько измерительных функций. Данные возможности удаётся в полной мере реализовать именно на твердоэлектролитных элементах. В этом сенсорном устройстве амперометрический элемент даёт сигнал, пропорциональный избытку или недостатку кислорода, потенциометрический сигнал несёт информацию о горючих компонентах, а сигнал термо-э.д.с., генерируемый неизотермическим твердоэлектролитным элементом, имеет разный знак в окислительных и восстановительных газовых смесях. Из-за малых размеров чувствительного элемента многофункциональные сенсоры превосходят традиционные датчики по устойчивости к термоударам. Конструкция чувствительного элемента позволяет использовать при его изготовлении групповые технологии микроэлектроники, что при больших масштабах производства обеспечивает низкую цену при высокой надёжности. Функциональные возможности сенсоров реализуются через аналитические методики, заложенные во вторичном цифровом преобразователе. Это обстоятельство снижает общую стоимость приборов и затраты на их эксплуатацию и одновременно делает данные приборы гораздо более гибким аналитическим инструментом. Наиболее перспективный путь для повышения функциональных возможностей сенсоров, при одновременном значительном снижении их стоимости – это миниатюризация чувствительных элементов.

Поскольку эти элементы могут быть реализованы в виде планарных структур на керамических подложках, то их групповое изготовление наиболее просто осуществить методом сеткографии. Этот метод обеспечивает точность геометрических размеров электродов до 10 мкм, что в данном случае вполне приемлемо. Наибольшие возможности для миниатюризации имеются в случае многофункциональных твердоэлектролитных сенсоров, позволяющих одновременно измерять  $O_2$ , CO, CO<sub>2</sub>, NOX и др. /5/.

### Частотно-регулируемый электропривод

К разряду стратегических задач в области научно-технического прогресса и энергосберегающей политики относится внедрение систем частотно-регулируемого электропривода на предприятиях энергетики, в промышленности и ЖКХ. Перспективным направлением, рационального использования электрической энергии является применение частотно-регулируемого привода на механизмах собственных нужд ТЭС (насосы, ПСУ, ТДМ, транспортеры, компрессоры, краны, транспортеры). Применение ЧРП обеспечивают одновременно: повышение надёжности и безопасности эксплуатации оборудования, двух-трёх кратное снижение расхода электроэнергии, повышения управляемости технологических процессов, переход на качественно новый уровень автоматизации. По данным института энергетики США в 87,3% случаев применение частотно-регулируемого электропривода обусловлено прежде всего необходимостью

повышения надёжности и автоматизации технологических процессов и только в 7,5% – чисто энергетической составляющей.

Обширный зарубежный опыт внедрения систем ЧРП показывает, что в первую очередь происходит упрощение технологической схемы объекта, надёжности и управляемость процессов. Необходимо также отметить, что асинхронный электродвигатель за год потребляет энергию, стоимость которой в 5–8 раз превышает стоимость самого двигателя. Сегодня срок окупаемости ЧРП составляет 0,6–1,5 года.

Благодаря возрастающей вычислительной мощности современных микропроцессоров, в преобразователях частоты (ПЧ) становятся базовыми такие функции, как автоматическая настройка, локальный и дистанционный мониторинг, новые более точные алгоритмы управления, идентификация двигателя, функции ПИД-регулирования.

Компактность ПЧ наряду с невысокой стоимостью приводят к массовой замене приводов постоянного тока системами ПЧ-АД, а также к появлению новых областей применения регулируемого электропривода как активного элемента АСУ ТП.

Современные преобразователи частоты обладают широким набором функций, которые наряду с регулированием скорости электродвигателя позволяют также передавать в систему автоматизацию верхнего уровня всю необходимую информацию о работе двигателя и приводного механизма, осуществлять



дистанционное управление и мониторинг. Это позволяет полностью контролировать работу регулируемого агрегата и, как следствие, оптимизировать производственный процесс в целом. Новые «интеллектуальные» силовые модули, усовершенствованные технологии теплоотвода, более компактные модули управления обуславливают компактность и высокую надежность современных преобразователей.

По инициативе «Группа Е4» в партнерстве со специалистами мирового технологического лидера VACON GROUP (г. Вааса, Финляндия) и НПО «ЭЛСИБ» для российского рынка разработана комплектная система частотно-регулируемого привода E4 VEDA ELSIB на основе преобразователей частоты серии VACON для управления высоковольтными асинхронными двигателями ЭЛСИБ на 6 и 10 кВ. Достоинствами данного решения является:

- специальная конструктивная разработка для применения в тяжелых условиях эксплуатации;
- полная адаптация преобразователей частоты для серийно выпускаемых электродвигателей производства ОАО НПО «ЭЛСИБ»;
- встроенные системы самодиагностики и защиты для работы в «слабых» электрических сетях;
- высокая устойчивость к броскам напряжения и провалам электропитания;

- возможность использования в условиях холодного климата;
- уникальные функциональные возможности (встроенные ПИД-регуляторы, системы самодиагностики, мониторинга);
- русскоязычная графическая панель управления;
- специальная конструкция преобразователей частоты с дополнительной обработкой плат для тяжелых условий эксплуатации и агрессивных сред;
- использование фильтров гармоник для обеспечения синусоидальности напряжения, подаваемого на обмотки двигателя;
- минимальные массогабаритные показатели;
- высокая надежность и большое число внедрений на ответственных механизмах электроэнергетики в Мосэнерго, Ленэнерго, Татэнерго, а также в ЛУКОЙЛ, Газпром, СИБУР, АПРОСА, Челябинских тепловых сетях, Курганводоканале и др.

Проработано комплексное техническое решение, которое позволяет:

- Существенно сократить сроки внедрения оборудования на объекте.
- Значительно снизить стоимость предлагаемого решения за счет оптимального подбора параметров и характеристик системы ЧРП – асинхронный двигатель – преобразователь

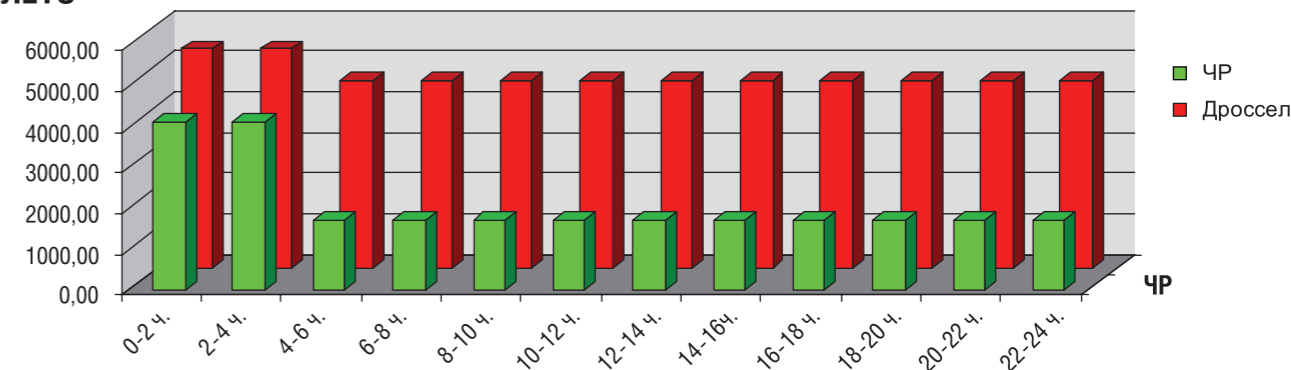
- частоты. Благодаря индивидуальному подходу снижение капитальных затрат составляет 15–25%. При сохранении КПД системы во всем диапазоне рабочих частот (5...60 Гц) составляет 94...96%.
- Оптимизировать и повысить управляемость технологического процесса, учитывая комплексный подход к реализации системы двигатель + система частотного регулирования.
- Снизить потребление электроэнергии на внедряемых объектах до 40%.
- Существенно повысить срок эксплуатации оборудования (насосы, ТДМ, ПСУ и т.п.) и снизить издержки на ремонт и его замену.
- Перейти на качественно новый уровень автоматизации технологического процесса и снижением затрат на общеплощадную АСУ ТП, в связи с передачей ряда функций управления (ПИД-регулирование, блокировки, защиты двигателя и насоса) во встроенный в ПЧ PLC.

На Набережночелнинской ТЭЦ, Казанской ТЭЦ-3, Нижнекамской ТЭЦ в результате оснащения ЧРП насосов тепловой сети и горячего водоснабжения расход электроэнергии на собственные нужды снизился на 30...40%, но главное – это существенное повысилась надежность работы тепловых сетей г. Набережные Челны, Нижнекамска и Казани и ответственной системы водоснабжения г. Набережные Челны.

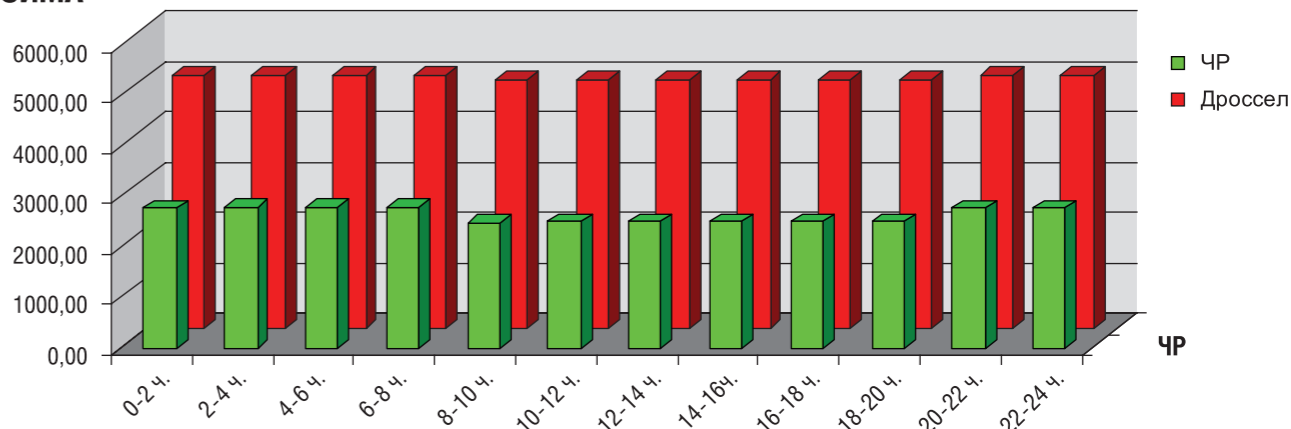
В Челябинской области на котельных объединения «Союзпищепром» создана демонстрационная площадка энергоэффективных технологий /6/. На всех котлах внедрена всережимная система точного регулирования горения на основе твердотельных электрохимических сенсоров, система частотно-регулируемого привода питательных насосов, ТДМ, обеспечивающая работу котлов с максимальным тепловым к.п.д. во всем диапазоне нагрузок, независимо от колебания нагрузки, температуры воздуха, состава и качества топлива. Экономия топлива составила 6...10%. На ОАО «Челябинский ХХП №1» введена в промышленную

РИС. 3. Потенциал энергосбережения ЧРП на питательном насосе ПЭ 380-185 Тюменской ТЭЦ-2. Экономия летом 51%, зимой 46%

ЛЕТО



ЗИМА



эксплуатацию система ЧРП на основе преобразователей Vacon NXS с автоматическим ПИД-регулированием кислорода и разрежения в топке, давления питательной воды в магистрали, системой непрерывной самодиагностики и интеллектуальными функциями защит. В автоматическом режиме система работает с момента пуска во всем диапазоне рабочих нагрузок. Расход электроэнергии на питательных насосах снизился 20...50%, на ТДМ на 40...80%.

Высокая эффективность применения преобразователей частоты получена на насосах подпитки тепловой сети МУП «Тепловые сети» г. Куса. Экономия электроэнергии составила более 50%. Встроенный в преобразователь ПИД-регулятор стабилизирует давление на оптимальном значении. Снижение среднесуточных колебаний давления в сети с 1,0 до 0,01 кг/см<sup>2</sup>. Потребление электроэнергии насосом подпитки теплосети снизилось в два раза. Затраты на ремонт теплосети, двигателей и аппаратуры сократились в три раза. Надёжность работы

теплосети зимой увеличилась многократно.

Следует отметить, что на механизмах собственных нужд ТЭС мощностью до 1600 кВт, оптимальным решением является использование однострансформаторной схемы с одним понижающим трансформатором в комплекте с низковольтным компактным преобразователем частоты с использованием отечественных двигателей низкого напряжения (380, 500, 690 В). Применение однострансформаторной схемы в МУП Курганводоканал на насосе станции 2-ого подъема очистных сооружений мощность 630 кВт, 380 В позволило снизить капитальные затраты по сравнению с двухтрансформаторной схемой на 35 %. Экономия составила 82560 кВтч или 280 тыс. руб. в месяц.

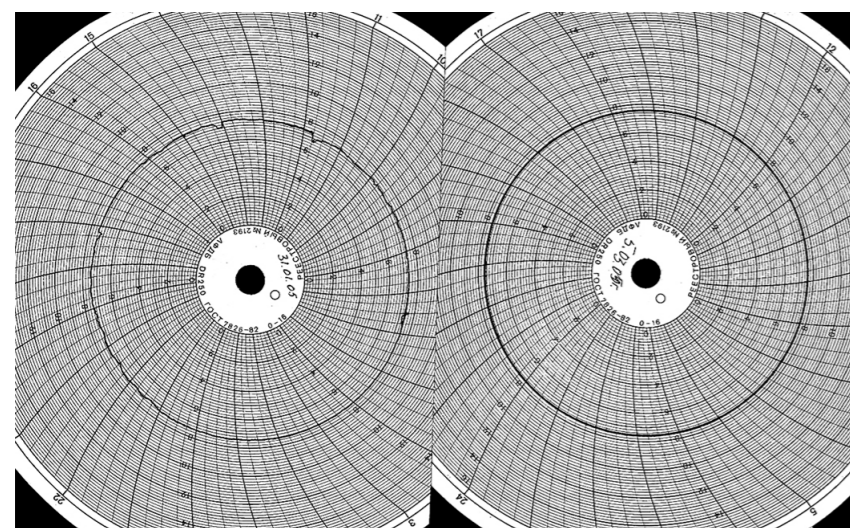
Существенный энергосберегающий эффект достигается путем правильного выбора рабочих параметров и типа насосного агрегата. Например, на котельной пос. Мебельный в г. Челябинске были установлены насосы "Vogel Pumpen" (ITT),

обладающие высоким и крутой рабочей характеристикой в результате мощность двигателей и потребляемая мощность может снижены ещё на 20–40%.

Литература

1. Energy Efficiency Handbook /Alliance to Save Energy, Council of Industrial Boiler Operators, U.S. DOE Office of Industrial Technologies. – 1998. – 64 p.
2. Решение Международного научно-технического семинара РАО «ЕЭС России» по проблемам регулируемого электропривода для электроэнергетики от 25.10.1999.
3. Тропин В.В., Будницкий А.М., Неуймин А.Д. Опыт применения твердо-электролитических газоанализаторов для контроля и регулирования режима горения. // В кн. «Совершенствование энергетического оборудования ТЭС». – Челябинск, ЮУ-КИ, 1991.
4. Climate wise Boiler and Steam Efficiency rules. (Pamela Herman, Steven R. Winkelman). Industrial Energy Technology Conference. – Alliance to Save Energy, 1998.
5. Сомов С.И. Способ анализа состава газовых смесей и газоанализатор для его реализации. // Патент на изобретение № 2171468, RU G 01 N 27/12, 27/416, приоритет от 10.04.2000.
6. Тропин В.В., Васильев С.К., Ташлыков П.И. Опыт внедрения энергосберегающих технологий в объединении «СОЮЗПИЩЕПРОМ». Труды V Международного симпозиума «Ресурсоэффективность и энергосбережение», Казань, 1-2 декабря 2004 г. /Под общей редакцией к.э.н. А.М. Пахомова, д.т.н. Е.В. Мартынова, Л.П. Аблатыповой. – Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, 2005. – 748 с.

РИС. 2. Эффективность применения ЧРП в МУП «Тепловые сети» г.Куса Челябинской области



# ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ МОЩНЫХ ЭНЕРГООБЛОКОВ

Новые технические решения для котельных агрегатов мощных угольных энергоблоков на суперкритические параметры пара и результаты их применения на действующем оборудовании

**Анатолий Шварц,**  
заведующий лабораторией,  
ОАО «ВТИ»

**Алексей Чугреев,**  
инженер,  
ОАО «ВТИ»

В настоящее время в России работают 120 энергоблоков на сверхкритические параметры пара. Их мощность составляет примерно одну треть установленной мощности всех тепловых электростанций России. Все блоки имеют примерно одинаковые параметры пара: давление 25 МПа и температуру перегрева за котлом 545/545°C (для повышения надёжности выходных элементов пароперегревательных поверхностей нагрева температуру первичного и вторично перегретого пара снизили по сравнению с первоначальной проектной 565°C до 545°C).

На девяти отечественных ТЭС работают 29 угольных энергоблоков проектной мощностью 250–330 МВт, 7 блоков имеют мощность 500 МВт и еще 2 блока – 800 МВт.

Средний КПД угольных энергоблоков мощностью 300 МВт составляет 32,9 %, 500 МВт – 35,9 %. Из-за низкой энергоэффективности и значительного физического износа в ближайшие годы потребуются модернизация этих блоков.

Благодаря усовершенствованию тепловой схемы, повышению параметров пара до оптимальных

значений для этих блоков (давление 28–30 МПа, температура 585/585–600/620°C), а также модернизации турбин и вспомогательного оборудования, КПД новых угольных блоков мощностью 660 МВт и более можно повысить до 45 % и улучшить их экологические показатели. Как показывает зарубежный опыт, КПД современных угольных энергоблоков мощностью 660 МВт и выше на суперкритические параметры пара может достигать 46 %. Очевидно, что на существующих ТЭС выводимые из эксплуатации энергоблоки мощностью 300 и 500 МВт следует замещать преимущественно угольными блоками мощностью 600–800 МВт на суперкритические параметры пара. При строительстве новых угольных ТЭС необходимо рассматривать возможность установки даже более мощных энергоблоков (800–1000 МВт) на такие же параметры пара.

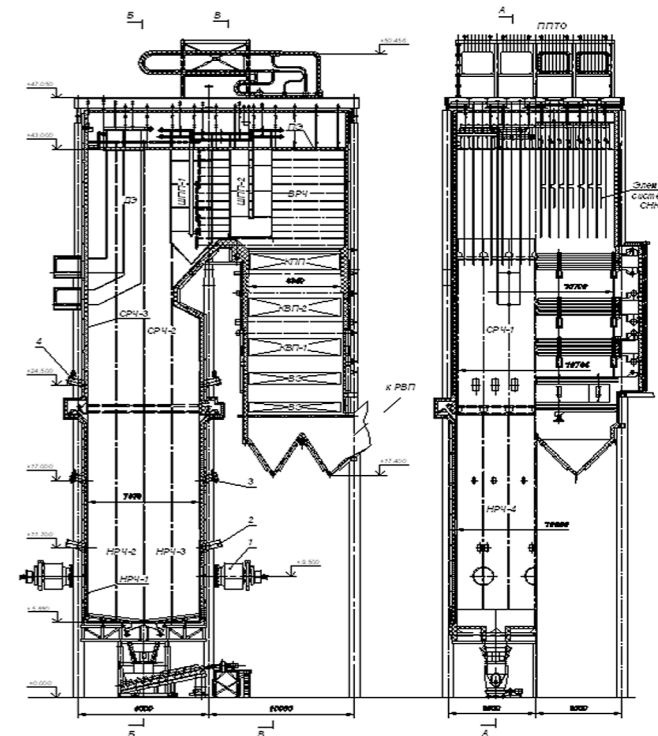
В ОАО «ВТИ» в рамках технологической платформы «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» совместно с другими заинтересованными организациями (ОАО «ЭМАльянс», ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО «ЦНИИТМАШ» и ОАО «Силловые машины») ведутся работы по созданию и освоению головного отечественного энергоблока на суперкритические параметры пара. Расчётные технико-экономические показатели разрабатываемых котлов соответствуют мировым показателям.

Одним из условий повышения экономичности, надёжности и маневренности энергоблока является разработка такой гидравлической схемы пароводяного тракта котла, которая обеспечит разгрузку и пуски на скользком давлении во всём тракте, а пусковой узел котла обеспечит при пусках надёжную работу поверхностей нагрева пароперегревательной части тракта и, впервые, автоматизацию пусковых режимов.

В ОАО «ВТИ» проведена разработка технических решений по гидравлической схеме парогенерирующих поверхностей нагрева котла блока 660 МВт на суперкритические параметры пара (30 МПа, 600/620°C) для обеспечения надёжной эксплуатации как на номинальной нагрузке, так и при разгрузке и пусках на скользком давлении во всём пароводяном тракте.

Проведена разработка технических решений по пусковому сепаратору этого котла нового типа с верхним выходом пара и сливным коллектором, обеспечивающего надёжность пароперегревательных поверхностей нагрева при пусках и впервые за счёт поддержания уровня воды в сливном коллекторе обеспечивается импульс для регулирования сброса воды из пускового сепаратора в растопочный сепаратор блока,

РИСУНОК 1.  
Общий вид котла П-50Р



- 1 – основная горелка
- 2 – сопло сброса
- 3 – газовый инжектор
- 4 – сопло третичного дутья

что позволит автоматизировать пусковые режимы.

Разработанные технические решения требовали промышленной апробации. Реализация технических решений по гидравлической схеме парогенерирующих поверхностей нагрева, обеспечивающих надёжную работу на номинальной нагрузке и при разгрузках и пусках на скользком давлении, а также

пускового сепаратора нового типа со сливным коллектором была осуществлена на вновь введённом в эксплуатацию котле П-50Р блока 330 МВт сверхкритических параметров, установленного на Каширской ГРЭС (рис. 1).

На котле П-50Р были реализованы новые технические решения по гидравлической схеме парогенерирующей части пароводяного тракта (рис. 2),

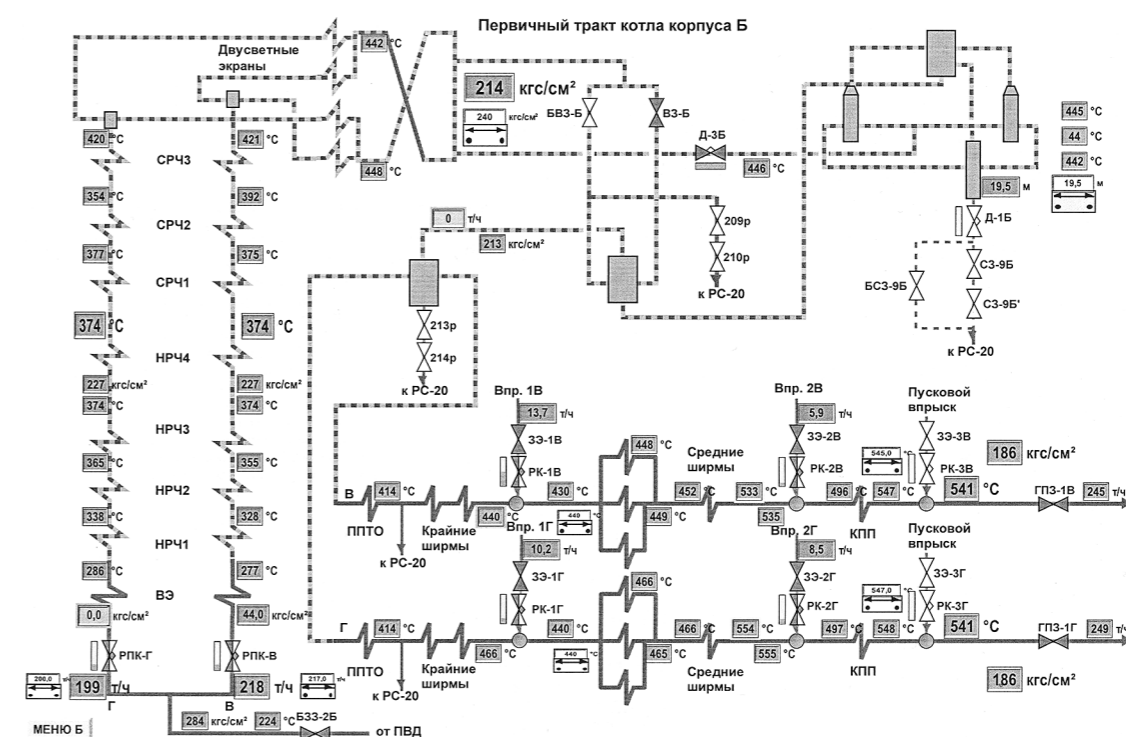


РИСУНОК 2.  
Гидравлическая  
схема корпуса  
котла П-50Р



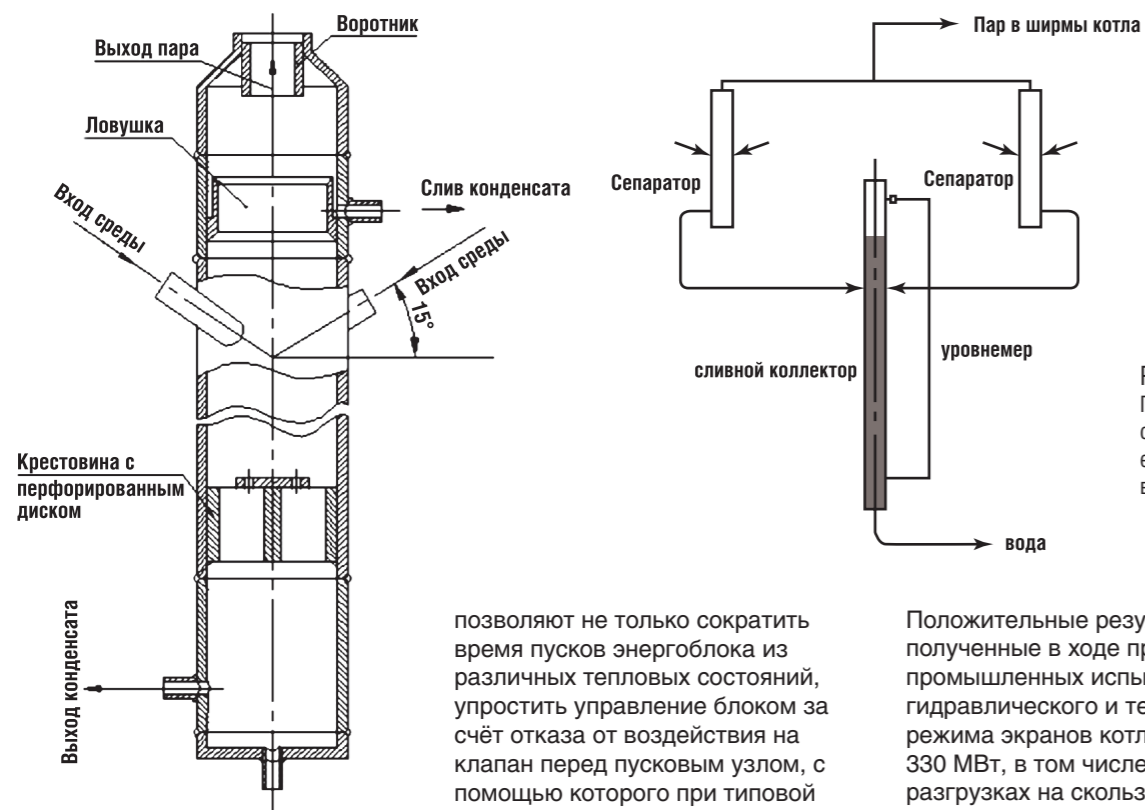


РИСУНОК 3. Полнопроходный сепаратор и схема его установки в тракте котла

обеспечивающие надёжную работу экранных поверхностей нагрева, что определяется вертикальной компоновкой панелей экранных поверхностей с подъёмным движением среды и выбором необходимых массовых скоростей, а также по пусковому узлу котла, в котором впервые в отечественном котлостроении применён полнопроходный пусковой сепаратор (ППС) с верхним выходом пара и так называемым сливным коллектором (СК) (рис. 3).

Для первого отечественного ППС с верхним выходом пара и сливным коллектором, установленного на котле П 50Р, было проведено расчётное обоснование и разработаны конструктивные рекомендации.

Следует заметить, что отличие отечественного полнопроходного пускового сепаратора от зарубежных аналогов заключается в том, что в конструкции зарубежных полнопроходных сепараторов используются толстостенные сосуды, а в российском – относительно тонкостенные трубопроводные элементы, что способствует лучшим маневренным характеристикам отечественных котлоагрегатов и сокращает время их пусков.

Пуски на скользящем давлении во всём пароводяном тракте котла

позволяют не только сократить время пусков энергоблока из различных тепловых состояний, упростить управление блоком за счёт отказа от воздействия на клапан перед пусковым узлом, с помощью которого при типовой технологии поддерживается сверхкритическое давление в экранных поверхностях при пусках, но и существенно повысить циклическую прочность толстостенных элементов парогенерирующей части тракта котла.

Применение ППС с верхним выходом пара и сливным коллектором обеспечивает предотвращение заброса влаги в пароперегревательные поверхности нагрева, что исключает возможность возникновения в них водяных «пробок», приводящих к опасным теплосменам в ходе пуска при применении типовых сепараторов, вызывающим повреждения труб этих поверхностей нагрева.

Массовые скорости в экранных панелях котла должны подбираться такими, чтобы обеспечивался не только надёжный температурный режим труб при номинальной нагрузке, но и пульсационная устойчивость и допустимые теплогидравлические разверки при пусках на номинальном и скользящем давлении.

Измерение уровня воды в сливном коллекторе сепаратора при пусках даёт импульс для регулирования сброса воды в растопочный сепаратор блока. Это, в свою очередь, впервые позволяет автоматизировать пусковые операции.

Положительные результаты, полученные в ходе проведения промышленных испытаний гидравлического и температурного режима экранов котла П-50Р блока 330 МВт, в том числе при пусках и разгрузках на скользящем давлении во всём пароводяном тракте, а также работы пускового сепаратора нового типа, дают основание считать, что аналогичные технические решения могут быть заложены в проекты новых котлов энергоблоков мощностью 660 МВт и выше на суперкритические параметры пара.

На основе разработки пылеугольного энергоблока на суперкритические параметры пара мощностью 660 МВт, выполненной по котлу ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «НПО ЦКТИ» и ОАО «ЦНИИТМАШ», в 2010 году была подготовлена Федеральная Целевая Программа «Создание угольного энергоблока мощностью 660 МВт на суперкритические параметры пара».

Создание современного отечественного энергоблока с высокими экономическими и экологическими показателями обеспечит радикальное повышение эффективности снабжения электроэнергией и теплом национальной экономики и населения, что приведёт к увеличению ВВП страны.

Сейчас, на наш взгляд, наступило время восстановить положительную тенденцию по внедрению в электроэнергетику суперкритических параметров пара на мощных энергоблоках, что обеспечит инновационное развитие экономики и энергетическую безопасность страны. ●

## ГАЗОВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ В ТЕНИ ЕВРОМАЙДАНА И СОЧИ

HNED.cz

Мартин Эгл

Когда все взоры направлены на киевский Евромайдан и российский олимпийский г. Сочи, незаметными могут пройти некоторые события, которые для Центральной Европы гораздо важнее.

Несколько неприметных новостей показывают, что попытки Польши ограничить свою зависимость от капризов российских поставщиков газа, несмотря на нестабильность на Украине, в этом году принесут принципиальные результаты.

1-го апреля до сих пор только перекачивающая немецко-польская пограничная станция газопровода «Ямал» в городе Мальнов превратится в место, где можно будет поворачивать поток газа в зависимости от потребностей.

Вторая важная дата – 30-е декабря 2014 года. В этот день должен быть запущен уже давно планируемый и «опаздывающий» на полгода первый польский терминал для сжиженного газа (СПГ), который строят в Свиноустье на севере Польши.

У третьего события пока нет конкретной даты, зато есть большой потенциал. Новый министр окружающей среды Польши Мацей Грабовский заявил, что он ускорит работу над новыми законами по регулированию долгожданной добычи сланцевого газа в Польше.



## РОССИЯ УВЕРЕННО СТРОИТ ГАЗОПРОВОДЫ

Анна Зеркало

Фуад Ализаде

Европейскому союзу еще долго придется мириться с капризами России относительно цен на голубое топливо. Азербайджанский газ в Европе появится не ранее 2019 года, в то время как Кремль заявляет о готовности запустить еще один газопровод уже в 2015 году.

Конечно, Европейский Союз ожидает азербайджанский газ, так как, скорее всего, его цена будет на порядок ниже, чем на российский. Транспортировка природного газа по Южно-Кавказскому трубопроводу Баку-Тбилиси-Эрзерум, которая на днях была прервана из-за технических проблем, возникших на Сангачальском терминале в Азербайджане, возобновлена в прежнем режиме.

По данным турецких источников, российский газ поставляется в эту страну по цене 425 долл США за 1 тыс. м<sup>3</sup>, иранский – 490, азербайджанский – 335 долл США.

Отметим, что недавно Украина добилась снижения цен на российский газ до 268,5 долл США за 1 тыс. м<sup>3</sup>. Но это не стало

причиной остановки Киевом поиска альтернативы российским поставкам природного газа.

## ЛАНДСБЕРГИС: ЦЕЛЬ РЕФЕРЕНДУМА – ВЫХОД ИЗ ЕС

DELFI

Европарламентарий консерватор Витаутас Ландсбергис сказал, что цель референдума о продаже земли иностранцам – поссориться с Евросоюзом и выйти из него. А это, по словам Ландсбергиса, порадовало бы руководителей России.



«Мы новаторы – в Литве пропихивают неслыханный антиевропейский референдум. Такова его суть, только прячут ее за обман, начиная с того, что наших европейских союзников хитроумно смешивают с иностранцами всего мира. Цель – поссориться с ЕС, я еще лучше, как сообщает господин Шлюжас (один из организаторов референдума), выйти из него. Путин даже в Сочи спит и видит такую Литву», – сказал Ландсбергис.

По его словам, если Литва откажется от членства в ЕС, это будет означать возвращение в сферу влияния России.

«Люди, которые много говорят о земле, забывают о карте, а карта напомнила бы, где демократическая Европа, а где путинская Евразия. Так что же дальше выберет Литва? Не нужна Европа, попадаешь в Евразию – назад в клетку», – сказал европарламентарий. ●



# МИНИ-ТЭС НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ АВТОНОМНОЕ И НАДЕЖНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



**Гузель Мингалева,**  
д.т.н.  
Исследовательский  
центр проблем  
энергетики Федерального  
государственного  
бюджетного учреждения  
науки Казанского научного  
центра РАН



**Ольга Афанасьева,**  
к.т.н.  
Исследовательский  
центр проблем  
энергетики Федерального  
государственного  
бюджетного учреждения  
науки Казанского научного  
центра РАН

Возможности и перспективы развития малой автономной энергетики сегодня широко обсуждаются как на уровне государственных органов, так и в бизнес-сообществе. Сложившаяся терминология в данной области характеризует преимущественно малые автономные тепловые электростанции и централи – мини-ТЭС и мини-ТЭЦ установленной электрической мощностью от 100 кВт до 25 МВт. Строительство таких объектов для обеспечения тепловой и электрической энергией промышленных предприятий и жилищно-коммунальных комплексов целесообразно в тех случаях, когда подключение к централизованному источнику невозможно или крайне затруднительно в силу инфраструктурных или экономических ограничений. Малую автономную или распределенную энергетику нельзя противопоставлять централизованной энергосистеме, а более рационально считать необходимым дополнением к ней.

По различным экспертным оценкам более 50% территории России не охвачено централизованным энергоснабжением. Такая ситуация ведет к тому, что осложняется развитие данных районов, становится непреодолимо сложным строительство промышленных и сельскохозяйственных предприятий, соответственно приходит в упадок жилищно-коммунальный сектор, пустеют малые города и поселки. При этом существенно возрастает нагрузка на мегаполисы, усугубляя и без того сложную экологическую и социальную обстановку. Поэтому развитие малой энергетики важно не только для государства и бизнеса, но и для населения нашей страны.

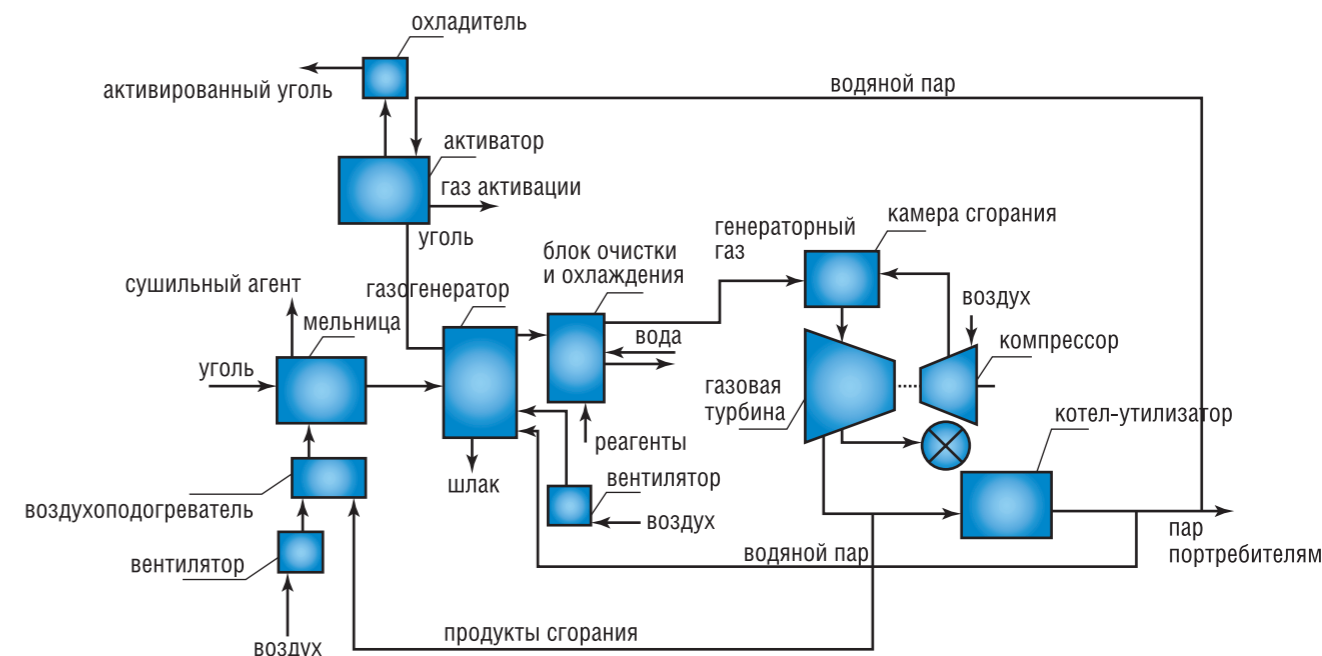
Исследования, выполняемые нашим научным коллективом в течение многих лет, позволяют заключить, что краеугольным камнем при

принятии решения о строительстве мини-ТЭС является выбор топлива. Этот важный шаг определяет не только структуру технологической схемы, набор оборудования, но и технико-экономические показатели на много лет вперед.

Большая часть действующих и проектируемых мини-ТЭС ориентирована на использование природного газа. Безусловно, природный газ – наиболее экологичное топливо по сравнению с мазутом и углем. Однако эффективность производства энергии на сегодняшний день даже с использованием современных газотурбинных установок (ГТУ) и в условиях когенерации, то есть совместной выработки тепловой и электрической энергии, не превышает 40%. При этом природный газ с гораздо большей эффективностью может использоваться в химической промышленности, авиационном и наземном транспорте. К числу отрицательных аспектов применения природного газа в малой автономной энергетике относятся: высокая степень монополизации его поставок, прогноз значительного роста цен в ближайшие годы и, самое главное, необходимость прокладки газопроводов, что сводит на нет какую бы то ни было автономность энергетического объекта и накрепко привязывает его к единственному поставщику, в том случае, конечно, если это все же возможно по технологическим соображениям.

Что касается жидкого нефтяного топлива, применяемого в энергетике, – мазута, то помимо высокой стоимости, мазут требует значительных энергетических затрат при хранении, транспортировании и подаче на сжигание, поскольку его необходимо с определенной периодичностью подогревать и перемешивать.

РИС. 1. Схема угольной мини-ТЭС с получением активированного угля



Остается третий вид органического ископаемого топлива – твердое. К твердым видам относятся уголь, торф, горючие сланцы. Хотя нами были проведены исследования по использованию различных видов твердого топлива в малой энергетике, в данной работе рассмотрим уголь.

Угольная промышленность в нашей стране представляет собой высокоразвитую отрасль, которая обеспечивает своей продукцией внутренний рынок и экспортные поставки. Запасы угля в России составляют пятую часть от общемировых и оцениваются в 193,3 млрд. тонн. Ежегодно добывается более 300 млн. тонн, увеличивается доля обогащенного угля. При сохранении существующего уровня потребления только разведанных запасов хватит более чем на 500 лет. В отличие от мазута уголь не требует каких-либо затрат при хранении, может быть доставлен на станцию в благоприятный по погодным условиям период и храниться в течение достаточно долгого времени. Для различных типов углей длительность хранения согласно нормативной документации составляет от нескольких месяцев до нескольких лет.

Традиционными отрицательными моментами при использовании угля в энергетике считаются высокий уровень выбросов загрязняющих веществ и достаточно сложный и

энергоемкий процесс подготовки угля к сжиганию. Однако усилиями ученых и инженеров, в том числе и советских, эти сложности уже давно и успешно преодолены, еще в 40–60-х годах прошлого века. Угольная мини-ТЭС вполне может рассматриваться как высокоэффективный энерготехнологический комплекс с минимальным воздействием на окружающую среду.

## Технологический процесс получения энергии

Рассмотрим более подробно структуру данного объекта, представленную на рис. 1.

В основе работы мини-ТЭС как на природном газе так и на твердом топливе лежит принцип когенерации.

Существуют три основных типа когенерационных установок: газотурбинные, на базе двигателей внутреннего сгорания и парогазовые установки. В качестве первичного двигателя для получения электрической энергии могут применяться газовая турбина, поршневой двигатель либо комбинация паровой и газовой турбины. Для получения тепловой энергии наиболее часто на мини-ТЭС устанавливаются котлы-утилизаторы и утилизационные теплообменники.

Процесс подготовки угля к сжиганию является достаточно сложным и включает необходимость проведения следующих операций: сушки, измельчения и термической переработки. Однако в настоящее время создана

достаточно обширная база по модернизации громоздких, металло- и энергоемких систем подготовки



твердого топлива, что определяет широкий выбор как типовых так и нетиповых технологических решений для систем подготовки на мини-ТЭС.

В качестве основного сушильно-размольного оборудования могут быть использованы: шаровые барабанные, молотковые, среднеходные и мельницы-вентиляторы, в качестве сушилок – паровые трубчатые или барабанные газовые сушилки.

Учитывая современные требования к производству энергии, процесс сжигания твердого топлива в пылевидном состоянии постепенно уступает место экологически чистым технологиям – газификации и пиролизу. Газификация представляет собой процесс термической переработки топлива, при котором происходит взаимодействие углерода топлива с окислителями (кислород, водяной пар, воздух) с образованием горючих газов. До настоящего времени не смотря на изученность данных процессов в нашей стране производство газогенераторов для газификации твердого топлива носит исключительно опытно-промышленный характер. В связи с этим методы расчета и проектирования систем топливоподачи и пылеприготовления должны быть комплексными и универсальными, позволяющими учитывать использование на мини-ТЭС новых видов оборудования.

Процесс получения энергии на мини-ТЭС из угольного топлива существенно отличается по сравнению с природным газом. При использовании твердого топлива необходима установка дополнительного оборудования для его подготовки к сжиганию, а также для очистки полученного в ходе процесса газификации генераторного газа. В то же время очистка генераторного газа в той или иной степени упрощает технологическую схему мини-ТЭС, ввиду того, что отпадает необходимость установки громоздких систем для очистки продуктов сгорания. Перед поступлением в двигатель генераторный газ должен быть охлажден и очищен от частиц угольной пыли, золы и соединений серы, так как они вызывают износ двигателя и коррозию газопроводов. Важно, что содержащаяся в угле сера при газификации переходит

в сероводород, в не в оксиды серы (как при традиционном сжигании угля), что позволяет расширить круг получаемых побочных продуктов.

Выбор того или иного способа очистки газа определяются составом газа, характером и концентрацией примесей. Типовым оборудованием системы очистки генераторного газа на мини-ТЭС, работающей на твердом топливе, являются циклоны, фильтры тонкой очистки газа, скрубберы, адсорберы и абсорберы.

Для очистки от твердых частиц на мини-ТЭС возможно применение циклонов и фильтров. Зола и шлак, образующиеся в процессе газификации топлива, поступают в систему золошлакоудаления. В настоящее время известно довольно большое количество способов по удалению золы и шлака: пневматический, гидравлический, пневмогидравлический, механогидравлический, механическое сухое удаление. В свою очередь удаление золы и шлака может происходить раздельно и совместно. Наилучшим и наиболее известным на сегодняшний день способом повышения надежности систем внутреннего золоудаления является внедрение пневмотранспортных установок, которые при квалифицированном их создании обладают гораздо большей технологической гибкостью по сравнению с системами гидрозолоулавливания.

В литературе описываются различные методы очистки от сероводорода, однако для мини-ТЭС целесообразно применять те из них, которые характеризуются компактностью используемого

оборудования. Так, процесс извлечения сероводорода на поверхности активированного угля заключается в его каталитическом окислении до элементарной серы. Данный способ позволяет не только осуществлять процесс регенерации адсорбента и очистки генераторного газа в одном аппарате, а также дает возможность выделения серы в химически чистом состоянии, что позволит в дальнейшем использовать ее в качестве побочного продукта.

После системы очистки генераторный газ направляется на сжигание. Из газообразных топлив наиболее часто в газотурбинных установках используется природный газ, однако в последние годы встречается все больше работ, связанных с возможностью использования в ГТУ низкокалорийных газов, в том числе полученных при газификации угля [1]. Основными отличиями генераторного газа от природного являются:

- меньшая теплотворная способность;
- содержание негорючих веществ, в том числе водяных паров до 60 %;
- более высокая плотность.

При этом основные проблемы перевода топливопитания ГТУ связаны как со схемой включения ГТУ в энергоустановку с газификацией угля, так и с доработкой элементов ГТУ.

В ходе доработки элементов ГТУ при переводе ее на генераторный газ необходимо решение ряда задач по модернизации камеры сгорания, компрессора, турбины и системы автоматического управления. Также

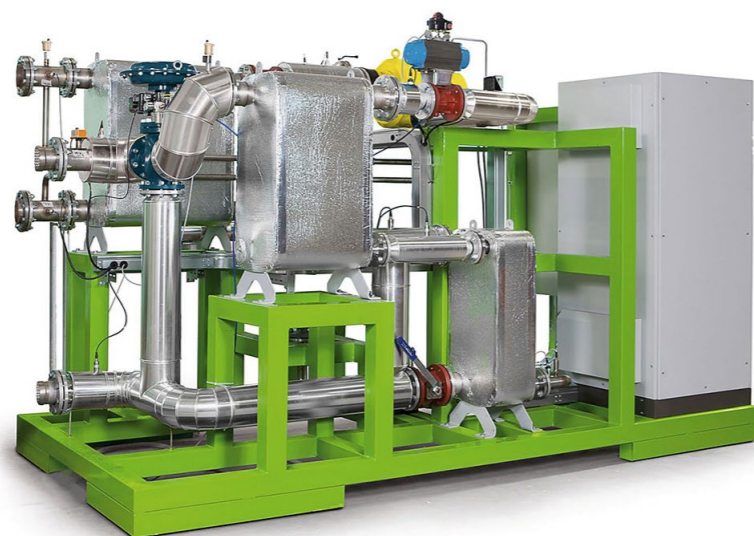


ТАБЛИЦА 1. Показатели надежности ГТУ [5]

Показатели надежности	
Средняя наработка на отказ, час	3500
Коэффициент технического использования	0,92
Коэффициент надежности пусков	0,95
Коэффициент готовности	0,98

ТАБЛИЦА 2. Ресурсы ГТУ [5]

Ресурсы ГТУ	
Полный ресурс до списания, тыс. час	100
Средний ресурс между капитальными ремонтами, тыс. час	25
Средняя трудоемкость капитального ремонта, тыс. нормочас	8

требуется изменение конструкции и системы подачи топлива, исследование и отработка самого процесса сжигания и обеспечение устойчивой работы на режимах от холостого хода до максимальной нагрузки, в том числе и при возможных колебаниях химического состава генераторного газа.

В связи с увеличенным расходом топлива необходимо обеспечение запасов газодинамической устойчивости компрессора и регулирование системы отбора воздуха за компрессором и подачи его в газогенератор.

Известны разработки, касающиеся и перевода работы газопоршневых установок с природного газа на низкокалорийные генераторные газы [2–4]. Так, в работе [3] рассматривается возможность работы дизеля на водоугольных суспензиях. Водоугольная суспензия вводится, минуя насос высокого давления, для сохранения работоспособности топливной аппаратуры. Форсунка снабжается твердокристаллическими соплами и имеет систему проточного гидрозампания. Для обеспечения устойчивого воспламенения используется свеча, детали камеры сгорания снабжаются теплоизоляцией.

Продукты сгорания после генерирующих установок направляются в котел-утилизатор либо утилизационный теплообменник. Образующийся пар может быть направлен потребителям либо использован в качестве рабочего тела в паровой

турбине для увеличения выработки электрической энергии.

Помимо этого, для получения тепловой энергии при работе на твердом топливе могут быть использованы традиционные паровые пылеугольные котлы, что также применимо к технологическим решениям для мини-ТЭС.

### Надежность мини-ТЭС: оборудование и топливо

Надежность работы автономного источника энергоснабжения – мини-ТЭС определяется следующими основными условиями:

- безотказностью работы оборудования, его долговечностью и ремонтпригодностью;
- возможностью создания запасов и резервов топлива.

Срок службы основного энергогенерирующего оборудования и показатели надежности определяют работоспособность мини-ТЭС. В таблице 1 и 2 приведены основные из них.

Что касается твердого топлива, то данный энергоресурс как нельзя лучше отвечает показателям надежности и автономности. Благодаря своей распространенности по всей территории нашей страны, уголь является местным видом топлива для многих регионов и поставляется более чем 30

крупными угольными компаниями. Рынок угля в нашей стране не монополизирован и за счет этого не подвержен столь резкому колебанию цен, как для других видов топлива. Угольное топливо в нашей стране сильно различается по своему составу и свойствам, поэтому для его эффективного использования необходимо разрабатывать различные технологии, адаптированные как к качественным и ценовым характеристикам топлива, так и к запросам потребителей.

### Стоимость энергии на мини-ТЭС

Стоимость вырабатываемой энергии на мини-ТЭС является одним из важнейших критериев для потребителей. Высокая стоимость подключения к централизованной электросети, и постоянное повышение тарифов на электроэнергию, заставляют потребителей все чаще искать другие источники энергоснабжения, и в этом аспекте мини-ТЭС представляется оптимальным вариантом. В таблице 3 приведена стоимость вырабатываемой энергии для двух комплектаций мини-ТЭС при работе на кузнецком угле (при цене на уголь 1500 руб/т у.т.).

Согласно данным, представленным в таблице, с увеличением мощности наблюдается постепенное снижение себестоимости вырабатываемой энергии, однако и при небольших мощностях мини-ТЭС стоимость электрической энергии ниже аналогичных данных для централизованной энергосистемы.

### Производство химических продуктов на мини-ТЭС

Одним из направлений по стабилизации ценовой политики на мини-ТЭС может стать производство побочных продуктов при условии решения следующих задач:

- определение рынка сбыта и основного круга потребителей производимой продукции;
- поиск и разработка оборудования для получения побочных продуктов в условиях мини-ТЭС;
- интегрирование данных процессов в технологическую

ТАБЛИЦА 3. Себестоимость энергии на мини-ТЭС различной мощности [6]

Мощность электрическая Нэл., МВт	Себестоимость электрической энергии Сэл., руб./кВт.ч	Себестоимость тепловой энергии Степл., руб./Гкал
<b>Мини-ТЭС с ГТУ, котлом утилизатором и паровой турбиной</b>		
4,6	1,66	2441,86
6,6	1,93	3941,86
11,5	1,31	1674,42
14,5	1,31	2255,81
17,5	1,30	2453,49
21,2	1,27	3848,84
<b>Мини-ТЭС с ГТУ и котлом-утилизатором</b>		
4,1	1,66	2872,09
6	1,92	4697,67
8,6	1,78	3209,30
10	2,17	2523,26
12	1,29	2372,09
16	1,29	3430,23
18	1,42	2779,07
20	1,27	6465,12
25	1,21	2639,53

ТАБЛИЦА 4. Стоимость электрической энергии и срок окупаемости мини-ТЭС с производством побочных продуктов [7]

Угольная мини-ТЭС	Стоимость электрической энергии, руб./кВт	Срок окупаемости, лет
- с производством товарной серы	1,8	2,72
- с производством активированного угля	1,12	2,53
- с производством золошлаковых материалов	2,37	7

структуру мини-ТЭС при условии сохранения компактности размещения оборудования.

На угольной мини-ТЭС возможна организация производства кокса, являющегося ценным высококалорийным топливом, товарной серы, золошлаковых материалов, активированного угля, который можно в дальнейшем использовать в фармацевтической и химической промышленности, а также синтетических смол (при проведении процесса пиролиза), основной компонент которых – нейтральные масла служат исходным сырьем для получения фенолов и моторных топлив.

Область использования возможных побочных продуктов на угольных мини-ТЭС довольно широка. Как известно, более половины вырабатываемой в мире серы идет на производство серной

кислоты, 25% – на производство серных солей (главным образом, сульфитов). Остальными направлениями применения серы являются химическая (производство серной кислоты, серных солей), резиновая, нефтедобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности, а также сельское хозяйство, производство красителей, искусственного волокна, спичек и взрывчатых веществ.

Утилизация золошлаковых отходов на мини-ТЭС может проводиться по следующим направлениям:

- производство вяжущих материалов;
- получение гранулированных золошлаковых материалов (ЗШМ);
- использование в дорожном строительстве.

Потребность в качественных сорбентах, каким является активированный уголь, ощущается в каждом регионе нашей страны. Основными направлениями использования активированного угля являются: адсорбция вредных веществ, рекуперация растворителей, удаление радиоактивных газов и паров, очистка диоксида углерода и неорганических, разделение газов, химическая очистка, обогащение и очистка металлов.

В таблице 4 приведены результаты технико-экономической оценки для мини-ТЭС с производством активированного угля, товарной серы и золошлаковых материалов.

Подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод, что к настоящему времени в нашей стране существуют все предпосылки для развития малой энергетики, ориентированной на использование твердого топлива. Более того, данные разработки могут составить конкуренцию не только решениям в области использования природного газа, но и стать поддержкой по мощностям как для централизованной энергосистемы в ее слабых местах, так и для предприятий малого бизнеса, нуждающихся в автономном источнике энергоснабжения. ●

**Литература**

1. Сулимов Д.Д. Газотурбинные установки ОАО «Авиадвигатель» для работы на синтез-газе, полученном в результате газификации угля / Д.Д. Сулимов // Теплоэнергетика. 2010. №2. С. 27–29.
2. Стрельков Ю.И. Перспективы развития дизельных электрических станций / Ю.И. Стрельков, С.В. Шарапов, Д.В. Мельников // Промышленная энергетика. 2011. № 11. С. 28–31.
3. Немков В.В. Древесина, торф, уголь – полноценная и быстроокупаемая замена бензина, дизтоплива, природного газа / В.В. Немков // Труды Международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005». 11–14 октября 2005 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.combienergy.ru/stat984.html>.
4. Грехов Л. В. Создание и исследование дизеля, работающего на угольных суспензиях / Л.В. Грехов // Вестник МГТУ. Сер. Машиностроение. 1997. №1. С. 47–58.
5. ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. М.: ИПК Издательство стандартов, 1992.
6. Афанасьева О.В. Перспективы развития малой энергетики на твердом топливе в Республике Татарстан / О.В. Афанасьева, Г.Р. Мингалеева // Энергетика Татарстана. 2011. № 3. С.12–16.
7. Афанасьева О.В. О возможности производства энергии и побочных продуктов на автономных источниках энергоснабжения, работающих на твердом топливе / О.В. Афанасьева, Г.Р. Мингалеева // Энергетик. – 2013. № 12. С. 35–38.

# НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

22-24 октября 2014

Центр международной торговли  
Совместно с Неделям российского бизнеса

«Сегодня российский нефтегазовый сектор стоит на пороге новых вызовов и перемен. Необходимо обсуждать вопросы, связанные с привлечением инвестиций в нефтегазовую отрасль страны, фискальной политикой в этой сфере, воспроизводством минерально-сырьевой базы, развитием рыночной инфраструктуры, внедрением инновационных технологий и новейших технических разработок».

**А.В. Дворкович, Заместитель Председателя Правительства Российской Федерации**



«Роль нефтегазового сектора в российской экономике продолжает оставаться высокой. Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ в 2012 году составила почти 50%. За 12 лет добыча нефти в России выросла более чем в 1,5 раза, что соответствует уровню добычи примерно в 4 млн баррелей нефти в сутки. Сегодня Россия стала мировым лидером по объему добычи нефти и занимает шестое место по запасам, добывая каждый восьмой баррель нефти в мире».

**А.В. Новак, Министр энергетики Российской Федерации**

«Я надеюсь, что не только ежегодный Форум, но и наша постоянная работа в межфорумный период будет являться залогом хороших результатов, успешного развития нефтегазового комплекса и надежного позиционирования ТЭКа в глобальной экономике».

**А.Н. Шохин, Президент РСПП**

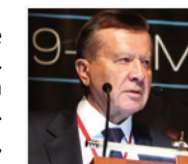


«Главные задачи – это эффективное использование недр и эффективность работы самого нефтегазового комплекса. Структурные реформы, проведенные в НГК в 90-х годах прошлого века, в начале 2000-х дали свои плоды. Комплекс знает, что такое конкуренция, и сейчас перед нефтяниками и газовиками стоят вопросы технологического перевооружения».

**Ю. К. Шафраник, Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России**

«Сегодня перед нами стоит ряд серьезных задач: развитие газовой отрасли на Востоке России, освоение арктического шельфа, укрепление сотрудничества со странами АТР – крайне перспективными рынками сбыта. Но стратегической целью нефтегазового сектора страны, безусловно, остается сохранение лидерства на глобальных энергетических рынках».

**В.А. Зубков, Председатель Совета директоров ОАО «Газпром»**



«Полагаю, что проведение Национального Нефтегазового Форума будет способствовать укреплению сотрудничества между представителями органов государственной власти и бизнеса, позволит уточнить перспективы инновационного развития отечественного топливно-энергетического комплекса».

**С.Н. Катырин, Президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации**

«Для нефтяной и газовой отраслей, достойно выполнивших стабилизирующую роль и обеспечивших надежное формирование бюджетов всех уровней в период кризисных экономических явлений, современный этап развития ставит ряд приоритетных вопросов и задач, многие из которых вам и предстоит обсудить в рамках Форума».

**В.Ю. Алекперов, Председатель комитета Российского союза промышленников и предпринимателей по энергетической политике и энергоэффективности**



«Сейчас сложилась ситуация, когда нефти на мировом рынке много, но и стоит она недешево. Достаточно много нефти добывается на шельфах, что увеличивает затраты, поэтому, что будет дальше, зависит от развития мировой экономики, какие страны окажутся лидерами по добыче».

**Г.И. Шмаль, Президент Союза нефтегазопромышленников России**

«Необходимо сформировать регулирующие механизмы повышения энергоэффективности государственных компаний и их ответственность, на законодательном уровне четко установить принципы и методы формирования политики энергосбережения в государственных компаниях, структуру и содержание этой политики, функций и задач, решаемых государственными компаниями».

**П.Н. Завальный, Заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике, Президент Российского газового общества**



# НЕЗАВИСИМАЯ ЭНЕРГИЯ



## Роль нагрузочных модулей в обеспечении надежного автономного энергоснабжения предприятий



**Ирина Байбародова,**  
ООО «Техника в движении»

Преимущество нагрузочного модуля заключается в том, что нагрузка, получаемая от него, полностью контролируется, в отличие от «реальной» непредсказуемой нагрузки

Любой производственный процесс требует бесперебойного электроснабжения. Многочисленные проблемы с качеством электроэнергии, высокая стоимость и периодические сбои в ее подаче заставляют задуматься об использовании автономных источников электроснабжения. Источником автономного энергоснабжения могут быть газопоршневые генераторные установки (ГПУ) либо дизельные генераторы.

Эксплуатацию автономных источников электроснабжения сложно представить без такого устройства как нагрузочный модуль. Данное устройство предназначено для электрических нагрузочных испытаний. Принцип работы

нагрузочного модуля заключается в точной имитации нагрузки, на которую будет работать источник питания. Оборудование подобного типа является относительно новым продуктом для отечественного

потребителя и, вместе с тем, на предприятиях, где малейшие перебои с электроснабжением будут иметь самые негативные последствия и миллионные убытки – оно просто необходимо. Значение эффективного производства электроэнергии, тестирования и проверки систем энергоснабжения сложно переоценить.

Основными потребителями модулей нагрузки являются нефтегазовая промышленность, которая потребляет порядка 80% нагрузочных модулей и электроэнергетика, закупающая для обеспечения своей функциональности около 20% всего потребления модулей нагрузки. Помимо предприятий, использующих генераторы и генераторные установки (дизельные генераторные установки, турбогенераторные установки, когенерационные установки), к реальным или потенциальным покупателям модулей нагрузки можно отнести все компании, которые производят и эксплуатируют дизельные двигатели и источники бесперебойного питания. Модули нагрузки также используются при испытаниях турбин.

Crestchic Loadbanks производит резистивные, резистивно-реактивные нагрузочные модули, нагрузочные модули на постоянный ток, а также нагрузочные модули для авиационных генераторов

ООО «Техника в движении» является официальным представителем компании Crestchic Loadbanks (Кресчик Лоудбэнкс), которая специализируется на производстве нагрузочных модулей с 1983 года и является крупнейшим мировым производителем в этой области.

Нагрузочный модуль Crestchic Loadbanks состоит из нагрузочных элементов (резистивных или реактивных), системы управления и дополнительных устройств, таких

как контакторы, вентиляторы, система защиты, освещение и пр.

Резистивный нагрузочный модуль чаще всего применяется для обеспечения нагрузки генераторов. Резистивная нагрузка характеризуется активной мощностью, измеряемой в ваттах (Вт, кВт, МВт, ГВт). Мощность нагрузочного модуля рассчитывается, исходя из мощности генератора. Нагрузка в модуле создается путем преобразования электрической мощности источника питания в тепловую энергию, которая возникает при нагреве электрическим током сильноточных резисторов, установленных в нагрузочном модуле. Далее

Нагрузочный модуль  
Crestchic Loadbanks мощностью 2500 кВт,  
ОАО «Сатурн – Газовые Турбины»,  
Ярославская область, г. Рыбинск, 2013 г.



Нагрузочный модуль – это уникальное устройство с широким спектром применения: заводские испытания турбин, генераторов и генераторных установок, пуско-наладочные испытания и синхронизация ГПУ, ГТУ, испытания аккумуляторов и источников бесперебойного питания

тепловая энергия принудительно выводится наружу из нагрузочного модуля при помощи вентиляторов.

Реактивные нагрузочные модули делятся на активно-индуктивные и активно-емкостные. Активно-индуктивные модули используются для имитации реальных смешанных нагрузок, состоящих из освещения, отопления, двигателей, трансформаторов и т.д.

Мощность реактивной нагрузки измеряется в вольт-амперах

реактивных (Var, кВАр, МВАр) и равна произведению действующих значений напряжения  $U$  и тока  $I$ , умноженному на синус угла сдвига фаз  $\phi$  между ними:  $Q=U \times I \times \sin\phi$ . Если ток отстаёт от напряжения, сдвиг фаз считается положительным и нагрузка носит активно-индуктивный характер, если опережает – отрицательным, нагрузка носит активно-емкостный характер. Реактивная нагрузка обеспечивается группами

проволочных катушек (реакторов) с железным сердечником.

Полную мощность активно-реактивных модулей выражают в вольт-амперах (ВА, кВА, МВА). Стандартный коэффициент мощности нагрузочного модуля равен 0.8, согласно коэффициенту источника питания.

В то время когда «реальная» нагрузка работает от источника питания и использует его энергию в производственных целях, нагрузочный модуль использует эту энергию для испытания, обслуживания или защиты самого источника питания.

Отрасли, в которых уже используются нагрузочные модули Crestchic Loadbanks:

- Нефтегазовая промышленность, в том числе морские платформы для добычи нефти и газа;
- Резервное энергоснабжение объектов здравоохранения, жилищно-коммунального хозяйства, банков и пр.
- Авиастроение;
- Судостроение;
- Центры обработки данных (ЦОД);
- Промышленное производство;
- Аварийное электроснабжение.

Использование нагрузочных модулей позволяет не только решить задачи, связанные с тестированием оборудования, но и значительно продлить срок его службы. Периодическая проверка и надлежащий уход – залог корректной и долговечной работы оборудования. ●

Две нагрузочные установки  
Crestchic Loadbanks  
мощностью по 23 МВт,  
Petrobras 40,  
Бразилия 2010 г.



Нагрузочный модуль  
Crestchic Loadbanks мощностью 4000кВт,  
ЗАО «Национальная инжиниринговая компания»,  
Московская область, г. Красногорск, 2010 г.

# ЧТО МЕШАЕТ «РАЗМОРОЗИТЬ» ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ?

## Арктические углеводородные перспективы России: технологические и геолого-экономические проблемы освоения

Освоение шельфовых запасов – одна из основных задач нефтедобывающей отрасли. Как сегодня ученые оценивают углеводородный потенциал арктического шельфа России, с какими технологическими проблемами приходится сталкиваться при его освоении и какие наиболее существенные элементы макроэкономической среды, предопределяют инвестиционную привлекательность нефтегазовых проектов, а также, каковы перспективы их реализации с геолого-экономических позиций?

**Геннадий Григорьев,**  
Заведующий лабораторией  
ФГУП ВНИГРИ

Согласно официальным данным ресурсный потенциал арктического шельфа России оценивается в 70–80 млрд т условного топлива (по извлекаемому), и эти оценки в целом не подвергаются сомнению, несмотря на крайне низкую разведанность ресурсов (по жидким углеводородам – нефть и конденсат – не более 6 %, по газу – около 10 %) и не всегда высокую достоверность запасов. При этом до 70 % ресурсного потенциала углеводородов сосредоточено в пределах Западно-Арктического шельфа (Баренцево – включая Печорское и Карское моря).

Учитывая роль нефти и газа в общемировом энергетическом балансе, место нефтегазовой отрасли в отечественной промышленности и в современной экономике России, масштабы углеводородного потенциала российского арктического шельфа, и, наконец, наблюдающуюся тенденцию ухудшения структуры запасов и динамики добычи нефти и газа в традиционных районах освоения, арктический шельф безусловно должен рассматриваться как стратегический резерв углеводородов, зона стратегических интересов России.

С формальных позиций именно такой статус и отводится

региону исходя из постоянного внимания к нему на самом высоком государственном уровне – только за последнее десятилетие сформировано множество «шельфовых» и «арктических» программ с определением конкретных целевых ориентиров по добыче нефти и газа, отличающихся большей или меньшей амбициозностью планов и заложенных решений, масштабностью конкретных проектов. Однако реальное состояние процесса промышленного освоения российского арктического углеводородного потенциала на сегодня не сдвинулось с нулевой отметки и до сих пор ограничивается единственным проектом – Приразломная.

Среди наиболее значимых причин невыполнения существующих графиков освоения месторождений, которые и дальше будут сдерживать развитие добычи на арктическом шельфе и ограничивать динамику ее нарастания, можно отметить две:

- 1) наличие специфических технических и технологических проблем, связанных с обустройством и освоением арктических шельфовых объектов, и отсутствие в достаточных объемах специализированного оборудования и элементов инфраструктуры обеспечения;
- 2) геолого-экономические проблемы шельфовых нефтегазовых проектов. При этом оба фактора следует рассматривать во многом как

взаимобусловленную систему, в которой второй элемент зачастую играет первостепенную роль.

Технологические проблемы освоения. Главный фактор, определяющий технологические проблемы освоения российского арктического шельфа, обусловлен наличием в пределах перспективных на углеводороды акваторий высокоподвижных ледовых полей (включая многолетние) толщиной до 1,5–2,5 м и более и их длительным существованием (до 8-10 месяцев в году). В этих условиях при глубинах моря свыше 50 м, предельных для установки гравитационных платформенных оснований, при сегодняшнем уровне технологий нефтегазовые объекты в районах подвижных ледовых полей являются практически недоступными для освоения. Реализация технологий обустройства с подводным заканчиванием скважин и их подсоединением посредством трубопроводов к производственным объектам, размещенным на доступных глубинах моря (гравитационные платформы, искусственные острова) или на берегу, принципиально не спасает ситуацию, так как существуют технологические ограничения на протяженность подводных коммуникаций. Значительные ограничения накладываются краткосрочностью безледового периода, в течение которого возможно проводить буровые работы и прокладку трубопроводных сетей и

РИС. 1. Принципиальная схема вариантов организации транспорта нефти и газа с арктического шельфа и полуострова Ямал



промысловых коммуникаций. Апробированных решений, связанных с реализацией подледных («чисто» подводных) технологий освоения, на сегодня в мире не существует.

Для ресурсного потенциала Карского шельфа, преимущественно газоносного, дополнительные проблемы сопряжены с транспортной компонентой будущих проектов. Карский шельф граничит с полуостровом Ямал, объемы только доказанных запасов в пределах которого превышают 16 трлн м³ газа. Здесь уже стартовал проект освоения Бованенковской группы месторождений. Для нее строится собственная экспортная газотранспортная магистраль Бованенково–Ухта–Европа, первая очередь которой уже сдана и предполагается дальнейшее наращивание мощности минимум до 130–140 млрд м³. В этих условиях логистика в сфере транспортно-производственного обеспечения добычи предопределяет необходимость первоочередного освоения ресурсов Ямала (как варианта, более простого технологически и несопоставимо более дешевого экономически) и уже потом, по мере выработки запасов сухопутных месторождений,

выход на шельф. Любой другой вариант (первоначальное освоение шельфовых объектов Карского моря, параллельная разработка шельфа и суши Ямала) несовместим с техническими и технологическими позициями, разорителен с финансово-экономической стороны.

Теоретически возможна другая схема организации транспортировки шельфового газа, основанная на его сжижении. Подобный вариант рассматривался как возможный для освоения Харасавэйского месторождения, на сегодня утвержден и находится в начальной стадии реализации другой аналогичный проект – «Ямал-СПГ» на базе Южно-Тамбейского. Оба проекта предполагают добычу газа, его сжижение на месте на специально построенных заводах СПГ и транспорт сжиженного газа до потребителей танкерами-газовозами ледового класса (на запад в Европу и США либо на восток в страны АТР).

С технологических позиций главным уязвимым звеном этих проектов является транспортная схема (рис.1). Во-первых, потребуется значительный флот газозовов специального ледового класса (по нашим оценкам, только для

Харасавэя с проектным уровнем добычи 30 млрд м³ в год – порядка 18–24). Во-вторых, для обеспечения их круглогодичной проводки в условиях сложнейшей ледовой обстановки будет необходим соответствующий флот ледоколов класса «Арктика» (для Харасавэя не менее 6–8). В-третьих, непредсказуемы и безусловно высоки техногенные риски, связанные с танкерной доставкой СПГ арктическими ледовыми маршрутами, которые затрагивают в том числе и проблему гарантий ритмичности отгрузки СПГ в зимний период. Реализация транспорта в восточном направлении – с ориентацией на азиатско-тихоокеанские рынки –кратно повышает потенциальные проблемы, неизбежные риски и потребность в танкерно-ледокольном флоте.

Возможен другой вариант реализации данной схемы, более рациональный технологически, менее напряженный с финансово-экономических позиций и характеризующийся несопоставимо меньшим уровнем рисков в части реализации транспортной компоненты, к тому же позволяющий (в случае необходимости) реализовать

независимое освоение газовых ресурсов Карского шельфа. Он заключается в строительстве автономного газопровода, соединяющего месторождения Ямала (Харасавэй, Южный Тамбей и др.) или Карского шельфа с Новой Землей, где может быть построен завод по сжижению газа и терминал отгрузки СПГ [15] (рис.1). Расположение здесь завода дает возможность круглогодичной отгрузки СПГ линейными стандартными (неледовыми) танкерами-газовозами, так как в этом районе ледовая обстановка более благоприятна. Единственное на сегодня препятствие (не технического характера) для реализации данной схемы – особый статус Новой Земли и существующие ограничения на производственную деятельность в пределах этой территории.

**П**илотный нефтяной проект в Печорском море, старта которого все ждут со дня на день, связан с освоением Приразломного месторождения. На данный момент установлена добывающая платформа, построены два танкера ледового класса для отгрузки нефти. Первоначальный вариант проекта освоения, ориентированный на отбор 72 млн т запасов, предполагал бурение 40 скважин (24 добывающих и 16 нагнетательных) со значительной (до 1000–2000 м) протяженностью горизонтальных участков и ориентирован на дебиты скважин до 1200–1400 т/сут. при коэффициенте закачки жидкости в пласт, достигающем 1,5 [13]. На сегодня нет информации о наличии нового проекта и его параметрах, однако отклонения неизбежны уже потому, что построенная платформа имеет одну буровую установку вместо предполагавшихся ранее двух. В связи с этим выход на пиковые отборы нефти определен 2020-м годом. Но независимо от этого потенциальная «проблемность» данного объекта обусловлена спецификой его промысловых характеристик.

Существенное снижение продуктивности скважин относительно проектных показателей, возможное и вполне реальное в следствие специфических свойств нефти месторождения и особенностей коллектора, автоматически влечет увеличение эксплуатационного

фонда скважин, необходимость их частичного размещения вне платформы (а она рассчитана максимум на 40 скважин), технологическое усложнение проекта и как следствие – дополнительное снижение его финансовых показателей [4, 6, 12]. В зависимости от эффективности заложенных решений и успехов в преодолении существующих угроз по данному проекту будет развиваться дальнейшая программа освоения нефтяных запасов и ресурсов в пределах прилегающей части Печорского шельфа.

Весьма неопределенными являются перспективы освоения углеводородов в пределах российского баренцевоморского шельфа, также преимущественно газоносного. Ресурсный потенциал акватории Баренцева моря, согласно существующим на сегодня оценкам, локализован в его центральной и северной частях [14], которые характеризуются существенными глубинами моря и сложными ледовыми условиями. В качестве базового месторождения, призванного дать старт освоению здесь углеводородных ресурсов, рассматривалось Штокмановское с запасами около 3,9 трлн м3. Несмотря на относительно простые ледовые условия непосредственно в зоне месторождения (рис.1), реализация проекта сопряжена со значительными технологическими проблемами (существенные глубины моря и удаленность от берега), предопределяющими его огромную капиталоемкость и высокий уровень коммерческих рисков [3, 4]. С учетом этих обстоятельств и в следствие неопределенности перспектив развития газового рынка на ближайший период старт проекта отодвинут во времени по крайней мере за середину 2020-х годов.

**А**ктуальность освоения Штокмановского месторождения скорее всего будет и дальше снижаться по мере развития газодобычи на Ямале, поскольку сложность и объем технических и технологических проблем в рамках этих проектов (шельфового с одной стороны, и сухопутных – с другой) несопоставимы.

Освоение более «мористой» части ресурсного потенциала Баренцева моря (в том числе запасы месторождений Ледовое

и Лудловское, перспективные ресурсы российской части бывшей «серой зоны»), приуроченной к зоне развития многолетних льдов и значительных глубин моря, на сегодня зачастую не имеет гарантированных технологических решений, может быть реализовано только с «опорой» на инфраструктуру пилотных объектов типа Штокмана и, соответственно, к нему вряд ли приступят ранее 2030-х годов.

**В**осточная часть арктического шельфа имеет целый ряд собственных особенностей, способных лимитировать относительные перспективы освоения углеводородных ресурсов в его пределах. Это несопоставимо более низкий (по сравнению с Баренцево-Карским шельфом) потенциал и слабая изученность, практически полное отсутствие даже минимальной инфраструктуры на прилегающей суше и отсутствие углеводородного сырья в пределах региона. В этих условиях говорить о реальных добычных проектах здесь попросту не приходится даже на относительно далекую перспективу.

Чтобы осуществлять эффективную экспансию на шельф, необходима соответствующая инфраструктура – транспортная, производственная, обеспечения. Российский сектор Арктики располагает ими в неприемлемо малых объемах [10]. Создать их в перманентном режиме невозможно – требуются годы и годы огромных усилий и значительные финансовые и материальные ресурсы, которых в стране на сегодня попросту нет. В этих условиях обеспечение самых элементарных материальных потребностей шельфовых проектов – отдельная серьезная проблема, решению которой придается неоправданно мало внимания.

К множеству чисто технических и технологических проблем освоения шельфовой нефти и газа в столь суровых природно-климатических и гидрографических условиях следует добавить необычайно высокий уровень экологических угроз, серьезность которых будет усугубляться наличием ледового покрова, сохраняющегося в течение большей части года в пределах преобладающей части перспективных акваторий. Наличие мощных высокоподвижных ледовых

полей само по себе является дополнительным фактором риска техногенных аварий. При этом в условиях ледовой обстановки практически не работают существующие методы ликвидации их последствий. Соответственно, предсказать характер и масштаб возможного ущерба затруднительно даже при ограниченных по объему аварийных выбросах нефти и газа. Крупные аварии могут оказаться просто катастрофическими для экологии всей арктической зоны, предельно опасными для компаний-операторов.

Резюмируя приведенные выкладки, следует подчеркнуть, что на ближайшую и даже среднесрочную перспективу имеющийся отечественный технологический потенциал не позволяет рассчитывать на эффективное вовлечение в промышленный оборот углеводородных шельфовых ресурсов. Для его поднятия на необходимый уровень требуется масштабная и всесторонне выверенная государственная политика, направленная на перевооружение отрасли, на развитие транспортной и производственной инфраструктуры, на кадровое обеспечение столь высокотехнологичных и сложных проектов.

**Г**еолого-экономические проблемы. Учитывая огромную и несопоставимо более высокую капиталоемкость шельфовых проектов по сравнению с сухопутными добычными проектами, их экономические показатели (а значит и инвестиционная привлекательность) будут всецело зависеть от двух факторов – динамики цен на нефть и газ и параметров налоговой системы.

На временном отрезке последних 10–15 лет изменение ценового фактора характеризуется очевидным и неуклонным ростом. Этот же тренд (при, безусловно, возможных вариациях по динамике) сохранится, по мнению подавляющего большинства специалистов, и на будущее в силу целого ряда объективных причин. Соответственно, данная компонента будет способствовать возрастанию инвестиционной привлекательности шельфа.

Рассмотрим влияние на экономику арктических шельфовых проектов

другой макроэкономической компоненты – налоговой системы. Отечественное налогообложение подвергается заслуженной критике в следствие недостаточного учета финансово-экономических особенностей нефтегазовых проектов и специфики их геолого-промысловых характеристик. Для шельфовой арктической ресурсной базы углеводородов данная сторона экономики проектов приобретает особую значимость и требует безусловно особого подхода к формированию налоговой нагрузки. Характерная направленность многих суждений на данную тему – чрезмерное налогообложение шельфовых проектов, которое негативно отражается на перспективах их реализации и тормозит развитие нефтегазодобычи в Арктике.

**О**днако всегда ли подобные суждения обоснованны? Часто приводятся утверждения [7], что уровень налоговой нагрузки на отечественные морские арктические проекты в рамках действующей налоговой системы достигает и даже перекрывает 100 %, в то время как самый высокий ее уровень в зарубежных оффшорах не превышает 79 % (Норвегия). Безусловно, данный факт формально может иметь место, ведь во всем мире существует понятие некоммерческих запасов. Поэтому в каждом конкретном случае требуется специальное исследование всех обстоятельств, сопряженных с их освоением, – геолого-промысловых, макроэкономических, инфраструктурных, а освещение проблемы должно быть предельно корректным. В приводимых ссылках не указывается, относительно чего сравниваются объемы налогов. Из контекста подобных постулат, по-видимому, следует понимать, что речь идет о доле налоговых изъятий в объеме чистых валовых поступлений от реализации нефти и газа, то есть рассматривается валовый доход от продажи сырья за вычетом капзатрат, эксплуатационных расходов и транспортных издержек.

С этих позиций при обсуждении перспектив освоения углеводородной ресурсной базы шельфа на данном начальном этапе ее освоения речь может идти о пионерных проектах в пределах шельфовой зоны,

о месторождениях, которые уже открыты и ресурсная база которых достаточно надежно охарактеризована. Это относится, например, к Приразломному нефтяному и Штокмановскому газоконденсатному месторождениям. Проанализируем налоговую нагрузку по этим проектам.

На начальных этапах проекта общий объем инвестиций в Приразломное месторождение оценивался в 1,8–2,2 млрд долл., из которых примерно 950 млн приходилось на строительство гравитационной платформы. Остальные инвестиции – в строительство скважин, танкеров ледового класса, минимально необходимой инфраструктуры.

Согласно проекту Программы освоения шельфа, представленному позже (ОАО «Газпром», 2010 г.) стоимость платформы в соответствующий инвестиционный проект составляла уже примерно 2,6 млрд долл., а полные инвестиции в проект достигали 5,3 млрд долл. при уровне эксплуатационных затрат (за рентабельный период освоения и без учета транспортных расходов) не менее 3,0–3,5 млрд долл. На сегодняшней стадии (предпусковой) в СМИ фигурируют оценки стоимости платформы и общего объема инвестиций в проект уже на уровне в 3,0 и 7,0 млрд долл. соответственно.

Для нефтяных проектов в рамках действовавшей еще год назад налоговой системы предполагалось взимание экспортной пошлины, налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налога на имущество, налога на прибыль. Доля остальных налогов практически незначима. При этом для арктического шельфа добыча в объеме 35 млн т полностью освобождалась от уплаты НДПИ (налоговые каникулы). Базовые налоги (экспортная пошлина и НДПИ) исчислялись исходя из уровня экспортных цен.

**С**огласно нашим оценкам, при первоначально заложенных геолого-промысловых показателях проекта и сложившихся макроэкономических условиях доля налоговых изъятий в объеме чистой выручки не превышает 82 %. Это безусловно высокая

цифра и тем более – с учетом несовершенства структуры налогового бремени по сравнению с налоговой системой той же Норвегии. Но это и не 100 %. При этом чистая прибыль инвестора за рентабельный период оценивается почти в 9,7 млрд долл., более чем в 1,8 раза перекрывая объем инвестиций в проект по варианту 2010 года, а оценки ВНР проекта достигают уровня 20,1 %, в безналоговом режиме – 53,5 %. На уровень налоговых изъятий, приближающийся к 100 %, проект выходил бы только при условии повышения уровня капзатрат относительно заложенного на 130 % и уровня эксплуатационных затрат (без учета транспортных расходов) – на 50 %.

Как отмечалось выше, существуют определенные «угрозы» заложенным технологическим показателям рассматриваемого варианта проекта освоения месторождения, и их снижение неизбежно и негативно скажется на экономических показателях проекта. Но в таком случае следует пересмотреть сам проект и корректно подойти к его геолого-промысловой и финансово-экономической оценке с точки зрения анализа налоговой нагрузки.

С другой стороны, для выводов, ориентированных на долговременную перспективу, следует учитывать и фактор развития работ на шельфе. По мере нарастания изученности ресурсного потенциала и повышения достоверности его оценок и геолого-промысловых характеристик перспективных объектов будут более выверенными проектные решения. Уже с запуском пилотных проектов изменится инфраструктурная ситуация в регионе. Все это принципиально – и в положительную сторону – повлияет на общую макроэкономическую ситуацию применительно к шельфовым проектам, предопределяя их экономику. Соответственно, и шаги в направлении регулирования налоговой системы целесообразно делать исходя из конкретных макроэкономических условий, а не руководствуясь исключительно общими постулатами, и уж тем более – не обоснованными соответствующими и объективными расчетами.

Еще менее обоснованными ссылки на излишнее налоговое обременение выглядят для проекта освоения Штокмановского месторождения. Налоговая составляющая на экспортируемый газ представлена экспортной пошлиной (30 % от уровня экспортной цены), НДС (на период рассмотрения примерно 460 руб./тыс. м3 или около 15 долл./тыс. м3), налогом на прибыль. Исходя из существующих проектных решений по его освоению [3, 5] и «последних» финансово-экономических характеристик варианта проекта (Программа освоения шельфа ОАО «Газпром», 2010 г.) при современном уровне цен объем налоговых изъятий не превышает 53 % от чистого валового дохода. На уровень налоговых изъятий 75% проект выходит лишь при условии реализации половины продукции по внутренним ценам и одновременном увеличении на 50% уровня капитальных и эксплуатационных затрат. При этом даже в последнем случае чистая прибыль по проекту в 1,4 раза превышает объем инвестиций (увеличенных), а оценка эффективности инвестиций по ВНР снижается до уровня 11,4 % (в безналоговом режиме ВНР = 24,7 %).

Приведенные результаты свидетельствуют по крайней мере о недостаточной аргументированности точки зрения на чрезмерное налоговое обременение шельфовой ресурсной базы и о необходимости более взвешенного подхода к реформированию ее налоговой обремененности. Экономическая эффективность инвестиций и уровень коммерческих рисков в любом проекте – в том числе и в шельфовых – определяются не только и даже не столько общей налоговой нагрузкой, сколько ее структурой во времени реализации проекта. Об этом свидетельствует опыт той же Норвегии, где эффективная налоговая политика не только сумела поднять инвестиционную привлекательность нефтегазовой отрасли и обеспечить экономическое процветание страны, но и позволила стимулировать небывалый уровень технологического прогресса.

Корректное и эффективное решение задачи реформирования

налоговой системы в шельфовом секторе нефтегазодобычи невозможно также без корректной нормативно-стоимостной базы по шельфовым проектам. На сегодня такой базы для условий российского арктического шельфа нет. И это дополнительная почва для возможных манипуляций со стороны заинтересованных сторон. К сожалению, накопленный опыт и соответствующая обширная нормативная база по Северному и Норвежскому морю не могут переноситься на условия российского арктического шельфа вследствие заведомо несопоставимых природно-климатических условий. Вместе с тем определенные параллели и сопоставления вполне допустимы.

Например, стоимость комплекса из производственной и компрессорной полупогружных платформ для Штокмана по одному из последних вариантов освоения месторождения (глубина моря около 330 м, практически безледовая акватория), оценивается на уровне 2,9+2,3=5,2 млрд долл., а стоимость построенной в 1995 г. на месторождении Троль железобетонной гравитационной газовой платформы Троль-А типа TSGA (глубина моря 300 м, высота платформы 472 м, вес 1 млн т, 4 опоры диаметром 32 м каждая), обошлась в 1,5 млрд долл. С учетом типа этих объектов, специфики технологий строительства и одновременно – имевшего место за эти годы технологического прогресса, даже невзирая на инфляционные процессы – вряд ли можно назвать адекватными цены рассмотренных объектов. С учетом стоимости современных зарубежных аналогов шельфовых объектов обустройства, по Штокману они, скорее всего, завышены.

Ввод в эксплуатацию компанией «Лукойл» Варандейского комплекса на мощность до 12 млн т нефти в год, включающего стационарный морской отгрузочный терминал, две нитки подводного трубопровода протяженностью 22 км с непрерывной циркуляцией нефти, береговой резервуарный парк с системой подогрева обошелся примерно в 1 млрд долл. При этом по масштабам объекта, по сложности технического воплощения, по уникальности конструктивных

решений, по металлоемкости он во многом адекватен платформе Приразломная, стоимость которой почему-то оказалась в 2,6 раза выше.

Развитию подобного тренда в нашей стране способствует отсутствие рыночных регуляторов и явная незрелость рыночных отношений. Сама возможность его проявления в технологической и финансовой политике компаний и широкая практика реализации подобной политики в производственной сфере характеризуют как явно недостаточный уровень влияния на происходящие процессы соответствующих государственных органов и структур, призванных регулировать данную сторону недропользования.

В минувшем году с целью экономического стимулирования освоения шельфа приняты специальные федеральные законы, которыми для арктических проектов введены новые льготы – кратно снижена налоговая нагрузка по НДС и экспортной пошлине, отменен налог на имущество. Однако даже столь масштабные налоговые преференции со стороны государства вряд ли способны переломить ситуацию в освоении арктического шельфа. К работам здесь законодательно допущены лишь госкомпании («Газпром» и «Роснефть»), которые на десятилетия обеспечены несопоставимо более доступной сухопутной ресурсной базой, и они не заинтересованы в мобилизации огромных материальных и финансовых ресурсов для реализации весьма сложных и рискованных арктических проектов. На сегодня их активность в этом регионе сводится к усиленному лицензированию наиболее перспективных участков и поиску зарубежных партнеров, готовых взять на себя технологическое и финансовое обеспечение работ, связанных с проведением геологического изучения или освоением шельфовых месторождений. Однако в какой мере подобная стратегия отвечает национальным интересам России – вопрос, требующий отдельного исследования – как с точки зрения потенциального распределения доходов от эксплуатации углеводородных ресурсов и гарантий доступа ответственного

сырья на международные рынки, так и с точки зрения перспектив наращивания технологического потенциала отрасли и модернизации экономики России.

В связи с этим следует отметить, что компания «Лукойл» успешно реализовала освоение Кравцовского месторождения на Балтике в несопоставимо худших макроэкономических условиях; сегодня она собственными силами осваивает месторождения им.Корчагина и им.Филановского на Каспии, и начаты эти работы задолго до нынешних широких налоговых льгот. Компания реализовала сложнейший арктический транспортный проект в Варандее. Но при этом «Лукойлу» законодательно закрыт выход на арктическую ресурсную базу. И это очевидная нестыковка элементов государственной политики в сфере недропользования и нефтегазодобычи.

К сожалению, в сложившихся условиях даже удовлетворение требований по снижению налогового обременения проектов вряд ли сдвинет с места прогресс в освоении шельфа. Необходима мощная и целенаправленная политика государства, ориентированная на ликвидацию существующих проблем – в первую очередь, на развитие судостроительных мощностей и мощностей по созданию специализированного оборудования (производственные и буровые платформы), на развитие инфраструктуры, на более глубокое изучение региона, приступая к которому необходимо уже сегодня. По мере реализации такой политики и с учетом неуклонного ухудшения структуры ресурсной базы углеводородов на суше могут возникнуть объективные предпосылки для реального инвестиционного интереса к шельфовым ресурсам. Вряд ли целесообразно прямо сегодня тратить огромные финансовые средства на форсирование добычных проектов, характеризующихся высокими технологическими и финансовыми рисками, не обеспеченных надежными технологиями и техникой, заведомо предполагающих существенно меньшую (по сравнению с сухопутными проектами) финансовую отдачу. ●

#### Литература

1. Григоренко Ю.Н., Маргулис Е.А., Новиков Ю.Н., Соболев В.С. Морская база углеводородного сырья России и перспективы ее развития // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т.2. – <http://www.ngtp.ru/rub/5/003.pdf>
2. Григоренко Ю.Н., Соболев В.С. Нефтяные ресурсы акваторий – долгосрочный стратегический резерв России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009. – №3. – С.26–32.
3. Григорьев Г.А. Штокмановское месторождение как элемент реализации газовой стратегии России – проблемы и минусы // Сб.матер.междунар. научно-практ.конф. «Проблемы изучения и освоения сырьевой базы нефти и газа Северо-Западного региона России». – СПб.: ВНИГРИ, 2007. – С.49–64.
4. Григорьев Г.А. Новые нефтегазовые регионы и стратегия развития ТЭК России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2008. – №2. – С.3–10.
5. Григорьев Г.А. Российские арктические углеводородные перспективы – технологические и геолого-экономические проблемы освоения // Сб.матер.научно-практ.конф. «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России» (4–7 июня 2012 г., С.-Петербург). – СПб.: ВНИГРИ, 2012. – С. 334–346.
6. Григорьев Г.А., Прищеп О.М., Макаревич В.Н. Техно-экономические аспекты освоения углеводородных ресурсов арктических морей // Сб докл.научно-практ.конф. «Теория и практика стоимостной оценки нефтегазовых объектов. Совершенствование системы налогообложения» (4–8 июля 2005 г., С.-Петербург). – СПб.: Недра, 2005. – С. 168–176.
7. Никитина А. Мизер Григория Выгона // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – №2. – С.32-37.
8. Новиков Ю.Н. Ревизия объектов и переоценка запасов и ресурсов – неотложные задачи подготовки ближайшего резерва углеводородного сырья России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009. – №3. – С.33-43.
9. Новиков Ю.Н., Гажула С.В. Особенности оценки месторождений углеводородного сырья арктического шельфа России и их переоценки в соответствии с новой классификацией запасов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т.3. – №1. – [http://www.ngtp.ru/rub/6/13\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/13_2008.pdf)
10. Новиков Ю.Н., Григорьев Г.А. Техно-технологическая база отечественной морской нефтегазодобычи: состояние и тенденции развития // Oil & Gas Journal Russia, 2012. – №12. – С. 50–57.
11. Прищеп О.М., Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Ананьев В.В., Маргулис Е.А., Анфилатова Э.А. Узлы нефте-газодобычи глобального значения на северо-западных акваториях России: перспективы развития и освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т.5. – №2. – [http://www.ngtp.ru/rub/6/27\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2010.pdf)
12. Прищеп О.М., Григорьев Г.А., Макаревич В.Н. Ресурсная база, экономика-технологические проблемы и перспективы освоения углеводородного потенциала Северо-Запада России // Матер.науч.-практ. конф. «Перспективы нефтегазоносности малоизученных территорий севера и северо-востока Европейской части России» (Сыктывкар). – М.: ИГиРГИ, 2007. – С. 89–94.
13. Чернов И.Н. Особенности обустройства Приразломного нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство, 2003. – №7. – С.88–91.
14. Шипилов Э.В., Мурзин Р.Р., Удальцов В.И. Геология газовых и нефтяных месторождений арктического шельфа России // Нефтегаз, 2001. – №2. – С.37–48.
15. Шумовский С. Новый порт на Новой Земле? // Нефть России, 2009. – №2. – С.76–79.

# МОДЕРНИЗИРОВАННЫЙ АИР-10SH ДЛЯ СУРОВЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Серия малогабаритных микропроцессорных датчиков давления АИР-10SH – специальное предложение от НПП «ЭЛЕМЕР» для измерения давления в суровых условиях. Высокая достоверность и стабильность измерений давления при воздействии крайне низких температур, контакте с агрессивными средами, в жесткой электромагнитной обстановке, в условиях высокой вибрации на открытых полевых участках без обогрева и укрытия – это задача, с которой успешно справляются приборы серии АИР-10SH

**Фролов Сергей Владимирович,**  
руководитель продуктового направления «Датчики давления»

Применение цифрового протокола HART в серии датчиков давления АИР-10SH открывает новые возможности по удаленной и/или локальной конфигурации и калибровке датчика, получению диагностической и служебной информации о состоянии прибора, передаче измерительной информации в цифровом виде, простой организации измерительной сети.

## Высокая стойкость к агрессивным средам

АИР-10SH легко справляется с такой задачей, как измерение давления при контакте с агрессивными или вязкими средами. Кислоты, щелочи, нефтепродукты, включая нефть, мазут, бензин, дизельное топливо – это наиболее часто встречаемые среды в нефтехимической промышленности, где АИР-10SH может долговременно измерять давления с высокими метрологическими показателями.



Большой выбор материалов мембран – нержавеющая сталь 316L, хастеллой, керамика на основе оксида алюминия, а также уплотнительных колец из витона (V) и стеклонаполненного фторопласта (PTFE) значительно повышают коррозионную стойкость датчика.

Датчики АИР-10SH имеют практически все виды исполнений: взрывобезопасные (Exia, Exd), атомное повышенной надежности (А), морское (ОМ), что делает возможным применение приборов во всех отраслях промышленности.

## Датчик готов работать в любых климатических условиях

На объектах добычи и транспортировки газа и нефти датчики давления зачастую эксплуатируются при низкой температуре на открытых технологических позициях без дополнительного обогрева и укрытия.

**Широкий температурный диапазон от минус 60 до +80°C**, высокая степень защиты от пыли и влаги (IP67), низкая дополнительная температурная погрешность (0,08%/10°C)



обеспечивают надежность работы датчиков давления АИР-10SH с заявленными метрологическими характеристиками при низкой температуре и при высокотемпературных условиях эксплуатации.

## Высокая вибростойкость

Высокий уровень вибрации на промышленных объектах за короткое время может вывести из строя любой прибор. В отличие от традиционных приборов АИР-10SH готов противостоять высокой вибрации, сохраняя заявленные метрологические характеристики.

Благодаря примененным схемотехническим и конструктивным решениям датчики АИР-10SH устойчивы к высокому уровню вибрации что соответствует группам V2, G1 и G2 по вибростойкости (ГОСТ Р 52931-2008).

## Сенсоры с пятикратным запасом прочности

Гидроудары и резкие скачки давления – эти явления нередко случаются в процессе эксплуатации трубных систем. Многие приборы не готовы выдерживать такие перегрузки по давлению и выходят из строя. Сенсоры, применяемые в датчиках давления АИР-10SH имеют пятикратный запас прочности относительно

верхнего предела измерений. В датчиках АИР-10SH штуцерного присоединения (ДИ, ДА, ДИВ, ДГ) применены современные сенсоры ведущих зарубежных производителей с металлической разделительной мембраной.

## Основные технические характеристики датчика давления АИР-10SH

- Погрешность –  $\pm 0,1\%$ ,  $0,2\%$ ,  $0,5\%$
- Дополнительная температурная погрешность – от  $0,08\%/10^\circ\text{C}$
- Глубина перенастройки диапазона – **1:40**
- Верхние пределы измерений
  - абсолютное давление (ДА) – **4 кПа...2,5 МПа**
  - избыточное давление (ДИ) – **0,4 кПа...100 МПа**
  - избыточное давление-разрежение (ДИВ) –  **$\pm 5$  кПа...(-0,1...+2,4) МПа**
  - дифференциальное давление (ДД) – **0,4 кПа...2,5 МПа**
  - гидростатическое давление (ДГ) – **1,6 кПа...250 кПа**
- Единицы измерения: **Па, кПа, МПа, кгс/см<sup>2</sup>, кгс/м<sup>2</sup>, атм., mbar, bar, мм.рт.ст., мм.вод.ст.**
- Выходной сигнал – **4...20 мА/ HART**
- Конфигурирование – **HART-протокол**
- Климатические исполнения – **C2\* (-60...+70°C), C2 (-40...+70°C), C3 (-10...+70°C), (-25...+70°C), T3 (-25...+80°C)**
- Пылевлагозащита – **IP65, IP67**
- Варианты исполнения – **общепромышленное, Ex (ExiaIICT6 X), Exd (1ExdIICT6), А (атомное повышенной надежности), ОМ – морское**
- **Светодиодный 4-х разрядный индикатор в двухсекционном корпусе АГ-15**
- Вибростойкость – **группы G1 и G2 (2 000 Гц/10 g/0,75 мм) – по ГОСТ Р 52931-2008**
- Электромагнитная совместимость (ЭМС) – **IV-A**
- Средний срок службы – **12 лет**
- Межповерочный интервал – **3 года (класс 0,1%), до 5 лет (класс 0,2%, 0,5%)**
- Гарантийный срок эксплуатации – **5 лет (7 лет для атомного исполнения)**

## Высокий уровень надежности

Применение новых схемотехнических решений в датчиках давления АИР-10SH обеспечивает высокую защищенность от всех известных промышленных помех и позволяет этим приборам безотказно функционировать в самых жестких условиях электромагнитной обстановки.

АИР-10SH относится к самой высокой группе по электромагнитной совместимости (ЭМС) – группе IV с критерием качества функционирования А. ●

Суровые условия не помеха в работе АИР-10SH – новому датчику давления производства НПП «ЭЛЕМЕР»!



ООО НПП "ЭЛЕМЕР"  
Москва, Зеленоград, пр-д 4807, д. 7, стр. 1  
Телефоны:  
Горячая линия службы технической поддержки – **8-800-100-5147**  
Отдел продаж и технической поддержки:  
**(495) 988-48-55, (495) 925-51-47**  
Выставочно-консультационный офис (г. Москва)  
**Москва, ул. Большая Марьинская, д. 9, стр. 1, офисы 113, 306**  
Телефоны: **(495) 615-61-97, (495) 602-46-90, (495) 787-25-51, (495) 981-54-47**





## ОЧИСТКА И ОБЕЗВРЕЖИВАНИЕ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД ОТ ВЗВЕШЕННЫХ ВЕЩЕСТВ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ДРУГИХ ВРЕДНЫХ ПРИМЕСЕЙ



**Владислав Буренин,**  
Кандидат технических наук,  
МАДИ,  
профессор

Для природы и человека неочищенные сточные воды нефтеперерабатывающих, нефтехимических, химических и других родственных промышленных предприятий очень вредны: в них содержатся опасные для здоровья людей, а также для животного и растительного мира концентрации загрязняющих веществ различной физической природы: нефть и нефтепродукты, взвешенные вещества, тяжёлые металлы, поверхностно-активные вещества, фенолы, кислоты, щёлочи, смолы, токсичные вещества, болезнетворные бактерии и др.

Любой сброс плохо очищенных сточных вод этих предприятий в водоёмы в той или иной степени нарушает водопотребление (применение воды для питьевых нужд), ухудшает водопользование (использование воды для купания, спорта, полива садовых и огородных культур и других потребностей). Иногда вода водоёмов, загрязнённая сточными

водами, становится непригодной и для промышленных нужд.

Наиболее распространёнными загрязнениями водных объектов: океанов, морей, озёр, рек, прудов, болот, подземных вод, ледников и водяного пара в атмосферном воздухе в настоящее время является нефть и продукты её переработки (бензин, керосин, масла, мазут, асфальтены и др.). Поступая в водные объекты, нефть и нефтепродукты создают различные формы загрязнения: плавающую на воде нефтяную плёнку; растворённые или эмульгированные в воде нефтепродукты; осевшие на дно тяжёлые фракции; продукты, адсорбированные грунтом дна или берегом водоёма [1].

Загрязнённые производственные нефтесодержащие сточные воды могут также образовывать взрыво- и горючеопасные газы и смеси или отравляющие вещества, поэтому с целью их очистки и нейтрализации принимаются специальные меры.

Перед отведением сточных вод в канализационные системы, системы оборотного водоснабжения, водоёмы или на рельеф местности они должны быть очищены до требуемых, предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ. Наиболее уязвимы к техногенному загрязнению подземные воды, в которых со временем накапливаются загрязнения от сточных вод.

Очистка и обезвреживание производственных сточных вод от вредных примесей осуществляется с помощью механических, силовых, адсорбционных, абсорбционных, физико-химических, химических, термических, биологических и других способов очистки.

В последние годы ведущие в области фильтровальной техники российские и зарубежные фирмы разработали, запатентовали и выпускают новые конструкции фильтров, очистительных установок и устройств для сточных вод, отличающиеся улучшенными характеристиками.

Удобен в эксплуатации автоматический самоочищающийся механический фильтр [2] для

очистки производственных сточных вод от взвешенных частиц загрязнений. Фильтр состоит из цилиндрического корпуса, разделённого на верхнюю камеру 1 (рис. 1) и нижнюю камеру 3 перегородкой 5 с отверстиями А, над которыми расположены цилиндрические фильтроэлементы 15. Для подвода загрязнённых сточных вод на очистку и вывода очищенных сточных вод имеются входной 4 и выходной 2 патрубки. Регенерация фильтроэлементов 15 противотоком (левый фильтроэлемент 15 показан на рис. 1 в режиме регенерации) осуществляется с помощью устройства, состоящего из установленного на валу 8 поворотного патрубка 12 с расположенным на нём зубчатым патрубком – сателлитом 13 и приёмной подпружиненной втулкой 14. Патрубок – сателлит 13 обкатывается вокруг центральной шестерни 6. В патрубке 11 для отвода загрязнений при регенерации цилиндрические фильтроэлементы 15 противотоком расположены запорный элемент 10. Расположение фильтроэлементов 15 в цилиндрическом корпусе фильтра и траектория движения

втулки 14 таковы, что для регенерации каждого из фильтроэлементов 15 необходимо поворачивать патрубок 12 на один и тот же угловой шаг столько раз, сколько фильтроэлементов в фильтре. Для управления поворотным патрубком 12 и запорным элементом 10 используется привод 9 с приводным двигателем 7.

Установка для эффективной очистки сточных вод, содержащих взвешенные частицы, а также нефтепродукты в эмульгированной форме [3], представляет собой прямоугольную ёмкость (длина больше ширины), перегородками разделённую на три секции, объём первой секции больше 50% от общего объёма.

На выходе первой секции установлен электролизёр, через который проходят сточные воды после первичного отстаивания. Электролизёр имеет два катодных и два анодных (выполнены из алюминия) чередующихся электрода. При подаче на электроды электрического тока силой 5А происходит деструкция углеводородов в составе сточных вод, а дополнительным фактором их очистки является процесс электрокоагуляции. На следующей секции (ступени очистки) сточные воды осветляются с использованием флокулянтов, осадок уплотняется, а очищенные сточные воды частично выводятся из установки а частично возвращаются в электрохимический процесс очистки.

С целью повышения эксплуатационной надёжности разработана конструкция фильтр-пресса для очистки сточных вод путём отжима осадка [4], включающая бесконечные фильтровальные ленты, системы прошивки фильтровальных лент, подачи и отвода осадка и отжимной элемент, выполненный в виде тороидальной оболочки, установленной с возможностью вращения под действием фильтровальных лент. Фильтровальные ленты имеют сетчатую поверхность, под которой выполнены продольные каналы.

Для эффективного удаления из промышленных сточных вод различных механических включений фирмой Ondeo

РИС. 1. Автоматический самоочищающийся механический фильтр

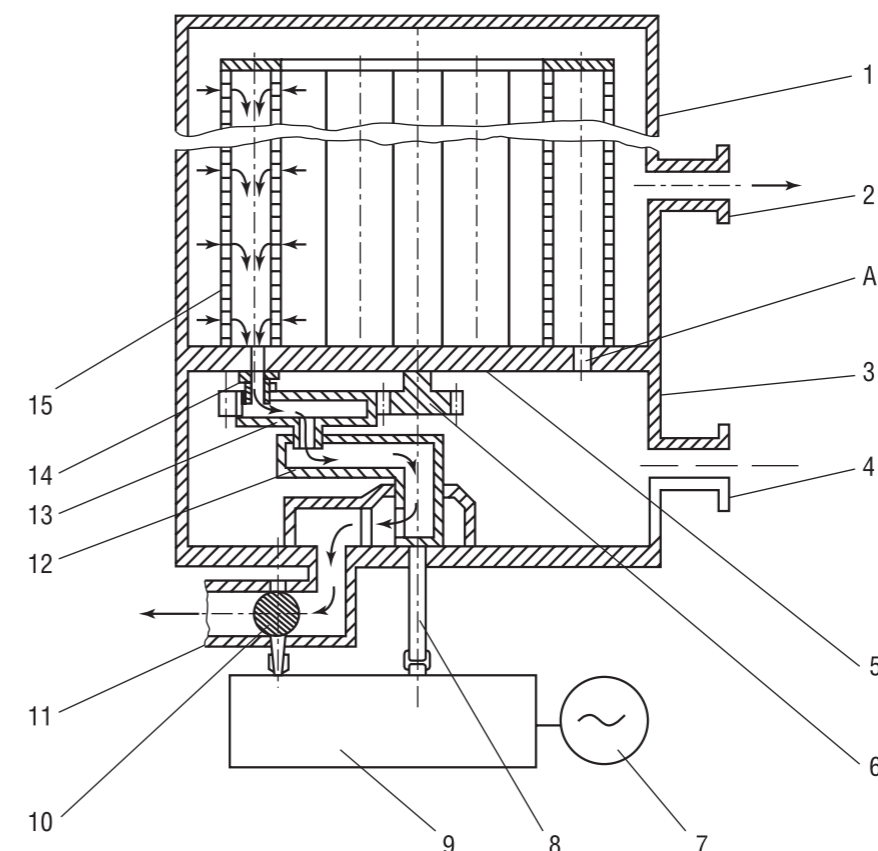
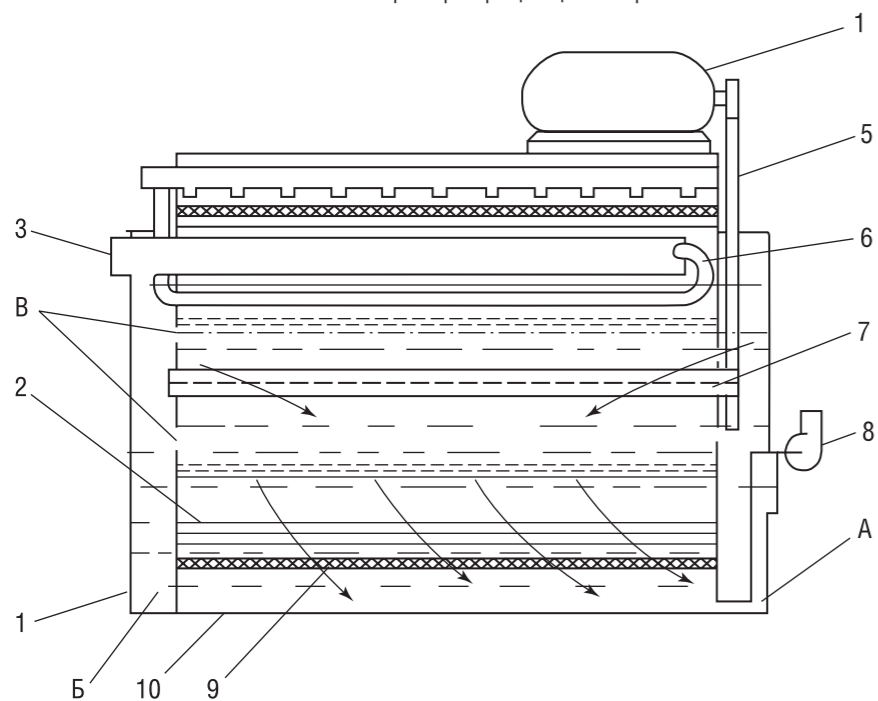


РИС. 2. Автоматический механический фильтр с вращающимся барабаном

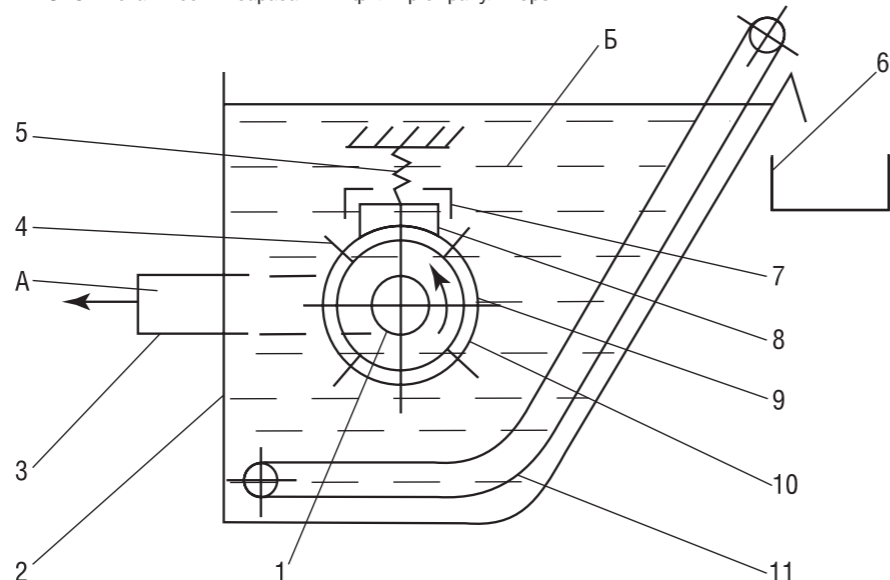


Degremont, Inc. (США) разработано устройство [5], включающее вертикальную решётку, устанавливаемую в прямоугольном канале с поступающим на очистку сточными водами. Верхняя кромка решётки находится выше уровня сточных вод в канале. В вертикальной плоскости по поверхности решётки со стороны очищаемых сточных вод совершает движение скребковый узел. При перемещении вверх он захватывает с поверхности решётки задержанные механические включения и переносит их в контейнер, находящийся за пределами канала. Установка устройства в канале с поступающими на очистку сточными водами и его удаление осуществляется посредством грузоподъёмных средств.

С целью повышения степени очистки производственных сточных вод от взвешенных твёрдых частиц (механических примесей) разработана конструкция автоматического механического фильтра [6], отличающегося удобством эксплуатации. Фильтр содержит внешнюю ванну 1 (рис.2) для сбора загрязнённых сточных вод Б и установленную в ней внутреннюю ванну 10 для сбора очищенных сточных вод А. В ванне 10 установлен вращающийся барабан 7 без торцевых стенок, цилиндрическая перфорированная поверхность

которого покрыта фильтрующим материалом 9. Трубопровод 6 промывочного устройства, соединённый с приёмным лотком 3 для задержанных частиц загрязнений, размещается выше уровня загрязнённых сточных вод Б в ванне 1. Привод 4 вращает барабан 7 посредством цепной передачи 5. Насос 8 применяется для отвода очищенных сточных вод А из ванны 10. Сточные воды Б поступают на очистку в барабан 7 через отверстия В в стенке ванны 10, проходят через его цилиндрическую перфорированную поверхность, покрытую

РИС. 3. Механический барабанный фильтр с гранулятором



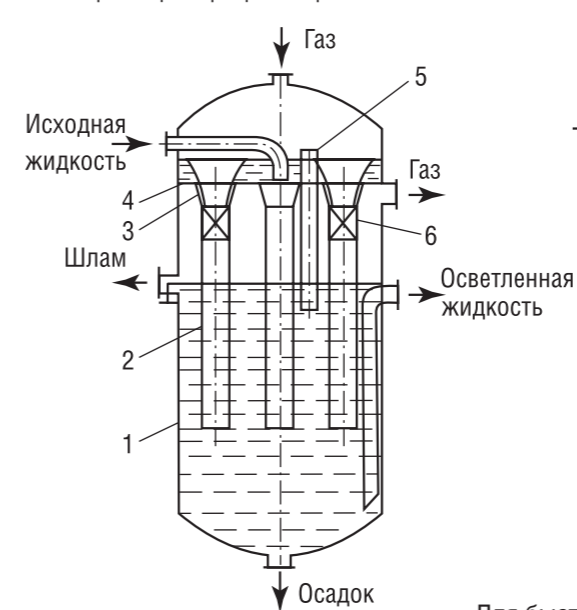
фильтрующим материалом 9, поступают очищенными в ванну 10 и откачиваются из неё насосом 8. Задержанные механические примеси (механические частицы) гибкими транспортными ребрами 2, закреплёнными равномерно по окружности внутри барабана 7, перемещаются в лоток 3 и смываются промывочной водой в ванну 1.

Эффективна в работе установка для комплексной очистки и обезвреживания нефтесодержащих сточных вод [7], включающая несколько коаксиально расположенных секций, находящихся одна внутри другой и установленных в подземной ёмкости для сбора промышленных стоков. Последняя внутренняя секция фиксируется на перфорированном цилиндре, из которого отводятся очищенные сточные воды. Направление очистки сточных вод – от периферии к центру.

Каждая секция имеет каркас в виде двух цилиндрических сеток, между которыми засыпается фильтрующая адсорбционная загрузка в виде гранул, размеры которых уменьшаются от внешней секции к внутренней.

Повышенной эффективностью работы отличается гидравлический механический барабанный фильтр [7], состоящий из трубы 1 (рис.3) для очищенных сточных вод, установленной в подшипниках скольжения, которые крепятся к стенкам ёмкости 2 для загрязнённых сточных вод.

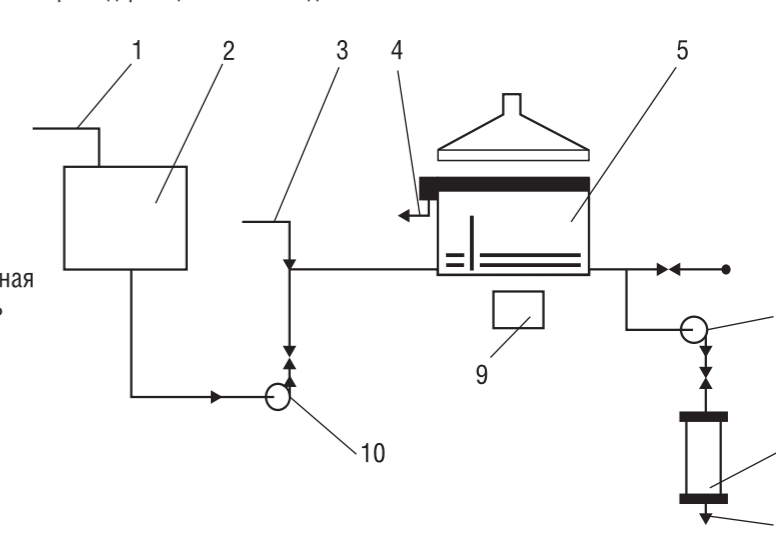
РИС. 4. Конструктивная схема ступенчатого безнапорного фильтра-флотатора



На трубе 1 жёстко закреплён вращающийся барабан 10, оснащённый лопастями 4 на торцевых поверхностях. На цилиндрическую перфорированную поверхность барабана 10 крепится фильтрующее полотно 9, на поверхности которого задерживаются частицы загрязнений. К поверхности фильтрующего полотна 9 и расположенному на нём слою осадённых частиц загрязнений из сточных вод прижимается пружинной 5 гранулятор 8, установленный в направляющих 7. Гранулятор 8 выполнен в виде набора щёток и предназначен для очистки поверхности фильтрующего полотна 9 от осадённых частиц загрязнений. Частицы загрязнений осаждаются на дне ёмкости 2 и скребковым транспортером 11 удаляются в ёмкость 6. Очищенные сточные воды выводятся из фильтра через патрубок 3.

Для очистки нефтесодержащих сточных вод достаточно широко используется флотация, позволяющая интенсифицировать всплывание нефтепродуктов за счёт их обволакивания пузырьками воздуха, который подаётся в сточную воду. В зависимости от процесса образования пузырьков воздуха различают несколько видов флотации: безнапорную, напорную, пневматическую, пенную, химическую, биологическую, вибрационную, электрическую.

РИС. 5. Технологическая схема установки электрофлотационной очистки нефтесодержащих сточных вод



Для быстрой и качественной очистки сточных вод от нефти и твёрдых взвесей применяются фильтры, работающие по принципу безнапорной флотации [9]. На рисунке 4 приведена конструктивная схема одноступенчатого безнапорного фильтра – флотатора, состоящего из корпуса 1 с патрубками ввода сточных вод на очистку (исходная жидкость), отвода очищенных сточных вод (осветлённая жидкость), входа и выхода сжатого воздуха (газ), отвода образующейся пены (шлам), отвода шламowego осадка (осадок); горизонтальной перегородки 4 с установленными в ней переточными трубами 2; дополнительной переточной трубы 5, верхний торец которой расположен выше горизонтальной перегородки 4, а нижний – ниже патрубка отвода пены (шлам). Эффективность работы фильтра-флотатора повышена благодаря выполнению верхних концов переточных труб 2 в виде конфузоров 3 и установке в каждой переточной трубе 2 под конфузуром 3 винтовой лопасти 6, что усиливает эффект вращения потока очищаемых сточных вод.

Одним из эффективных средств очистки сточных вод является алюмокремниевый реагент АКФК [10], сочетающий в себе свойства коагулянта и флокулянта. Применение реагента АКФК в комбинации с активирующей добавкой и физических методов

активации позволяет создать в объёме очищаемых сточных вод упорядоченные наноразмерные структуры (подобных цеолитам), которые обеспечивают высокую степень очистки. Благодаря способности к образованию цеолитоподобных структур реагент АКФК отличается от других традиционных коагулянтов более высокой эффективностью при очистке сточных вод от взвешенных частиц загрязнений и нефтепродуктов.

Метод электрической флотации (электрофлотации), применяемый для эффективной очистки нефтесодержащих сточных вод, отличается простотой технологической схемы установки, дешёвизной и надёжностью оборудования, высокой степенью очистки, возможностью использования извлеченных нефтепродуктов. Технологическая схема установки электрофлотационной очистки нефтесодержащих сточных вод [11]

представлена на рисунке 5. Схема установки включает накопительную ёмкость 2 для сточных вод, подаваемых на очистку по трубопроводу 1. Собранные сточные воды подаются с помощью насоса 10 из ёмкости 2 в электрофлотатор 5, выполненный в виде прямоугольной ёмкости из пропилена, состоящей из двух камер с электродными блоками, в которые подаётся постоянный ток от источника постоянного тока 9.

В верхней части ёмкости электрофлотатора 5 на раме монтируется пенное устройство, состоящее из мотор-редуктора и транспортера с лопатками из пропилена для сбора образующейся пены. Для повышения степени очистки сточных вод предусмотрена дозированная подача в электрофлотатор 5 жидкого флокулянта – коагулянта по трубопроводу 3. В ходе электрофлотации эмульгированные нефтепродукты транспортируются воздушными пузырьками на поверхность сточных вод в ёмкости электрофлотатора 5 и накапливаются в слое флотошлама, который периодически удаляется с поверхности сточных вод по трубопроводу 4. Далее сточные воды из электрофлотатора 5 подаются в сорбционный фильтр 7 насосом 6. Очищенные сточные воды выводятся из установки электрофлотационной очистки по трубопроводу 8. Удельные затраты электроэнергии на очистку сточных вод составляют до 0,5 кВт\*ч/м³.

Одной из острейших проблем, связанной с развитием нефтехимической и химической отраслей промышленности, является антропогенное вмешательство в кругооборот тяжёлых металлов в окружающую среду. Избыточное количество тяжёлых металлов в водных объектах, в доступном для живых организмов виде, является потенциально опасным. В связи с этим, проблема качественной очистки производственных сточных вод от тяжёлых металлов очень актуальна. К тяжёлым металлам традиционно относят более 40 химических элементов с атомными массами более 50 а.е.м. (медь, цинк, галлий, молибден, кадмий, марганец, железо, теллур, вольфрам и др.).

Для очистки производственных сточных вод от тяжёлых металлов наиболее часто применяются следующие методы: реагентный (нейтрализация), биохимический, сорбционный, ионообменный, термической дисциляции с предварительным осветлением.

Достоинством реагентного метода очистки сточных вод от тяжёлых металлов является относительно небольшая себестоимость очистки, достаточная эффективность по отношению к тяжёлым металлам. Его недостатками являются: образование большого количества обводнённого осадка; недостаточная эффективность очистки по отношению к сульфатам; трудности при

дозировании реагентов вследствие непостоянства состава сточных вод, подаваемых на очистку.

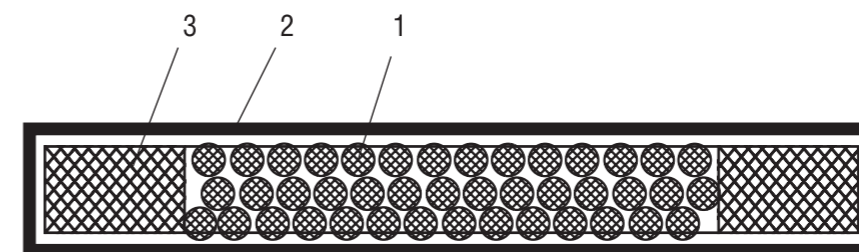
В мировой практике для очистки производственных сточных вод широко применяются также биологические методы. Процесс биологической очистки осуществляется сложным сообществом бактерий, простейших и ряда микроорганизмов. Современные сооружения биологической очистки достаточно эффективны, однако они обычно занимают большие площади, расходуют значительное количество электроэнергии и довольно трудоёмки в эксплуатации.

Биологический метод очистки промышленных сточных вод, обогащённых тяжёлыми металлами и сульфатами, основан на использовании симбиоза микроорганизмов, способных образовывать сульфиды при восстановлении сульфатов с одновременным окислением органических веществ. Образующийся биогенный сероводород химически взаимодействует с растворёнными формами ионов тяжёлых металлов, образуя нерастворимые сульфиды металлов, выпадающие в осадок. Однако, в случае попадания очищенных сточных вод с бактериальной массой в водоёмы может привести к неконтролируемому процессу сульфатредукции и образованию чрезвычайно большого количества сероводорода, которое приведёт к непредсказуемым экологическим последствиям во много раз более серьёзным, чем ущерб окружающей среде даже при сбросе неочищенных сточных вод [12].

Разработана технология биовосстановления воды водоёмов, загрязнённой нефтью и нефтепродуктами [13]. Технология основана на использовании аутентичных (природных) ассоциаций углеводородокисляющих бактерий, иммобилизованных и локализованных в пространстве.

Ассоциация бактерий, находящаяся в бактериальном матриксе, закрепляется на носителе. Носитель даёт возможность клеткам находиться в прикрепленном состоянии. Для закрепления клеток бактерий на носителе он должен быть гидрофилен. Клетки

РИС. 6. Кассета для биовосстановления нефтезагрязненной воды



бактерий стремятся закрепиться на субстрате для того, чтобы комфортно осуществлять процессы жизнедеятельности и наращивать биомассу. При иммобилизации природных ассоциаций углеводородокисляющих бактерий на носителе происходит распределение в поровых пространствах носителя клеток бактерий, находящихся в естественном природном матриксе. Бактериальный матрикс представляет собой слизистую субстанцию синтезированную клетками бактерий, входящих в ассоциацию бактерий, имеющую полисахаридную природу и выполняющую структурообразующую, защитную коммуникативную функции. Носитель с иммобилизованными клетками углеводородокисляющих бактерий помещается в сорбент для нефти, который расположен в один или несколько слоёв и выполнен из материалов с разными свойствами.

В соответствии с технологией биовосстановления нефтезагрязнённой воды разработан биопрепарат, который внешне представляет собой кассету диаметром 0,5 м из пористой ткани (бязи) 2 (рис.6) на жестком каркасе 3 в виде кольца с положительной плавучестью с микроорганизмами 1 (углеводородокисляющими бактериями, иммобилизованными на поверхности природных носителей, помещенными на поверхности пористых сорбентов). В качестве носителя используют цеолиты, водоросли, микроскопические грибы, а в качестве сорбента – водоросли, торф (природный или гидрофобизированный) и т.д.

Достоинством сорбционного и ионообменного методов очистки производственных сточных вод от тяжёлых металлов являются: глубокая степень очистки от тяжёлых металлов и сульфатов при

правильном подборе сорбентов, селективность извлечения, что может облегчить вторичное использование тяжёлых металлов, возможность сброса очищенных сточных вод в природные водоёмы. Однако эти методы требуют малопроизводительны, требуют больших капитальных затрат, значительных производственных затрат при эксплуатации, большого расхода реагентов.

Достоинствами метода термической дисциляции с предварительным осветлением являются глубокая степень очистки производственных сточных вод от тяжёлых металлов, образования сравнительно небольших объёмов стока и осадка, получение товарных продуктов в виде меди, цинка, гипса, сульфата магния и т.д. Однако недостатками этого метода очистки являются большие капитальные вложения и производственные расходы (на подогрев воды, электролитическое выделение металлов и т.д.).

В установку для качественной очистки промышленных сточных вод от тяжёлых металлов [14] входит узел электрокоагуляции, включающий большое количество электродных пластин (катодных и анодных), соединённых параллельно с чередованием. Анодные пластины выполняются из алюминия или железа и при прохождении через них очищаемых сточных вод они растворяются с образованием комплексов металл-коагулянт, которые с потоком сточных вод уходят из узла электрокоагуляции. На второй стадии производится осветление этих сточных вод с использованием гидроциклона, имеющего цилиндрическую форму. Сточные воды подаются в верхнюю цилиндрическую часть гидроциклона по тангенциальному вводу, а отделённая твёрдая фаза отводится из нижней конической части.

В промышленно развитых странах мира продолжается эффективная работа по созданию высокопроизводительных фильтров и обезвреживающих устройств для нефтесодержащих сточных вод. Особенно большое внимание уделяется разработке новых фильтрующих установок для комплексной очистки и обезвреживания нефтесодержащих сточных вод с полной или частичной автоматизацией операций. ●

**Литература**

1. Буренин В.В. Защита от загрязнения нефтесодержащими сточными водами нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий // Neftegaz.RU, 2013, № 26, с. 21–25.
2. Патент 2128785 Россия. МПК В 01 D 19/00. Автоматический самоочищающийся фильтр / К.М. Коныгин. Опубликовано 11.07.2000. Бюллетень № 19.
3. Патент 694728 Швейцария. МПК С0 2F 01/461. Способ очистки сточных вод, содержащих углеводороды. Опубликовано 30.06.2005.
4. Патент 2182032 Россия, МПК В 01 D 25/133. Фильтр – пресс / А.И. Петров, В.К. Новиков. Опубликовано 10.05.2002.
5. Патент 7144500 США. МПК В01 D 35/16. Способ и устройство для механической очистки сточных вод. Опубликовано 5.12.2006.
6. Патент 21802558 Россия. МПК В 01 D 3/06. Автоматический фильтр для очистки жидкостей / А.А. Никольская, Б.В. Климов, А.Л. Слоним. Опубликовано 10.03.2002. Бюллетень № 7.
7. Патент 6533941 США, МПК С 02 F 1/42. Устройство для очистки сточных вод методом фильтрования. Опубликовано 18.04.2003.
8. Патент 2194608 Россия. МПК В 01 D 25/26. Барабанный вакуумный фильтр / В.А. Капустин, В.В. Талдыкин. Опубликовано 20.08.2002. Бюллетень № 25.
9. Ермакова Е.Ю., Коротков Ю.Ф., Николаев Н.А. Очистка загрязненных вод безапорной флотацией // Химическое и нефтегазовое машиностроение, 2010, № 1, с. 41–42.
10. Гибридная технология очистки сточных вод / Лагунов Н.И., Нецименко Ю.П., Феклистов Д.Ю. и др. // 18 Менделеевский съезд по общей и прикладной химии, Москва, 23–28 сентября, 2007: Тезисы докладов. Т.2 Химия материалов, наноструктуры и нанотехнологии – М.: Граница, 2007, с.358.
11. Колесников В.А., Капустин Ю.И., Матвеева Е.В., Минаева И.А. Электрофлотационная очистка нефтесодержащих сточных вод судов // Безопасность жизнедеятельности, 2009, № 7, с. 30–35.
12. Сафарова В.И., Шайдулина Г.Ф., Красногорская Н.Н., Вдовина И.В. Анализ технических решений по очистке сточных вод горно-обогатительных комбинатов // Безопасность жизнедеятельности, 2009, № 7, с. 43–48.
13. Сребняк Е.А., Терехова В.А., Федосеева Е.В. и др. Биопрепарат «Морской снег» для восстановления акваторий, загрязнённых нефтью и нефтепродуктами, и его экологическая оценка // Экология и промышленность России, сентябрь, 2008, с. 42–44.
14. Патент 6797179 США. МПК С 02 F 1/463. Устройство для удаления из сточных вод металлов. Опубликовано 28.09.2004.



# ЛОВУШКИ ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПЕРЕДВИЖНЫЕ ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ СБОРА АВАРИЙНЫХ ПРОЛИВОВ



**Валентин Масалыгин,**  
инженер-конструктор,  
ведущий специалист  
ООО «Предприятие «Кант»

В процессе добычи, транспортировки, переработки, хранения нефтепродуктов неизбежны их проливы. И даже при малом их количестве говорят о нарушении экосистемы, а при средних и значительных объемах проливов говорят не иначе как об экологической катастрофе. Для минимизации последствий используются все возможности:

- срезка и последующая утилизация грунта,
- установка боновых ограждений на водоемах с последующим



сбором нефтепродуктов или их осаждением на сорбентах.

Нередки случаи привлечения волонтеров для сбора нефтяных проливов с помощью матов, черпаков и иных подручных средств.

И это действительно катастрофа – гибнет флора, фауна, на долгое время загрязняется прибрежная зона.

... в выходной день прорвало задвижку гидрохранилища и около трех тысяч тонн гудрона в летнюю жару по склону оврага в русле ручья потекли к реке. Прорыв обнаружили через день, по счастью на заводе стояли две готовые для другого заказчика нефтеловушки НЛВ14м-0.3. Смонтированные по ходу потока за одну ночь нефтеловушки не только предотвратили экологическую катастрофу, но и позволили вернуть весь пролитый гудрон в производство

Человек борется, но, к сожалению, даже при значительных затратах эта борьба пока малоэффективна.

В своё время на предприятии «Кант» была разработана и получила широкое применение нефтеочистительная установка НЛВ для очистки поверхностного стока с содержанием нефтепродуктов до 70 мг\литр. При относительно небольших ее габаритах за счет применения набора последовательно установленных коалисцирующих фильтров и прочего оборудования удалось достичь хороших результатов очистки при расходе стока от 3 до 20 литров в секунду. При необходимости для увеличения производительности их стали объединять в блоки по две, четыре и так до двенадцати нефтеловушек в блок, достигнув производительности 240 литров в секунду (864 м<sup>3</sup> в час).

В то же время для обезвреживания нефти после ППН (пункт подготовки нефти) на мини НПЗ была разработана и применена очистительная система, в основу которой были заложены незначительно переработанные нефтеловушки НЛВ. Концентрация нефти в стоках составляла 93–96% от объема стока. На выходе получали обезвоженную нефть и воду с содержанием нефтепродуктов не более 0.26 мг\литр при расходе стока до 50 м<sup>3</sup>\час. Этот блок успешно эксплуатируется и в настоящее время в Саратовской области.

Вес и габариты установки позволяют смонтировать ее на платформе грузового автомобиля, в прицепе, разместить на маломерном судне, то есть сделать ее мобильной, что позволит доставить к месту аварийных проливов.

В случае, если пролив произойдет на грунтовой поверхности, можно применить гидросмыв с последующим пропуском смывных вод через передвижную установку. В конструкции предусмотрен тонкослойный отстойник с грязеуловителем и плавающим фильтром для улавливания твердого осадка. Очищенную до нормативных показателей воду можно сбрасывать на рельеф. Уловленный нефтепродукт скачивается в автоцистерны для переработки и дальнейшего использования.

При проливах на водную поверхность место пролива предполагается оградить боновым ограждением с последующим забором водонефтяной смеси на очистные сооружения, где происходит разделение нефти и воды.

Вода самотеком отводится вновь в границы бонового ограждения, нефть скачивается в резервуары для дальнейшей переработки.

Предварительные расчеты показывают, что для сбора нефти с грунтовой поверхности достаточно использование до четырех автоплатформ или грузовых прицепов грузоподъемностью до 10 тн, автокран и перекачивающее оборудование. Одно такое звено может обслуживать регион в радиусе до 300 км. В отсутствие необходимости применения оборудования может находиться на площадке складирования либо на специально закрепленных за ними автоприцепах, автотягачи при этом могут использоваться для иных целей.

При монтаже комплекса сбора проливов на судах тоннаж последних подбирается в зависимости от заданной производительности и степени очистки акватории, радиуса обслуживания и иных исходных данных. Демонтаж очистного оборудования в межаварийный период не предусматривается. ●

**ООО «Предприятие «Кант»**  
424004, Марий Эл, г. Йошкар-Ола,  
ул. Маяковского, 51, а/я 22  
Тел/факс (8362) 41-21-12, 41-58-89,  
45-67-50, 45-06-24  
kant@mari-el.ru  
www.kant-ltd.ru

# НОУ-ХАУ В ПЕРВИЧНОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ



**С.Ш. Гершуни,**  
Ведущий научный сотрудник,  
к.т.н.,  
ВНИИНЕФТЕМАШ

**С.Ю. Агауров,**  
Коммерческий директор  
ВНИИНЕФТЕМАШ

Сегодня сложилась ситуация, когда проектные организации, лицензиары и ЕРС-контрактеры все более активно привлекают ВНИИНЕФТЕМАШ к разработке установок первичной переработки нефти. В первую очередь это относится к узлам нагрева и обессоливания сырой нефти.

До настоящего времени ВНИИНЕФТЕМАШ только разрабатывал электродегидраторы для этих узлов и консультировал проектные организации по их привязке на объекте, особенностям обвязки, выборе КИП и т.д. Но сегодня, из-за ухудшения свойств поступающего на НПЗ сырья и необходимости обеспечения более длительных сроков межремонтного пробега установок ситуация

изменилась. Решить новые более сложные задачи лишь путем усовершенствования конструкции электродегидраторов невозможно, необходимы новые проектные решения по установке.

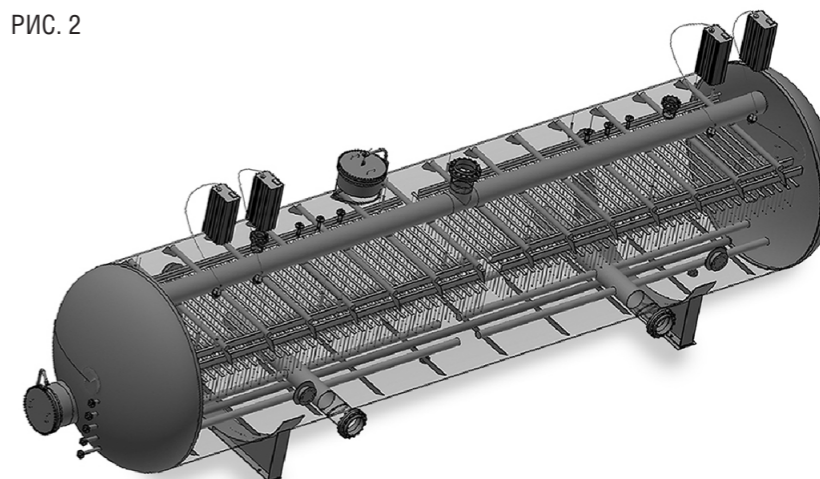
Одним из таких решений должно быть изменение условий смешения нефти с пресной промывочной водой. Традиционные блоки ЭЛОУ содержат только диспергатор воды с временем контактирования в нем и трубопроводах несколько секунд. Для эффективного массообмена необходимо значительно большее время. Поэтому в качестве одной из мер по улучшению обессоливания предлагается использовать для массообмена весь тракт от сырьевого насоса до электродегидратора, основным

элементом которого являются теплообменники нагрева сырой нефти горячими потоками бензина, дизтоплива и других фракций. Обычно здесь ставят двойные теплообменники с плавающей головкой, но для эффективного массообмена желательны теплообменники вертикальные, причем скорости восходящего и нисходящего потоков, т.е. число труб на них желательно принимать разными, учитывая, что вода находится в виде капель с плотностью большей, чем у нефти. По нашему опыту, качество обессоливания, полученное при массообмене в теплообменниках или печах, не удается улучшить на последующих ступенях с использованием гидродинамических смесителей. Поэтому, описанная выше схема со специальными теплообменниками и с рекомендациями по выбору сырьевых насосов с частотным регулированием, исключением регулирующих клапанов между насосом и электродегидратором даст возможность перейти на одноступенчатые ЭЛОУ вместо применяемых сейчас двухступенчатых, резко снизить капиталзатраты и упростить ремонт. Также существенно снижается степень пожароопасности установки. Например, количество горячей нефти на установке производительностью 3 млн. т/год уменьшится на 330 м<sup>3</sup>.

Еще больший эффект может быть достигнут за счет увеличения срока межремонтного пробега и стабилизации режима работы установки.

Одним из лимитирующих факторов срока безремонтного пробега является накопление мехпримесей в электродегидраторах. Замедлить этот процесс можно, если в схему включить специальные фильтры и организовать непрерывный вывод из электродегидраторов части эмульсии. Это требует совместной работы ВНИИНЕФТЕМАШ и проектных организаций. Наши неоднократные попытки включения в проекты установок схемы гидроудаления осадка из электродегидраторов без их остановки не дали положительных результатов из-за неспособности всех известных нам проектных организаций разработать такую схему самостоятельно и их отказа

РИС. 2



платить ВНИИНЕФТЕМАШ часть выделенных им на проектирование средств.

Стоки ЭЛОУ необходимо охлаждать и очищать от нефтепродуктов. Наиболее эффективный путь охлаждения – прямое смешение стоков с частью потока холодной сырой нефти. Это требует разработки специального смесителя и схемы его привязки, к чему ВНИИНЕФТЕМАШ был готов еще 30 лет назад. Для отделения нефтепродуктов необходимы специальные высокоэффективные аппараты с коалесцирующими устройствами взамен крайне несовершенных отстойников, которые включают в схемы проектные организации.

Разработку электродегидраторов правильнее всего вести в комплексе с разработкой прочего оборудования, помимо описанного основного оборудования для ЭЛОУ и УПН, институтом осуществляется разработка и поставка:

- оборудования узлов охлаждения стоков и защелачивания блоков ЭЛОУ, применение которого в уникальных схемных решениях, проверенных опытно-промышленным путем, позволяет повысить эффективность и качество работы установок, снизить расход реагентов, увеличить срок службы оборудования и трубопроводов, уменьшить капитальные затраты на строительство
- отстойников стоков ЭЛОУ;
- деаэраторов промывочной воды, включение которых в схемы промывки нефти позволяет значительно снизить коррозию в аппаратах, исключить

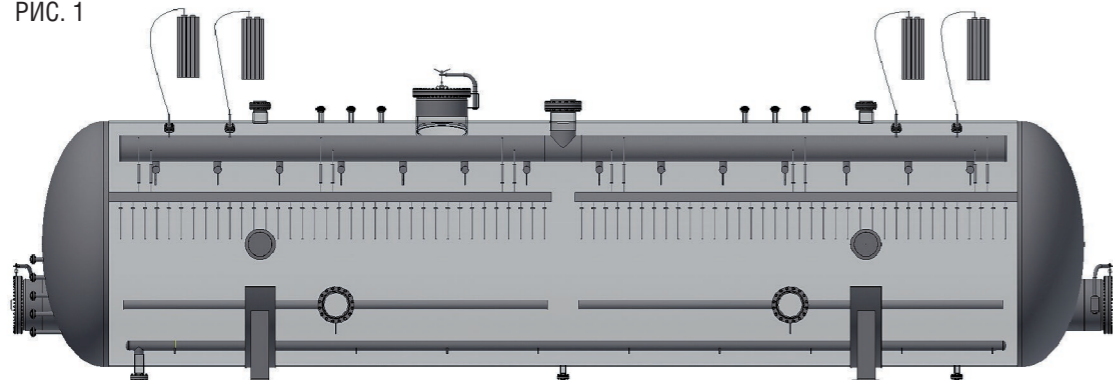
необходимость применения специальных внутренних покрытий;

- трехфазных сепараторов собственной конструкции, намного менее металлоемких, чем сторонние аналоги;
- систем гидроразмыва и гидроудаления шлама из электродегидраторов, систем последующей утилизации и переработки;
- систем замкнутого водоснабжения ЭЛОУ, позволяющих исключить сброс засоленных стоков в природные водоемы и получить дополнительный товарный продукт • солевой концентрат, который возможно использовать как сырье для получения щелочи и хлора
- систем промышленной подготовки сточных вод с получением любой требуемой концентрации солей и механических примесей
- блочно-модульных установок переработки нефти и газа небольшой производительности

Аппаратура, созданная ВНИИНЕФТЕМАШ, многие десятилетия успешно эксплуатируется на предприятиях в России и СНГ. При этом существуют как типовые решения, внедряемые серийно, так и уникальные разработки, которые существуют и успешно работают в единственном экземпляре.

Каждый проект реализуется индивидуально, с учетом требований и пожеланий Заказчика, оптимизации технико-экономических и эксплуатационных показателей поставляемых единиц оборудования и всего технологического процесса в целом. ●

РИС. 1



# РЕГУЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПОТОКОВ И СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РОССИИ

Многие мировые процессы приходится описывать, учитывая трудно-формализуемые и трудно-осознаваемые факторы. В статье условно обозначены объекты, которые влияют на расклад сил на мировых рынках углеводородов. В современных условиях принято обозначать мировых игроков в виде финансово-промышленных групп, не всегда имеющих четкой привязки к границам определенных государств, но это материал отдельной статьи, поэтому в данной работе в качестве игроков приняты традиционные обозначения мировых экономических агентов – США, ЕС, Россия.

Развитие добычи сланцевого газа (также и нефти) в США привела к целому ряду последствий, в том числе на мировом рынке углеводородов. В различных исследованиях уже сравнительно долго обсуждался вопрос о том, что дополнительные объемы американского природного газа, полученные в результате развития добычи газа из сланцевых пород, могут быть направлены на экспорт ориентировочно с 2015 года, конкурируя с традиционными поставщиками газа. В статье показано, почему этот сценарий развития событий с большой долей вероятности не будет реализован или реализован, но в таких незначительных масштабах, что повлияет на мировую экономику незначительно. Для разъяснения ситуации следует системно подойти к осмыслению данного вопроса. В качестве основы для статьи используется одна из теорий, которая переросла в законодательные нормы, предусматривающие временную замену более 75% импорта нефти с Ближнего Востока к 2025 году. Следует лишний раз отметить, что современный мир, очень сильно привязан к газу, нефти и другим углеводородным ресурсам, поэтому сейчас невозможно представить существование современной цивилизации без постоянного растущего их потребления. Когда появляются сложности с извлечением легкодоступных углеводородов, это сказывается на всей мировой экономике. Сейчас перед человечеством стоят сложные задачи – развивать новые технологии добычи труднодоступных и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), найти баланс в поставках углеводородов между добывающими странами и странами реципиентами, а также оптимизировать потребление газа



**Сергей Заболотский,**  
Федеральное государственное  
бюджетное учреждение науки  
Институт экономики  
и организации промышленного  
производства  
СО РАН

Гарри Оппенгеймер (бывший президент алмазного синдиката De Beers) отметил в свое время, что люди покупают алмазы из тщеславия, золото – по глупости; так как они не способны запустить в действие систему, основанную на чем-то другом. Международная система поставок углеводородов и обеспечения баланса спроса и предложения – самое эффективное направление бизнеса, которое основано на технологических и коммерческих связях, экономических интересах и соответственно политических интересах. Подавляющее большинство всех технологических систем в современной промышленности, энергетике и транспорте основаны на использовании углеводородов. В условиях отсутствия надежных и стабильных поставщиков сырья, способов их поставки потребителям в ряде случаев могут происходить серьезные сбои в мировых финансово-экономических процессах.

До тех пор пока углеводородные ресурсы и запасы находятся

в недрах, в долгосрочной перспективе их реальная стоимость возрастает (ввиду осознания пределов их использования), но как только они добыты и проданы, то превращаются в финансовые потоки. Это источники новых инвестиций в основные фонды, возможность приобрести новейшие технологии, различным материальным и нематериальным активам. Кроме того, это источник финансовых поступлений – или обесценивающихся денег (в случае их неэффективного использования). «Цветные бумажки» – евро, доллары, фунты, йены, юани или электронный вариант.

Для того чтобы иметь ясное представление о потоках углеводородах необходимо ясно понимать товарную природу денег вне зависимости от страны с валютой, с которой мы имеем дело. В этих условиях задача эффективного развития одной из ключевых отраслей экономики России – нефтегазового комплекса (НТК) – не наращивание экспорта сырья любой ценой, а

превращение денежных доходов в капитал, т.е. самовозрастающую стоимость, за счет эффективных инвестиций в развитие сырьевой базы и дальнейшую переработку углеводородного сырья в полупродукты, постепенное полупродуктов в создание активов и продукции, например материалов с относительно высокой добавленной стоимостью.

Зависимость от финансового обеспечения стран поставщиков углеводородов в меньшей степени, чем зависимость стран потребителей от углеводородов. Непрерывность потока углеводородов из стран поставщиков странам потребителям – залог того, что он не будет «развернут» в будущем на внутреннее потребление

распоряжение дополнительными финансовыми потоками от создания продукции с высокой добавленной стоимостью.

## Сланцевая революция – сдерживающий рычаг перетекания капитала в нефтегазодобывающие регионы мира

Сравнительно недавно в США появилась теория в ограничении приобретения углеводородов (нефти) в странах Ближнего Востока за счет добычи собственного газа. Предполагается использовать газ как заменитель нефтепродуктов.

Если сделать краткий исторический экскурс в историю можно заметить, что с этими же вопросами сталкиваoась США в этом году. Тогда возник то же самый энергетический вопрос, с которым сталкивается эта страна сегодня, отличие было в других источниках топлива. Американцы использовали китовый жир достаточно давно, но постоянно искали топливо, которое было дешевле. Этим топливом

До тех пор пока углеводородные ресурсы и запасы находятся в недрах, в долгосрочной перспективе их реальная стоимость возрастает, но как только они добыты и проданы, то превращаются в финансовые потоки

При этом будет нелишне упомянуть, что деньги самый универсальный, но далеко не самый лучший механизм обмена, но один из главных инструментов влияния на мировую торговлю. В глобальных условиях они имеют свойство переливаться из одной системы в другую. Деньги «накачивают» экономику и заставляют ее развиваться. Уровень и скорость развития экономик зависит от того, как ими распоряжаются те или иные получатели.

При этом важно понять, что в современных условиях не группа стран экспортеров «сидит на нефтяной и газовой иглах», а группа стран импортеров. Подобные экономические способы воздействия как вливание излишнего количества углеводородов на рынок не могут оказать существенного влияния на остальных игроков, так как экспортеры давно используют механизм регулирования такого поведения. Иными словами это разовые операции, которые могут встретить противодействие со стороны стран поставщиков углеводородов в виде уменьшения того излишнего количества газа, которое поставляется на рынок. При негативном сценарии высвобождение некоторых незначительных объемов углеводородов направляется на внутреннее потребление, а потоки газа и нефти находят пути, чтобы быть переработанными в добывающей стране. Таким образом, все колебания предложения могут быть легко отрегулированы странами потребителями углеводородов.

в стране экспортере и будет продолжать поступать в страну-импортер. В противном случае экономика страны-экспортера успеет подготовиться для потребления высвобождающихся объемов углеводородов, которые предназначены для экспорта, т.е. нет смысла не покупать углеводороды, ибо свои углеводороды страна –

Основной вопрос состоит в том какая скорость развития у страны-потребителя и у страны поставщика углеводородов и кто создаст быстрее и больше высокотехнологичных активов

традиционный экспортер может в будущем, а приобрести их можно за напечатанные «цветные бумажки» или их электронный вариант. То есть основной вопрос состоит не в том, сколько получит за свои углеводороды страны-поставщики, хотя это немало важно, а в том какая скорость развития у страны-потребителя и у страны поставщика углеводородов и кто создаст быстрее и больше высокотехнологичных активов, которые будут эффективнее использовать эти углеводороды. Это вопросы системной динамики, в которой скорость развития технологий, реальной (не углеводородной) экономики решающим образом влияет на перелив капитала из одной страны в другую. Для России цена на нефть достаточно высока, т.е. вопрос стоит не в удовлетворении базовых потребностей любой экономической системы. Вопрос скорее стоит в рациональности инвестиций и

стал уголь, потом сырая нефть, сейчас газ. В середине 70-х нефть потребляемая американцами на внутреннем рынке более чем на 50% добывалась не из месторождений, принадлежащих американцам, а завозилась из Ближнего Востока. Но на этом они не останавливались в поисках топлива, которое было чище, лучше и стало бы «своим». Сначала стали проводить политику культивирования сельскохозяйственных культур под биотопливо в Латинской Америке, а также создавать «ветряки», солнечные батареи и в итоге придумали то, что получили сейчас. Этим топливом стал сланцевый газ. То есть американцы, постоянно перебирали все возможные источники топлива, проводя системный анализ их эффективности на каждый момент времени и анализируя показатели эффективности в динамике. Не удивительно, что именно в этой стране был добыт сланцевый газ.

РИС. 1. Финансовые потоки из стран импортеров странам экспортерам нефти в 2012 году (млрд. долл. США)



На рисунке для расчетов приняты усредненные цены поставок нефти из регионов за 2012 год. Агрегированный расчет сделан, исходя из цен следующих марок нефти: Urals, REBCO, ESPO, Siberian Light, Brent, Dubai Crude, Light Sweet, WTI

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013

Переходя к сути вопроса, следует заметить, что согласно мнению многих американских экспертов низкий по стоимости американский газ мог бы стать временным заменителем нефтепродуктов в автомобильном, железнодорожном и морском транспорте, а также использован как сырье для нефтегазохимии и уменьшения потока капитала из США в страны Ближнего Востока. Агрегировано за 10 лет с 2001–2010 года трансферт капитала из США в страны Ближнего Востока составил около 1 триллиона долларов (в ценах на нефть начала 2010 года), а с 1976 по 2010 агрегировано 7 триллионов долларов, если также учесть и расходы на военные нужды в регионе. Это самое большое перераспределение богатства от одной группы другой за всю историю человечества. В течение следующих 10 лет при отсутствии сланцевого газа планировалось переместить дополнительно 2,2–2,6 трлн. долл. На рисунке показаны основные финансовые потоки между регионами и странами (рис.1).

Соединенные штаты расходуют около 11 миллионов баррелей в день. 19,1% всей нефти контролируемой в мире. При этом спрос на углеводороды удвоится с только 2020 по 2040 года. Около 70% используется для транспортных нужд.

Таким образом, Америка реализуют экономическую

стратегию «размазывания» капитала по странам-экспортерам углеводородов, чтобы не усиливать какую-то одну страну, экономический центр или регион в отдельности. Недавнее снятие экономического эмбарго с Ирана и вовлечение этой страны в хозяйственный оборот – дополнительное косвенное доказательство этому.

Если исключить единичные случаи передачи технологий в традиционные нефтегазодобывающие регионы следует отметить, что технологии добычи сланцевого газа переданы только регионам-потребителям углеводородов для усиления их независимости от регионов доноров. В течение 2012–2013 годов происходила интенсивная передача и апробирование технологий разработки сланцевого

### Очевидна стратегия США – удешевление углеводородов во всем мире

газа в Китае и Европейские страны, несмотря на то, что Китай стал мощным конкурирующим экономическим центром для США и продолжает увеличивать свою мощь. Таким образом, можно с большей уверенностью предположить, что сильнее окажется опасения увеличения денежного потока в Россию из Китая и Европы; Ближнего Востока

из США, Европы и Китая вследствие роста продажи углеводородов из первых.

Однако более сложные, чем в США геологические условия залегания сланцевого газа в основных регионах потребителей углеводородов и менее затратные способы приобретения природного газа других стран свидетельствуют о том, что в ближайшем будущем прорывов в добыче сланцевого газа в Китае и Европе не ожидается. Этим регионам рациональнее приобрести природный газ по трубопроводам и в сжиженном виде, сохранив резерв в виде собственного сланцевого газа на будущее. Очевидна стратегия США – удешевление углеводородов во всем мире. Но эта стратегия не может быть в полной мере реализована т.к. страны поставщики углеводородов

могут договориться о снижении добычи для поддержания приемлемого уровня доходности. Относительно европейского региона следует сказать, что этот регион останется стабильным потребителем природного газа из России как альтернативный источник против поставок СПГ из других стран, в том числе из стран Ближнего Востока. Вероятнее

всего экспорт СПГ из США будет иметь незначительный масштаб и скорее носить временный характер. Противоположный маловероятный сценарий развития событий, когда США всё-таки пойдут на такой шаг (экспорт незначительных объемов СПГ на непродолжительное время) предполагает, что «традиционные» страны поставщики углеводородов на международный рынок могут договориться о снижении добычи, чтобы поддержать уровень доходов на приемлемом уровне.

### Сланцевый газ – драйвером развития экономики США

Несмотря на общемировое замедление темпов прироста спроса на трубопроводный и сжиженный природный газ в последние годы в США была противоположная тенденция. На рисунке отчетливо видна конвергенция линии спроса и предложения (рис 2).

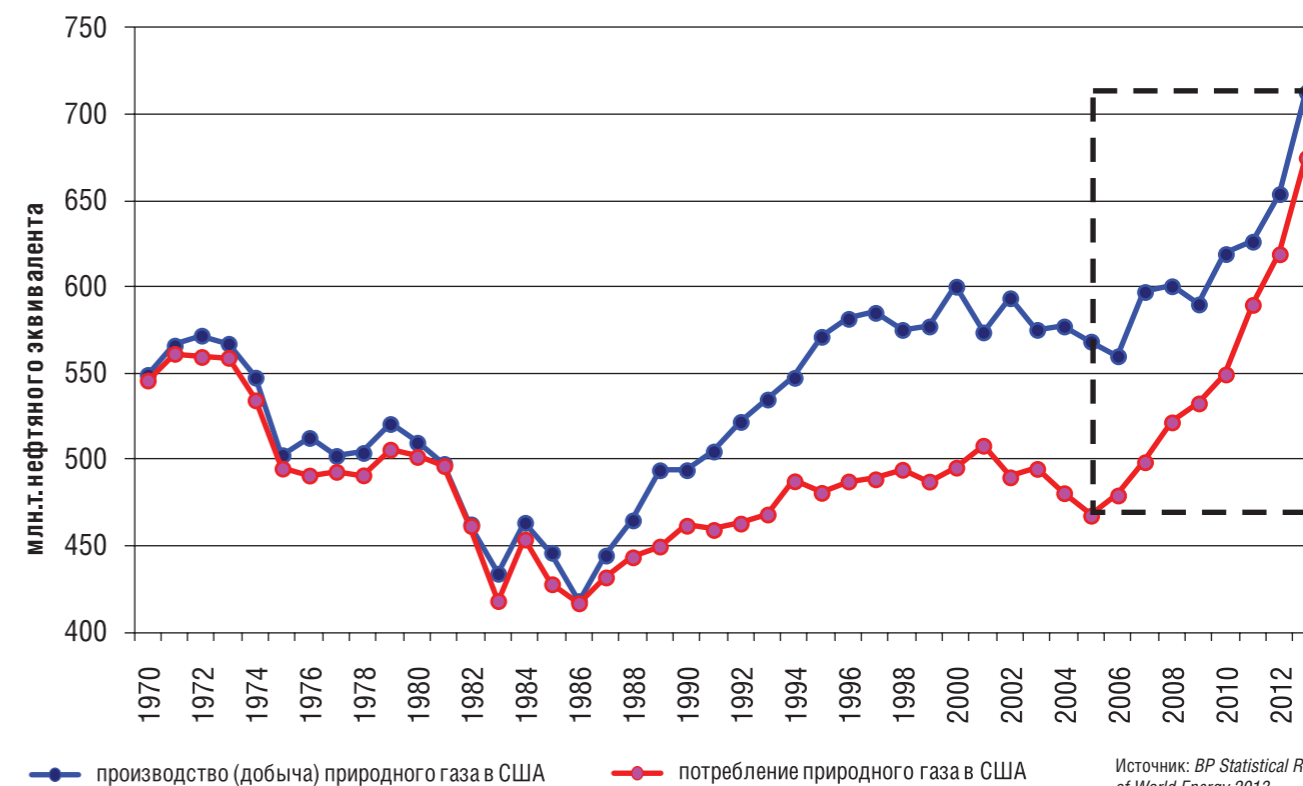
В послекризисный период 2009–2012 гг. шло замедление темпов прироста потребления природного газа во всех регионах мира кроме США. Это связано, отчасти, с резким увеличением добычи дешевого сланцевого газа, который подтолкнул рост производства, в том числе через дешевую

генерацию электроэнергии. По абсолютному приросту потребления в 2012 г. США обогнали все регионы в мире. Можно сделать осторожный вывод – низкая цена на природный газ подтолкнула экономику США и само потребление газа. Это одно из косвенных доказательств того, почему США не будет экспортировать свой сжиженный природный газ, полученный из сланцев. Имеются единичные случаи экспорта США небольшого количества природного газа в виде СПГ в Японию из Аляски еще с 1969 г. с одного из старейших заводов Kenai LNG. Однако мощность этого завода незначительна и составляет 1,4 млн. т и он продолжает свою работу, чтобы не простаивали и были загружены построенные мощности, и для сохранения рабочих мест [1]. Конечно, США инвестировали значительные средства в терминалы СПГ, поэтому их простой означает создание «пояса ржавчины». Но использование терминалов для создания временного переизбытка углеводородов на некоторых мировых рынках для снижения цены может иметь временный эффект и носить краткосрочный характер, но не увенчается успехом, поэтому не будет реализовано в том максимальном объеме, который заявлен.

Приобрести углеводороды можно дополнительной эмиссией доллара, а использовать свой резерв углеводородов, добытый из «трудных» нефтегазоносных слоев земли для экономической экспансии не логично. При этом в ближайшем будущем следует ожидать другой сценарий, когда США в результате роста потребления углеводородов начнет импортировать СПГ с терминалов Катара и других стран. Это определенный шанс для России занять свою нишу на рынке СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Кроме того, ожидается, что тотальный перевод угольных котельных на природный газ в Китае к 2018 году, авария и последующие инциденты на ядерных электростанциях в Японии (лидера по потреблению СПГ) сделают эти страны основными точками роста потребления природного газа в ближайшем будущем. В этих условиях, учитывая мнения экспертов, что до 85% запасов российских углеводородов находится на шельфе, Россия сможет обеспечить страны импортеры газом на долгие годы.

Для США разумнее было бы увеличить потребление газа через возобновление закупок у Катара с последующим

РИС. 2. Производство и потребление природного газа в США в 1970–2012 гг.



Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013

наращиванием производства высокотехнологичной продукции, и даже увеличением экспорта продукции с высокой добавленной стоимостью при сохранении резервов своего сланцевого газа на будущее, когда у других стран начнут заканчиваться углеводороды. Для США предпочтительно сконцентрироваться на производстве высокотехнологичной продукции, чтобы «обменивать» ее на международных рынках на углеводороды, а не покупать их в долг. В условиях быстрой эволюции Китая американцам следует производить обмен, ориентируясь на том сегменте потребителей, который рассчитан на прихотливого потребителя. Мощные большие американские автомобили и грузовики, передовая электроника, высокотехнологичные самолеты, космическая техника и вооружение – те направления, которые они могут развивать, не конкурируя в среднем и недорогом сегменте, который заполняет китайская, японская и другая азиатская продукция, а также товары Ближнего Востока.

### Перспективы оптимизации использования ресурсной базы для газохимической промышленности

Повышенная электроемкость экономики России связана с особенностями структуры российской экономики, в электропотреблении которой преобладает промышленность – ее доля составляет 44,5% (без

электроэнергетики), и в последние годы эта доля растет. То есть мы продавали продукцию с высокой добавленной стоимостью при СССР, где в себестоимости был заложен «дешевый» природный газ. Зачем уходить от такой экономики, когда можно ее развивать.

### Электроемкость российской экономики превышает в 2 раза электроемкость ВВП Японии и ведущих стран Западной Европы при таком же отставании по уровню ВВП на человека

Перспективным остаются поставки универсального базового газохимического полупродукта – метанола, который можно использовать для синтеза целого ряда химических веществ (в том числе по технологии метанол в олефины – methanol to olefins). Следует также развивать поставки «псевдо газа» в виде азотных удобрений.

Перспективно использование метанола в энергетике для его переработки в ДМЭ, которое может стать главным фактором развития его топливного рынка в будущем (меньшая проникаемость и безопасность). В Китае в качестве топлива очень активно используется диметилэфир. В будущем следует ожидать тенденции перехода стран с плохой экологией на закупку экологически чистых видов топлива, таких как диметилэфир у других стран. Не стоит забывать, что производство экологически чистых видов топлива при производстве также наносит вред окружающей среде. Поэтому рациональнее

перенести производство в удаленные и малозаселенные районы.

Россия может занять большую долю метанола и удобрений на мировом рынке и даже выше. Для этого нужен «дешевый

газ». Где его взять следует прочесть ниже в статье. По оценке российских экспертов, к 2015 г. дефицит метанола в КНР может достичь 5,0-9,6 млн. т (14-20% внутреннего спроса). В ближайшие годы в Китае будет введено в эксплуатацию несколько крупных производств метанола, что, возможно, приведет к некоторому снижению дефицита. Его размер, вероятно, главным образом будет определяться рядом производственных факторов. Во-первых, сырьевым обеспечением китайской промышленности метанола.

С точки зрения перспективности сбыта интересно посмотреть на динамику внешнеторгового баланса проведенную компанией «СМАИ».

Любой процесс реиндустриализации и увеличение конкурентоспособности национальной экономики можно осуществить с помощью механизма запуска «советской модели» экономики, которая была ориентированна на низкий

по стоимости природный газ. Любое производство, которое будет получать дешевый газ, автоматически получит преимущество на международных рынках. Агрегировано внутренние цены на природный газ в России в 2013 году выровнялись с ценой на газ в США. Цены в США в 2013 году составили около 120 долл. США/1000 м3. если не учитывать сезонность и зимний перепад цен в 10 раз в США связанный с аномально низкими температурами. В современных условиях остается нерешенным вопрос для России – где найти «дешевый» природный газ, чтобы поддержать конкурентоспособность российской экономики?

### Источник дешевого газа для России

В современных условиях не группа стран экспортеров сидит на «нефтяной и газовой иглах», а группа стран импортеров. Экспортеры могут использовать свои ресурсы для развития и поддержания экономики на плаву, а импортерам приходится «выжимать» из недр земли последний газ и нефть, который остался в сланцах (не считая других экзотических источников углеводородов как арктический шельф и гидраты), чтобы сохранить конкурентоспособность своей экономики на фоне быстро развивающихся мировых экономических центров. Углеводороды – второй по значимости самый важный фактор для любой экономики помимо человеческого капитала. В современных условиях для поддержания прежнего уровня экспорта не остается вариантов, кроме как бурить очень глубоко или добывать газ на шельфе. При этом для России самый перспективный путь повышения эффективности внутреннего производства должен быть путь замены устаревших газовых турбин на современные, то есть увеличение КПД ТЭЦ. Нельзя отказываться от Арктического шельфа, потому что, не ясно временное ли потепление на шельфе или нет и замерзнет ли он в будущем или нет. На современном этапе погодные условия благоприятны для разработки Арктики, поэтому

РИС. 3. Производство и потребление природного газа в США в 1970–2012 гг.



нужно максимально использовать период этих климатических изменений. При этом параллельно, для повышения эффективности экономики за счет высвобождения дополнительных объемов «дешевого» газа нужно интенсивно заменять технологически отсталые турбины на ТЭЦ. Из-за морального устаревания турбин ТЭЦ больше половины газа неэффективно сжигается.

Предложенный вариант замены газовых турбин ТЭЦ не рассматривается серьезно в связи с известными инцидентами активистов на платформе «Приразломная» в 2013 году. Тем не менее, следует обратить внимание на идею замены турбин ТЭЦ, которую активно продвигала данная организация еще в 2006 году. Эта идея незаслуженно забыта, хотя неожиданно стала актуальна в новых условиях в связи с успехом установки платформы «Приразломная», «сланцевой революцией» и необходимостью удерживать стоимость газа на внутреннем рынке на приемлемом уровне. При этом следует отбросить тот вариант, когда замена газовых турбин ТЭЦ идет в ущерб инвестициям, которые могут быть направлены на разработку арктического шельфа.

Экономия расхода газа приведет к значительному мультипликативному эффекту в экономике. Основная сложность будет заключаться в том, как заставить собственников ТЭЦ модернизироваться. Это может быть некий законодательный механизм, такой как модернизация ТЭЦ через государственно-частное партнерство к определенному сроку. Однако необходимо четко осознавать необходимость принуждения к модернизации. По самым скромным оценкам за счет увеличения КПД можно увеличить суммарную мощность ТЭЦ минимум в два раза. Аналогичным образом можно высвободить дополнительные объемы потребляемого природного газа. Большой импульс для развития новой российской экономики может стать оптимизация по следующей схеме.

При этом также интересно отдельно рассмотреть основные преимущества и недостатки использования природного газа как топлива.

Следует отметить, что сибирскими учеными разрабатываются механизмы и система по оптимизации инвестиций в разработку новых месторождений и модернизацию ТЭЦ для получения эффекта от использования высвобожденного газа.

Динамика внешнеторгового баланса мирового рынка метанола, тыс. т

	Нетто-импорт			Нетто-экспорт		
	2006 г.	2015 г.	средний темп прироста %	2006 г.	2015 г.	средний темп прироста, %
Всего	12071	25532	–	12071	25558	–
Европа	4967	7983	1,69	–	–	–
Сев.-Вост. Азия	7104	17549	10,6	–	–	–
Россия	–	–	–	1567	5327	3,89
Ближний Восток	–	–	–	4 979	13465	1,00
Прочие	–	–	–	5525	6766	10,6

Источник: СМАИ



ТАБЛИЦА 1. Преимущество и недостатки использования природного газа

Объект воздействия	Преимущество замены на газ	Недостаток замены на газ (сложность замены)
двигатели внутреннего сгорания в легковых автомобилях, грузовом, общественном автотранспорте и морском транспорте	больше емкость, больший пробег при том же объеме топлива, мощность, низкие эксплуатационные затраты, меньше CO <sub>2</sub> и других выбросов в атмосферу	высокая проницаемость газа, опасность в связи с высоким давлением при хранении,
устаревшие газовые турбины на ТЭЦ	экономия газа (меньший расход газа в текущем времени – получение прямого эффекта от продажи газом крупными российскими компаниями) или высвобождение "дешевого" газа за счет высокотехнологичных турбин	сложность процесса модернизации – большое количество собственников ТЭЦ
ветряные генераторы	экологическая опасность для птиц	не возобновляемый источник энергии

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

Во-первых, сравнительно недавно в США появилась теория ограничения приобретения углеводородов в странах Ближнего Востока за счет добычи собственного газа и замещение им нефтепродуктов в морском, железнодорожном и автомобильном транспорте.

Во-вторых, рост добычи сланцевого газа в США способствовал росту его потребления в этой стране и увеличению эффективности экономики. В 2012 г. произошло снижение темпов роста добычи газа в США. В 2013 году ежемесячные объемы извлечения углеводородов из сланцевых залежей и других источников претерпевали значительные колебания, и ожидается общее снижение объемов добычи газа в 2013 году согласно ранним прогнозам EIA.

В-третьих, ожидается, что авария и последующие инциденты на ядерных

электростанциях в Японии (лидера по потреблению СПГ) тотальный перевод угольных котельных на природный газ в Китае к 2018 году, сделали эти страны основными точками роста потребления природного газа в ближайшем будущем. Не следует ожидать масштабного экспорта СПГ из США.

Напротив, в долгосрочной перспективе потоки газа могут быть направлены именно в США.

И, наконец, четвертое, для повышения эффективности Российской экономики следует снизить энергоемкость российской экономики, тем самым высвободить дополнительные объемы газа ТЭЦ например для химического синтеза (высвобождение за счет модернизации и замены турбин) и/или генерации «дешевой»

электроэнергии. При этом освоение труднодоступных и трудноизвлекаемых ресурсов на Арктическом шельфе также является базисом роста экономики России в ближайшем будущем. Около 80% запасов углеводородов находится на арктическом шельфе, поэтому их освоение процесс неизбежный. Основная задача заключается в том, чтобы законодательно содействовать модернизации ТЭЦ для высвободить «дешевый» газ для создания нового импульса экономики России. Необходимо ускоренно модернизировать ТЭЦ России используя механизм частно-государственного партнерства, а также кластерного развития промышленности. Для оптимизации инвестиций в шельф и модернизацию ТЭЦ следует создать всероссийскую информационно-аналитическую систему опираясь на системно-динамическое моделирование. ●

**Литература**

1. Д. Хендерсон, М. Белова, СПГ: Made in U.S.A., Энергетический центр Сколково. ссылка: [http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c5EneC\\_LNG\\_Made\\_in\\_USA.pdf](http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c5EneC_LNG_Made_in_USA.pdf)
2. Средняя цена экспорта российского газа в 2013 г. составила 380 долл США/1000 м3. Цены в США – 132 долл. США/1000 м3. Новости // Компании <http://neftegaz.ru/news/view/118120>
3. Износ оборудования – системная проблема всей электроэнергетической отрасли // Электроэнергетический рынок. – 2011. – №3(39) Май – Июнь 2011 г. ссылка: <http://market.elec.ru/nomer/36/iznos-oborudovaniya-sistemnaya-problema-vsej-elekt/>
4. С.А. Заболотский. Перспективы развития поставок СПГ: изменения на мировых рынках // Neftegaz.ru. – 2013. – № 10. – С. 21–26. ссылка: [http://lib.ieie.nsc.ru/docs/NeftegazRU\\_2013\\_10.pdf](http://lib.ieie.nsc.ru/docs/NeftegazRU_2013_10.pdf)

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

## ТНК-ВР создает новую компанию

В связи с высокими темпами развития бизнеса ТНК-ВР в Украине, руководство международного холдинга приняло решение создать компанию, которая бы стала центром корпоративного управления ТНК-ВР в Украине и осуществляла координацию бизнес деятельности на её территории. Создание ТНК-ВР Украина руководство холдинга рассматривает как один из завершающих этапов, начавшихся в 2003 г. интеграционных процессов между компаниями ТНК и ВР.



## Комментарий Neftegaz.RU

Украинское отделение ТНК-ВР благополучно перешло под контроль Роснефти около года назад, вместе со своим основным активом Лисичанским НПЗ.

## России не страшен обвал цен на нефть

В настоящий момент, Россия спокойно переживет падение мировых цен на нефть до 18 долл США/барр, заявил первый заместитель министра экономического развития Андрей Шаронов. «В бюджете заложены умеренные, даже консервативные цены на нефть, которые позволят довольно спокойно пережить серьезное падение примерно до 18 долл



США/барр», – сообщил он. Кроме того, по его словам, в настоящее время начал функционировать стабилизационный фонд, который аккумулирует сверхприбыль от доходов на нефтяном рынке.

федеральных агентств: по атомной энергии, по промышленности, по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству, по энергетике, а также федерального космического агентства.

## Комментарий Neftegaz.RU

В настоящее время в России есть регионы добычи нефти, где её себестоимость обходится не менее чем в 50 долл США/барр, при таких условиях основная задача руководства страны ни в коем случае не позволять ценам на нефть опускаться ниже.

## Комментарий Neftegaz.RU

Спустя 4 года, Указом Президента РФ от 12 мая 2008 г. № 724 Минпромэнерго будет упразднено, а взамен образованы Министерство промышленности и торговли Российской Федерации (с передачей ему функций в сфере торговли реорганизуемого

## Министерства энергетики больше не будет

Министерство энергетики РФ будет преобразовано в министерство промышленности и энергетики. Соответствующий указ «О системе и структуре федеральных органов исполнительной власти» подписал 9 марта 2004 президент РФ Владимир Путин.

В указе говорится, что структура министерства промышленности и энергетики будет состоять из федеральных служб: по атомному надзору, по техническому регулированию и метрологии, по технологическому надзору; из



Министерства экономического развития и торговли) и Министерство энергетики Российской Федерации. Любопытно, что это был один из первых указов вступившего на должность президента 7 мая 2008 г. Дмитрия Медведева. ●



# УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РЕСПУБЛИКИ КОМИ

**Наталья Тимонина,**  
Институт геологии Коми  
НЦ УрО РАН

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием, Республика Коми входит в состав Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) и занимает 63% перспективных площадей ТПП, содержит почти 51% всех ресурсов углеводородного сырья провинции.

Роль топливно-энергетического комплекса трудно переоценить: она заключается как в обеспечении энергетической безопасности региона в целом, так и в формировании значительного объема поступлений за счет экспорта продукции и мультипликативного эффекта в сопутствующих отраслях. Республика Коми является старым нефтедобывающим районом, географическое положение определяет важную роль республики в формировании транспортных маршрутов поставки углеводородного сырья на международный рынок.

Добыча нефти в республике ведется уже более 80 лет, за эти годы было открыто более 160 месторождений углеводородного сырья, получили развитие не только добывающая

отрасль, но и перерабатывающая, а также транспорт углеводородного сырья.

Пиком развития и расцвета нефтяной промышленности Республики Коми стали 80-е годы XX века, когда, с выходом на север Тимано-Печорской провинции, был достигнут максимальный уровень добычи нефти – 19,2 млн. тонн, объем буровых работ составил 900 тыс. м.

Несмотря на то, что нефтегазовый комплекс занимает доминирующие позиции в экономике региона, ему свойственен целый ряд проблем, связанных с ресурсной базой и эксплуатацией месторождений. Эти проблемы, отчасти традиционные, отчасти новые, обусловленные изменением экономических условий хозяйствования, находятся в центре внимания правительственных структур и различных компаний, осуществляющих добычные и поисково-разведочные работы. Исследования, касающиеся тех или иных аспектов нефтегазовой отрасли, проводились и проводятся в ООО «ТП НИЦ», ВНИГРИ, Коми научном центре и ряде других организаций [1-4].

Проведенный анализ и обобщение аналитической и статистической информации о деятельности предприятий нефтегазового комплекса, данных о современном состоянии ресурсного потенциала углеводородов Республики Коми позволил выделить основные проблемы, оценить перспективы нефтегазового комплекса.

Промышленная нефтегазоносность связана с среднеордовикско-нижнедевонским, среднедевонско-франским, верхнедевонско-турнейским, верхневизейско-нижнепермским, пермско-триасовым комплексами. Залежи нефти тяготеют в основном к южной части Ижма-Печорской впадины, к Колвинскому мегавалу, к южной части Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоне. Они приурочены главным образом к девонским и пермско-каменноугольным отложениям.

В результате переоценки начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородного сырья Республики Коми, проведенной ООО «ТП НИЦ», начальные суммарные ресурсы углеводородов по Республике Коми превысили 4,79 млрд. т. у. т., в том числе ресурсы нефти составляют более 55% нефти, свободного газа – более 37%, остальное приходится на растворенный газ и конденсат. Наибольшее количество ресурсов приходится Печоро-Колвинскую и Ижма-Печорскую нефтегазоносные области [4].

Начальные суммарные ресурсы республики и состояние использования запасов свидетельствует о том, что наш регион обладает значительным потенциалом не только для стабилизации, но и увеличения объемов добычи нефти. Например, в настоящее время из недр добыто порядка 46% всех разведанных запасов нефти, выработанность НСР нефти составила 19,8%. Если сравнивать данные по НСР на севере Тимано-Печорской провинции в Ненецком автономном округе (НАО), то они оцениваются в 3,7 млрд. тонн, в том числе 2,7 млрд. тонн по нефти. На территории НАО предварительно оцененные неразбуренные запасы значительно превышают аналогичные запасы на территории Коми, следовательно, в НАО существует более надежный «задел» для прироста добычи.

На три крупных месторождения (нефтяные Ярегское, Усинское и нефтегазоконденсатное Возейское) приходится 57% остаточных извлекаемых запасов нефти. Около 25% остаточных извлекаемых запасов нефти и более 51% добычи нефти приходится на долю 123 мелких. В процессе освоения региона происходит закономерное смещение добычи и текущих запасов от крупных к средним и мелким. Наиболее крупные месторождения открываются преимущественно на начальной стадии изучения территории, средние — в более поздний период и мелкие — одновременно с крупными и средними и, главным образом, после того, как крупные и средние месторождения уже выявлены. Как доказано в работах ряда специалистов, на заключительной стадии освоения число ежегодно открываемых мелких месторождений может возрастать, одновременно их средний размер уменьшается.

При определении условий разработки залежей, выборе методов большое значение имеют такие показатели как плотность и вязкость нефти, т.к. они во многом определяют технологию разработки и объем капитальных вложений, необходимых для обустройства месторождений. Высоковязкие нефти (более 30 мПа.с) составляют почти 52% от остаточных извлекаемых запасов нефти категории А+В+С1. Высокой вязкостью характеризуются нефти Ярегского месторождения, пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, Чедтыйского, Среднемакарихинского и других месторождений. На долю высоковязких нефтей приходится 24,7% от общего объема добычи по РК.

Таким образом, анализ структуры и распределения запасов показывает, что среди остаточных запасов нефти преобладают тяжелые, высоковязкие с высоким содержанием серы, т.е. на ее извлечение, подготовку, переработку и транспортировку потребуются дополнительные затраты.

По мнению большинства исследователей, вероятность новых крупных открытий в платформенной части Тимано-Печорской провинции невелика. Изученность территории сейсморазведкой составляет около 1 км/кв.км, при этом отдельные

нефтеносные территории изучены гораздо лучше: изученность Хорейверской впадины – 2,3 км/кв.км, Печоро-Колвинского авлакогена – 1,6 км/кв.км. Ловушки подобные Усинской, Возейской, Хорейверской (и даже много меньших размеров) при такой плотной сети профилей уже давно зартированы, малоисследованными остаются только территории Предуралья Краевого прогиба, Ухта-Ижемского вала, северной части Ижма-Печорской впадины, гряды Чернышева.

В целом анализ ресурсной базы показывает, что при существующем состоянии изученности территории прогнозируются преимущественно мелкие и средние по размерам залежи, приуроченные к коллекторам сложного строения. Для выявления таких залежей и в конечном итоге для обеспечения достигнутого уровня добычи приростом запасов требуется кратное увеличение объемов поисково-разведочных работ.

Изменения в разведанных запасах происходят в процессе добычи нефти, прироста в результате проведения геологоразведочных работ (ГРП) и в ходе переоценки. Конъюнктура рынка за последнее время стимулирует увеличение добычи нефти, в то же время рост объемов ГРП осуществляется недостаточно быстрыми темпами, прирост запасов не всегда восполняют добычу. В целом, прирост запасов за счет разведки напрямую связан с объемами ГРП. Так, в период финансирования работ за счет ставок на воспроизводство минерально-сырьевой базы наблюдалась позитивная динамика поисково-разведочного бурения и как результат – увеличение прироста запасов за счет разведки. Максимальные объемы поисково-разведочного бурения были зафиксированы в 2000-2001 г. Именно в это время отмечался рост цены на нефть на мировом рынке, следовательно, у компаний и у государства появились средства на проведение ГРП. К сожалению, отмена целевого налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы привела к резкому сокращению объемов буровых работ. Начиная с 2003 г. объемы бурения сократились практически втрое, к 2008 г. наметилась тенденция увеличения объемов геологоразведочных работ.

Последствием кризиса 2008 г. стало сокращение объемов инвестиций в геологоразведку. Так, в 2009 г. объемы геологоразведочных работ за счет всех источников финансирования снизились в 1,4 раза, по сравнению с 2008 г., и едва достигли 4881 млн. рублей. Средства, выделенные на проведение геологоразведочных работ из бюджета, составили всего 0,8% от общих затрат и составили 37,6 млн. рублей. 99,2% объемов работ было выполнено за счет собственных средств добывающих предприятий. Последствия кризиса ощущаются до сих пор: даже спустя четыре года объемы инвестиций не сравнялись с уровнем 2008 г., в физическом выражении объем глубокого бурения и сейсмических исследований 2D так и не достигли уровня 2008 года.

В настоящее время основной объем работ осуществляется за счет недропользователей, эта тенденция характерна как для нашего региона, так и для России в целом. Бюджетные средства составляют как правило доли процента от общего объема инвестиций.

Как показывает опыт, экстенсивный путь развития, предполагающий выход с поисковыми работами в новые районы, требует значительных затрат на проведение поисково-разведочных работ, поскольку фонд подготовленных структур требует постоянного обновления.

Современные реалии свидетельствуют о том, что отсутствует механизм привлечения необходимых инвестиций для проведения геологоразведочных работ. Разработка механизма воспроизводства запасов в современных экономических условиях без возврата к широкомасштабному государственному финансированию или полной смене концепции недропользования невозможна.

Объективно, потенциал для развития минерально-сырьевой базы территории республики имеется, но для его реализации необходимы значительные инвестиции в геологоразведочные работы.

К числу основных факторов, оказывающих негативное влияние на состояние сырьевой базы нефтедобывающей отрасли, относятся высокая выработанность запасов, несбалансированная структура запасов, низкие темпы ввода месторождений, недостаточное восполнение запасами добычи. Республика продолжает эксплуатировать минерально-сырьевую базу, сформированную еще в доперестроечное время. Современная сырьевая база существенно истощена. Основные разрабатываемые месторождения вступили или вступают в стадию падающей добычи. Анализ состояния ресурсной базы свидетельствует, что по месторождениям, обеспечивающим порядка 60% годовой добычи нефти, выработанность запасов составляет 49%, а по газу ситуация значительно более угрожающая – выработанность запасов превышает 84%.

За последние годы добыча нефти в республике возросла в два с половиной раза: с 6,8 млн.т в 1995 году до 13,7 млн.т в 2012 году. Если добыча нефти растет, то добыча природного газа сократилась за этот же период: с 3,1 до 2,4 млрд. куб. м.

На территории Республики Коми зарегистрировано 67 организаций-недропользователей, которые владеют 196 лицензиями на геологическое изучение, поиски, разведку и добычу углеводородного сырья. Добычу нефти осуществляют 17 предприятий-недропользователей, при этом на два основных приходится почти 82% добычи: из них на ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – более

71% добытой нефти, ОАО «РН-Северная нефть» – около 11%. На долю малых и средних компаний приходится более 18% от общего объема добычи нефти.

Для рациональной разработки месторождений нефти необходимо выполнение ряда ключевых параметров, к которым относятся плотность и конфигурация сетки скважин, степень использования пробуренного фонда скважин, объемы и эффективность методов повышения нефтеотдачи пластов, эффективность системы поддержания пластового давления и т.д. Основой нефтедобычи является эксплуатационное бурение, рост объемов бурения эксплуатационных скважин, несколько снизившийся в посткризисный период, возобновился в последнее время. Анализ неработающего фонда скважин, который включает в себя бездействующие, пьезометрические, законсервированные и ликвидированные скважины, показал, что в регионе имеются резервы для роста нефтедобычи. В последние годы доля неработающего фонда скважин практически не меняется, превышая половину от общего фонда пробуренных скважин. Так, количество неработающих скважин на конец 2012 года достигло 53% от пробуренного фонда скважин. В бездействии числятся 720 скважин, в консервации около 1700 скважин.

Бездействующий фонд уменьшается при наличии льгот, растет с их отменой и уменьшается с ростом цен на нефть в результате работ по выводу скважин из бездействия. Фонд законсервированных скважин изменяется аналогичным образом, многие из этих скважин являются объектами для бурения боковых стволов. Фонд ликвидированных скважин со временем неуклонно растет.

На месторождениях Тимано-Печорской провинции выполняются физические, химические,

гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи, проведены зарезки вторых стволов, а также бурение горизонтальных стволов.

Системы разработки залежей в республике не отличаются разнообразием: как правило – это заводнение вне зависимости от типа и характеристик коллектора и физико-химических свойств флюидов. Чаще всего применяется внутриконтурное заводнение, есть примеры приконтурного заводнения и разработки на естественном режиме.

В качестве вытесняющего агента, как правило, применяется вода. На месторождениях высоковязкой нефти (Ярегское, пермокарбонатная залежь Усинского) используется паротепловое воздействие [5].

Широкомасштабные работы по физико-химическим методам не проводятся. Причина кроется в сложном строении коллекторов, что требует продолжительных и затратных экспериментальных исследований по адаптации технологии и рецептуры. Кроме того, для любого метода воздействия из категории физико-химических технологий требуется строительство специальных объектов для приготовления растворов, это сопряжено со значительными техническими и финансовыми рисками.

С целью интенсификации добычи нефти и поддержания дебитов скважин на проектном уровне на месторождениях республики выполняются гидроразрыв пласта, приобщение пластов, перевод скважин на механизированную добычу, обработка призабойной зоны, оптимизация режимов работы оборудования. Наиболее эффективными признаны бурение горизонтальных скважин, вторых стволов, гидроразрыв пласта, переводы на другой объект. В последнее время дополнительная добыча по всем методам

воздействия варьировала от 800 тыс. тонн до 1200 тыс. тонн в год.

На основе анализа ресурсной базы распределенного фонда недр, положений проектных документов, прошедших экспертизу и утвержденных центральной комиссией по разработке месторождений, с учетом планов компаний в части проведения разведочных работ и ввода в эксплуатацию вновь открываемых месторождений, был составлен прогноз добычи нефти на территории республики на среднесрочную перспективу. Месторождения нераспределенного фонда не рассматривались, т.к. с учетом времени, необходимого на проведение поисково-разведочных работ, подготовку проектной и разрешительной документации, работы по обустройству, строительству внутрипромысловых и магистральных нефтепроводов, а также разбуривание, добыча нефти из открытых, но неразрабатываемых месторождений может оказать существенное влияние на суммарную добычу нефти не ранее 2020 года.

Наиболее вероятный вариант развития нефтедобывающей отрасли в нашем регионе предусматривает рост объемов добычи 15 млн. тонн к 2020 г. Этому способствуют следующие факторы: благоприятная ситуация на мировых рынках нефти, развитие новых производств, направленных на переработку нефти в Усинском районе, и наконец, успешные поисково-разведочные работы в Денисовской впадине, которые стимулируют увеличение инвестиций в поисково-разведочные работы в республике.

Этот сценарий развития возможен лишь при условии активного

проведения поисково-разведочных работ, применения прогрессивных методов повышения нефтеотдачи пласта, а также ввода в разработку новых месторождений, способных компенсировать естественное падение добычи на старых месторождениях. Развитие по такому сценарию потребует значительных затрат со стороны недропользователей, больших объемов глубокого бурения, безусловного выполнения положений проектной технологической документации, предусматривающей применение передовых методов увеличения нефтеотдачи.

В случае значительного сокращения объемов эксплуатационного бурения, снижения эффективности работ по выводу скважин из бездействия, нефтедобывающая отрасль пойдет по пессимистичному пути развития. Объемы добычи нефти сократятся по сравнению с текущим уровнем более чем на 25%.

Развитие отрасли по наиболее благоприятному сценарию возможно при условии эффективного тактического и стратегического управления регионом, разработки сбалансированного механизма реализации крупномасштабных инновационных программ по развитию нефтегазового комплекса.

Актуальность задачи поддержания минерально-сырьевой базы Республики Коми на высоком уровне будет возрастать и в дальнейшем, так как по прогнозам специалистов, топливно-энергетический баланс России и в обозримом будущем будет строиться на основе углеводородного сырья – до 80% первичной энергии будет производиться за счет углеводородов [6].

Под «ресурсным потенциалом» обычно подразумевают минерально-сырьевые ресурсы,



игнорируя тот ресурсный потенциал, который остается невостребованным или мало востребованным в последнее время – это научный капитал. В то же время он является основой «новой экономики» или «инновационной экономики».

Среди основных направлений инновационной деятельности в нефтегазовом комплексе, на наш взгляд, будут следующие: ускоренное освоение технологических достижений в воспроизводстве минерально-сырьевой базы, добыче, переработке и транспорте нефти и газа; повышение эффективности геологоразведочных работ, увеличение коэффициента извлечения нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами; увеличение глубины переработки углеводородного сырья, внедрения катализаторов нового поколения, высокооктановых и кислородосодержащих добавок; развитие высоконадежных и экологически безопасных систем транспортировки углеводородного сырья и продуктов его переработки.

В современных условиях минерально-сырьевой сектор экономики (прежде всего, нефтегазовая промышленность) перестал быть «простым» в технологическом отношении. Добыча минерально-сырьевых ресурсов осуществляется с использованием постоянно усложняющихся технологий. Поэтому можно с полной уверенностью утверждать, что с каждым годом нефть, газ и другие сырьевые ресурсы становятся в большей степени продуктами наукоемкими. Для «преобразования» научной идеи в действующее производство, для создания новых рабочих мест и, в конечном счете, для увеличения доходов регионального бюджета и роста уровня жизни населения необходимы инвестиции на всех этапах инновационного процесса от научно-исследовательских работ (НИР) до организации производства продукции. Главной проблемой поддержки и развития научно-технического потенциала остается проблема инвестирования средств в НИР. При финансировании инновационной деятельности нефтегазового комплекса следует учитывать, что инновационные проекты носят среднесрочный и

долгосрочный характер. Отсюда следует, что получение инвестиций для этих целей является серьезной проблемой.

Яркой иллюстрацией может послужить динамика инвестиций в НИР даже в такой сфере применения как геологоразведочные работы: доля затрат на научно-исследовательские работы варьирует от 4 до 9,5% от объема инвестиций на геологоразведочные работы в республике.

В этих условиях двумя взаимосвязанными направлениями государственного управления воспроизводством сырьевой базы нефтедобычи являются поиск новых нефтяных месторождений и увеличение нефтеотдачи за счет применения современных методов на открытых месторождениях.

Для успешной реализации первого направления со стороны государства как собственника недр необходимы следующие шаги: возврат к решению проблемы хотя бы простого воспроизводства минерально-сырьевой базы; финансирование научно-исследовательских работ из средств республиканского бюджета Республики Коми.

Помимо собственно геологоразведочных работ должно быть предусмотрено проведение научно-исследовательских работ для обобщения полученных материалов, а также для обслуживания и управления геологоразведочной отрасли Республики Коми. Одним из наиболее важных направлений научно-исследовательских работ является разработка программы воспроизводства минерально-сырьевой базы и геологоразведочных работ на углеводородное сырье. Обоснование новых направлений поисково-разведочных работ с целью выявления новых зон нефтегазоаккумуляции.

Среди первоочередных задач следовало бы выделить: проведение исследований по уточнению строения северо-восточного сегмента Восточно-Европейской плиты – как основы прогноза новых зон нефтегазоаккумуляции, в том числе в складчато-надвиговых зонах Предуральяского прогиба; проведение резервуарного моделирования для более точной оценки подсчетных параметров при

оценке промышленных запасов нефти и газа и обосновании коэффициентов извлечения нефти; проведение экологического мониторинга недр.

Для реализации мероприятий по второму направлению государству необходимо разработать комплекс мер, среди которых освобождение от налога на прибыль средств, направляемых на инновационное развитие нефтедобычи, в том числе на научные и конструкторские работы по техническому и технологическому развитию современных методов увеличения нефтеотдачи.

Кроме того, в связи с тем, что в ближайшее время в разработку будут вовлечены мелкие месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, что потребует значительных капитальных вложений, должен быть разработан механизм, стимулирующий недропользователей, вкладывать средства в разработку подобных месторождений. ●

#### Литература

1. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты / Дедеев В.А., Аминов Л.З., Гецен В.Г. и др. Л.: Наука, 1986. – 217 с.
2. Стратегия развития минерально-сырьевой базы углеводородов / Боровинских А.П., Гайдеек В.И., Аминов Л.З., Тимонина Н.Н. и др. // Горный журнал. 2007. № 3. С. 52–56.
3. Прищепин О.М., Подольский Ю.В. Современное состояние и прогноз развития минерально-сырьевой базы и добычи нефти на период до 2030 г. // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений. Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: из-во «Фэн», 2012. С. 10–14.
4. Минерально-сырьевая база углеводородного сырья Республики Коми: современное состояние, перспективы. Теплов Е.Л., Куранов А.В., Никонов Н.И., Тарбаев М.Б., Хабаров А.Б. // Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера Европейской части России: сб. материалов научно-практической конференции 4–7 июня 2012 г. С.-Петербург. – СПб.: ВНИГРИ, 2012 г. с. 106–116.
5. Тридцать пять лет добычи высоковязкой нефти на пермо-карбонатной залежи Усинского месторождения: результаты, проблемы, перспективы развития. Алабушин А.А., Верещагин В.В., Урсегов С.О. и др. // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений. Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: из-во «Фэн», 2012. С. 38–40.
6. Контарович А.Э., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р. Нефтегазодобывающий комплекс и будущее России // Наука Тюмени на рубеже веков. Новосибирск, 1999а, с.20–42.

# ПРИБЫЛЬ VS БЕЗОПАСНОСТЬ?

## Повышение безопасности проектов и управление рисками в области охраны окружающей среды и охраны труда



**Марина Алексеева,**  
Генеральный директор,  
ООО «Экопромсистемы»

Нефте- и газодобыча – потенциально опасные отрасли с точки зрения влияния на окружающую среду и безопасность работников.

Поэтому, в качестве составляющих безопасности проектов, необходимо рассматривать вопросы безопасности и здоровья людей, участвующих в реализации проекта, и безопасности окружающей среды.

К основным способам управления нефинансовыми рисками проектов, включая риски в области охраны окружающей среды и охраны труда, относятся:

1. Страхование рисков. Этот механизм управления рисками применим к ограниченному числу нефинансовых рисков (аварии, несчастные случаи и т.п.) и ограничен теми же пределами, что и действующая российская нормативная база в области охраны окружающей среды (ООС) и охраны труда (ОТ).
2. Прямое воздействие на риск с целью предотвращения его реализации или минимизации.
3. Договоренность – оформленный или неформальный контракт – с заинтересованными сторонами относительно оценки и реагирования на возможные или действительные последствия реализации рисков<sup>1</sup>.

К подобным контрактам с заинтересованными сторонами в рамках управления нефинансовыми рисками относятся соглашения компаний, реализующих нефтегазовые проекты, с региональными/местными администрациями по вопросам социально-экономического сотрудничества, различные формы взаимодействия с местным населением – от предоставления материальной помощи до привлечения местного населения к решению экологических вопросов проектов (например, общественный экологический мониторинг), и наконец некоторые нелегитимные договоренности с различными видами заинтересованных лиц, способных оказать влияние на ход реализации проекта.

До какой степени эффективны «контракты» с заинтересованными сторонами и где границы, за которыми применение контрактов не обеспечивает устойчивость проекта? Простой способ – сравнить финансовые затраты на реализацию контрактных обязательств с величиной финансовых потерь инвесторов в случае, если контракт не будет заключен.

В этом же ключе можно попробовать оценить преимущество контракта перед прямым воздействием на риск.

В качестве примера возьмем ситуацию конфликта инвестора с местным населением в связи с негативным влиянием выбросов от подготовки газа. Прямое управление риском нацелено на снижение концентраций загрязняющих веществ в выбросах и требует инвестиций в изменение технологии подготовки газа. Альтернативный подход – достижение договоренности с местным населением по комплексу мер, выполняемых инвестором в пользу местного населения, например содействие в ремонте поселковой больницы плюс

регулярные замеры выбросов на границе поселка. Сопоставляя объем затрат, инвестор видит, что более экономным является второй подход.

У «контрактной системы» управления нефинансовыми рисками есть свои слабые стороны, ограничивающие масштаб ее применения:

1. Ограниченный период действия контракта.
2. Ограниченная область применения контракта. В большом количестве случаев контракт направлен на устранение неблагоприятных последствий реализации риска, но не на устранение источника риска. Возможно непредсказуемое развитие событий, контролировать которые не может ни одна из сторон контракта.
3. В ряде случаев фактор риска распространяется на целый ряд заинтересованных сторон, требует сложной системы контрактации.

*Обратимся вновь к ситуации с выбросами от подготовки газа. Обеспечив экономию средств на управлении выбросами в результате договоренности с местным населением, инвестор тем не менее рискует стать объектом претензий по этому же вопросу со стороны государственных органов, общественных экологических организаций. Дополнительные договоренности с другими субъектами природоохранных отношений могут оказаться либо не реализуемыми, либо чрезмерно затратными.*

4. Средства, полученные заинтересованными сторонами в рамках контракта, являются

<sup>1</sup> Есть область, где второй и третий способы управления рисками пересекаются – это случаи, когда риск связан с потребностями заинтересованных сторон, например, необходимость стабилизации энергоснабжения муниципального образования, чья территория затронута проектом.

питательной средой для дальнейшего роста их потребностей.

5. Уголовно преследуемый характер отдельных видов контрактов.

Остановимся более подробно на втором из перечисленных способов управления рисками – прямом воздействии на риск. В статье не рассматриваются способы прямого контроля внешних рисков<sup>2</sup>, возможности которых крайне ограничены даже для крупных инвесторов. Об этом в частности свидетельствует многолетняя неувядающая, но мало результативная борьба РСПП и ТПП с неоднозначными нормотворческими инициативами Минприроды. Определенная естественная или вынужденная бессловесность окружающей среды и ее защитников позволяет государственному аппарату практически монополизировать право на представление интересов природы и смело отстаивать их, исходя из своих фискальных или политических или клановых соображений. В связи с подобными обстоятельствами результативные примеры управления внешними рисками размещаются в основном в области тех или иных форм контрактов с заинтересованными сторонами.

Поэтому, как ни сложен и ни затратен в ряде случаев этот шаг, максимальная широта мер связана с самосовершенствованием проекта, то есть прямым регулированием его внутренних рисков.

Каков механизм управления рисками, который предоставляет действующая нормативная база в области охраны окружающей среды и охраны труда?

Действующая российская нормативно-законодательная база имеет существенные пробелы в области оценки и управления экологическими рисками и рисками в области охраны труда, за исключением рисков аварийных и чрезвычайных ситуаций:

*В области охраны труда:*

- Анализ рисков привязан к технологическим системам, а не к отдельным рабочим местам.
- Нормативными требованиями по оценке рисков не охвачены:
  - ✓ Действия в штатном режиме работы,

- ✓ Источники негативного воздействия на здоровье и безопасность персонала, не связанные с ОПО, технологическим оборудованием, в том числе риски, обусловленные поведением и возможностями человека

- Не предусмотрена оценка и контроль рисков деятельности подрядных организаций.

Шагом вперед по сравнению с текущей нормативной ситуацией является предусмотренное российским законодательством с 2014 г. проведение специальной оценки условий труда, которая по сравнению с традиционной аттестацией рабочих мест более близка к международным подходам по оценке рисков.

*В области охраны окружающей среды:*

- Оценка экологических рисков предусмотрена только на стадии проектирования (ОВОС).
- На стадиях строительства и эксплуатации контроль рисков осуществляется только на «конце трубы».
- Так же как и в случае с охраной труда не предусмотрена оценка и контроль рисков деятельности подрядных организаций.

Недостатки действующей законодательно-нормативной базы на практике достаточно широко компенсируются применением корпоративных требований по оценке и управлению нефинансовыми рисками. На корпоративном уровне оценка рисков ООС и ОТ в основном осуществляется либо в рамках единой корпоративной модели управления рисками возможных финансовых потерь и ущербов, либо при внедрении и поддержании систем менеджмента на основе международных стандартов ISO 14001 и OHSAS 18001. В некоторых случаях оценка экологических рисков и рисков для персонала интегрируется в единую систему управления рисками в соответствии со стандартом ISO 31000 по менеджменту рисков, который пока не получил широкого распространения.

В рамках систем менеджмента по международным стандартам предусмотрена в основном оценка рисков, связанных с собственными

источниками воздействия осуществляемой деятельности на окружающую среду, здоровье и безопасность человека. Такая оценка рисков осуществляется в форме идентификации и оценки экологических аспектов, опасностей и рисков в области охраны труда, в том числе применительно к проектной деятельности.

Для инвестиционных проектов, по которым привлечены средства международных финансовых организаций, оценка и управление рисками в области ООС и ОТ осуществляется в соответствии со стандартами по экологическим и социальным вопросам МФК, ЕБРР.

Управление внутренними рисками в области ООС и ОТ в российском нефтегазовом секторе уже создало ряд положительных результатов. Вместе с тем, сохраняются серьезные препятствия, к которым на наш взгляд относятся следующие негативные факторы, типичные для целого ряда проектов:

- Формальный подход к оценке рисков и определению мер управления рисками (наиболее характерен при внедрении систем менеджмента по международным стандартам ISO 14001 и OHSAS 18001). Такое положение дел в свою очередь приводит к нехватке объективных данных о последствиях реализации рисков и достигнутых результатах по их минимизации, искажению и утаиванию информации о рисках.

Часто результаты оценки рисков не влияют на выбор мер, нередки случаи «притягивания» результатов оценки рисков к уже выбранным и/или выполняемым мерам (оценка риска «обратным счетом»). Примером последнего может быть определение в качестве меры управления рисками мероприятия из уже утвержденного инвестиционного плана или подобного планового документа. А уже под эту меру «подбирается» тот или иной риск.

<sup>1</sup> К характерным внешним рискам проектов в области экологической и профессиональной безопасности относятся:  
 • Несовершенство законодательно-нормативной базы.  
 • Структурная и функциональная неустойчивость институтов государственного регулирования  
 • Фискальный характер государственного регулирования.  
 • Неурегулированность отношений с заинтересованными сторонами: населением районов реализации проектов, общественными организациями и др.

РИС. 1. Модель корпоративной культуры безопасности



– Низкое, второстепенное значение функций по ООС и ОТ:

- Инвестирование в природоохранные активы и средства безопасности осуществляется по остаточному принципу.
- Недостаток взаимодействия, включая информационный обмен, между подразделениями по ООС и ОТ и другими подразделениями (закупки, проектирование и др.)
- Слабое административное влияние функциональных подразделений по ООС и ОТ.
- Отчуждение работников от процессов управления рисками, связанными с их рабочими местами:
- Слабая обратная связь в процессе оценки рисков, работники не участвуют в определении опасностей и рисков своих рабочих мест, разработке мер управления рисками.
- Информация о рисках и мерах управления ими в значительном количестве случаев доводится некачественно. Инструктажи часто носят формальный характер.
- Существует система двойных стандартов в отношении выполнения мер безопасности.
- Недостаточное внимание к управлению рисками подрядных организаций, стремление максимально перенести на подрядчиков фокус ответственности за вопросы ООС и ОТ. Характерными являются следующие примеры:
- Закупочная и договорная документация не содержит и

или содержит в недостаточном объеме требования по обеспечению ООС и ОТ

- Выполнение установленных требований не контролируется. Программы производственного контроля, целевых проверок не предусматривают проверку подрядных организаций.
- Не предусмотрены конкретные меры ответственности подрядчиков за невыполнение требований по безопасному выполнению работ.

В целом, проанализировав таким образом ситуацию, можно сделать вывод о низком значении ценностей безопасности в контексте ООС и ОТ как для лиц, принимающих решения, так и для других категорий работников. А среди всех возможных приоритетов, безусловным остается приоритет финансовых и объемных показателей реализации проектов

Приоритет финансовых результатов в ущерб нефинансовым при управлении нефинансовыми рисками, включая риски безопасности, приводят к снижению устойчивости проекта, включая финансовые характеристики. Негативный финансовый эффект реализации нефинансовых рисков может проявиться как в долгосрочном, так и в краткосрочном периоде. В краткосрочном периоде потери из-за неэффективного управления нефинансовыми рисками могут привести к незапланированным дополнительным затратам, связанным с невыполнением графика проекта, выплатами

по штрафам и искам и т.п. В долгосрочном периоде негативные эффекты в первую очередь обусловлены низким качеством проектных решений в отношении вопросов ООС и ОТ.

Устранение значительного числа негативных факторов, препятствующих эффективному управлению рисками, может быть обеспечено развитием корпоративной культуры безопасности.

Основные признаки развитой культуры безопасности:

- Ценности безопасности являются безусловными приоритетами реализации проекта. Высшее руководство определяет безопасность в качестве приоритета, реализуемого в политике, стратегии, финансировании деятельности.
- Установлены и реализуются процедуры информирования, мотивации (поощрения и наказания), контроля безопасного выполнения работ.
- Работники вовлечены в процессы управления рисками, включая определение и оценку рисков, обсуждение и разработку мер управления рисками.

*Пример модели вовлечения работников:*

- ✓ Производится обучение сотрудников определению и предупреждению рисков на рабочих местах.
- ✓ Выполняется регулярная оценка работником рисков своего рабочего места, определение мер управления рисками.
- ✓ Внедряется принцип «безопасного рабочего места» – поддержание чистоты и порядка, дисциплина, личный контроль факторов риска.
- ✓ Работники сообщают обо всех опасных происшествиях вне зависимости от того, была получена травма или нет. Все доложенные происшествия расследуются, проводится анализ причин и определяются меры по устранению риска.

Внедрение указанных элементов управления требует значительных усилий и не может быть выполнено в краткосрочном периоде, однако в результате формирования сильной культуры безопасности обеспечивается контроль рисков на всех уровнях управления и во всех опасных зонах проекта. ●



Г. Шмаль



К. Беляев



В. Петров



Г. Иванов



А. Макаров



Д. Гусев



В. Лебедев



А. Севастьянов



Л. Рубан



А. Книгин, А. Золотов



А. Уздановичус



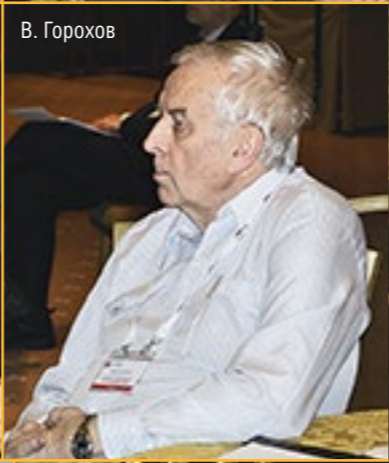
В. Фардзинов



Г. Мухамеджанов



А. Павлов



В. Горохов



А. Дмитриевский, В. Мартынов, В. Алекперов



В. Бушуев



В. Вержбицкий



В. Богоявленский



В. Гимади, А. Курдин



М. Левинбук



Л. Григорьев



С. Виноградова



И. Курак



О. Брагинский



Л. Кручинин, Э. Златков

# 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 EC03-2S
Степень автоматизации	1 (электростанция)
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 жидкостное охлаждение	Mitsubishi S4L2 SD 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Mecc Alte ECP 28-1L/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	3.2 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	50 л
Ёмкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	50 л
Вес электростанции открытое исполнение	452 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	600 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	141 x 72 x 105 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	175 x 72 x 123 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	60.7 дБ

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

## ДИЗЕЛЬНЫЙ ГЕНЕРАТОР GMJ130 (Италия)

### 1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее  
оборудование для нефтегазового  
комплекса*

#### 1.6.9. Генераторы



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

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

**Резервная мощность**  
137 кВА (110 кВт)

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

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

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

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



## ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР GMM9M (Италия)

### 1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее  
оборудование для нефтегазового  
комплекса*

#### 1.6.9. Генераторы



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

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

**Резервная мощность**  
11 кВА (8.8 кВт)

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

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

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

## ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР TSS SDG 6500S

### 1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее оборудование  
для нефтегазового комплекса*

#### 1.6.9. Генераторы



Дизельный электрогенератор в шумозащитном кожухе.

Подходит для резервирования сети в загородном доме и на предприятии, а также для проведения строительных работ.

Автоматический регулятор напряжения обеспечивает высокое качество выходного напряжения.

Система защитного отключения при понижении уровня масла.

Электронное зажигание не требует дополнительных настроек, что упрощает обслуживание двигателя в течение всего срока службы.

Топливный бак увеличенного объема обеспечивает автономную работу агрегата в течение 10-12 часов.

Для защиты от перегрузок применяется автомат защиты.

Долгий срок службы двигателя обусловливается использованием только высококачественных комплектующих.

На электростанции распространяется гарантия 12 месяцев, но не более 1 000 моточасов. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность номинальная, кВт	5
Мощность номинальная, кВА	5
Мощность максимальная, кВт	5,5
Мощность максимальная, кВА	5,5
Коэффициент мощности	1
Напряжение, В	230/12
Кол-во фаз	1
Двигатель	SDS
Частота вращения двигателя, об/мин	3000
Охлаждение	Воздушное
Степень автоматизации	1 (электропуск)
Запуск	электро
Исполнение	кожух
Бренд/Серия	TSS / SDG
Бак, л	15
Расход, л/ч	1,25
Габаритные размеры, мм	910 x 520 x 740
Вес, кг	170

«Нефть – это кровь, пульсирующая по артериям войны»

Ю. Семенов



«Самая большая сегодня проблема в том, чтобы заставить людей потреблять меньше»

Л. ДиКаприо

«Чтобы стать членом Европейского Союза, Украина должна набрать в долг столько денег, чтобы Европе просто некуда было деваться, и она забрала нас»

Л. Бирюк



«Когда я начинаю писать мемуары, дальше фразы: «Я родилась в семье бедного нефтепромышленника...», – у меня ничего не получается»

Ф. Раневская



«Надо выбрать приоритеты, по которым будем долбить и вкалывать»

Д. Медведев



«План конкретный существует. Он утвержден. Больше того, он претерпевает постоянно изменения»

И. Шувалов

«Газпром – это наше всё. А мы – его ничто»

С. Янковский

XII МОСКОВСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ



XII MOSCOW  
INTERNATIONAL  
ENERGY  
FORUM

# ТЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ

21 - 23 АПРЕЛЯ 2014 г.  
МОСКВА, ГОСТИНЫЙ ДВОР

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

10 МЕЖДУНАРОДНЫХ  
КОНФЕРЕНЦИЙ

IX МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА

3000 УЧАСТНИКОВ

120 УНИКАЛЬНЫХ  
ДОКЛАДОВ

2500 МЕТРОВ  
ЭКСПОЗИЦИИ

Институциональные условия и стратегические меры  
повышения конкурентоспособности российского ТЭК



ОРГАНИЗАТОРЫ

Комитет Совета Федерации  
по экономической политике

Комитет Государственной Думы  
по энергетике

Министерство энергетики  
Российской Федерации

Министерство иностранных дел  
Российской Федерации

РЕГИСТРАЦИЯ:

119019, Москва, а/я 76  
Тел./факс: +7 (495) 664-24-18  
info@mief-tek.com

www.mief-tek.com

# ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Системы подготовки газа,  
дожимные компрессорные станции



Внимание к деталям – от идеи до воплощения

