



АТОМНАЯ
ЭНЕРГЕТИКА
ДЛЯ АРКТИКИ

ТЕХНИЧЕСКАЯ
ПОЛИТИКА В
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

СЕРТИФИКАЦИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[9] 2015 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Приразломная» — первый проект
по добыче нефти на арктическом шельфе России



На правах рекламы



www.gazprom-neft.ru

СТРЕМИТЬСЯ К БОЛЬШЕМУ

BMW ConnectedDrive
Когда связь - это свобода.

Новый
BMW 7 серии

www.bmw-avtodom.ru



С удовольствием
за рулем

**МЫ НЕ ПРЕДСКАЗЫВАЕМ БУДУЩЕЕ,
МЫ СОЗДАЕМ ЕГО.
СОВЕРШЕННЫЙ. НОВЫЙ BMW 7 СЕРИИ.**



Говорят, заглянуть в будущее невозможно. Зато можно создать его. И мы сделали это. Представляем совершенно новый BMW 7 серии – автомобиль, в котором сосредоточены инновации и идеи будущего. В нем искусно сочетаются последние технологии, благородные материалы, точно выверенные линии и, конечно же, бескомпромиссное внимание к деталям. Благодаря этому новый BMW 7 серии становится воплощением современной роскоши и эстетического совершенства. В совершенно новом BMW 7 серии Вы ощутите полную свободу: наслаждайтесь комфортом представительского класса на заднем сиденье Executive Lounge, меняйте мир вокруг себя одним взмахом руки с системой управления жестами, управляйте любой ситуацией с помощью сенсорного планшета BMW Touch Command. Новый BMW 7 серии впечатляет инновациями и снаружи. В рамках концепции Carbon Core в конструкции кузова наряду со сталью и алюминием используются карбоновые элементы, способствующие значительному улучшению динамики и одновременному снижению расхода топлива. А для фар головного света предлагается абсолютно инновационное решение — лазерный свет BMW Laserlight, способный освещать дорогу перед автомобилем на расстоянии до 600 метров. Откройте для себя технологии будущего с новым BMW 7 серии. Узнайте больше, обратившись к Вашему официальному дилеру BMW AVTODOM или посетив сайт www.bmw-avtodom.ru.

AVTODOM

Официальный дилер BMW
Москва
ул. Зорге, 17, 51 км МКАД
Тел.: (495) 500 500 0
www.bmw-avtodom.ru

AVTODOM

Официальный дилер BMW
Санкт-Петербург
ул. Стартовая, 10
Тел.: (812) 777 77 00
www.bmw-avtodom.ru

Летайте на зимний отдых с профессионалами.

Швейцарцы – эксперты в области зимнего отдыха. Поэтому SWISS точно знает, как доставить путешественников в Альпы с максимальным комфортом: удобное расписание, теплый прием, швейцарское вино и шоколад на борту.

Легко спланировать зимний отпуск на swiss.com

ОСНОВЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ В ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

14

Атомная энергетика для арктических месторождений

28



Автоматизация для оптимизации

52

Контейнеры «Север»®

Многофункциональная система обеспечения безопасности и надежности работы оборудования

64

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

69

Система сбора данных и управления компании McCoyGlobal

74

Борьба с пескопроявлениями

76

ЭНЕРГАЗ: традиции развития в действии

80

Модернизация освещения в нефтегазовом секторе

92

Геоэкология углеводородов

70

Насосы HERMETIC – выбор специалистов

86

Взыскание неустойки за нарушение сроков сдачи объекта долевого строительства

88

Россия в заголовках

90

НЕФТЕГАЗ *Life*

94

Цитаты

96

Защита нефтяных платформ

78

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 6

ВСТО увеличится на 3 НПС 10

Первая строчка
События месяца 12

Откуда берутся мифы
о «китайском качестве»? 34

Техническое регулирование
в электроэнергетике
Обязательная сертификация
электрической энергии 36

Возможности нового
универсального растворителя
АСПО «ЯРУС» 48

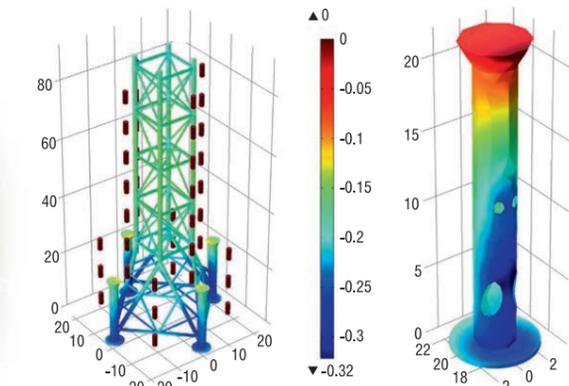
Электротехнический буровой
комплекс с динамически
уравновешенным буровым
снарядом на грузонесущем
кабеле 56

Рыба или удочка?

8

Качество электроэнергии

42



7 тыс. лет назад

В 5000 году до н. э. В Индии нефть использовали в качестве вяжущего материала в строительстве. При раскопках Мохенджо-Даро был обнаружен огромный бассейн дна и стены которого были покрыты слоем асфальта – продуктом окисления нефти.

158 лет назад

В 1857 году Василий Кокорев в Сураханах близ Баку построил нефтеперегонный завод начальной мощностью 100 тыс. пудов керосина в год. С этого момента начинается бурное развитие керосинового промысла, потянувшее за собой нефтедобычу. К концу XIX в. в России производили уже около 100 млн. пудов керосина в год.

156 лет назад

В 1859 году в Титусвилле, штат Пенсильвания, поставлена первая нефтяная вышка и обнаружена нефть всего в 21 м от поверхности Земли.

63 года назад

В 1952 году издана директива, согласно которой был сформирован первый отдельный батальон перекачки горючего. Этот год считается годом образования трубопроводных войск.

24 года назад

В 1991 году постановлением Совета министров СССР № 18 от 25 ноября создан государственный нефтяной концерн «ЛангепасУрайКогалымнефть» – «ЛУКОЙЛ»). Он объединил три нефтедобывающих предприятия «Лангепаснефтегаз», «Урайнефтегаз», «Когалымнефтегаз», а также перерабатывающие предприятия «Пермнефтеоргсинтез», Волгоградский и Новоуфимский нефтеперерабатывающие заводы.

23 года назад

В 1992 году открыто Ленинградское месторождение сухого метанового газа в Карском море с общими запасами 3 трлн. м³ природного газа.

10 лет назад

В 2005 году ураган Катрина опустошил побережье Мексиканского залива. Двадцать тысяч нефтяников пришлось эвакуировать с нефтяных платформ. Более 50 буровых платформ были повреждены или уничтожены. В первые дни после урагана весь мир ощутил его последствия – цена нефти мгновенно подскочила.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Сергей Степанов,
Алексей Петров

Ответственный секретарь
Татьяна Петрова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Артем Аракелов
Ольга Иванова
Сергей Григорьев
Леонид Васильев

reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Людмила Сергеева

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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

Адрес редакции:
127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru

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, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004



РОСНЕФТЬ

ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ





Доля российского оборудования в геологоразведке на шельфе не составляет даже 1%



Доля российского оборудования на Приразломном меньше 10%



За 3 года иранские специалисты разработали собственное ноу-хау проектирования буровых установок и внедрили их в производство



Эксперты полагают, что нужно ввозить старое китайское оборудование, вместо того, чтобы учиться производить свое. Что лучше, рыба или удочка?

РЫБА ИЛИ УДОЧКА?

Анна Павлихина

На прошедшей в Санкт-Петербурге конференции по шельфу заместитель директора департамента добычи и транспортировки нефти и газа Минэнерго А.Ерков сообщил, что рост спроса на шельфовое оборудование и комплектующие может привести к их дефициту уже в ближайшем будущем. А в настоящем Газпром и Роснефть согласовывают с Минприроды переносы сроков реализации шельфовых проектов.

В условиях санкций и отсутствия собственных производств, нехватка может составить более 20 плавучих буровых. Дефицит запчастей к платформам может превысить 150 тыс. единиц в год уже через 5 лет. На сегодняшний день доля российского оборудования в геологоразведке на шельфе не составляет даже 1%, а доля российского оборудования на Приразломном меньше 10%.

В настоящее время Россия реализует крупнейшие проекты на шельфе Баренцева, Охотского, Карского морей. Как же там собираются добывать 50 млрд тонн к 2035 году с 10 процентами оборудования?

Сегодня часто можно встретить утверждение, что российский нефтегаз пострадал от санкций, закрывших компаниям доступ к иностранному оборудованию и, следовательно, к шельфовым проектам. Но вот удивительно, примерно такие же санкции на нефтедобычу в других странах действуют не только не губительно, но, можно сказать, оздоровительно. Например, в Иране они стимулировали промышленность выживать собственными силами, что привело к созданию вполне рабочих буровых установок и платформ.

Раньше они, как и мы, ввозили оборудование из-за границы. Но 5 лет назад была поставлена задача разработать и освоить технологии строительства буровых платформ на отечественных предприятиях. И ведь освоили же! Уже через 3 года специалисты компании разработали собственное ноу-хау проектирования буровых установок и сумели внедрить техпроцесс их производства.

Когда готовые проекты буровых установок закупались за границей, оттуда же приходилось



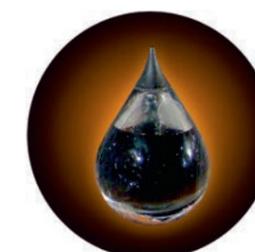
везти и до 75% необходимого оборудования и инструментов. Теперь оно на 65% производится местными заводами.

По данным Минэнерго к 2020 году нехватка запчастей к буровым платформам может составить более 150 тыс. единиц. По мнению экспертов, помочь мог бы ввоз подержанного оборудования из стран, не введших санкции против РФ (например, из Азии). А по нашему мнению, это не поможет, ведь, как известно, голодному нужно дать не рыбу, а удочку.

Можно, конечно, переориентироваться и на китайское, или на то же иранское оборудование, но, наверное, правильнее было бы бороться не со следствием, а с причиной. И тогда надо рассматривать азиатские страны не как поставщиков оборудования, а как пример в решении вопросов импортозамещения.

В противном случае стоит подумать: а что дальше? Вероятнее всего, что ситуация не изменится к лучшему, напротив, она повернется еще более невыгодным ракурсом к России: на рынок выйдет иранская нефть, свою долю непременно отвоюет сланцевая нефть, Россия отказалась от вступления в ОПЕК, что в целом для нее лучше, но таким образом, она лишилась возможности влиять на цену нефти. Да и украинский вопрос в ближайшее время не решится, а значит, и санкции против России будут только усиливаться.

Возвращаясь к вопросу о том, что российский нефтегаз пострадал от санкций, хочется заметить, что подобное заявление равносильно утверждению, что А.Каренина пострадала от поезда, а не от собственных суицидальных наклонностей. Нефтегаз пострадал не от санкций, а от недальновидной политики правительства, от желания топ-менеджеров получать быстрые прибыли космических масштабов и от нежелания первых и вторых развивать отечественную науку. ●



ВСТО УВЕЛИЧИТСЯ НА 3 НПС

Сергей Степанов

ЦУП Восточная Сибирь – Тихий Океан приступило к реализации инвестпроекта по увеличению пропускной способности трубопроводной системы «ВСТО» на участке от головной нефтеперекачивающей станции «Тайшет» до НПС «Сковородино» (ВСТО-1) до 80 млн тонн/год нефти. Первым этапом станет строительство трех нефтеперекачивающих станций в Иркутской области.

Всего для реализации проекта по расширению ВСТО-1 до 80 млн тонн/год нефти потребуется строительство 6 новых НПС и реконструкция 15 действующих, увеличение объема резервуарного парка на 50 тыс. м³, строительство объектов внешнего электроснабжения: 6 подстанций ПС 220/10 кВ и высоковольтных линий электропередач общей протяженностью свыше 950 км.

В рамках проекта будет построено шесть новых НПС – № 2, 3, 5, 6, 7, 9 – на территории Иркутской области. Строительство трех из них – НПС №3, №6 и №9 уже началось. Ожидаемые сроки завершения строительства – июль 2017 г.

Строительно-монтажные и специальные работы на площадках начнутся в зимний период. Связано это, прежде всего с тем, что тяжелая строительная техника в теплое время года не сможет передвигаться по болотистой почве. До этого времени будет произведена очистка площадок от древесной растительности, обеспечены подъездные пути к местам строек, осуществлена доставка строительной техники и материалов. Строительные площадки располагаются на значительном удалении от населенных пунктов. В этой связи, схемы доставки необходимых ресурсов реализованы с учетом имеющейся дорожной сети региона.

Кроме того, в настоящее время завершены инженерные изыскания на площадках строительства НПС – № 2, 5, 7, ведется разработка проектной документации. Начало строительства указанных станций запланировано на середину 2016 г.

Инвестором работ является Транснефть – Восток. Техническим заказчиком выступает ООО «ЦУП ВСТО». Завершение проекта по расширению ВСТО-1 до 80 млн тонн нефти в год запланировано на 2020 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

За стремительным падением цен на нефть, влекущим за собой снижение курса рубля по отношению к мировым валютам, не наблюдает только ленивый. Пока биржи продолжают демонстрировать отрицательную динамику, аналитики, споря друг с другом, выискивают все новые причины. А что думают наши читатели по поводу падения цены на нефть?

В чем причина неприлично низкой цены на нефть?

16%

Увеличение добычи в США

12%

Ожидание возвращения на рынок иранской нефти

4%

Обострившаяся обстановка в АТР

20%

Сработали естественные рыночные регуляторы и реальная стоимость нефти сравнялась с ее ценой

49%

Целенаправленная политика, направленная на ослабление моноразвитых стран

Слухи о том, что Министерство финансов и Министерство экономического развития собираются объединить возникли и ранее. И вот недавно снова заговорили о том, что ведомства А.Силуанова и А.Улюкаева могут объединить в одно супер-министерство, которое будет отдуваться как за экономический рост, так и за охрану бюджета от растрат и даже назвали в качестве предполагаемого главы объединенного ведомства И.Шувалова. Пока это только слухи, но, как известно, дыма без огня не бывает. Нужно ли России такое ведомство?

Надо ли объединять Минфин и Минэкономразвития?

20%

Да, это минимизирует бюрократические проволочки

20%

Нет, компетенция ведомств слишком различна

30%

Да, бюджет целее будет

7%

Нет, т.к. будут сдерживаться инвестиции в экономику

23%

Все зависит от того, кто возглавит объединенное ведомство

ГИПС ТАМПОНАЖНЫЙ

ГВВС для ЛИКВИДАЦИИ ЗОН ПОВЫШЕННЫХ ПОГЛОЩЕНИЙ

В ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ для КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

1. Регулирование сроков схватывания тампонажной смеси даже в условиях низких температур в диапазоне от -5 до +25°C
2. Отсутствие усадки при твердении, что гарантирует заданный срок эксплуатации тампонажного камня
3. Повышение показателя сцепления с обсадными трубами
4. Обеспечение первичной начальной прочности тампонажного камня
5. Однородность тампонажного раствора с заданными реологическими характеристиками за счет отсутствия седиментации
6. Экологичность продукта

В ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ для ЛИКВИДАЦИИ ЗОН ПОВЫШЕННЫХ ПОГЛОЩЕНИЙ

1. Создание быстрохватывающихся седиментационно устойчивых тампонажных растворов
2. Сокращение времени на ликвидацию поглощений



Сибогатова Ольга Владимировна
руководитель направления
по развитию перспективных рынков
тел.: +7 (846) 269-64-25
моб.: +7 (927) 705-83-44
e-mail: lubeznova@samaragips.ru
ICQ: 363879622



ЗАО «Самарский Гипсовый Комбинат»
г. Самара, ул. Береговая, 9А
тел. +7 (846) 269 - 64 - 25
www.samaragips.ru

События

Выборы президента

Запуск нового производства

Обвал рынка акций

Отмена пошлин Северный поток

Газовые войны

Цены на нефть

Слишком капиталов

Новый глава Роснефти



Этот документ был утвержден в присутствии В.Путина, который находится в Китае по случаю празднования окончания Второй мировой войны, и С.Цзиньпина.

А.Миллер сообщил, что меморандум касается строительства уже 3-го магистрального газопровода (МГП) в Китай с территории российского Дальнего Востока. В соответствии с документом предусматривается строительство 3-го маршрута поставок газа в КНР наравне с восточным (МГП Сила Сибири) и западным (МГП Сила Сибири-2 – бывший МГП Алтай) маршрутами.

Еще 1 сентября 2015 г. В. Путин сообщил, что Россия и Китай последовательно продвигаются к созданию стратегического энергоальянса. При этом контракт на поставку газа в Китай по западному маршруту до сих пор не подписан. Многие ожидали, что это будет сделано во время визита В. Путина в Китай. Однако, как мы видим, этого не произошло.

Похоже, меморандум по 3-му маршруту, у которого еще даже названия нет, делался в страшной спешке. Новый маршрут поставок газа с Дальнего Востока в Китай имеет меньшую длину, так что его строительство выйдет дешевле, а значит и цена газа для Китая будет ниже. В Западном маршруте стоимость газа снизить сложно, потому что уж больно дорог 1 км МГП Сила Сибири-2.

Стоимость прокладки трубопровода в России колеблется в интервале 5–8 млн долл США/км, в то время как за рубежом цены варьируются около 1 млн долл США/км.

А индийско-непальский МНПП будет стоить смешные 734 тыс. долл США/км. ●

Роснефть в Китае

Роснефть в ходе визита И.Сечина в Китай подписала документы на сумму более 30 млрд долл США.

В числе прочих Роснефть договорилась с Chemchina поставлять дополнительно 4 млн т/год нефти в Китай, а также подписали условия соглашения в отношении сотрудничества в области инвестиций в уставный капитал ChemChina Petrochemical Corporation и меморандум о взаимопонимании в отношении сотрудничества по проекту ВНХК, который будет реализован за счет проектного финансирования. Роснефть уже получила льготы на развитие проекта. ВНХК была создана для строительства в Приморье нефтехимпроизводства мощностью до 30 млн т сырья в год и стоимостью 1,3 трлн рублей.

Роснефть и Sinopet подписали соглашение о сотрудничестве в рамках предлагаемого совместного освоения Русского и Юрубчено-Тохомского нефтяных месторождений.

Соглашение предусматривает возможное приобретение Sinopet

доли участия до 49% в Восточно-Сибирской нефтегазовой компании (ВСНК) и Тюменнефтегазе, владеющих лицензиями на освоение и разработку месторождений. Совместная разработка их запасов позволит Роснефти и Sinopet снизить операционные риски проектов и увеличит возможности проектов в финансировании и технологиях для их реализации.

В дальнейшем Роснефть и Sinopet планирует создать совместную техническую группу по формированию окончательного инвестиционного решения и документации.

Газпром в Китае

Россия и Китай подписали соглашение о поставках газа в КНР по 3-му маршруту – с Дальнего Востока.

Газпром и Китайская национальная нефтегазовая компания (CNPC) подписали меморандум о взаимопонимании по проекту поставок природного газа из России в Китай и по строительству трубопровода с территории Дальнего Востока.

Продажа квот

Второй ветка ВСТО

Богучанская ТЭС запущена

Второй волна кризиса

Южный поток

Торги на бирже

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Северный поток достроили



Д. Медведев запустил месторождение им. Шпильмана

3 сентября 2015 г. Д. Медведев торжественно ввел в эксплуатацию нефтяное месторождение им. Шпильмана и Южно-Приобский ГПЗ в ХМАО, которое наряду с Импорским и Лодочным были проданы Федеральным агентством по недропользованию на аукционе в конце 2012 г. Их продажей завершилась эпоха крупных разведанных в СССР месторождений. Запуск в эксплуатацию объектов нефтегаза в России, посаженной на нефтяную иглу, ранее был прерогативой В.Путина. Д.Медведев чаще стал участвовать в запуске подобных стратегического значения объектов. Именно он летом 2015 г впервые участвовал в церемонии открытия китайского участка магистрального газопровода (МГП) Сила Сибири. Показатели месторождения им. Шпильмана впечатляют. Начальные геологические запасы нефти составляют около 398 млн т, извлекаемые запасы – около 90 млн т. Пробурено 2 разведочные и 8 поисковых скважин. А всего будет пробурено 1457 скважин, в том числе 1160 эксплуатационных скважин и 267 нагнетательных.

Тогда же 3 сентября 2015 г. был запущен и Южно-Приобский газоперерабатывающий завод – СП Газпром нефти и СИБУРа. ЮП

ГПЗ перерабатывает попутный нефтяной газ (ПНГ) с Приобского месторождения, расположенного в ХМАО. Мощность завода по переработке ПНГ – 900 млн м³/год. На выходе будет – 350 тыс т/год ШФЛУ и 750 млн м³ сухого отбензиненного газа.

Д.Медведев поучаствовал в запуске морских платформ на шельфе Вьетнама

Д.Медведев посредством видеосвязи принял участие в запуске в эксплуатацию Северо-Рогожинского месторождения в ХМАО и двух месторождений шельфе Вьетнама – Белый заяц и Тьен Ынг. Последнее планировалось к запуску в 2016 г., его коммерческое открытие было сделано в 2009 г. В проекте участвуют Зарубежнефть и Petrovietnam. Северо-Рогожинское месторождение – нефтяное месторождение в ХМАО, включает в себя часть месторождения им. Шпильмана. Извлекаемые запасы по категории С1 32,947 млн т нефти, категории С2 – 57,432 млн т, 7,196 млн т – по категории С3.

Газпром и Минвостокразвития будут вместе строить Амурский ГПЗ

4 сентября 2015 г. во Владивостоке А.Миллер и Министр РФ по развитию Дальнего Востока А.Галушка подписали Соглашение о намерениях при реализации проекта строительства Амурского газоперерабатывающего завода (ГПЗ).

В соответствии с Соглашением, при создании в Свободненском районе Амурской области территории опережающего социально-экономического развития министерство окажет ООО «Газпром переработка Благовещенск» (заказчик проекта строительства Амурского ГПЗ) содействие в получении статуса ее резидента. Заказчику, в ходе реализации проекта, будет оказана поддержка при взаимодействии с муниципальными и государственными органами власти.

Согласно документу, на Амурском ГПЗ, который станет крупнейшим в России и одним из крупнейших в мире предприятий по переработке природного газа, Газпром планирует создать около 3 тыс. рабочих мест. ●

ОСНОВЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ В ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ



Стенников Валерий Алексеевич, заместитель директора по научной работе Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, доктор технических наук, профессор



Жарков Сергей Владимирович, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, кандидат технических наук

В ФОРМИРОВАНИИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ В ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ МОГУТ БЫТЬ ВЫДЕЛЕНЫ ДВА ОСНОВОПОЛАГАЮЩИХ ФАКТОРА. ПЕРВЫЙ ИЗ НИХ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СТРУКТУРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ, СВЯЗАННОЕ С ИЗМЕНЕНИЕМ СИСТЕМНЫХ ПРИНЦИПОВ ПОСТРОЕНИЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ, КОТОРЫЕ ДОЛЖНЫ БЫТЬ ОРИЕНТИРОВАНЫ НА СОЗДАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ КОМПЛЕКСНОЕ СНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РАЗНЫМИ ВИДАМИ ЭНЕРГИИ (ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ, ТЕПЛОМ, ХОЛОДОМ И Т.П.). ВТОРОЕ СВЯЗАНО С ИННОВАЦИОННЫМИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ И ОБОРУДОВАНИЕМ, С ОДНОЙ СТОРОНЫ, РЕАЛИЗУЮЩИМИ НОВЫЕ СИСТЕМНЫЕ ПОДХОДЫ, С ДРУГОЙ СТОРОНЫ, АДЕКВАТНО УЧИТЫВАЮЩИЕ РАЗНОТИПНУЮ СТРУКТУРУ НАГРУЗОК (ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ, ТЕПЛОВЫХ И ДР.), ИХ СООТНОШЕНИЕ, А ТАКЖЕ АКТИВНОЕ ПОВЕДЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЯ

IN THE FORMATION OF TECHNICAL POLICY IN THE ENERGY SUPPLY CAN BE ALLOCATED TO TWO BASIC FACTORS. THE FIRST OF THESE IS STRUCTURAL AND TECHNOLOGICAL TRANSFORMATION, ASSOCIATED WITH A CHANGE IN THE SYSTEM OF THE PRINCIPLES OF ENERGY THAT SHOULD BE FOCUSED ON CREATING INTEGRATED SYSTEMS THAT PROVIDE INTEGRATED CONSUMERS SUPPLY WITH DIFFERENT TYPES OF ENERGY (ELECTRICITY, HEAT, COLD, ETC.). THE SECOND IS CONNECTED WITH THE INNOVATIVE ENERGY-EFFICIENT NEW SYSTEMS APPROACHES, ON THE OTHER HAND, ADEQUATELY TAKE INTO ACCOUNT THE HETEROGENEOUS STRUCTURE LOADS (ELECTRICAL, THERMAL, ETC.), THEIR RATIO, AND ACTIVE BEHAVIOR OF THE CONSUMER

Ключевые слова: *техническая политика, системы энергоснабжения, электроснабжение, теплоснабжение, топливоснабжение, паротурбинные, газотурбинные, парогазовые установки, эффективность.*

Существующая технологическая инфраструктура в электроэнергетике, теплоснабжении, хладоснабжении, топливоснабжении городов, промышленно-жилых агломераций, локальных территорий, как правило, формируется и управляется разрозненно по отдельным системам и задачам.

Вместе с тем, они обладают определенным интегрирующим началом в плане функционального взаимовлияния друг на друга, использования энергоносителя одной системы в другой, взаимозаменяемости энергоносителей, особенно в аварийных условиях, комплексного использования первичного энергоресурса для производства нескольких конечных энергоносителей. Указанная

интеграция предопределяет ведущую роль рассматриваемых энергетических систем в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК), при этом в результате оптимизации ТЭК определяются рациональные масштабы взаимодействия и взаимовлияния энергетических систем, а далее их развитие, функционирование и управление ими исследуются независимо.

Технические решения и проекты, зачастую, были ориентированы и продолжают ориентироваться на импортные парогазовые технологии и оборудование, которые не рассчитаны на сложившиеся особенности энергетики России. Все это привело к тому, что отечественная энергетика стала терять свои преимущества. Снижается ее эффективность, уменьшается инвестиционная

активность, растут тарифы, падает спрос, трансформируются рынки электро-, теплоэнергии, которые покидают наиболее платежеспособные потребители, строя свои энергоисточники. Представляется, что преодолеть негативные тенденции возможно лишь путем перехода к новой энергетической парадигме. В ее формировании могут быть выделены две составляющие, первая из них представляет изменение системных принципов построения систем энергоснабжения, которые должны быть направлены на создание интегрированных систем, обеспечивающих комплексное снабжение потребителей разными видами энергии (электроэнергией, теплом, холодом), вторая связана с инновационными энергоэффективными технологиями и оборудованием, с одной стороны, реализующими новые системные подходы, с другой стороны, адекватно учитывающие разнотипную структуру нагрузок (электрические, тепловые и др.), их соотношение, графики и режимы потребления. При этом эффективность энергоснабжения должна оцениваться не по отдельным типам систем, как это делается сейчас, а по синергетическому эффекту, отражающему успешность деятельности всех разнотипных систем, функционирующих на данной территории или создаваемых для отдельно взятого потребителя в зависимости от уровня рассмотрения и принятия решений.

Очевидно, что применяемые технологии и оборудование должны быть ориентированы на российские условия и особенности энергопотребления, обусловленные суровым климатом РФ. В наибольшей степени этому соответствует теплофикация. Отечественное паротурбинное оборудование (прежде всего, с противодействием), по своему профилю наиболее подготовлено к таким условиям, отвечает сложившемуся в России соотношению электрических и тепловых нагрузок, и обладает достаточно высокой эффективностью полезного использования теплоты сгорания топлива. Другими прорывными направлениями должны стать развитие парогазовых технологий с

впрыском пара, а также технологий утилизации тепла конденсации водяных паров из дымовых газов. В сочетании все эти направления обеспечат инновационное развитие систем энергоснабжения территорий и энергетики страны в целом.

Состояние проблемы

Формирование и реализация эффективной для общества, а также для хозяйствующих субъектов, технической политики в энергетике, как и в других сферах экономической деятельности, в настоящее время становится все более сложной задачей. Органы государственной власти полагают, что все решит конкурентный рынок, а хозяйствующие субъекты предпочитают свои интересы, нередко ориентированные на сиюминутную выгоду, в ущерб перспективной собственной и общей экономической эффективности. Процесс существования крупных компаний, зачастую замыкается сам на себя, превращая их деятельность в «натуральное хозяйство».

В сложившейся практике принятия решений нарушен принцип комплексного планирования энергоснабжения территорий. Развитие и функционирование электроэнергетики рассматривается в отрыве от теплоснабжения и наоборот. Нередко не учитываются особенности топливоснабжения. Каких-либо регламентирующих документов, объединяющих планирование процесса развития этих систем, не предусмотрено. В результате, соответствующим образом, непродуктивно программируется и развивается рынок технологий и оборудования в энергетике. Вместе с тем, здесь сосредоточен наибольший потенциал инновационных технических решений и технологических возможностей, обеспечивающих наибольшую эффективность энергетики.

Преимущественная ориентация на высокие коэффициенты полезного действия (КПД), низкие удельные расходы топлива на производство электроэнергии в конденсационном режиме стимулировала развитие конденсационных электростанций и парогазовых установок (ПГУ бинарного цикла) с высокой удельной выработкой электрической энергии на тепловом

потреблении. ПГУ бинарного типа имеют бесспорное преимущество перед конденсационными паротурбинными установками (ПТУ) при генерации только электрической энергии (КПД ПГУ – 60% против КПД ПТУ – 38-39%). Однако, если рассматривать теплофикацию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, представляющую наиболее эффективный способ энергоснабжения, то их преимущества становятся неочевидными. По соотношению электрических и тепловых мощностей ПТУ более адекватны суровым (2/3 территории) климатическим условиям России.

Предпочтительное сооружение ПГУ-ТЭЦ вместо паротурбинных теплоэлектроцентралей привело к дальнейшему значительному снижению доли теплофикации в производстве энергии, причем основанием этому послужило ошибочное мнение о высокой значимости электрического КПД ПГУ-ТЭЦ [1]. Вместе с тем, это ложный посыл, потому что нельзя оценивать эффективность ТЭЦ по ее КПД в конденсационном режиме, которого к тому же в чистом виде на практике никогда не бывает, поскольку даже летом сохраняется тепловая нагрузка в виде горячего водоснабжения (ГВС).

Конденсационные ПГУ даже при прогнозируемых высоких КПД будут менее эффективными по сравнению с теплофикационными установками. Их сооружение может быть обосновано лишь для электроемких производств и, возможно, для обеспечения летнего баланса мощности некоторых городов, районов, энергосистем при невозможности его достижения на базе ТЭЦ, АЭС и ГЭС.

ПГУ и мощные ГТУ для энергетики России в запланированных, согласно официальным документам, столь значительных объемах не нужны. В климатических условиях РФ основной технологией, обеспечивающей реальную экономию топлива, была и остается теплофикация (включая средние и мелкие системы). Появление ПГУ с высоким КПД привело к формированию иллюзии о больших возможностях парогазовых КЭС по повышению топливной эффективности энергоснабжения и соответствующему отрицательному

УДК 658.26

процессу принижения значимости теплофикации. При этом не учитывается, что строительство новых КЭС требует создания новых капиталоемких линий электропередачи (ЛЭП) и систем доставки топлива, а топливная эффективность ТЭЦ, при сопоставлении технологий, почему-то оценивается по показателям их работы в конденсационном режиме.

Пренебрежение сложившимся соотношением электрических и тепловых нагрузок при определении мощности и сооружении ПГУ нередко приводит к избыточному производству электрической энергии в городах, что сопровождается появлением встречных энергетических потоков, когда топливо поставляется в город, а производимая при его сжигании электроэнергия транспортируется из города. В результате не только ухудшается экологическая обстановка на городской территории, но и значительно возрастают непроизводительные затраты и, как следствие, тарифы.

Вызывает сомнение обоснованность выбора бинарных ПГУ при сооружении как КЭС, так и ТЭЦ. Тем более что реализацию таких решений планируется осуществить за счет широкомасштабного применения ГТУ и ПГУ зарубежного и лицензионного производства, усиливающего зависимость отечественной энергетики от зарубежного оборудования и негативно влияющего на энергетическую безопасность России. В результате российские производители остаются без заказов, а энергетика несет повышенные расходы, которые приводят к необоснованному росту тарифов.

Негативные тенденции в энергоснабжении

Преклонение перед зарубежными технологиями повлияло на формирование негативной тенденции в российской энергетике, которая, как минимум, последние 20 лет была ориентирована на импортное оборудование, не рассчитанное на сложившиеся особенности структуры нагрузок (отношение электрической и тепловой нагрузки), характерные для России. Во многом эти особенности связаны с более высоким уровнем

теплотребления нашей страны по сравнению с европейскими странами по причинам изложенным выше.

Сложилась высокая научно-техническая и технологическая зависимость России от импортного оборудования, доля которого в структуре вновь вводимых энергетических объектов достигает 80%. Причем многие эксперты на основе анализа опыта эксплуатации зарубежных ГТУ в условиях России отмечают целый ряд их недостатков, влияющих на снижение надежности и безопасности энергоснабжения страны. Отмечается также, что общая рентабельность производства электроэнергии электростанциями на базе ГТУ сопоставима, а иногда даже меньше, чем паросиловыми блоками [2].

Целесообразно пересмотреть стратегические направления развития энергетики, которые до настоящего времени значительно зависят от импортных поставок энергетического оборудования и отличаются относительной разрозненностью принимаемых решений по вопросам перспективного планирования энергоснабжения территорий. Это позволит сократить требуемые объемы инвестиций, снизить топливную емкость энергоснабжения и сдержать рост тарифов, а следовательно, повысить конкурентоспособность отечественной продукции и услуг.

Другим негативным фактором отечественной энергетики является то, что разработка и формирование технических направлений развития систем энергоснабжения, обоснование их рациональных масштабов, структуры и параметров энергоисточников, реконструкции и преобразования осуществляются без учета оптимального соотношения электрической и тепловой мощности теплофикационного оборудования и их соответствия подключаемым тепловым и электрическим нагрузкам. В условиях падения теплофикационной выработки тепла на тепловых электростанциях (ТЭС) растет производство электроэнергии в конденсационном цикле. Наглядно это видно из рисунка 1.

Доля электроэнергии, выработанной на ТЭС общего пользования в теплофикационном режиме, сократилась с 34% (1980-е годы) до 28% в настоящее время и продолжает уменьшаться. Доля тепла, вырабатываемого в теплофикационном режиме, снизилась до 48% вместо проектного показателя в 65%. Результатом этого стало снижение коэффициента использования теплоты сгорания топлива (КИТТ) с 57% до 52%. За этот же период КИТТ на ТЭС скандинавских стран увеличился с 52% до 80% и продолжает расти. При этом количество мелких котельных только за последние десять лет возросло более чем на 20%, в 1,5

РИСУНОК 1. Ретроспективная динамика отпуска электрической и тепловой энергии

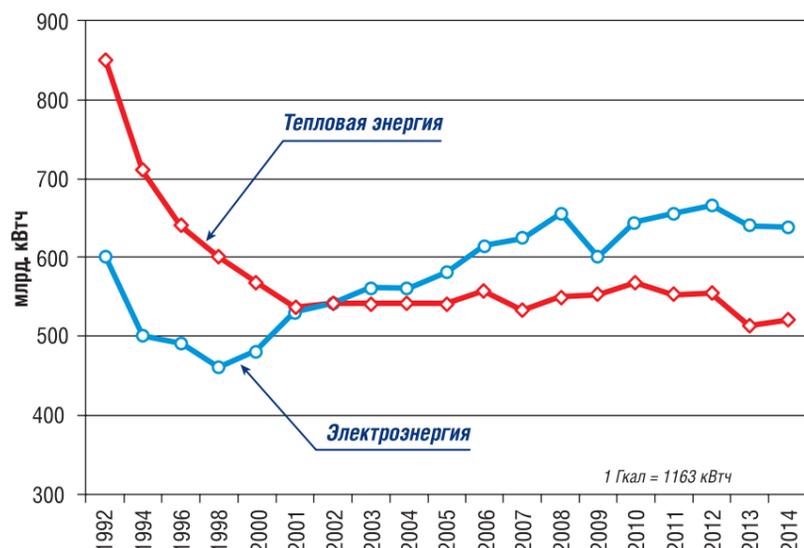
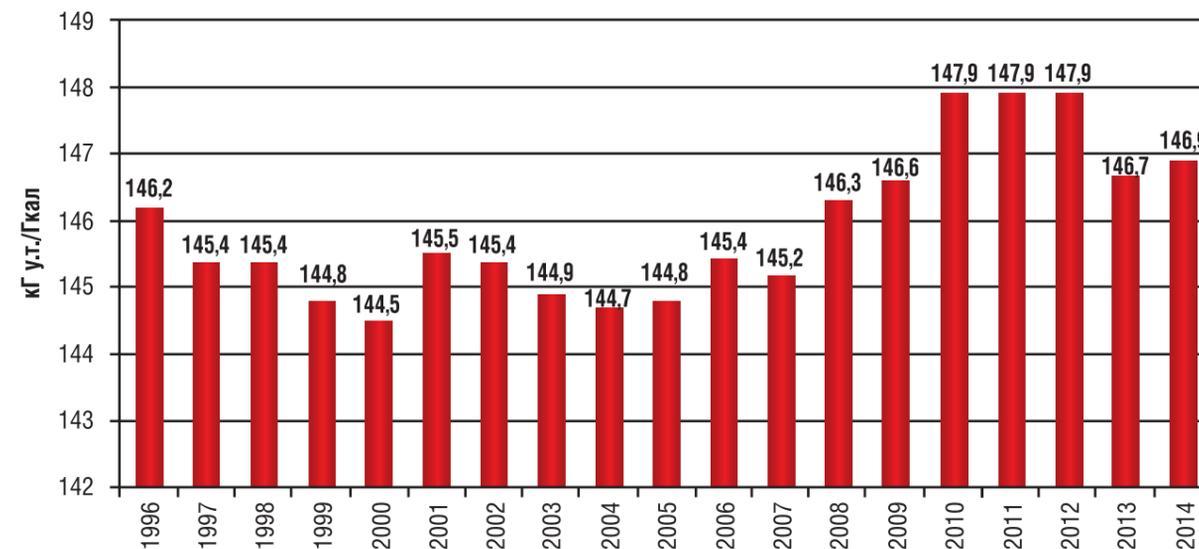


РИСУНОК 2. Ретроспективная динамика удельных расходов топлива на производство тепловой энергии на ТЭС



раза увеличилось число котельных, работающих на природном газе.

Ситуация в значительной мере обострилась в связи с изменением градостроительной политики и планов размещения производственных комплексов. Крупные предприятия стали выносить свои производства за пределы городской застройки и, нередко, из-за высоких тарифов и ненадежного энергоснабжения стали строить свои источники электрической и тепловой энергии, более того, по этой же причине (высокие тарифы, низкая надежность, непредсказуемость) они начали выводить свои производства за пределы России.

Доказательством низкой эффективности энергоснабжения потребителей являются высокие удельные расходы топлива на производство тепловой и электрической энергии. До 80% себестоимости электроэнергии тепловых электростанций приходится на топливо, поэтому топливная эффективность оказывает значительное влияние на экономическую эффективность энергоснабжения. В этом очень ярко прослеживается отрицательный эффект раздельного планирования электро- и теплоснабжения, а также несогласованность рынков тепловой и электрической энергии. Низкий планируемый темп снижения удельных расходов топлива на энергоснабжение подтверждается довольно

скромными фактическими показателями, достигаемыми по программам развития электроэнергетики, несмотря на значительные затрачиваемые инвестиции. В частности удельные расходы топлива на производство тепла на ТЭЦ продолжают расти и значительно превышают их уровень начала 2000-х годов (рисунки 2).

Сложившиеся негативные тенденции в технической политике ведут к неизбежному отставанию в развитии отечественной энергетики и энергомашиностроения, не допустить которое возможно лишь путем формирования новой стратегии, основанной на «прорывных технологиях», обеспечивающих России приоритетное технологическое развитие. Для оценки эффективности технологического развития важным направлением исследований является разработка методического инструментария, адаптированного к комплексному анализу систем энергоснабжения территорий.

Методы оценки эффективности систем энергоснабжения

Наиболее адекватны реальным условиям известные методы оценки эффективности электростанций, причем наиболее сложных из них – ТЭЦ. Они достаточно просты,

наглядны и комплексно отражают эффективность топливоиспользования при производстве электрической и тепловой энергии. Их универсальность позволяет преобразовать данные методы для системного анализа эффективности энергоснабжения в целом, включая энергоснабжение локальных территорий и промышленных площадок. Предлагается модифицировать их в следующих направлениях [3]: 1) распространить на системы энергоснабжения (СЭ) с включением в них систем транспорта энергии; 2) адаптировать к условиям развития и становления рыночных отношений в энергетике, когда себестоимость электроэнергии и тепла определяется в соответствии с конъюнктурой, складывающейся на рынках электрической и тепловой энергии; 3) представить для использования в более общем виде. Предлагаемые модификации методов, соответствующие изложенным положениям, приведены в таблице 1. Для наглядности они даются в сопоставлении с их существующими аналогами.

В приведенных выражениях в числителе представлены фактические издержки (экономические, топливные, экологические), а в знаменателе – их нормативные (рыночные) значения. С помощью данных выражений определяются относительные коэффициенты эффективности, отражающие

ТАБЛИЦА 1. Методы оценки эффективности производства энергии и энергоснабжения

Методы оценки эффективности	1. Топливный эффект	2. Общие издержки	3. Выбросы CO ₂
Электростанций	$k_{ТЭЦ}^T = \frac{B_{ТЭЦ}^{\Sigma}}{W_{ТЭЦ}^{\Sigma} b_{кэс} + Q_{ТЭЦ}^{\Sigma} b_{кв}}$ $b_{ТЭЦ}^{\varnothing} = b_{кэс} k_{ТЭЦ}^T$ $b_{ТЭЦ}^T = b_{кв} k_{ТЭЦ}^T$	$k_{ТЭЦ}^F = \frac{S_{ТЭЦ}^{\Sigma}}{W_{ТЭЦ}^{\Sigma} S_{кэс} + Q_{ТЭЦ}^{\Sigma} S_{кв}}$ $b_{ТЭЦ}^{\varnothing} = b_{кэс} k_{ТЭЦ}^F$ $b_{ТЭЦ}^T = b_{кв} k_{ТЭЦ}^F$	Не предусматривают какие-либо показатели
Энергоснабжения	$k_{СЭ}^T = \frac{B_{СЭ}^{\Sigma}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m [A_{ij}^{СЭ} b_i^N]}$ $b_i^{СЭ} = b_i^N k_{СЭ}^T$	$k_{СЭ}^F = \frac{S_{СЭ}^{\Sigma}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m [A_{ij}^{СЭ} S_{ij}^A]}$ $S_{ij}^{СЭ} = S_{ij}^A k_{СЭ}^F$	$k_{СЭ}^{CO_2} = \frac{C_{СЭ}^{\Sigma}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m [A_{ij}^{СЭ} c_i^N]}$ $c_i^{СЭ} = c_i^N k_{СЭ}^{CO_2}$
Общая (интегральная) эффективность $k_{СЭ}^{\Sigma} = k_{СЭ}^T \varphi_T + k_{СЭ}^F \varphi_F + k_{СЭ}^{CO_2} \varphi_{CO_2}$			

экономия/перерасход издержек по сравнению с их нормативным уровнем (стандартом).

В представленных в таблице 1 выражениях использованы следующие обозначения.

- $B_{СЭ}^{\Sigma}$ – общий расход топлива в СЭ; $b_i^{СЭ}$ – фактический удельный расход топлива на снабжение i -м энергетическим продуктом; b_i^N – нормативный удельный расход топлива на снабжение i -м энергетическим продуктом; $A_{ij}^{СЭ}$ – количество поставляемого i -го продукта j -му потребителю; n – количество видов энергетических продуктов; m – количество потребителей.

Получаемая экономия топлива на энергоснабжение в целом и снижение удельных топливных издержек относительно нормативных (стандартных) расходов топлива определяются по выражению:

$$(1 - k_{СЭ}^T) 100\%.$$

Значение $k_{СЭ}^T > 1$ свидетельствует о перерасходе топлива в СЭ относительно норматива (стандарта). Используя этот показатель, можно оценить, насколько оптимально подобран состав оборудования СЭ, определена его мощность и рекомендованы режимы работы. С его помощью можно определить, в том числе, оптимальную степень централизации теплофикации: $k_{СЭ}^T \rightarrow \min$.

В системах энергоснабжения, использующих разные виды

топлива, показатели $k_{СЭ}^T$ рассчитываются для каждого из них (со своими значениями b_i^N , которые, например, для угля выше, чем для газа, а для базового оборудования ниже, чем для пиковой мощности). В результате пропорционального (согласно вкладу каждого вида топлива в энергоснабжение) суммирования полученных коэффициентов можно получить общий (интегральный) показатель $k_{СЭ}^T$.

2. $S_{СЭ}^{\Sigma}$ – полные издержки СЭ, $S_{ij}^{СЭ}$ – себестоимость поставки i -го продукта j -му потребителю, пропорциональным (согласно доле в общих поставках i -го продукта) суммированием полученных $S_{ij}^{СЭ}$ можно определить усредненную (истинную) себестоимость i -го продукта $S_i^{СЭ}$, S_{ij}^A – альтернативная (конкурентная, рыночная) стоимость i -го продукта для j -го потребителя. В частности, это может быть цена электроэнергии, поставляемой извне и стоимость тепла от собственной (альтернативной) котельной.

Достижимый процент экономии издержек относительно рыночной конъюнктуры определяется согласно выражению:

$$(1 - k_{СЭ}^F) 100\%.$$

Показатель $k_{СЭ}^F$ характеризует финансовую (экономическую, коммерческую) эффективность СЭ относительно сложившихся на текущий момент цен на поставляемые энергетические продукты. Если себестоимость

энергии получается выше рыночных цен ($k_{СЭ}^F > 1$), то система неэффективна и требует модернизации.

Предлагаемая методика позволяет реализовать индивидуальный подход к каждому потребителю (категории потребителей, в т.ч. с разделением их на промышленные и коммунально-бытовые). В частности, S_{ij}^A при расчете величины для промышленных потребителей представляется возможным учесть величину потребляемой (заявленной) мощности, плотность графика нагрузок, расстояние и сложность доставки i -го ресурса, целесообразность подключения данного потребителя к рассматриваемой системе [4] и т.д. Для бытовых потребителей могут быть учтены такие факторы, как доступность энергоснабжения, их финансовая состоятельность. При этом вариантными расчетами можно определить оптимальный состав обслуживаемых потребителей, структуру производимых продуктов и состав оборудования с точки зрения минимальных издержек: $k_{СЭ}^F \rightarrow \min$. При этом если себестоимость энергии получается выше рыночных цен и установленных предельных тарифов ($k_{СЭ}^F > 1$), то система убыточна, поэтому необходимо либо пересмотреть тарифы, либо модернизировать СЭ с целью снижения издержек. Полученные величины себестоимости энергии могут использоваться в качестве рекомендаций для формирования экономически обоснованных

тарифов на поставляемую энергию. При замене в формулах (2) себестоимости $S_{СЭ}^{\Sigma}$ на величину необходимой валовой выручки (НВВ), по приведенным выражениям может быть рассчитан тариф для каждого потребителя и по каждому поставляемому ресурсу $TS_{ij}^{СЭ}$. Варьируя численными значениями величины S_{ij}^A можно сформировать оптимальную тарифную сетку, обеспечивающую, во-первых, необходимую валовую выручку для энергоснабжающей организации и, во-вторых, определить приемлемые тарифы для всех потребителей.

3. $C_{СЭ}^{CO_2}$ – суммарные выбросы CO₂ электростанциями, обеспечивающими энергоснабжение потребителей; C_i^N – нормативные удельные выбросы CO₂ для i -го продукта, $c_i^{CO_2}$ – удельные выбросы CO₂ при получении и доставке i -того энергетического продукта; $k_{СЭ}^{CO_2}$ – коэффициент эффективности энергетического производства (снабжения) с точки зрения минимизации выбросов CO₂.

Коэффициенты $\varphi_T, \varphi_F, \varphi_{CO_2}$ отражают относительный вес различных аспектов деятельности. При этом должно выполняться условие $\varphi_T + \varphi_F + \varphi_{CO_2} = 1$. Относительные веса могут устанавливаться экспертами или рассчитываться в зависимости от целевых установок. Уровень общей эффективности (совершенства) СЭ будет соответствовать показателю:

$$(1 - k_{СЭ}^{\Sigma}) 100\%.$$

При сравнении разных СЭ между собой значения φ_T, φ_F и φ_{CO_2} должны быть одинаковыми, поэтому их можно принять едиными для всех территорий страны.

Определяемые показатели характеризуют эффективность энергоснабжения территории и являются интегральными – учитывающими как потери при производстве и передаче энергии (поскольку расчеты основываются на объемах ресурсов, доставленных потребителям), так и масштабы, и эффективность использования возобновляемых (вторичных) ресурсов, а также режимы работы энергоисточников.

Предлагаемые методы позволяют учитывать экспортные/импортные поставки энергоресурсов на конкретной территории, промышленного комплекса и могут

использоваться для определения мультипликативной (интегральной) эффективности использования топлива. Они могут быть легко реализованы на практике с учетом современного уровня развития информационных и компьютерных технологий, в т.ч. в режиме «реального времени» по мере оснащения систем энергоснабжения современными средствами измерений. Их применение обеспечит получение адекватной оценки эффективности функционирования систем энергоснабжения и будет способствовать снижению суммарного расхода топлива по СЭ, общих издержек, выбросов CO₂ и соответственно им удельных топливных затрат, удельных издержек и выбросов CO₂ при энергоснабжении рассматриваемых территорий.

Инновационные технологии в энергоснабжении

Анализ сложившейся ситуации, перспективных прогнозов, динамики и соотношения электрических и тепловых нагрузок, а также режимов функционирования систем энергоснабжения (СЭ) России показывает, что наиболее эффективным видом энергоснабжения территорий, как уже отмечалось, является теплофикация. Она в полной мере отвечает комплексному планированию и развитию их энергетики и экономики в целом. При этом, согласно складывающейся

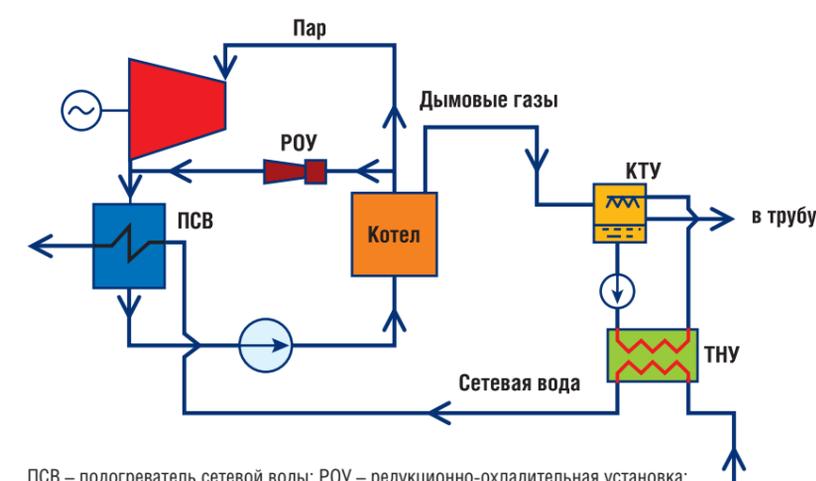
структуре нагрузок, на ТЭЦ должно быть установлено разнотипное оборудование – одно для высокоэффективной теплофикационной работы по тепловому графику (в базовой части тепловых и электрических нагрузок), другое – для покрытия полупиковой и пиковой электрических нагрузок потребителей специализированными маневренными установками.

В настоящее время наиболее универсальной и оптимальной по составу основного оборудования может быть схема ТЭЦ на газе (там, где он есть), включающая [5]:

- 1) ПТУ противоаварийная, с котлом, оснащенным системой утилизации теплоты конденсации водяных паров из дымовых газов (СУТВП), например, на базе абсорбционных теплонасосных установок (АТНУ), использующих в качестве греющей среды пар из производственных отборов турбин. Установка типа ПТУ+СУТВП (см. рисунок 3) может покрывать базовые и полупиковые электрические нагрузки, для которых она является практически идеальной по показателям топливной эффективности, надежности, долговечности и простоте перевода в маневренный (полупиковый) режим.

- 2) ПГУ-STIG (с впрыском пара в камеру сгорания), ориентированная в основном, на переменную часть графика электрических нагрузок, а при необходимости на поддержание частоты и напряжения в ЭЭС. По КПД и удельным выбросам влаги в конденсационном режиме

РИСУНОК 3. Схема базово-маневренной теплофикационной установки



ПСВ – подогреватель сетевой воды; РОУ – редукционно-охладительная установка; ТНУ – теплонасосная установка; КТУ – контактный теплоутилизатор

она практически не уступает бинарной ПГУ, но значительно дешевле и компактнее, а также быстрее запускается из холодного состояния и не требует специальной маневренной системы охлаждения (градирни). Эффективным представляется впрыск воды в проточную часть компрессора ПГУ-STIG, что способствует уменьшению работы сжатия паровоздушной смеси, повышению мощности и КПД установки. Паровое охлаждение турбины [6, 7] позволяет повысить температуру цикла ПГУ-STIG, что делает данную технологию одним из наиболее перспективных направлений развития парогазовых установок.

Для таких электростанций не нужны градирни, которые в самые холодные дни с наибольшим теплотреблением, сами требуют максимум тепла, чтобы исключить их «размораживание», в результате увеличиваются собственные нужды электростанции в пиковый период энергопотребления. Соответственно не требуется сооружение сложной системы водоснабжения и водоподготовки.

В такой схеме станции паротурбинная установка, как наиболее отработанное, освоенное, надежное и долговечное оборудование [8], покрывает основную (по длительности и объему) нагрузку, а ПГУ-STIG как относительно недорогое и высокоманевренное оборудование обеспечивает ее пиковую часть. Каждая из включаемых в схему ТЭЦ установок используется в наиболее оптимальных для нее режимах с раскрытием всех своих преимуществ. При этом для покрытия пиковых нагрузок не привлекается все оборудование станции, а используется только небольшая специализированная его часть, поэтому в общем случае ПТУ может работать на низкокачественном топливе (уголь, биотопливо). В то же время ПТУ может привлекаться для покрытия достаточно предсказуемых и медленно нарастающих/убывающих полупиковых нагрузок в случае имеющегося резерва мощности. Такая ТЭЦ, дополненная пиково-резервными дизельными или газопоршневыми генераторами, в полной мере может обеспечить автономное энергоснабжение потребителей.

Сравнительные оценки энергетической эффективности альтернативных типов систем энергоснабжения

Рассмотрим достаточно простую и наглядную схему СЭ с параметрами, соответствующими условиям Москвы, где зимние электрические и тепловые нагрузки соотносятся приблизительно как

1:3,5 [5]. Для убедительности выделим систему энергоснабжения с зимними электрическими нагрузками, равными $N_{СЭ} = 100$ МВт (э), а тепловыми – 350 МВт (т). Соответственно теплофикационная мощность ТЭЦ с учетом коэффициента теплофикации (0,55) составит $Q_{СЭ} = 350 \cdot 0,55 = 193$ МВт(т) = 166 Гкал/ч [5]. Расчеты выполним для следующих альтернативных вариантов СЭ:

- I. Раздельная схема энергоснабжения (во многом соответствует существующему состоянию в РФ), включающая КЭС с $КПД_{КЭС} = 0,38$ и котельную установку (КУ) с $КПД_{КУ} = 0,8$:

Общий расход топлива, МВт(т): $KЭС + КУ$

$$B_{СЭ} = N_{СЭ}/КПД_{КЭС} + Q_{СЭ}/КПД_{КУ} = 100/0,38 + 193/0,8 = 504,4$$

- II. Раздельная схема энергоснабжения с КЭС, имеющей $КПД = 0,55$, и КУ с $КПД = 0,9$:

$$B_{СЭ} = 100/0,55 + 193/0,9 = 125 + 214,4 = 396,3$$

- III. Схема энергоснабжения с когенерационной энергоустановкой (ЭУ) в составе ПГУ с теплофикационным $КПД_{ЭУ} = 0,45$ и коэффициентом полезного использования теплоты сгорания топлива $КИТТ_{ЭУ} = 0,86$, дополненная КУ с $КПД_{КУ} = 0,9$.

расход топлива на энергоустановку: $B_{ЭУ} = N_{СЭ}/КПД_{ЭУ}$

тепловая мощность энергоустановки: $Q_{ЭУ} = (КИТТ_{ЭУ} - КПД_{ЭУ}) \cdot B_{ЭУ}$

расход топлива: $ЭУ + КУ$

$$B_{СЭ} = B_{ЭУ} + (Q_{СЭ} - Q_{ЭУ})/КПД_{КУ} = 100/0,45 + (193 - (0,86 - 0,45) \cdot 100/0,45)/0,9 = 335,4$$

- IV. Схема энергоснабжения с теплофикационной ЭУ в виде ПТУ с турбиной противодавления.

Требуемый КПД энергоустановки ТЭЦ ($КПД_{ЭУ}$) при заданных нагрузках и ее $КИТТ$ определяется следующим образом.

Должно соблюдаться условие:

$$\frac{N_{СЭ}}{Q_{СЭ}} = \frac{КПД_{ЭУ}}{КИТТ_{ЭУ} - КПД_{ЭУ}}, \text{ следовательно}$$

$$N_{СЭ} (КИТТ_{ЭУ} - КПД_{ЭУ}) = КПД_{ЭУ} Q_{СЭ}$$

$$КПД_{ЭУ} N_{СЭ} + КПД_{ЭУ} Q_{СЭ} = N_{СЭ} КИТТ_{ЭУ}$$

$$КПД_{ЭУ} = \frac{N_{СЭ} КИТТ_{ЭУ}}{N_{СЭ} + Q_{СЭ}} = КИТТ_{ЭУ} \frac{N_{СЭ}}{N_{СЭ} + Q_{СЭ}}$$

Если $КИТТ_{ЭУ} = 0,9$, то $КПД_{ЭУ}$:

$$КПД_{ЭУ} = КИТТ_{ЭУ} \frac{N_{СЭ}}{N_{СЭ} + Q_{СЭ}} = 0,9 \frac{100}{100 + 193} = 0,307$$

Такие показатели вполне достижимы на ПТУ противодавления.

Тогда $B_{СЭ} = 100/0,307 + (193 - (0,9 - 0,307) \cdot 100/0,307)/0,9 = 325,6 + 0$

- V. Схема энергоснабжения с теплофикационной установкой (ПТУ) и системой утилизации теплоты водяных паров дымовых газов (СУТВП).

Если $КИТТ_{ЭУ} = 1,05$, то $КПД_{ЭУ}$:

$$КПД_{ЭУ} = КИТТ_{ЭУ} \frac{N_{СЭ}}{N_{СЭ} + Q_{СЭ}} = 1,05 \frac{100}{100 + 193} = 0,358$$

Показатели, близкие к требуемым, достижимы на ПТУ+СУТВП. Причем при необходимости ПТУ+СУТВП может работать в полупиковом режиме: для снижения электрической мощности станции часть пара можно пропускать, минуя ПТУ через РОУ (см. рисунок 3).

Здесь $B_{СЭ} = 100/0,358 + (193 - (1,05 - 0,358) \cdot 100/0,358)/0,9 = 279 + 0$

ТАБЛИЦА 2. Расходы топлива СЭ в отопительный период, МВт(т)

Показатель	Варианты				
	I	II	III	IV	V
	Раздельная схема		ТЭЦ		
	КПД _{КЭС} = 0,38 КПД _{КУ} = 0,8	КПД _{КЭС} = 0,55 КПД _{КУ} = 0,9	КПД _{ТФ} = 0,45 КИТТ = 0,86 КПД _{КУ} = 0,9	КПД _{ТФ} = 0,307 КИТТ = 0,9	КПД _{ТФ} = 0,358 КИТТ = 1,05
Расход топлива, МВт(т)	504,4	396,3	335,4	325,6	279
Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч	283,6	223,3	189,8	183,1	157,2*
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	201,6	158,7	134,9	130,1	111,7**
Экономия топлива, %	0	21,4	33,5	35,4	44,7
Перерасход топлива, %	80,8	42	20,2	16,7	0

*) соответствует $КПД_{КЭС} = 78,1\%$

***) соответствует $КПД_{КУ} = 127,9\%$

За нормативные удельные расходы на отпуск энергии при разнесении топливных затрат по нормативному методу здесь приняты показатели варианта II. Результаты расчета расходов топлива и их сопоставление по вариантам энергоснабжения приведены в таблице 2.

Расчеты выполнены для зимнего периода работы установок, который является наиболее длительным, важным и ответственным в энергоснабжении потребителей, поскольку именно в этот период максимальна вероятность возникновения напряженности в поставках топлива, электроэнергии и тепла, начинает вводиться в работу наименее экономичное оборудование, возрастает риск и тяжесть последствий аварий в системах теплоснабжения. В летнее же время, вследствие снижения общей электрической и тепловой нагрузки, появляется избыточная мощность, возрастает доля бестопливных электростанций (АЭС и ГЭС), снижается потребление топлива и существует возможность в случае необходимости поставки электроэнергии с оптового рынка как замыкающего источника по относительно невысоким ценам.

Широкомасштабное преобразование ТЭЦ и котельных посредством типовых проектов к предлагаемым схемам можно осуществить путем реализации менее затратной, чем планируется в перспективных документах по развитию электроэнергетики, но более

эффективной, последовательной ее модернизацией с постепенным наращиванием генерирующего потенциала на основе отечественного оборудования и широкомасштабного развития теплофикации [5, 9]. Утилизация «скрытого» тепла дымовых газов ТЭЦ обладает наибольшим потенциалом экономии топлива в городах и является наиболее эффективной областью и самым ёмким рынком применения тепловых насосов различного типа в РФ, поскольку источник низкопотенциального тепла (дымовые газы) и высокопотенциальной энергии для привода ТНУ (электроэнергия, пар), а также потребитель (тепловая сеть) находятся на одной станции. В случае реализации предлагаемой стратегии развития энергетики, РФ может выйти в мировые технологические лидеры по применению ТНУ для теплоснабжения.

Вышеизложенные результаты исследования направлений энергоснабжения потребителей позволяют сделать вывод о том, что потребность энергетики РФ в ПГУ и крупных ГТУ преувеличена. Это при том, что на станциях с такими установками в принципе невозможно достичь показателей ТЭЦ предлагаемой схемы, которая может использоваться в качестве типовой как для существующих (модернизируемых), так и для вновь сооружаемых ТЭЦ.

В условиях обострения геополитической ситуации вполне

возможным представляется вообще обойтись без импортных ПГУ. Однако для этого необходимо организовать крупномасштабное производство ТНУ (например, на базе выпускаемых в Новосибирске и Красноярске) и систем СУТВП в целом, поскольку производство ПТУ широкого ряда типоразмеров уже создано. При этом дополнительное оборудование может размещаться в пределах существующей территории ТЭЦ на фундаментах демонтируемых градирен [9]. Для таких установок открываются хорошие возможности последующего инновационного высокотехнологичного экспорта и расширения области их применения, например, они могут быть очень эффективны для опреснения (дистилляции) океанических и подземных вод, что важно при существующем и перспективном дефиците питьевой воды в мире, а также для энергоснабжения тепличных хозяйств, активно развиваемых в настоящее время по всей территории РФ.

Основное оборудование паротурбинных электростанций весьма надежно. В США возраст таких электростанций выше, чем в России, при этом нормальным считается срок их службы, равный 80 годам. Модернизация отечественных паровых турбин повысит их эффективность и обеспечит рабочий ресурс до 200 тыс. час, что больше ресурса новых газовых турбин. Возможно продление ресурса некоторой части теплофикационных ПТУ

для снижения потребности во вводах новых мощностей. Как показывают расчеты и длительный опыт промышленной эксплуатации отечественных электростанций, снижение температуры пара, омывающего роторы высокого и среднего давления паровых турбин на 60–80°C, приводит к увеличению ресурса до 350–400 тысяч часов, то есть почти в два раза. Продлению ресурса способствует также оснащение турбоагрегатов комплексными автоматизированными системами диагностики, которые широко внедряются на электростанциях в РФ и за рубежом [10, 11]. При этом принимать решения о выводе мощности необходимо не по сроку его эксплуатации, а по фактическому состоянию оборудования с учётом диагностического контроля, осуществляя ремонт «по состоянию оборудования» вместо ремонта «по регламенту» [11].

Сверхнизкие выбросы окислов азота (< 3–5 ppm) обеспечиваются в котле ПТУ за счет подмешивания пара к природному газу [12] (может применяться и для ПГУ-STIG). Ввод пара способствует также более полному сгоранию топлива, поскольку основной реакцией, по которой выгорает окись углерода, является реакция с гидроксидом: $CO+OH=CO_2+H$. Поэтому добавки пара, увеличивающие выход радикала OH , при наличии кислорода снижают содержание CO в выхлопных газах [13]. Для повышения данного эффекта необходимо улучшить однородность смешения топливных смесей [14].

Причем вводимый пар не теряется, а возвращается в цикл станции посредством СУТВП (где происходит дополнительная очистка дымовых газов от вредных веществ) с увеличением его количества в результате конденсации водяных паров, образовавшихся при горении природного газа. Получаемый в СУТВП дополнительный конденсат пресной воды может использоваться для подпитки тепловой сети или для впрыска в ПГУ-STIG. Эта вода вместе с сырой холодной водой проходит требуемую химводоочистку и деаэрацию (декарбонизацию) с использованием пара из ПТУ. Для сглаживания неравномерности потребления воды на электростанции с ПГУ-STIG целесообразно иметь водяной бак-аккумулятор.

Многолетний опыт применения технологии утилизации теплоты влаги из дымовых газов существует на одной из ТЭЦ Германии – «Берлин-Бух», где в качестве сорбента влаги из дымовых газов применяется раствор нитрата кальция, что повышает точку росы водяного пара на 30°C за счет его гигроскопичности. Получаемый в десорбере пар с температурой около 100°C может использоваться для теплоснабжения. По-существу, на ТЭЦ функционирует абсорбционная теплонасосная установка (АТНУ) с контактным и поверхностным теплообменом. Отмечается, что технология является «зрелой, апробированной на практике и представляет современный уровень техники». При выходной мощности АТНУ всего 450 кВт(т) дополнительно вырабатывается 3250 МВт·ч тепла в год и около 2500 куб. м конденсата для использования в качестве питательной воды [15].

Определенный опыт применения подобной технологии имеется и в России [16–22]. В частности, технико-экономические расчеты по оценке сроков окупаемости абсорбционных теплонасосных установок АБТН-3000Т и АБТН-4000Т (производства ОКБ «ТЕПЛОСИБМАШ», Новосибирск) показали, что они не превышают 3–4 лет [22].

Интегрированные технологии с применением возобновляемых источников энергии

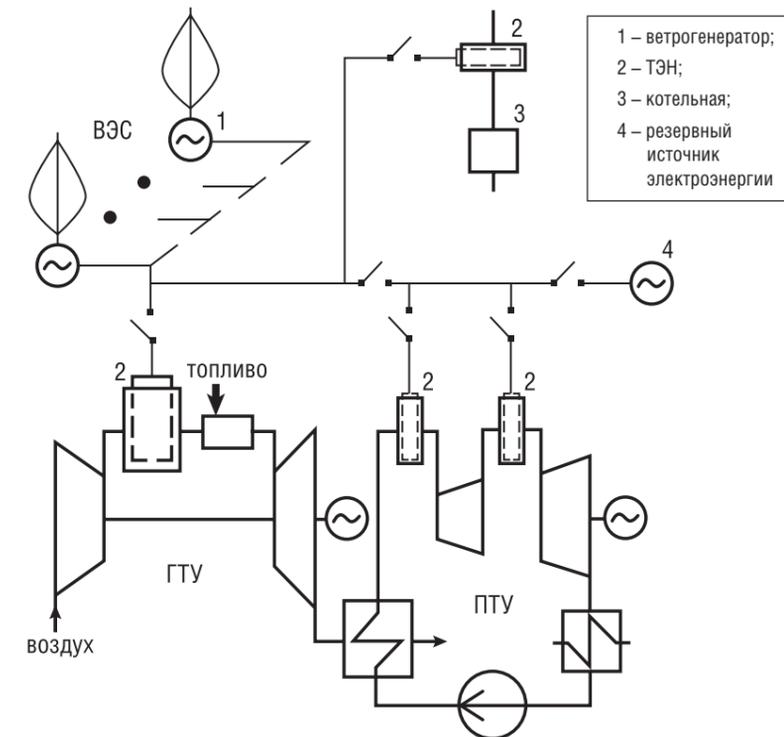
ТЭЦ в виде предлагаемой выше технологической схемы могут эффективно обеспечить основные потребности в энергии обслуживаемых территорий, обеспеченных природным газом. Сравнительно меньшей эффективностью обладает схема с ПТУ, работающей на угле. Предлагаемые технологии ПГУ-STIG могут работать как на дизельном, так и на газотурбинном топливе. Они могут обеспечивать все виды нагрузок, работая как в системе, так и автономно на локальной территории в отдаленных районах Севера и Дальнего Востока, в которых необходимо обеспечивать полное круглогодичное покрытие энергетических потребностей. Для них одной из главных задач

является экономия дорогого привозного раз в год с большими энергетическими и финансовыми затратами топлива. Представляется наиболее перспективным для решения этой задачи использование местных возобновляемых источников энергии (ВИЭ), главным образом – ветра, изменения интенсивности энергетического потока которого происходят синхронно с колебаниями энергопотребления. Кроме уменьшения завоза, выбросов за счет внедрения электростанций на ВИЭ повышается энергетическая безопасность отдаленных районов вследствие обеспечения гарантированного минимума энергоснабжения населения даже при возможных недопоставках топлива.

Вовлечение энергии ветра в энергобаланс путем прямого включения ветроэлектростанций (ВЭС) в электроэнергетические системы (ЭЭС), что практикуется сейчас в мире, осложняется непостоянством потока энергии, следствием чего являются проблемы: качества генерируемой ВЭС электроэнергии; устойчивости ЭЭС; резервирования мощности ВЭС [23–27]. При этом выпадают теплоснабжение, являющееся крупнейшим потребителем топлива в отдаленных районах, где его доля достигает 80–90% топливных затрат на энергоснабжение и наиболее важная в климатических условиях РФ технология, обеспечивающая экономию органического топлива – когенерация (теплофикация), реализующая совместное производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

Для компенсации нестабильности потока энергии ветра целесообразно его резервирование внутри цикла ТЭС топливом – наиболее совершенным на сегодняшний день аккумулятором энергии. В связи с этим представляется перспективным объединение ВЭС и дублирующей ее электростанции в едином комплексе с учетом особенностей выработки энергии ВЭС. Предлагается в отличие от традиционно применяемой схемы не включать ВЭС непосредственно в сеть ЭЭС, а использовать электроэнергию ВЭС для прямого замещения топлива в тепловых циклах парогазовых установок (ПГУ): посредством

РИСУНОК 4. Интегрированная система энергоснабжения с использованием нестабилизированной электроэнергии ВЭС в цикле ПГУ



электронагревателя (ТЭНа), установленного в тракте ГТУ перед камерой сгорания топлива (КС), подогревать воздух, поступающий в КС (рисунок 4). Соответственно снизится расход топлива, регулируемый в зависимости от колеблющейся мощности ТЭНа в направлении поддержания заданной температуры газов на входе в турбину. Также предусматривается перегрев пара паротурбинной установки ПГУ: наличие высокотемпературных электрических пароперегревателей позволяет оптимизировать тепловой цикл паротурбинной части ПГУ с переходом на цикл одного давления вместо 2–3 уровней давления с упрощением схемы котла-утилизатора и снижением его массы и повышением КПД ПГУ в целом. Для повышения надежности работы ПГУ предусмотрено, что при недостаточной силе ветра ТЭНы ПТУ снабжаются электроэнергией от постороннего (аварийно-резервного) источника электроэнергии, например, дизельного генератора или водородного топливного элемента [27, 28].

Экономия топлива сопровождается дополнительными преимуществами:

- ЭЭС гарантированно получает высококачественную

электроэнергию от генератора ПГУ независимо от колебаний силы ветра. При этом не происходит снижения качества электроэнергии в сети, в том числе обусловленного переходными процессами при включении/выключении ВЭС;

- нет необходимости в параллельной маневренной мощности, покрывающей базовую электрическую нагрузку, и связанным с этим перерасходом топлива, перекрывающим экономию топлива от применения ВЭС. Используемые же в комплексе ПГУ+ВЭС установки могут быть базовоориентированными и, следовательно, высокоэкономичными по топливу;
- появляется возможность использования ВЭС совместно с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла на ТЭЦ. Совмещение в одной технологии когенерации и ВЭС позволит экономить значительно больше топлива в пересчете на единицу инвестиций. Представляется сомнительной целесообразность экономии топлива в сфере электроснабжения с преодолением вышеописанных проблем использования ВЭС и последующим сжиганием этого

топлива на котельных: на цели теплоснабжения в регионах РФ обычно расходуется топлива больше, чем на производство электроэнергии. Коэффициент использования тепла на ТЭЦ достигает 80–90%, то есть здесь практически вся тепловая энергия, поступающая в цикл в виде электроэнергии ВЭС и топлива, утилизируется. При этом в зависимости от используемых ПГУ доля превращения поступающего в цикл тепла в электроэнергию со стабильными параметрами может достигать 40–60%. Ветер, как известно, второй после наружной температуры воздуха климатический параметр, определяющий объемы теплотребления. Применение ВЭУ позволит компенсировать повышенные теплотери, обеспечив именно в ветреные периоды пиковое поступление энергии на нужды отопления;

- возможна концентрация энергии от многих ВЭС на одной или нескольких ПГУ посредством локальной электрической сети с постепенным наращиванием мощностей ВЭС и потребителей нестабилизированной электроэнергии. К локальной сети могут быть подключены как крупные потребители (ТЭЦ, аккумуляторы энергии), так и мелкие (котельные), каждый со своим приоритетом подключения. Приоритеты могут перераспределяться при сезонных и суточных изменениях структуры энергопотребления;

Кроме того, появляется возможность снижения стоимости ВЭС благодаря:

- переходу на переменную частоту вращения ветроколес (без применения инверторов), что позволит повысить их коэффициент использования энергии ветра на 20–35% с соответствующим снижением удельной стоимости ВЭУ, расширить рабочий диапазон скоростей ветра, снизить механические напряжения на лопастях и валах ВЭУ;
- максимальному упрощению электрической схемы, системы управления и конструкции ВЭУ, так как в данном случае генераторы работают на активную нагрузку и требования к качеству электроэнергии предельно низки, и соответствующего

снижения стоимости и повышения надежности функционирования ВЭУ, что особенно важно применительно к отдаленным районам с жесткими климатическими условиями и отсутствием квалифицированных специалистов, способных выполнять технические работы;

- переходу от горизонтально-осевых к более дешевым и надежным вертикально-осевым ВЭУ, которые отличаются повышенной неравномерностью крутящего момента и поэтому их прямое подключение к ЭЭС затруднено.

Схема ПГУ-ТЭЦ+ВЭС позволяет объединить достижения традиционной энергетики (парогазовая технология, теплофикация) и нетрадиционной (ВЭС), а не противопоставлять их друг другу как это обычно происходит, в связи с чем ВЭС приходится конкурировать со все более экономичными по топливу ПГУ (в то время как эффективность ПГУ+ВЭС только возрастает). 50%-ное замещение топлива нестабилизированной электроэнергией ВЭС энергетически даже выгоднее, чем двукратное увеличение КПД ПГУ, поскольку при одинаковом расходе топлива в данном случае выше тепловая и электрическая мощность ПГУ-ТЭЦ. Причем в течение всего срока эксплуатации ПГУ+ВЭС морально не устареют относительно непрерывно совершенствуемых чисто топливных ПГУ, так как здесь удельный расход топлива на производство электроэнергии всегда будет ниже. При необходимости для уменьшения расхода топлива можно установить дополнительную современную ВЭУ.

Наиболее перспективно применение предлагаемой схемы в автономных системах энергоснабжения. Поэтому привлекательность комплексов ПГУ-ТЭЦ+ВЭС возрастает в связи с тенденцией расширения использования распределенных источников энергии на базе небольших ТЭЦ и местных ВИЭ.

Предлагаемые схемы интегрированных энергоисточников открывают новые перспективы применения возобновляемых энергоресурсов в следующих направлениях:

1. Включение ВЭС в электрическую сеть через ПГУ позволяет избежать решения проблем обеспечения качества

электроэнергии и оперативного резервирования мощности ВЭС в ЭЭС, а также использовать энергию ветра на установках комбинированной выработки тепла и высококачественной электроэнергии, в том числе мелких. При этом снимаются технологические ограничения на использование ВЭС: мощность ВЭС может превосходить суммарную мощность электростанций и котельных в системах энергоснабжения. Таким образом, развитие ветроэнергетики становится независимым от ЭЭС, владельцы ВЭС и операторы энергетических сетей не имеют точек соприкосновения, а коммерческая эффективность ВЭС не зависит от ограничений, тарифов и режимов ЭЭС, и, следовательно, не требуется никаких специальных законопроектов, регламентирующих взаимоотношения ВЭС и ЭЭС.

2. Благодаря локальному влиянию ВЭС при использовании схем ПГУ+ВЭС существует возможность четко оценить реальные энергетический и экономический выигрыши (или потери) от использования ВЭС, в то время как при прямом включении ВЭС в сеть, что чаще всего и практикуется, все проблемы применения ВЭС переносятся на энергосистему, при этом их влияние на экономичность ЭЭС в целом трудно учесть и обычно они никак не учитываются.

3. Первоочередным является использование энергии ветра в автономных системах энергоснабжения на базе локальных сетей нестабилизированной электроэнергии, объединяющих ВЭС, ПГУ-ТЭЦ и котельные, с возможностью максимального вытеснения ветром органического топлива.

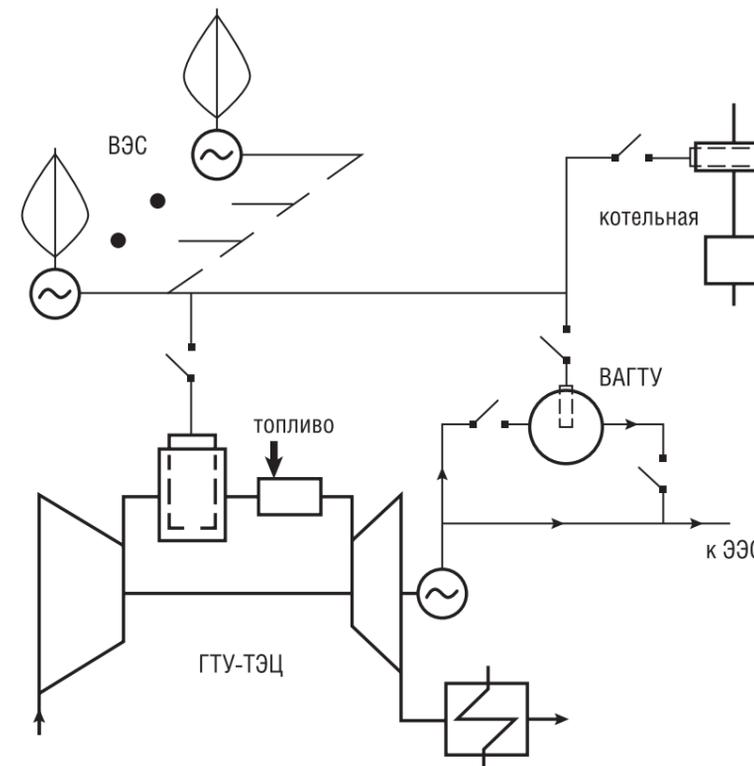
4. Применение комплексов ПГУ-ТЭЦ+ВЭС может способствовать расширению использования в системах энергоснабжения ВЭС, ПГУ, ТЭЦ и распределенных источников энергии благодаря включению ветра в спектр используемых на ПГУ энергоресурсов.

5. Сети, соединяющие ВЭС, ЭЭС и потребителей, используются более эффективно (с коэффициентом загрузки линии до 100% вместо 30-35% от ВЭС), т.к. станция ПГУ+ВЭС отпускает стабильный поток электроэнергии.

Схема ВЭС+ГТУ (ПГУ, ПТУ) в первую очередь ориентирована на применение в локальных энергосистемах, но в связи с обострением тех же самых проблем использования энергии ветра в крупных энергосистемах из-за все возрастающей доли ВЭС в генерации актуальна и для них, а также наиболее перспективна для реализации крупномасштабных проектов энергоснабжения северных городов типа Норильска и Калининграда и экспорта «зеленой» электроэнергии ВЭС, например, с Кольского полуострова в Европу и по планируемому энергомоу «Сахалин-Хоккайдо» [29]. У такой схемы практически нет альтернативы ввиду планируемых и потенциально возможных масштабов развития ветроэнергетики, поскольку ВЭС будут вынуждать высокоэкономичные базисные ТЭС, в т.ч. ТЭЦ работать в маневренном режиме с соответствующим снижением их топливной экономичности: любое аккумулирование электроэнергии как минимум удваивает ее стоимость, а в годовом разрезе вообще практически невозможно. Причем здесь возможно тиражирование и постепенная наработка опыта. Представляется, что реализация предлагаемой технологии дает шанс отечественному энергомашиностроению выйти на мировой уровень в русле стратегии «обогнать, не догоняя» за счет смены направления. Наиболее подходит для работы в комплексе ПГУ+ВЭС предлагаемая наклонно-осевая ветроустановка (НОВЭУ) [26, 30], поскольку она не требует оперативного управления и поэтому может быть постоянно подключена к локальной сети нестабилизированной электроэнергии. Сочетание НОВЭУ с ТЭЦ или котельной позволит практически полностью исключить режимы торможения, останова и повторного запуска, и возникающие при этом динамические нагрузки на элементы ВЭУ.

С помощью предлагаемых установок энергией ветра можно покрывать и пиковые нагрузки (рисунок 5). В данном случае аккумулятор электроэнергии, в качестве которого выступает воздушно-аккумулирующая установка, заряжается в случае необходимости от полупиковой станции (ГТУ-ТЭЦ)

РИСУНОК 5. Ветроэнергетический комплекс



ночью, когда она имеет свободную мощность, чтобы днем быть полноценно готовой к несению заданных пиковых нагрузок [31–33].

После освоения и отработки этой уникальной (не имеющей аналогов в мире) технологии для условий РФ (например, для начала в паре с котельной) в дальнейшем возможен экспорт технологии и оборудования ее осуществляющего в другие страны. Применение комплексов ПГУ-ТЭЦ+ВЭС перспективно для стран, имеющих слаборазвитые и ненадежные электрические сети в связи с расширением использования распределенных источников энергии на базе ТЭЦ и местных ВИЭ. При этом тепловая энергия от ТЭЦ может использоваться как для отопления, горячего водоснабжения и обессоливания морской воды, так и для кондиционирования воздуха посредством абсорбционных преобразователей тепла.

Перспективные направления и технологии

Развитие энергоснабжения целесообразно ориентировать на постепенное (эволюционное) повышение роли и эффективности местных (городских) систем

энергоснабжения путем их преобразования посредством малозатратных с небольшими сроками окупаемости мероприятий и реализацией имеющихся значительных резервов экономии топлива [9] в направлении:

- развития теплофикации (когенерации) с постепенным повышением доли ТЭЦ в генерации электрической и тепловой энергии;
- расширения сферы теплофикации на малые и средние нагрузки (города и поселения);
- модернизации действующих ТЭЦ и котельных с максимальным использованием существующей энергетической инфраструктуры с соответствующим сокращением строительства новых ТЭС;
- создания специализированных «зимних» [5] и маневренных электрических и тепловых мощностей для обеспечения эффективной балансировки с нагрузками в пунктах потребления;
- применения оборудования отечественного производства;
- повышения эффективности использования природного газа.

Реализация перечисленных направлений позволит осуществить

менее затратную, но, в то же время, более эффективную модернизацию источников электрической и тепловой энергии с предпочтительным развитием ТЭЦ, при этом станет возможным значительно повысить надежность энергоснабжения и энергобезопасность страны. В частности, даже небольшие турбины противодавления, установленные на источниках тепла, в случае аварийного разрыва связи с ветроэнергетической системой, смогут обеспечить электроснабжение сетевых насосов систем централизованного теплоснабжения, предотвратив тем самым их возможное размораживание.

Перспективными прорывными технологиями развития энергетики должны стать:

- развития теплофикации (когенерации) с постепенным повышением доли ТЭЦ в генерации электрической и тепловой энергии;
- парогазовые установки с впрыском пара в камеру сгорания, развиваемые в двух направлениях:
 - с паротурбинной установкой;
 - без паротурбинной установки – типа STIG;
- паротурбинные установки ТЭЦ, прежде всего, с ПТУ противодавления в сочетании с ПГУ- STIG;
- утилизация теплоты конденсации водяных паров дымовых газов;
- интегрированные структуры и системы, например, ПТУ (ПГУ) в сочетании с ветро-, солнечными и другими установками с получением электроэнергии, пара, тепла, горячей воды, холода, а в перспективе – водорода, кислорода, жидкого топлива и др. из газа, нефти, угля с организацией сетецентрического управления энергоснабжением.

Стратегическая ориентация энергетики на теплофикацию (когенерацию) позволит значительно повысить топливную и экономическую эффективность энергоснабжения, будет способствовать снижению зависимости территорий от оптового рынка электроэнергии, переноса все вопросы по развитию и функционированию

ТЭЦ на розничный рынок. Формирование розничного рынка на базе ТЭЦ обеспечит им высокую конкурентоспособность относительно других источников. Это будет способствовать оптимизации структуры генерирующих мощностей в направлении повышения доли комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Развитие энергетики с предпочтительным сооружением ТЭЦ предполагает ориентацию на комплексное энергоснабжение (электро-, тепло-, топливоснабжение) и, следовательно, его непосредственную увязку с развитием территорий, интегрирующих разнотипных потребителей. Приоритетное развитие ТЭЦ, в том числе, в рамках распределенной генерации, приближенной к потребителю, соответствует современным мировым тенденциям развития энергетики.

Высокую значимость при этом приобретают энергопрограммы, разрабатываемые на нижнем территориальном уровне – на уровне городов, поселений районов, и отражающие направления комплексного энергоснабжения всех потребителей рассматриваемой территории. Решения, получаемые в рамках данных энергопрограмм, должны стать основой для разработки энергетических документов более высокого уровня. При необходимости может быть осуществлена их итерационная иерархическая увязка.

Заключение

Успешное перспективное развитие отечественной энергетики невозможно без смены технической политики, которая должна быть ориентирована на общесистемную эффективность, надежное и экономичное энергоснабжение потребителей. Комплексное планирование и прогнозирование энергоснабжения территорий обуславливает создание интегрированных систем электро- и теплоснабжения, состоящих из разнотипного оборудования, как по назначению, так и по участию в покрытии графика нагрузок.

Приоритетным направлением является теплофикация (когенерация) с расширением

сферы ее применения на область средних и малых нагрузок (городов и поселений). В связи с этим эффективным представляется широкое применение хорошо зарекомендовавших себя паротурбинных установок, прежде всего, с противодействием, а также разработка, освоение и активное применение разнотипных парогазовых установок с впрыском пара. Массовое внедрение технологии утилизации теплоты конденсации водяных паров из дымовых газов, обеспечит максимально эффективное использование теплоты топлива. ●

Литература

1. Чистович С.А. О применении парогазовых ТЭЦ с турбинами противодействия в районах городской застройки // Новости теплоснабжения. 2011. № 1. С. 21–25.
2. LXI научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин и парогазовых установок // Газотурбинные технологии. 2014. № 9. С. 42–46.
3. Жарков С.В. О методах оценки эффективности энергоснабжения и стимулирования снижения энергоёмкости экономики РФ // Энергетик. 2014. № 3. С. 34–40.
4. Жарков С.В., Якимец Е.Е. К вопросу об оптимальном радиусе теплоснабжения ТЭЦ // Энергетик. 2010. № 12. С. 25–27.
5. Стенников В.А., Жарков С.В. О направлениях повышения эффективности энергоснабжения // Энергетик. 2012. № 10. С. 2–6.
6. Комплексная парогазовая установка с впрыском пара и теплонасосной установкой (ПГУ МЭС-60) для АО "Мосэнерго" /Фаворский О.Н., Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Маслеников В.М., Ремезов А.Н., Горюнов И.Т., Маханьков А.К., Васютинский В.Ю., Пищиков С.И., Соколов Ю.Н., Елисеев Ю.С., Беляев В.Е., Косой А.С., Синкевич М.В. // Теплоэнергетика. 2001. № 9. С. 50–58.
7. Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Колелес С.З., Маслеников В.М., Новиков А.С., Полежаев Ю.В., Фаворский О.Н., Штеренберг В.Я. Парогазовая установка с вводом пара в газовую турбину – перспективное направление развития энергетических установок // Теплоэнергетика. 1993. № 10. С. 46–52.
8. Серков С.А., Грибин В.Г., Румянцев М.Ю., Грузков С.А. Распределенная генерация для труднодоступных районов на основе инновационных паровых турбогенераторов // Neftegaz.RU. 2015. № 1–2. С. 20–25.
9. Стенников В.А., Жарков С.В. Проблемы и перспективы развития газовой теплоэнергетики // Энергетическая политика. 2010. Вып. 3. С. 56–63.
10. Энергетика требует перемен // Энергетика и промышленность России. 2013. № 4.
11. Дьяков А.Ф., Молодюк В.В., Исамухамедов Я.Ш., Баринов В.А. О перспективах теплофикации в России // Энергетик. 2012. № 11. С. 2–8.
12. Иванов А.А., Ермаков А.Н., Ларин И.К., Шляхов Р.А. Новые технологии сжигания природного газа для экологически чистой энергетики // Изв. РАН. Энергетика. 2007. № 5. С. 115–124.
13. Стаскевич Н.Л., Северинов Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Л.: Недра, 1990. – 762 с.
14. Полежаев Ю.В., Коробейникова И.А., Ермаков А.Н., Иванов А.А. Сжигание смеси метана с водяным паром. Влияние на индекс эмиссии монооксида углерода // Изв. РАН. Энергетика. 2014. № 6. С. 108–117.

15. Покойски М., Хойер А., Бергман Т., Тамм-Войд У. Использование теплоты конденсации высокотемпературных отходящих газов // EuroHeat&Power Russia. 2008. 1–II. С. 4–5.
16. Аронов И.З. Контактный нагрев воды продуктами сгорания природного газа. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: 1990. – 280 с.
17. Аронов И.З., Пресич Г.А. Опыт эксплуатации контактных экономайзеров на Первоуральской ТЭЦ // Промышленная энергетика. 1991. № 8. С. 17–20.
18. Галустов В.С. Прямочные распылительные аппараты в теплоэнергетике. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
19. Друскин Л.И. Эффективное использование природного газа в промышленных установках: Справ. пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 176 с.
20. Шицман С.Е., Юсупов Р.У., Чукунова Т.В., Дементьев Д.Ф. Опыт использования контактного газового подогревателя для промежуточного подогрева подпиточной воды теплосети // Теплоэнергетика. 1981. № 3. С. 24–26.
21. Бухаркин Е.Н., Соснин Ю.П. Оптимальная температура обратной сетевой воды в системах теплоснабжения с контактными водонагревателями // Известия ВУЗов. Энергетика. 1983. № 5. С. 91–95.
22. Шадек Е., Маршак Б., Анохин А., Горшков В. Глубокая утилизация тепла отходящих газов теплогенераторов // Промышленные и отопительные котельные и мини-ТЭЦ. 2014. № 2. С. 36–40.
23. Жарков С.В. Использование энергии ветра в системах энергоснабжения северных районов РФ // Теплоэнергетика. 2003. № 10. С. 37–40.
24. Zharkov S. Wind use at thermal power plants // RE-GEN. Wind.-Modern Power Systems Publication, Wilmington Media Ltd. 2004. March. P. 13–15.
25. Zharkov S.V. Wind energy use at gas-turbine and steam-turbine plants // EW.-VWEW Energieverlag GmbH, Verlagsleiter Corporate Publishing. 2004. № 11. P. 58–61.
26. Жарков С.В. С водородной энергетикой по пути // Энергия: экономика, техника, экология. 2006. № 3. С. 35–38.
27. Стенников В.А., Жарков С.В. Нестабилизованная электроэнергия ветровых электростанций как заменитель высококачественного топлива на тепловых электростанциях // Тяжелое машиностроение. 2014. № 10. С. 32–35.
28. Патент РФ № 2557049. МПК F 01 K 3/22, F 03 D 9/02 (2006.01). Способ работы паротурбинной установки /Жарков С.В., Кейко А.В., Постников И.В., Пеньковский А.В. / ИСЭМ СО РАН. Опубликовано 20.07.2015. Бюл. № 20.
29. Жарков С.В. Ветродвижитель для России // Энергия: экономика, техника, экология. 2008. № 10. С. 44–49.
30. Патент РФ № 2065079. МПК F 03 D 1/00. Ветродвижитель /Жарков С.В. / СЗИ СО РАН. Изобретения. 1996. № 22.
31. Жарков С.В. Если к ВЭУ добавить ВАГТУ... // Энергия: экономика, техника, экология. 2006. № 8. С. 55–57.
32. Патент РФ № 2053398. МПК F 02 C 6/14. Воздухоаккумулирующая установка /Жарков С.В. / СЗИ СО РАН. Изобретения. 1996. № 3.
33. Патент РФ № 2035821. МПК H 02 J 15/00. Способ работы энергетической установки на возобновляемом источнике энергии в электроэнергетической системе / Жарков С.В. / СЗИ СО РАН. Изобретения. 1995. № 14.

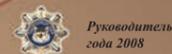
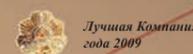
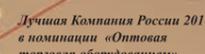
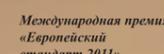
KEY WORDS: technical policy, energy systems, electricity, heat supply, fuel supply, steam turbine, gas turbine, combined cycle plant efficiency.



www.nigmash.ru

ООО «НИГМаш-Сервис»

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ПОСТАВКА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ПО СИСТЕМЕ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА ISO 9001-2011.



КРАНЫ

КШЦ - краны с опорными цапфами
КШЗ, КШН, КШВН - краны шаровые
КВД - краны высокого давления
Краны 2-х (4-х) клапанные
2КМ - краны пробковые



КЛАПАНЫ

КШ, КШЗ, КОШ - клапан шаровой
КО, КОВ - клапан обратный
ПК - клапан перепускной
КПС - клапан предохранительный
КОУ - клапан отсекающий устьевой
МФК - клапан многофункциональный



МЕТЧИКИ

МСЗ - метчики специальные замковые
МЗУ - метчики универсальные
МБУ - метчики бурильные универсальные
МЭС - метчики эксплуатационные специальные



ФРЕЗЕРЫ

ФП - фрезер пилотный
ФТ - фрезер торцевой
ФЗ, ФЗи - фрезер забойный
ФК, ФКи - фрезер кольцевой
ФЛМ - фрезер магнитный
ФКК - фрезер колонный конусный



ЭЛЕВАТОРЫ

ЭН - элеватор литой
ЭТА - элеватор трубный
КМ - элеватор корпусный
КМК - элеватор конусный
ЭШН - элеватор штанговый
ЭХЛ - элеватор трубный

ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ К БУРОВЫМ НАСОСАМ УНБ, НБ, НБТ, 9Т, НЦ

Поршень
Втулка
Шток поршня
Гидрокоробка
Клапан К-9, К-10



ПЕРЕВОДНИКИ, ПАТРУБКИ

для насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб



ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Превенторы
Катушки переходные
Трубы высокого давления, крестовины, тройники, угольники
Манifoldные линии



КОЛЕНА шарнирные ЗКШ

Быстроразъемное соединение БРС



КЛЮЧИ ТРУБНЫЕ КТГУ-60, КТГУ-73, КТГУ-89 КОТ-48-89, КОТ-89-132

КЛЮЧИ ЦЕПНЫЕ КЦН-1, КЦО-1, КЦО-2, КЦО-3

КЛЮЧИ ШТАНГОВЫЕ КШ 19-22, КШ-25, КШК



Доставка автотранспортом, авиатранспортом, ж/д контейнером, транспортными компаниями
Таможенное декларирование при экспорте, оформление сертификатов происхождения
Гарантия качества, техническая и технологическая поддержка, гибкая система скидок.

452680, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г.Нефтекамск, ул.Заводская 24, а/я 26
тел./факс: (34783) 206-40, 223-61, 3-66-16, 210-65, 224-73, 212-29, 218-15, 206-58, 207-16
E-mail: sales@nigmash.ru, sbyt@nigmash.ru, market@nigmash.ru, ns@nigmash.ru

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА для арктических месторождений

В СТАТЬЕ СОДЕРЖИТСЯ ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ (АЭ) ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ МОРСКОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЯДЕРНОГО ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ, КАК НАИБОЛЕЕ АДЕКВАТНОГО ЛЕДОВЫМ УСЛОВИЯМ АРКТИКИ, ПРОВЕДЕНО НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И ВРЕМЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ НЕОБХОДИМОГО ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ С УЧЕТОМ ВЫЯВЛЕННЫХ РЕСУРСОВ И ОБЪЯВЛЕННЫХ ТЕМПОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ (УВ), СРАВНЕНИЯ ЯДЕРНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЭКОЛОГИИ, РИСКОВ И СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ПРЕДЛАГАЕТСЯ АТОМНОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ АРКТИЧЕСКИХ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫСОКОНАДЕЖНЫХ ИННОВАЦИОННЫХ МАЛЫХ МОДУЛЬНЫХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ СУДОВЫХ АТОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

THE ARTICLE CONTAINS THE JUSTIFICATION FOR THE USE OF NUCLEAR ENERGY (AE) TO SUPPLY OFFSHORE OIL AND GAS OF THE RUSSIAN ARCTIC SHELF. JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF NUCLEAR ENERGY, AS THE MOST APPROPRIATE ICE CONDITIONS OF THE ARCTIC, CONDUCTED ON THE BASIS OF AN ASSESSMENT OF QUANTITATIVE AND TEMPORAL PARAMETERS REQUIRED ENERGY BASED ON THE IDENTIFIED RESOURCES AND DECLARED THE RATE OF PRODUCTION OF HYDROCARBONS (HC), COMPARISON OF NUCLEAR AND HYDROCARBON ENERGY FROM THE POINT OF VIEW OF ECOLOGY, RISKS AND CURRENT STATE OF RELEVANT TECHNOLOGIES. PROPOSED NUCLEAR ENERGY SUPPLY FOR ARCTIC OFFSHORE OIL AND GAS TECHNOLOGY USING HIGHLY INNOVATIVE SMALL MODULAR NUCLEAR POWER STATIONS ON THE BASIS OF SHIPBOARD NUCLEAR POWER PLANTS

Ключевые слова: Арктический шельф; разработка месторождений нефти и газа; выбросы парниковых газов; атомное энергообеспечение; безопасность; экология; подводно-подледные технологии.

Е.П. Велихов,
В.Ф. Демин,
Н.Ш. Исаков,
А.Ю. Казеннов,
Д.А. Крылов,
В.П. Кузнецов,
В.Н. Лысцов,
НИЦ «Курчатовский институт»

Д.А. Мирзоев,
И.Э. Ибрагимов,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

На протяжении последних десятилетий наблюдается увеличение объемов мировой добычи углеводородов на шельфовых месторождениях. Это связано с развитием современных морских в т.ч. подводных технологий добычи, подготовки и транспортировки скважинной продукции, а также с истощением материковых месторождений. Наиболее перспективными по ресурсному потенциалу являются шельфовые месторождения арктических морей, освоение которых входит в число стратегических приоритетов России. В «Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу» определено, что основные цели государственной политики по освоению шельфа Арктики будут достигаться путем разработки и внедрения инновационных технологий.

Для обустройства месторождений и эксплуатации технологических систем добычи, сбора, обработки и транспортировки углеводородов на Арктическом шельфе требуются огромные капитальные и эксплуатационные вложения.

Ключевым вопросом является энергообеспечение нефтегазовых промыслов в Арктике.

В различных частях мирового океана сегодня входит в практику освоение углеводородных ресурсов континентального шельфа с применением инновационных подводных промыслов с использованием всего оборудования в подводном исполнении. Концепция подводного промысла с автономным подводным добычным комплексом представляется безальтернативной для освоения углеводородных месторождений в ледовых условиях Арктического шельфа.

Преимущественное применение автономных подводно-подледных технологий в условиях Арктического шельфа может оказаться обусловленным в первую очередь наличием протяженных

по времени либо круглогодичных ледовых режимов на значительной части акватории Северного Ледовитого океана, а также удаленностью месторождений от берега. Практическое применение подводных технологий для освоения газовых и нефтяных месторождений Арктического шельфа будет связано с энергообеспечением и с достижением необходимой надежности и автономности этих технологий.

В настоящее время для энергообеспечения объектов обустройства морских нефтяных и газовых месторождений используют углеводородные энергетические установки, устанавливаемые непосредственно на платформах или на берегу с передачей электроэнергии по подводному кабелю. Для обеспечения добычи, подготовки и транспортировки скважинной продукции применяются технические устройства и системы со значительными уровнями потребляемой мощности. Достигающие многих сотен километров расстояния от берега, постоянный ледовый покров осложняют или исключают передачу электроэнергии по подводному кабелю.

При разработке месторождений в сложных климатических условиях Арктического шельфа и при наличии круглогодичного ледяного покрова энергообеспечение на основе сжигания органического топлива представляется затруднительным или вовсе невозможным. Высокий уровень установленных мощностей и их работа в течение десятилетий в случае использования углеводородного топлива будет иметь следствием огромные выбросы в атмосферу парниковых газов, а также увеличит вероятность разливов

жидкого топлива в ледовых условиях Арктического шельфа. Энергообеспечение арктических технологий должно соответствовать значительно более высокому уровню экологической и промышленной безопасности.

Известно, что объемы аварийных разливов нефти при ее транспортировке на порядок выше, чем при морской добыче, при этом большинство аварий танкеров, повлекших разливы нефти, связаны с «человеческим фактором». Имеющаяся статистика составлена для гораздо более благоприятных условий танкерных перевозок, чем в акваториях Арктического шельфа, где будут иметь место ледовая обстановка, обледенение судов, плохая видимость из-за туманов и протяженного зимнего периода. Известная катастрофа танкера «Eхxon Valdez» у южных берегов Аляски оказала огромное региональное негативное воздействие на экосистему и показала особую экологическую уязвимость Арктики [1].

В то же время, на основе российского опыта применения атомной энергии в Арктике, высказывается мнение, что без использования ядерных технологий дальнейшее освоение Арктического региона немислимо [2].

Целью данной работы является экспертиза вопросов энергообеспечения морских нефтегазовых технологий и производств в ледовых условиях Арктического шельфа путем сравнения ядерного и углеводородного вариантов. Количественные оценки касаются западной части российского Арктического шельфа – Баренцева, Печорского и Карского морей и несет качественный характер.

В оценках вопросов энергообеспечения нефтегазовых производств на Арктическом

шельфе использовались сведения об извлекаемых ресурсах УВ Арктического шельфа России, планируемых объемах добычи, продолжительности выработки ресурсов и энергопотреблении нефтегазовых технологий.

Ресурсы углеводородов Арктического шельфа России

По данным геологической службы США (US Geological Survey, USGS) в Арктическом регионе сконцентрировано более 22% мировых ресурсов углеводородного сырья, в том числе 30% природного газа, 20% газового конденсата и 13% сырой нефти; при этом до 70% ожидаемых запасов сосредоточен в российском секторе Арктики.

«Энергетической стратегией России на период до 2035 г.» начальные суммарные извлекаемые ресурсы УВ континентального шельфа России определяются в 90,3 млрд. тонн условного топлива, из которых 16,5 млрд. тонн нефти с конденсатом и 73,8 трлн. куб. м газа. Около 70% этих ресурсов приходится на шельфы Баренцева, Печорского и Карского морей [4], [5], составляющих суммарно около 50% арктического шельфа РФ.

На основании вышеизложенного, а также с учетом предполагаемых коэффициентов извлечения нефти – 0,3 и газа – 0,85, примем для дальнейших оценок, что извлекаемые ресурсы нефти и конденсата в западной части Арктического шельфа в недрах Баренцева, Печорского и Карского морей составят 3,5 млрд. тонн и газа – 44 трлн. м³.

По прогнозам директора Института проблем нефти и газа РАН А.Н. Дмитриевского, к 2035 году Россия будет добывать на своем Арктическом шельфе до 30 млн. тонн нефти и 130 млрд. кубов газа в год [6].

УДК 621.039

ТАБЛИЦА 1. Удельное энергопотребление нефтегазовых технологий

Нефтегазовая технология	Удельные энергозатраты
Извлечение нефти	70 кВт· час/т
Извлечение газа	10 кВт· час/1000 м ³
Компримирование газа	30÷70 кВт· час/1000 м ³
Ожижение газа	230–350 кВт· час/1000 м ³

ТАБЛИЦА 2. Необходимые установленные мощности (ГВт(эл)) по видам нефтегазовых технологий

Нефтегазовая технология	Необходимые установленные мощности
Извлечение нефти на месторождениях	0,24
Извлечение газа на месторождениях	0,14
Компримирование газа на месторождениях (весь поток, весь жизненный цикл)	0,14
Дожимное компримирование газа на месторождениях (весь поток, вторая половина жизненного цикла)	0,5 (усредн. по вр.)
Ожижение газа (50% добычи, весь жизненный цикл)	2,1 (усредн. по вр.)
Всего, оценочно	3,4 (усредн. по вр.)

Энергопотребление нефтегазовых технологий

Для определения мощностей, необходимых для энергообеспечения объектов нефтегазовых промыслов при освоении углеводородных месторождений Арктического шельфа России, были оценочно определены удельные энергозатраты различных нефтегазовых технологий, представленные в таблице 1. Представленные в таблице 1 оценки удельных энергозатрат были выполнены по данным Штокмановского газоконденсатного и Приразломного нефтяного проектов и проектов производства сжиженного природного газа (СПГ) [7], [8], [9].

Необходимые мощности

При заданных темпах добычи и удельных энергозатратах для различных нефтегазовых технологий выполнены оценки необходимых установленных мощностей для добычи

углеводородных ресурсов на Арктическом шельфе России, представленные в таблице 2.

Т.о., суммарная установленная мощность, необходимая для энергообеспечения нефтегазовых производств на Арктическом шельфе России, может достигнуть весьма значительной величины. При этом не оценивались и не учитывались энергозатраты на разведку и морские перевозки углеводородов.

В определенных условиях возможна передача электрической энергии по подводным кабелям. По оценкам, для условий российского

ТАБЛИЦА 3. Уровни мощности энергетических установок (МВт(эл)) для различных объектов и функций нефтегазового промысла

Нефтегазовые потребители	Мощность энергетической установки
На собственные нужды	5 ÷ 10
Извлечение скважинной продукции	30 ÷ 40
Компримирование газа	250 ÷ 300
Ожижение газа	300 ÷ 600

Арктического шельфа ~40% необходимой мощности могут быть установлены на берегу с передачей электроэнергии потребителям по подводным кабелям и ~60% мощностей должны быть реализованы в автономном подводно-подледном исполнении для энергообеспечения промыслов, отстоящих от берега далее 200–300 км. Здесь автономная подводно-подледная атомная энергетика представляется безальтернативной.

Требования к энергетическим установкам

В таблице 3 представлены уровни необходимых мощностей энергетических установок в зависимости от вида и функций объекта нефтегазового промысла.

В зависимости от целевых функций объектов обустройства месторождений УВ уровень мощности их энергоустановок может варьироваться от нескольких до нескольких сот МВт(эл). Очевидно, что из условий надежности необходима мощность энергообеспечения нефтегазовых объектов и процессов на Арктическом шельфе будет, как и в других энергоёмких технологиях, достигаться одновременным подключением и использованием нескольких энергоисточников меньших единичных мощностей. Т.о. можно определить, что для энергообеспечения освоения Арктического шельфа потребуются инновационные атомные энергоисточники единичной мощностью, не превышающей 300 МВт(эл), что соответствует диапазону малых по определению МАГАТЭ мощностей. Этот диапазон мощностей, в основном, соответствует освоенному в эксплуатационной,

производственной и проектной практике российского атомного судостроения.

Атомное энергообеспечение vs альтернативное энергообеспечение

В условиях Арктического шельфа особенно важными требованиями к энергетическим установкам являются требования повышенной надежности и минимального воздействия на окружающую среду при приемной экономике. Также актуальным является требование минимального обслуживания энергетической установки вплоть до ее полной автономности.

Сравнительный оценочный анализ вопросов углеводородного и атомного энергообеспечения объектов нефтегазовых промыслов Арктического шельфа выполнен в аспектах надежности, безопасности, экологии и экономики.

Надежность

В качестве прототипов для энергообеспечения объектов нефтегазового производства на Арктическом шельфе рассматриваются действующие и проектируемые судовые АЭУ и установки на их основе. Опыт советской и российской судовой атомной энергетики превышает 6 тыс. реакторо-лет и составляет около половины опыта мировой атомной энергетики. Судовую АЭ отличают: упрощенная конструкция, индустриальное серийное производство, минимальное обслуживание вплоть до полного отсутствия такового в процессе работы, наличие технического обеспечения реализации всего жизненного цикла судовых АЭУ от проектирования до утилизации. Все это подтверждает и обеспечивает наиболее высокую в пространстве атомной энергетики надежность судовых АЭУ и наибольшее соответствие создаваемых на их основе атомных энергетических установок требованиям и условиям работы на объектах нефтегазового производства на Арктическом шельфе.

Высокая надежность судовых АЭУ подтверждена, в частности, в имевших место катастрофах морских объектов с атомными энергетическими установками.

ТАБЛИЦА 4. Уровни выбросов в атмосферу при использовании топливного газа

Вид выброса	Объем выбросов
CO ₂	не менее 6 млн.т/год
NO _x	не менее 4 тыс.т/год
CO	не менее 1 тыс.т/год

Обслуживание АЭУ, установленных на объектах морской нефтегазодобычи в Северном Ледовитом океане, может быть обеспечено ядерной инфраструктурой российского Севера.

Использовании энергоисточников, сжигающих органическое топливо для решения задач по энергообеспечению добычи углеводородов на Арктическом шельфе будет определяться такими факторами, как с одной стороны, полная технологическая освоенность в необходимом диапазоне мощностей и с другой стороны, неизбежным наличием выбросов парниковых газов, а также при определенных и вполне ожидаемых обстоятельствах необходимостью подбора топлива, необходимостью изготовления, прокладки и поддержания работоспособности подводно-подледных протяженных силовых кабельных сетей, невозможностью автономного энергообеспечения подводно-подледных объектов морских нефтегазовых промыслов в ледовых условиях Арктического шельфа на больших удалениях от берега.

Экология: атомная энергетика

Атомная энергетика в качестве энергоисточника для освоения ресурсов нефти и газа Арктического шельфа является наиболее экологически чистым способом генерации универсальной энергии.

50-летнее присутствие атомного флота в Северном Ледовитом океане не оказало заметного влияния на окружающую среду, даже с учетом аварийных событий в начальный период атомной истории Арктики. Концентрация радионуклидов в воде и бионтах остались практически на фоновых уровнях. Более явным оказался перенос некоторых нуклидов в Баренцево и Карское моря

с радиохимических заводов Великобритании и Франции [10].

Использование АЭУ для энергообеспечения нефтегазовых промыслов на Арктическом шельфе не повлечет за собой каких-либо выбросов в атмосферу. Тепловое воздействие на воды Северного Ледовитого океана будет локальным и несопоставимо малым, в сравнении с естественными колебаниями температур от постоянно-действующих систематических факторов и океанских течений.

Атомное энергообеспечение сократит вероятность разливов нефти во льдах, для ликвидации которых сегодня нет эффективных технологий.

Экология: углеводородная энергетика

Морская добыча и перевозки нефти ведутся более 100 лет. Сегодня загрязнения нефтяными углеводородами акватории Северного Ледовитого океана распространяются вплоть до Северного полюса и на отдельных акваториях превышают допустимые пределы. Отмечается негативное воздействие канцерогенов и других биологически активных веществ на отдельные виды фауны в Арктике [11].

Использование топливного газа, наиболее чистого углеводородного энергоресурса, для энергообеспечения морской добычи нефти и газа в Арктике при ожидаемых объемах и продолжительности производств приведет к нежелательным выбросам в атмосферу огромного количества парниковых газов. В таблице 4 представлены оценки выбросов в атмосферу при использовании топливного газа и при суммарной установленной мощности энергоисточников ~3,4 ГВт(эл).

Эти оценки составлены на основе данных, опубликованных

в [10], по турбогенераторам с газотурбинными приводными установками Rolls-Royce с КПД 42 %.

С учетом оцениваемой на основе вышеизложенных исходных положений значительной продолжительности извлечения нефти и газа только в западной части российского Арктического шельфа выбросы парниковых газов при углеводородном энергообеспечении промыслов и производств составят миллиарды тонн.

В сокращении/избегании выбросов парниковых газов при решении задачи энергообеспечения освоения Арктического шельфа кроется значительный экономический эффект, если учесть, что цена выбросов двуокиси углерода составляет несколько десятков долларов за тонну и будет расти.

В случае использования дизельного топлива к выбросам в атмосферу добавятся SO₂, сажа и др.

По оценкам, примерно, 40% потребных для освоения разведанных нефтегазовых месторождений на российском Арктическом шельфе мощностей могли бы быть размещены на побережье континентальной и островной части Арктики по условию удаленности от морских промыслов не более 200÷300 км. В этом случае потребуется передача электроэнергии постоянным током по подводному кабелю. Ведутся активные разработки таких электропередач. Достигнута и практически подтверждена возможность передачи по подводному кабелю постоянным током мощности на уровне 250 МВт(эл) на расстояние 200 км. Стоимость такого кабеля достигает 1 млн € за км [14].

Экология: естественная радиоактивность углеводородов

По усредненным данным, радиоактивность по ²²⁶Ra сопутствующих сред (рассолов) при добыче нефти в Арктике составляет от 8800 Бк/м³ до 28 600 Бк/м³. В Северном море на 1 т добываемой сырой нефти приходится 0,85 т сопутствующей радиоактивной воды. При добыче 100 млн т нефти в год количество извлеченной

попутной воды составит 8,5·10⁷ т, и в ней будет содержаться 0,7–2,1 ТБк (20–60 Ки) ²²⁶Ra плюс почти такие же количества ²²⁴Ra и ²²²Rn. Примерно столько же Ra будет поступать в окружающую среду и с твердыми радиоактивными отходами (шлам, отложения на оборудовании и т.д.). Таким образом, при добыче 30 млн т нефти в год на Арктическом шельфе общее количество поступающей активности составит ~60 Ки/год. Следует отметить, что радиоактивными 1 км³ морской воды за счет содержащегося в ней естественного радионуклида 40К составляет ~300 Ки.

Радиоактивность, извлекаемая из недр Земли при добыче природного газа больше, чем при добыче нефти. В газе, добываемом в Северном море, содержание ²²²Rn в 1 м³ природного газа колеблется в пределах от 30 до 54 000 Бк/м³, в зависимости от пород в которых залегают месторождения. Для региона Арктики среднее значение ²²²Rn в 1 м³ природного газа составляет ~100 Бк/м³, что для 130 млрд м³ составит ~300 Ки/год.

Для более точных оценок должны быть проведены исследования добываемого газа в конкретном районе на наличие в нем ²²²Rn и продуктов его распада.

Прямые радиологические последствия таких сбросов для всего Арктического региона считаются незначительными.

Для справки: суммарная активность РАО, затопленных в Карском море конструкций аварийных объектов составляет

~100 кКи; активность отработавшего ядерного топлива в реакторах затонувшей в 2003 г. на входе в Кольский залив АПЛ Б-159 ~140 кКи; 90 кКи – в реакторе АПЛ «Комсомолец».

Безопасность

По данным МАГАТЭ риски отдаленных негативных последствий для населения от воздействия АЭ на 1–2 порядка меньше, по сравнению с рисками от энергетики углеводородной.

В таблице 5 представлены обобщенные данные о приведенном ущербе при производстве электроэнергии с учетом выбросов в окружающую среду и аварий на атомных, газовых и угольных электростанциях [12].

Т.о., приведенный ущерб от работы атомной электростанции на 2–3 порядка ниже, по сравнению с углеводородной электростанцией.

Уменьшение мощности АЭУ прогрессивно увеличивает ее безопасность [13].

В рамках действующих определений МАГАТЭ, рассматриваемые для использования в арктическом морском нефтегазовом производстве АЭУ относятся к установкам малых мощностей. Для АЭУ малых мощностей в рамках существующих подходов к ядерному страхованию может быть обеспечена полная финансовая ответственность оператора за возможный ущерб третьим лицам от аварии АЭУ при приемлемых затратах на ядерное страхование.

ТАБЛИЦА 5. Приведенный ущерб при производстве электроэнергии, руб./кВт·ч

Стадия топливного цикла; фактор воздействия	Атомная энергетика	Газовая энергетика	Угольная энергетика
Выбросы: нерадиоактивные вещества	–	0,03	0,5
радиоактивные вещества	3 · 10 ⁻⁵	–	–
Аварии: при добыче топлива	–	–	≤10 ⁻²
при производстве энергии	2 · 10 ⁻³	–	–
Выброс «парниковых» газов	–	0,5	0,6–0,9
Сумма	2 · 10 ⁻³	0,5	1,1–1,4



Инновационная атомная энергетика малых мощностей – наиболее безопасная и надежная для энергообеспечения добычи нефти и газа в ледовых условиях Арктического шельфа.

Экономика

Экономика атомного энергообеспечения нефтегазового производства на Арктическом шельфе требует глубокого всестороннего сравнительного с альтернативной энергетикой анализа.

В ранее выполненных экономических оценках имели место неожиданные результаты. Так, в начале нулевых годов было выполнено сравнительное исследование вариантов энергообеспечения оживления одной очереди добычи Штокмановского природного газа (22,5 млрд м³ в год) с использованием энергии газа и с атомным энергообеспечением. Потребная мощность энергообеспечения такого производства достигает 600 МВт(эл). Было показано, что атомное энергообеспечение с использованием двух атомных станций на базе реакторных установок типа ВБЭР-300 разработки ОКБМ «Африкантов» было бы дешевле газотурбинного [15].

Системный подход

Атомное энергообеспечение подводно-подледных нефтегазовых промыслов на Арктическом

шельфе должно планироваться и осуществляться на основе системного подхода к организации их жизненного цикла. По завершении срока службы никакие элементы технических систем не должны оставаться в акватории.

В настоящее время успешно выполняется программа ликвидации радиационных последствий функционирования российского атомного флота в Арктике; на очереди – подъем крупногабаритных радиационно опасных аварийных конструкций, затопленных в начальный период атомной истории Арктики.

Обеспечение безопасности нефтегазового производства в условиях Арктического шельфа на базе атомного энергообеспечения потребует оптимизации правовых, институциональных и технических решений.

Заключение

Атомное энергообеспечение добычи ресурсов нефти и газа Арктического шельфа может стать базовой технологией, на основе которой могут появиться новые технические решения в подводно-подледных технологиях разведки, добычи, подготовки и транспортировки скважинной продукции. С экологической точки зрения атомная энергетика является безальтернативной для энергообеспечения нефтегазовых промыслов в ледовых условиях Арктического шельфа и на удаленных расстояниях от береговой инфраструктуры. ●

Литература

1. В.И. Богоявленский «Нефтегазотранспортные системы в Арктике». «Арктические ведомости. Информационно-аналитический журнал», №2, 2014, стр. 71–72
2. А.Я. Резниченко «Ядерные технологии в освоении Арктики». «Арктические ведомости. Информационно-аналитический журнал», №2, 2014, стр. 80
3. Л.Г. Ивашов «Геополитические перспективы развития Арктики. Арктика-2014». Избранные доклады V Всероссийской морской научно-практической конференции. Мурманск, МГТУ, 2014; http://www.ipng.ru/uf/conf_theArctic_2014_materials.pdf
4. «Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.» проект; <http://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf>
5. В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский / Стратегия, технологии и технические средства поиска, разведки и разработки морских месторождений в Арктике/ Вестник МГТУ, том 17, №3, 2014 г. стр. 437-451; http://vestnik.mstu.edu.ru/v17_3_n58/437_451_bogoya.pdf
6. «Арктика газует»; Российская Бизнес-газета; №873 (44), 20.11.20 ноября 2012 г.; <http://www.rg.ru/2012/11/20/dobicha.html>
7. Ю. Морев, А. Захаров «Штокман: оптимизация разработки»; журнал «Нефтегазовая вертикаль», №05/2012, стр. 68–73.
8. М.А. Будниченко, В.В. Бородин «Платформа шагнула на шельф», журнал Объединенной Судостроительной Корпорации, №2(19), 2014 г.
9. Крылов Д. А. «Аргументы в пользу использования электроэнергии Кольской АЭС для завода СПГ и ГПА на магистральном газопроводе «Видяево – Волхов»; Бюллетень по атомной энергии, 2008, №1, стр. 16–21.
10. Radioactivity in the Arctic Seas, IAEA, Vienna, 1999 IAEA – TECDOC1075.
11. AMAP 2009, Arctic pollution 2009, Oslo, Norway; www.amap.no
12. Демин В.Ф., Крылов Д.А., Кураченко И.А. «Сравнение ущерба окружающей среде и здоровью населения от АЭС и ТЭС»; Атомная энергия, 2014, т. 116, вып. 3, стр. 167–171.
13. Sadao Hattori "Energy source for human demand", Central research institute of electric power industry, Tokyo, Japan. Статья опубликована в E.R. Merz and C.E. Walter (eds) "Advanced Nuclear Systems Consuming Excess Plutonium", p. 69-77. 1997, Kluwer Academic Publishers. Printed in the Netherlands.
14. Offshore Transmission Technology. Report by ENTSO-E's Regional Group North Sea (RG NS), Brussels 2011, 44 p.; https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/SDC/European_offshore_grid_-_Offshore_Technology_-_FINALversion.pdf
15. В.П. Кузнецов, В.В. Куштан, Д.А. Мирзоев «Арктический вызов мирного атома. Обзор российских проектов нефтегазовых технологий с атомным энергообеспечением для освоения Арктического шельфа»; журнал Объединенной Судостроительной Корпорации, №3(20), 2014 г.

KEY WORDS: Arctic shelf; oil and gas; greenhouse gas emissions; nuclear energy; safety; ecology; underwater-ice technology.

ОТКУДА БЕРУТСЯ МИФЫ О «КИТАЙСКОМ КАЧЕСТВЕ»? EASTEX GROUP



В 2014–2015 гг. интерес российского нефтегазового сектора к китайским производителям заметно возрос, но миф о сомнительном качестве продукции из Китая продолжает смущать заказчиков. Тем не менее, 90% товаров производится именно в Китае, что не удивительно, ведь там вполне реально производить аналоги европейского оборудования и комплектующих, которые при этом будут на 20–30% дешевле. Вопрос: как наладить этот процесс?

УДК 62-1

Ключевые слова: оборудование и запчасти из Китая, консалтинг, таможенное оформление.



Михаил Вячеславович Савельев,
коммерческий директор
EASTEX GROUP

Обобщая типичные проблемы, возникающие при работе с китайскими производителями, способы их предотвращения можно свести к нескольким рекомендациям.

Во-первых, необходимо убедиться в том, что завод действительно существует; во-вторых, что Ваша продукция будет произведена именно там, а не у подрядчика; в-третьих, на выходе должен быть проведен полноценный контроль выпущенной продукции и, в-четвертых, что Ваше тех. задание составлено максимально подробно!

Отдельно нужно сказать несколько слов о тех. задании: производственные стандарты в России и в Китае – разные, поэтому если какие-то аспекты не оговорены, то каждая сторона будет их понимать так, как принято у них «по умолчанию». Исходя из практики, «по умолчанию» бывает разным. Китайцы в этом случае руководствуются философией 差不多, что в переводе означает «почти что».

А теперь, не раскрывая названий, хотелось бы рассказать о ситуациях, к которым привело пренебрежение пунктами вышеназванных рекомендаций.

Ситуация 1: «Виртуальный фасад». Один из заказчиков запорной арматуры пытался выстроить работу с Китаем дистанционно. Выбрав русифицированный сайт китайского производителя с солидным перечнем сертификатов, он разместил заказ через интернет. В итоге пришедшая продукция оказалась далека от ожидаемой. Причина – красивый сайт принадлежал обыкновенному посреднику-перекупщику, а не заводу. При другом повороте событий товар мог бы и вовсе не прийти в Россию... Так что если Вы вынуждены выбирать партнера виртуально, то стоит провести подробный перекрестный анализ доступными способами.

Ситуация 2: «Радужная встреча». Другая ситуация произошла с заказчиком газовых горелок. Здесь клиент резонно решил проверить все на месте самостоятельно, но не учел, что нужен последующий контроль в ключевых точках. Прибывшая в Китай делегация нашла выбранный завод высокотехнологичным, тут же заключила контракт и уехала. А тем временем, их заказ был передан другому аффилированному производителю, чьи возможности не соответствовали изначальным требованиям. Китайская сторона часто использует такую схему, если цена, на которой настоял клиент, нерентабельна, или мощности перегружены, а контракт не фиксирует место производства.

Ситуация 3: «Белые пятна». Последняя история касается нечеткого тех. задания на производство труб – это как раз тот случай, когда в Китае и в России «по умолчанию» подразумеваются разные параметры. Клиент передал нам ведение заказа, детали которого обсуждались с заводом уже на протяжении нескольких месяцев. Все было готово к началу производства, но на последнем этапе всплыли существенные

разночтения. Например, состав используемой в производстве стали. Китайские производители, по умолчанию используют американскую сталь, качество которой не вполне соответствует российскому ГОСТу в части процентного содержания молибдена. Даже простая разница в формулировке – «не менее чем» – при тендерных закупках стала бы серьезной проблемой.

Такие «проблемные зоны» можно выявить, заранее обладая системным подходом и пониманием производственных процессов в Китае.

Здесь нет особых таинств, главное – исключить недосказанность. Обо всем нужно договориться и все нужно контролировать. Именно такая практика работы применяется в EASTEX Oil & Gas Services на протяжении уже 15 лет работы с КНР.

Наш стандарт это:

- Организация процесса от разработки тех. задания до поставки товара на Ваш склад;
- Полное логистическое и таможенное сопровождение;
- Контракт от имени российской компании, оплата в рублях.

EASTEX – это возможность получить ВАШЕ ОБОРУДОВАНИЕ ИЗ КИТАЯ НА ЛУЧШИХ УСЛОВИЯХ

Мы предлагаем нашим клиентам:

- Поиск оборудования и запчастей в Китае на лучших условиях;
- Доставку и таможенное оформление грузов из Китая в Россию;
- Практический консалтинг по самостоятельной работе с Китаем. ●

www.eastex.ru
+7 (499) 686 88 88



EASTEX

ПРОИЗВОДСТВО | ДОСТАВКА | ТАМОЖНЯ

ОБОРУДОВАНИЕ ИЗ КИТАЯ НА ЛУЧШИХ УСЛОВИЯХ

ОТ ЗАКУПКИ ДО ДОСТАВКИ, ВКЛЮЧАЯ ПОЛНОЕ ДОКУМЕНТАЛЬНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ

+7 (499) 686 88 88

www.eastex.ru

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Обязательная сертификация электрической энергии

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ТРАНСПОРТА И НЕПОСРЕДСТВЕННО НАСЕЛЕНИЯ КАЧЕСТВЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ (ЭЭ) ВСЕГДА БЫЛО И ОСТАЕТСЯ СЛОЖНЕЙШЕЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧЕЙ. СТЕПЕНЬ СЛОЖНОСТИ КОТОРОЙ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ С РОСТОМ ЭКОНОМИКИ И УВЕЛИЧЕНИЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЭ. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, СТАНОВЛЕНИЕ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ НА ПОСТСОВЕТСКОМ ЭКОНОМИЧЕСКОМ ПРОСТРАНСТВЕ КОРЕННЫМ ОБРАЗОМ ИЗМЕНИЛО СИСТЕМУ ВЗАИМОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ СУБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ – ПОТРЕБИТЕЛЯМИ, СЕТЕВЫМИ, ЭНЕРГОСБЫТОВЫМИ И ДР. ОРГАНИЗАЦИЯМИ И ПРИВЕЛО К НЕОБХОДИМОСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (КЭ). КАК РАЗВИВАЛОСЬ ЭТО СОТРУДНИЧЕСТВО И КАКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ УДАЛОСЬ ДОСТИЧЬ?

PROVIDING INDUSTRY ENTERPRISES, TRANSPORT AND CONSUMERS WITH QUALITY ELECTRIC ENERGY (EE) HAS ALWAYS BEEN AND REMAINS THE MOST COMPLICATED SCIENTIFIC AND TECHNICAL PROBLEM, AND ITS COMPLEXITY INCREASES WITH ECONOMIC GROWTH AND INCREASING OF ENERGY CONSUMING. THE ELECTRIC POWER INDUSTRY REFORM, THE ESTABLISHMENT OF MARKET RELATIONS IN POST-SOVIET ECONOMIC SPACE INDIGENOUS CHANGED THE SYSTEM OF RELATIONS BETWEEN SUBJECTS OF ELECTRIC POWER INDUSTRY – CONSUMERS, NET-WORKERS, POWER SUPPLYING COMPANIES, ETC. AND LED TO THE NECESSITY OF STATE REGULATION AND CONTROL OF ACTIVITIES IN THE FIELD OF QUALITY ASSURANCE OF ELECTRICAL ENERGY (KE). HOW HAS THIS COOPERATION BEEN DEVELOPED AND WHAT RESULTS HAVE BEEN ACHIEVED?

Ключевые слова: электроэнергия, энергопотребление, техническое регулирование, сертификация, сетевые организации.

Суднова Валентина Викторовна,
Старший научный сотрудник,
исполнительный директор
АНО «ЭлектроСертификация»,
Эксперт Росстандарта,
кандидат технических наук

Козлов Всеволод Валерьевич,
Начальник испытательной
лаборатории электрической
энергии
АНО «ЭлектроСертификация»

Электрическая энергия, поставляемая сетевыми организациями – субъектами рынка ЭЭ абонентам (потребителям), выступает как товар, который при его использовании может быть опасным для жизни и здоровья потребителя и может причинить вред его имуществу и окружающей среде.

В 1993 году Закон РФ «О защите прав потребителей» установил обязательность сертификации безопасности товаров народного потребления. В декабре 2002 года был принят Федеральный закон «О техническом регулировании» [1], который, отменив действие предыдущих законов «О сертификации продукции и услуг» и «О стандартизации», вывел понятие сертификации на качественно иной уровень.

Сертификация определяется в [1] как «форма осуществляемого органом по сертификации подтверждения соответствия объектов требованиям технических регламентов, положениям стандартов, сводов правил или условиям договоров».

Цели сертификации в [1] (Статья 18) и среди них:

- защита потребителя от недобросовестности изготовителя (продавца, исполнителя);
- контроль безопасности продукции (услуги, работы) для окружающей среды, жизни, здоровья и имущества и др.

Система нормативно-правового регулирования сертификации ЭЭ включает в себя:

- ФЗ РФ от 27.12.2002 г. 184-ФЗ «О техническом регулировании» [1];
- ФЗ РФ от 26.03.2003 г. 35-ФЗ «Об электроэнергетике» [2];
- Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" [3];
- Правила проведения сертификации электрооборудования – ПП РФ 982 от 01.12.2009 г. Постановление Госстандарта России 36 от 16.07.1999 г.

(в редакции Постановления Госстандарта России 1 от 03.01.2001), Раздел VIII «Особенности обязательной сертификации электрической энергии, отпускаемой потребителям» [4];

- ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [5].

ФЗ «О техническом регулировании» в п. 3 ст. 46 предусматривается, что: «перечень продукции и услуг, подлежащих обязательной сертификации, устанавливается Правительством Российской Федерации».

Постановлением Правительства РФ от 01.12.2009 г. 982 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единого перечня продукции, подтверждение соответствия которой осуществляется в форме принятия декларации о соответствии» устанавливается: «обязательной сертификации подлежит электрическая энергия, в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц». Из содержания ПП РФ 982 можно сделать вывод, что сертификации подлежит вся отпускаемая потребителям ЭЭ.

Согласно [4]: «обязательной сертификации подлежит ЭЭ, предназначенная для приобретения и использования гражданами исключительно для личных, семейных, домашних и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности».

С целью упрощения организации работ по обязательной сертификации ЭЭ постановлением Росстандарта число подтверждаемых показателей качества электрической энергии (ПКЭ) уменьшено до 2 из 11, установленных ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ЭЭ для бытовых потребителей сертифицируется по показателям [5]:

- медленные изменения напряжения (отрицательное и положительное отклонение напряжения);
- отклонение частоты.

Отклонение частоты является системным ПКЭ и поддерживается средствами регулирования частоты и мощности на электрических станциях и в настоящее время соблюдается в Единой энергетической системе даже жестче, чем требования стандарта.

Подтверждение соответствия по данному показателю для сетей, технологически связанных с сетями ЕЭС России, является чисто формальным и никаких мероприятий по его улучшению не требует, т.к. как правило, межрегиональные сети (МРСК) и территориальные сетевые компании (ТСО), осуществляющие поставку ЭЭ бытовым потребителям, не имеют на своем балансе генерирующих установок, способных влиять на частоту подаваемой ЭЭ.

Т.о., сертификация ЭЭ на практике осуществляется по показателю медленные изменения напряжения (отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$) в точке передачи ЭЭ (ТПЭ) [5].

Для указанных выше показателей КЭ установлены следующие нормы: $\delta U_{(+)}$ и $\delta U_{(-)}$ в ТПЭ не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю [5].

Обязательные требования к ЭЭ как к продукции, представляющей потенциальную опасность, предполагалось установить в общем проекте ТР «Об электромагнитной совместимости», но он был отложен и в соответствии с п. 7. [1], обязательные требования к продукции, установленные нормативными правовыми актами РФ и НД федеральных органов исполнительной власти, (в нашем случае ГОСТ 32144-2013) «будут действовать впредь до принятия соответствующего регламента, т.е. без ограничения срока».

Ответственность за реализацию ЭЭ без сертификатов:

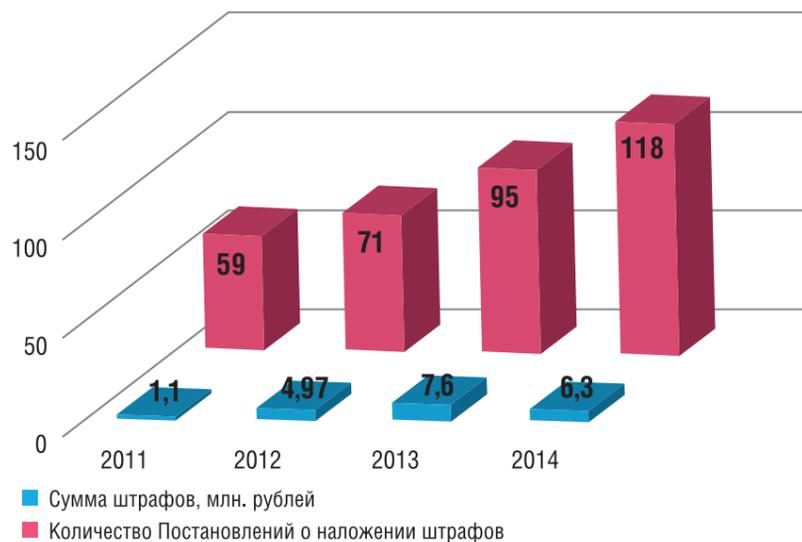
- ФЗ «О защите прав потребителей» в п. 5 ст. 4 и п. 4 ст. 7 прямо запрещена реализация продукции, подлежащей обязательной сертификации, без соответствующих сертификатов;
- Кодексом РФ об административных правонарушениях в статье 14.4 установлена административная ответственность за реализацию продукции, подлежащей обязательной сертификации без соответствующих сертификатов.

В соответствии с [2] «субъекты электроэнергетики, обеспечивающие поставки

РИС. 1. Результаты государственного контроля (надзора). «Продукция – ЭЭ»: проверки предприятий, осуществляющих транспортировку (продажу) ЭЭ



РИС. 2. Результаты государственного контроля (надзора). «Продукция – ЭЭ»: штрафные санкции



ЭЭ потребителям, в том числе энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики (ГП) и территориальные сетевые организации (ТСО) (в пределах своей ответственности), отвечают перед потребителями за надежность обеспечения их ЭЭ и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями».

О соблюдении требований стандарта к КЭ в ТПЭ можно судить по результатам контроля независимых уполномоченных органов: Межрегиональных территориальных управлений

Росстандарта (МТУ Росстандарта) и аккредитованных органов по сертификации ЭЭ.

На сайте (<http://www.gost.ru>) Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в разделе «Государственный контроль и надзор» ежегодно публикуются сводные доклады о результатах контроля (надзора) за соблюдением обязательных требований к продукции.

Гистограммы, отражающие результаты государственного контроля за «продукцией –

электроэнергия» с 2011 по 2014 гг., представлены на рис. 1, 2.

В докладе за 2014 г. в разделе 4.2.4. «Государственный контроль (надзор) за соблюдением обязательных требований к электрической энергии» отмечается, что «за отчетный период проведено:

- 395 проверок предприятий, осуществляющих транспортировку (продажу) ЭЭ,
- нарушения обязательных требований выявлены в результате 126 (32%) проверок, из них:
- 72 проверки (57% от общего количества проверок) с нарушениями, выявленными по результатам испытаний продукции (несоответствие ПКЭ);
- 56 проверок (44 % от общего количества проверок) с нарушениями в области обязательного подтверждения соответствия.

По составу несоответствия ПКЭ: «основным выявленным нарушением ПКЭ являлись: несоответствие по установленному отклонению напряжения», а также отмечаются несоответствия по показателям: доза фликера, коэффициентам искажения синусоидальности кривой напряжения и несимметрии напряжений.

О соблюдении требований стандарта к диапазонам отклонений напряжения в ТПЭ можно судить так же по результатам сертификационных измерений независимых испытательных лабораторий (ИЛ) по КЭ.

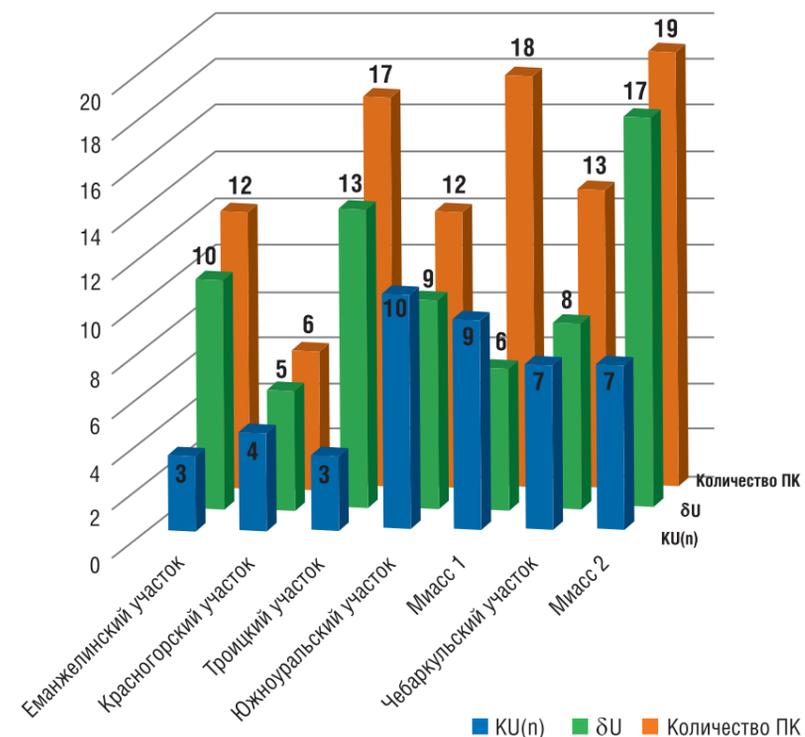
ИЛ ЭЭ АНО «ЭлектроСертификация» в 2014 г. выполнены измерения в 26 сетевых организациях (МРСК Центра, МРСК Кавказа, ОАО «Сетевая компания» (Татарстан), Иркутская сетевая компания и др.). Общее количество пунктов контроля в сетях 0,4 кВ и 6,10 кВ – 1173, и, следовательно, проанализированы 1173 протокола, каждый продолжительностью 7 суток.

Конкретные результаты работы рассматриваются на примере ТСО ООО «АЭС Инвест».

ТСО «АЭС Инвест» является одной из крупнейшей сетевой организаций на территории Челябинской области (<http://aes-i.ru>):

- осуществляет передачу ЭЭ по сетям напряжением 0,4-35 кВ; в

РИС. 3. Несоответствия ПКЭ на участках РЭС ТСО «АЭС Инвест»



зоне ответственности находится более 4895 км кабельных и воздушных ЛЭП и 1618 ТП общей установленной мощностью более 718,05 МВА;

- в структуру предприятия входят семь районных электрических сетей (РЭС), к которым присоединены более 212 тысяч потребителей в 26 городах (г. Кыштым, г. Касли, г. Карабаш, г. Нязепетровск и др.) и населенных пунктов.

ИЛ ЭЭ АНО «ЭлектроСертификация» в 2014 г. выполнялись периодические и сертификационные испытания ЭЭ в распределительных сетях 110 центров питания (ЦП) «АЭС Инвест», всего в 330 ПК, и анализ их результатов.

Выявленные несоответствия ПКЭ на участках РЭС на рис. 3.

Таким образом, основным выявленным нарушением КЭ в ТСО «АЭС Инвест» является несоответствие по установленному отклонению напряжения. В итоговом докладе Росстандарта за 2014 г. также отмечалось нарушение этого показателя как наиболее частого.

Отклонение напряжения является локальным показателем КЭ, и регулирование уровня данного ПКЭ может осуществляться

как на электрических станциях при производстве, так и в сетевой организации (СО) при транспортировке и распределении ЭЭ.

Основными причинами несоответствий по δU_y могут быть:

- потери напряжения в сети, превышающие предельные значения;
- отсутствие (неиспользование) автоматического регулятора напряжения (АРН) трансформаторов в центрах питания (ЦП) или неверный закон регулирования напряжения в ЦП;
- не переключение отпаек трансформаторов с ПБВ и др.

Но кто и как конкретно должен обеспечивать необходимый диапазон δU_y ?

Ответ однозначный – это сетевая организация, располагающая центрами питания (ЦП), обязанности которой по поддержанию режимов напряжения строго конкретизированы в [7]:

«п.6.3.12. При регулировании напряжения в электрических сетях должны быть обеспечены: соответствие показателей напряжения требованиям государственного стандарта;

соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышенных напряжений промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и циркуляров); необходимый запас устойчивости энергосистем; минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.

6.3.13. На трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованных устройствами РПН, питающих распределительные сети 6-35 кВ, должны быть включены автоматические регуляторы напряжения.

Отключение автоматических регуляторов допускается только по заявке. На трансформаторах в распределительной сети 6–35 кВ должны использоваться ответвления переключателей без возбуждения (ПБВ), обеспечивающие с учетом регулирования напряжения трансформаторами с РПН соответствие напряжения на выводах приемников в сетях 0,4 кВ требованиям государственного стандарта.

Настройка регуляторов напряжения и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны корректироваться в соответствии с изменениями схемы сети и нагрузкой.

Параметры настройки автоматических регуляторов и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта».

По методике ФСК ЕЭС нами выполнена «оценка соответствия изменений показателя «установившееся отклонение напряжения» в пункте контроля встречному закону регулирования напряжения» для двух ПС 110/6 кВ (3 секции шин 6 кВ). ПС принадлежат МРСК Урала. Результаты приведены в таблице 1.

Заключение о законе изменения напряжения: регулирование напряжения в течение суток не осуществляется на одной с.ш. 6 кВ и на 2-х с.ш. – стабилизация напряжения.

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

Подстанция	Шины контроля	Режим наибольших нагрузок				Режим наименьших нагрузок				$\Delta U_{\text{сут}}$, %	$\Delta U_{\text{ср}}$, %	Заклучение о законе изменения напряжения
		$\delta U_{\text{нм}}$, %	$\delta U_{\text{ср}}$, %	$\delta U_{\text{нб}}$, %	ΔU , %	$\delta U_{\text{нм}}$, %	$\delta U_{\text{ср}}$, %	$\delta U_{\text{нб}}$, %	ΔU , %			
ПС №1 Районная	1 с.ш. 6 кВ	1,42	4,73	6,99	5,57	4,60	6,72	7,48	2,88	6,06	-1,99	регулирование напряжения в течение суток не осуществляется
ПС Комсомольская	1 с.ш. 6 кВ	6,10	6,62	7,63	1,53	7,01	7,41	8,14	1,13	2,03	-0,79	стабилизация
ПС Комсомольская	2 с.ш. 6 кВ	4,91	5,46	6,60	1,69	2,62	6,34	7,08	4,46	4,46	-0,88	стабилизация

- $\delta U_{\text{нм}}$, $\delta U_{\text{ср}}$, $\delta U_{\text{нб}}$ – соответственно наименьшее, среднее, наибольшее значения установившегося отклонения напряжения в пункте контроля, в процентах от номинального (базового) напряжения.
- ΔU – диапазон изменения напряжения, где $\Delta U = |\delta U_{\text{нб}} - \delta U_{\text{нм}}|$, %.
- $\Delta U_{\text{сут}}$ – диапазон изменения напряжения в течение суток, %. Рассчитывается, исходя из наибольшего и наименьшего значений за сутки.

- $\Delta U_{\text{ср}}$ – разница между средними значениями для режимов наибольших и наименьших нагрузок, %.
- В ячейке «Заклучение» указано:
 - «встречное» – если $\Delta U_{\text{ср}} > 1$ %;
 - «стабилизация» – если $(-1 \% \geq \Delta U_{\text{ср}} \geq 1 \%)$;
 - «–» – если $\Delta U_{\text{ср}} < -1$, т.е. регулирование напряжения в течение суток не осуществляется или закон его изменения не соответствует принципам встречного регулирования и стабилизации напряжения.

Вывод: п.6.3.12. [7] не выполняется, что не позволяет обеспечить требуемый диапазон отклонений напряжения в ТПЭ.

Совершенно очевидно, что для обеспечения должного КЭ у потребителей, особенно в сетях низкого напряжения, необходимо соблюдение в частности показателя отклонения напряжения всеми участниками поставки ЭЭ потребителю, прежде всего смежными СО. Отношение к этому у большого числа ТСО весьма формально.

В [8, 9, 10] весьма подробно описывается проблема обеспечения необходимых уровней напряжения в ТПЭ смежных СО. Выполнен анализ договоров смежных ТСО в части КЭ, представлены расчеты рекомендуемых диапазонов напряжения в ТПЭ и, самое главное, даны конкретные предложения к установлению требований к отклонению напряжения в договоре на услуги по передаче ЭЭ смежным ТСО.

Соответствие диапазонов δU установленным требованиям является необходимым, но не достаточным условием для получения сертификата. СО также должна доказать стабильность показателя КЭ по напряжению:

- разработать и внедрить внутренние методические документы и инструкции по управлению КЭ,

- создать систему контроля КЭ (периодического или непрерывного),
- привести техническое состояние эксплуатируемых сетей к уровню, требуемому ПТЭ и другим нормативным документам.

В России насчитывается около 3000 городов (включая поселки городского типа), в которых проживает порядка 110 млн человек. Общая протяженность сетей 0,4–(6)10 кВ, обеспечивающих электроснабжение коммунально-бытовых потребителей городов, ориентировочно составляет 900 тыс. км. При этом существует около 300 тыс. шт. трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ с установленной мощностью трансформаторов порядка 90 ГВА. В настоящее время с помощью городских сетей распределяется около 50 % вырабатываемой в стране электроэнергии [6].

Например, в Москве доля потребления ЭЭ бытовыми абонентами достигает 40 %.

Поэтому ПП от 4 мая 2012 г. N 442 Ст. 7 и 3-на Об электроэнергетики Ст. 38, ответственность за надежность снабжения потребителей и КЭ ложится на субъекты электроэнергетики в частности на сетевые компании.

В новом проекте Правил по обязательной сертификации электроэнергии «объектом сертификации является ЭЭ в

распределительных сетях сетевых организаций, обеспечивающих передачу ЭЭ».

ЗАКЛУЧЕНИЕ

- Правовое техническое регулирование позволило создать в стране систему обязательной сертификации ЭЭ и государственного контроля (надзора) за ее качеством.
- Созданная система подтверждения качества ЭЭ, в первую очередь, связана с неукоснительным выполнением сетевыми организациями своих прямых обязанностей, изложенных в [7], что обеспечит требуемые уровни напряжения в ТПЭ различных уровней, включая бытовых потребителей (см. [8, 9]).
- Созданная система подтверждения качества ЭЭ способствует становлению системы контроля и управления качеством ЭЭ в сетевых организациях, т.к. работы по оптимизации режимов напряжения: расчетные, методические, экспериментальные, эксплуатационные при подготовке к сертификации ЭЭ и разработанные мероприятия для устранения выявленных проблем и нарушений – основной инструмент управления КЭ.
- Созданная в стране система обязательной сертификации ЭЭ

и государственного контроля (надзора) потребовала от сетевых организаций повсеместного проведения большого количества испытаний ЭЭ, что способствовало развитию метрологического обеспечения контроля КЭ и накоплению измерительной информации, связанной с КЭ в **сетевых организациях**.

- Следующим шагом реформирования в этом направлении законодательства в сфере технического регулирования в электроэнергетике должна быть разработка Технического регламента, устанавливающего требования к электрической энергии.
- Утверждения, что «система подтверждения имеет ряд существенных недостатков, одним из которых является сложность достижения (невозможность) основной цели (результата) – передачи потребителям ЭЭ, качество

которой соответствует параметрам, установленным действующими стандартами» (а в нашем случае речь идет только о диапазоне напряжения в ТПЭ), связано с нежеланием некоторых руководителей исполнять обязанности, изложенные в [7]. И возникает вопрос: «А как же умные сети, если в ВРУ – 0,4 кВ нельзя обеспечить $\delta U \pm 10\%$ от $U_{\text{ном}}$?».

Литература

- ФЗ РФ от 27.12.2002 г. 184-ФЗ «О техническом регулировании».
- ФЗ РФ от 26.03.2003 г. 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
- Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. N 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».
- Правила проведения сертификации электрооборудования – ПП РФ 982 от 01.12.2009 г. Постановление Госстандарта России 36 от 16.07.1999 г. (в редакции Постановления Госстандарта России 1 от 03.01.2001), Раздел VIII «Особенности обязательной сертификации электрической энергии, отпускаемой потребителям».
- ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
- Файбисович Д., ОАО Институт «Энергосетьпроект» Каким быть номинальному напряжению в распределительных сетях? Новости электротехники, 1(91) 2015 г.
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей в Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России»: РД 34.20.501-95. – 15-е изд., перераб. и доп. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
- Суднова В.В., Карташев И.И., Тульский В.Н., Козлов В.В. Допустимые отклонения напряжения в точках передачи электроэнергии // Новости ЭлектроТехники. 2013. № 4 (82).
- Суднова В.В., Карташев И.И., Тульский В.Н., Козлов В.В. О необходимости дифференцирования в ГОСТ 32144-2013 диапазонов отклонений напряжения в точках передачи электроэнергии // Новости ЭлектроТехники. 2014. № 1 (83).
- Договорные условия в части допустимых уровней напряжения в точках передачи ЭЭ смежных сетевых организаций Суднова В.В., к.т.н., старший научный сотрудник АНО «ЭлектроСертификация», Энергорынок № 10 (125) 2014.

KEY WORDS: electricity, energy consumption, technical regulation, certification, network organization.



СтройНефтеГаз

ООО «СТРОЙНЕФТЕГАЗ»

ПРОФЕССИОНАЛИЗМ, КАЧЕСТВО, СКОРОСТЬ

<http://www.sng2000.ru/>

- ▶ ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА
- ▶ ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ▶ ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ
- ▶ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ

г. Павлово,
ул. Чапаева, д.43
Тел.: +7(499) 702-44-92,
+7(499) 709-78-08,
+7(499) 709-79-95
info@sng2000.ru

Продукция соответствует требованиям Ростехнадзора РФ.
Продукция соответствует требованиям ОАО «Газпром» и ОАО «АК «Транснефть»



КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Нормативно-техническое обеспечение и правовое регулирование. Современное состояние и проблемы

В ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ ОТМЕЧАЕТСЯ СУЩЕСТВЕННОЕ РАЗВИТИЕ НОРМАТИВНОЙ, МЕТОДИЧЕСКОЙ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ БАЗЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. ОЦЕНИВАЯ СУЩЕСТВУЮЩИЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СТАТУС ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КЭ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ, ЭТО МОЖНО НАЗВАТЬ ОПРЕДЕЛЕННЫМ ПРОРЫВОМ В ОБЛАСТИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. СЛОЖНЕЕ ОБСТОИТ ДЕЛО С ПРАВОВЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗВИТИЯ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОГО И МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ В ОБЛАСТИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИИ ЗА ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ С ОЦЕНКОЙ СОСТОЯНИЯ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ДАННОЙ ОБЛАСТИ С ВЫЯВЛЕНИЕМ ОСНОВНЫХ ПРОБЛЕМ

IN THE LAST DECADE THERE HAS BEEN SIGNIFICANT DEVELOPMENT OF THE NORMATIVE, METHODOLOGICAL AND METROLOGICAL BASE FOR SOLVING PROBLEMS OF CONTROL AND MANAGEMENT OF POWER QUALITY. EVALUATING THE EXISTING NORMATIVE AND TECHNICAL STATUS OF THE PROBLEM OF PROVIDING THE SUPPLY SYSTEMS OF GENERAL PURPOSE, IT CAN BE CALLED A CERTAIN BREAKTHROUGH IN THE FIELD OF POWER QUALITY. MORE COMPLICATED TO DEAL WITH LEGAL REGULATION. THE ARTICLE DISCUSSES THE RESULTS OF DEVELOPMENT OF NORMATIVE-TECHNICAL AND METROLOGICAL SUPPORT IN THE FIELD OF QUALITY OF ELECTRIC ENERGY IN RUSSIA OVER THE LAST DECADE WITH THE ASSESSMENT OF THE LEGAL REGULATION IN THIS AREA TO IDENTIFY THE MAIN PROBLEMS

Ключевые слова: качество электроэнергии, контроль качества электроэнергии, нормативно-техническое регулирование, правовое регулирование.

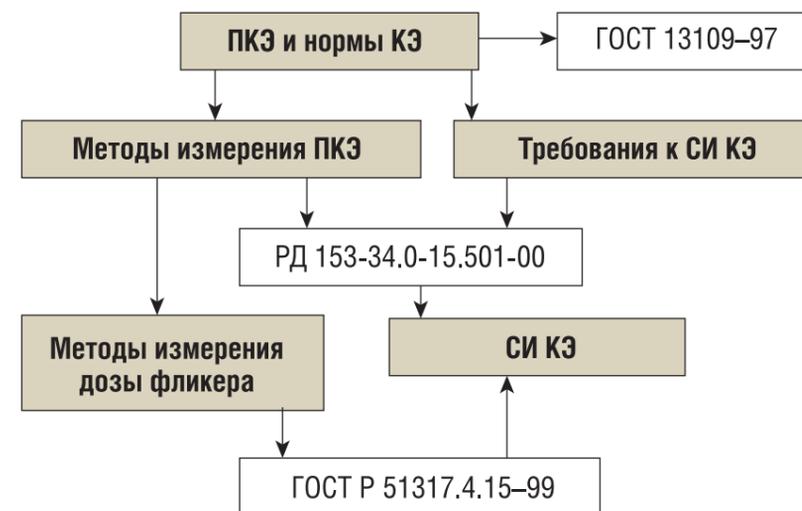
Никифоров Владимир Васильевич,
научный руководитель,
заместитель генерального
директора
ООО «ЛИНВИТ»,
к.т.н.

Оценивая существующий нормативно-технический статус проблемы обеспечения качества электрической энергии (КЭ) в системах электроснабжения общего назначения, необходимо отметить существенное развитие в последнее десятилетие нормативной, методической и метрологической

базы для решения задач контроля и управления КЭ, которое можно назвать определенным прорывом в области КЭ. Сложнее обстоит дело с правовым регулированием в области КЭ. В статье рассматриваются результаты развития нормативно-технического и метрологического обеспечения в области качества электрической энергии в России за последнее десятилетие с оценкой состояния правового регулирования в данной области с выявлением основных проблем.

УДК 346.5

РИСУНОК 1. Нормативно-техническое и методическое обеспечение в области измерений и контроля к началу 21 века



Развитие нормативно-технического и метрологического обеспечения

Почти до конца 90-х годов прошлого века в СССР и затем в Российской Федерации не было нормативных документов по методам измерения и контролю КЭ, технических требований к средствам измерения КЭ и практически самих специализированных средств измерения КЭ.

С введением в действие в 1999 году новой редакции ГОСТ 13109-97 потребовалась разработка руководящих документов отраслям по контролю и анализу КЭ с учетом требований ГОСТ 13109-97 [1, 2]. Выпуск этих документов был очень важен для организации и проведения работ по контролю и анализу КЭ. В [1] были детализированы требования к методам и средствам измерения показателей КЭ, цифровой обработке результатов измерения, метрологическим характеристикам, а также были установлены методические положения по контролю КЭ.

Введение в действие этих документов позволило, с учетом возросшего спроса на средства измерения КЭ, вызванного введением обязательной сертификации электрической энергии, в короткие сроки разработать необходимые средства измерения, наладить массовый выпуск их, начать организацию

работ по испытаниям электрической энергии и контролю ее качества.

По существу впервые за годы существования ГОСТ 13109 были созданы реальные предпосылки для обеспечения управления и контроля КЭ в соответствии с требованиями стандарта с учетом разработки требуемых организационных структур энергокомпаний, методического обеспечения бизнес-процессов, влияющих на КЭ, массового оснащения энергокомпаний и испытательных лабораторий специальными средствами измерений.

В 2008 г. на основе [1], срок действия которого окончился, был разработан стандарт ГОСТ Р 53333-2008 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль КЭ в системах электроснабжения общего назначения», который установил основные положения по организации и проведению контроля КЭ в соответствии с

требованиями ГОСТ 13109-97 и правила оценки соответствия показателей КЭ установленным нормам. Стандарт применялся при различных видах контроля КЭ, в том числе при проведении сертификационных и арбитражных испытаний электрической энергии, инспекционного контроля за сертифицированной электрической энергией, а также при осуществлении государственного надзора за КЭ.

Реформирование электроэнергетики привело к противоречиям ряда положений ГОСТ 13109-97 реалиям экономики и нормативно-правовых актов в области электроэнергетики.

С другой стороны в 2009 г. были разработаны стандарты по методам измерения показателей КЭ, модифицированные по отношению к международным стандартам: ГОСТ Р 51317.4.30-2008 «Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей КЭ» и ГОСТ Р 51317.4.7-2008 (МЭК 61000-4-7:2002) «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств». Изложенные в них методы измерения показателей КЭ существенно отличались по ряду подходов от основополагающих положений ГОСТ 13109-97 и обуславливали необходимость изменения требований к составу показателей КЭ, точности их измерений, характеристикам средств измерений. Эти факты и обстоятельства обусловили разработку нового национального стандарта ГОСТ Р 54149-2010 «Электрическая энергия. Совместимость технических

ТАБЛИЦА 1. Соответствие требований межгосударственных стандартов требованиям действующих ранее национальных стандартов

Национальный стандарт	Межгосударственный стандарт	Ввод в действие межгосударственного стандарта
ГОСТ Р 54149-2010	ГОСТ 32144-2013	01.07.2014 г.
ГОСТ Р 51317.4.30-2008	ГОСТ 30804.4.30-2013	01.01.2014 г.
ГОСТ Р 51317.4.7-2008	ГОСТ 30804.4.7-2013	01.01.2014 г.
ГОСТ Р 53333-2008	ГОСТ 32145-2013	01.01.2014 г. (до 01.01.2015 г.)

характеристиками, являющейся источниками гармоник токов. Распространяясь по внутренним сетям питания и приводя при этом ко многим вредным последствиям, а также проникая во внешние распределительные сети, они ухудшают показатели КЭ в точках поставки/передачи.

Указанный выше Технический регламент Таможенного союза установил требования к ограничению допустимых кондуктивных электромагнитных помех от каждой единицы ТС соответствующего вида. Это важно, но может оказаться недостаточным для принятия решения о возможности технологического присоединения электроустановки потребителя с несколькими или многими ТС, создающими подобные помехи.

Необходимо, чтобы общий уровень эмиссии гармоник тока, создаваемый всеми одновременно работающими нелинейными ТС данного потребителя был такой величины, при которой вызванный ими уровень гармоник напряжения в сети не превышал допустимого (согласованного) уровня электромагнитной совместимости. Это означает, что для обеспечения требуемых показателей КЭ должны быть установлены на правовом уровне обязанности потребителей по ограничению эмиссии помех в электрическую сеть.

Международные рекомендации по условиям подключения потребителей к системам электроснабжения низкого, высокого и крайне высокого

напряжения с оценкой допустимых норм электромагнитной эмиссии содержатся в технических отчетах IEC [8–10]. При этом сетевая организация должна располагать необходимыми сведениями о нагрузках потребителя для проведения расчетов.

Но здесь мы имеем дело с другими проблемами у нас по управлению обеспечению КЭ.

Согласно правилам технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрической сети, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861 от потребителей с энергопринимающими устройствами мощностью вплоть до 750 кВт в заявке на технологическое присоединение не требуется указывать никаких сведений о характере нагрузок и их нелинейных свойствах. То же – и в документе «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии», утвержденном постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442, в котором указанная мощность снижена до 670 кВт, что не меняет дела по существу. Получается, что все потребители с оборудованием в указанных диапазонах мощности освобождены от каких либо обязательств в части ограничения общего уровня эмиссии помех в сеть. При этом сетевая организация не имеет

права запроса от потребителя ни состава нагрузок, ни данных по гармоническому составу токов, без чего невозможно судить о последующем влиянии их на КЭ.

Установление в России требований к потребителям электрической энергии в части КЭ при подключении их энергопринимающих устройств к электрическим сетям – давно назревшая и нерешенная задача.

В странах Европейского союза (ЕС) действуют различные нормативные правовые акты (законы, директивы, сетевые кодексы, регламенты) в области электроэнергетики, устанавливающие обязательные требования к качеству электрической энергии и обязанности поставщиков и потребителей электрической энергии по обеспечению выполнения этих требований.

Обязательные требования, применяемые в странах ЕС к качеству напряжения (качеству электрической энергии) соответствуют требованиям стандарта EN 50160:2010 и устанавливаются путем ссылки на нормы EN 50160:2010 в нормативных правовых документах или непосредственного введения в них норм EN 50160:2010.

В отсутствие в России нормативно-правовых документов, определяющих взаимоотношения сетевых компаний и потребителей по обеспечению требуемых норм КЭ, полезно учесть опыт стран Евросоюза, в частности, Великобритании по условиям технологического присоединения потребителя к электрической сети, определяемым правовым документом «Условия подключения потребителя» в составе «Кодекса распределительных сетей». При этом процедуры оценки возможности подключения потребителя к сети и конкретные требования к потребителям изложены в Инженерной рекомендации G5/4-1 [11]. В этом документе установлены уровни планирования искажений гармонического напряжения, которые сетевой компании и потребителям необходимо использовать в процессах технологического присоединения нелинейного оборудования к распределительной сети с учетом уровней ЭМС, и описывается процесс установления норм

для эмиссии гармоник тока для конкретного потребителя. Нормы направлены на ограничение искажений напряжения в распределительной сети до уровней ниже уровней помехоустойчивости, при которых функционирование и рабочие показатели оборудования могут ухудшиться.

По методике Инженерной рекомендации G5/4-1 согласование присоединения оборудования потребителя, имеющего нелинейную нагрузку, например, к распределительной сети низкого напряжения, может происходить по одной из трех схем при соблюдении соответствующих условий, установленных для применения каждой из них с учетом суммарного тока нагрузки потребителя.

В одних случаях может использоваться упрощенная разрешительная схема, не требующая проведения отдельной оценки влияния подключаемого оборудования на увеличение уровней гармоник напряжения в сети. В других случаях потребитель обязан предоставить собственнику электрической сети сведения о гармоническом составе суммарного тока, потребляемого его оборудованием, а собственник электрической сети должен принять решение о возможности подключения на основе анализа этих данных.

Возможна ситуация, когда для получения разрешения от собственника электрической сети на подключение нагрузки потребитель должен провести необходимые технические мероприятия по снижению эмиссии гармоник тока до уровней, приведенных в Инженерных рекомендациях G5/4-1, на которые ссылаются британские «Условия подключения потребителей». В любом случае решение о возможности присоединения оборудования по той или иной схеме принимает собственник сети, который имеет право установить допустимые пределы для уровней эмиссии гармоник токов.

Анализ зарубежного законодательства показывает, что Россия сильно отстает от других стран по правовому регулированию в области КЭ, как в части установления обязательных требований к КЭ, так и к ответственности за невыполнение их.

Выводы:

1. В направлении развития нормативно-технической, методической и метрологической базы для решения задач контроля и управления КЭ в России достигнуты заметные результаты: разработаны и введены в действие новые стандарты по требованиям к КЭ, по современным методам измерения показателей КЭ, по контролю и мониторингу КЭ. На их основе разработаны новые средства измерения КЭ с освоением промышленного выпуска.

2. Система мер государственного регулирования в отношении субъектов электроэнергетики в России, влияющих на качество электрической энергии, не имеет в настоящее время законченного характера, а понятие «качество электрической энергии» на законодательном уровне до сих пор не определено.

3. В рамках государственного регулирования в электроэнергетике необходимо разграничение прав, обязанностей и ответственности субъектов электроэнергетики и потребителей за поддержание необходимого качества электрической энергии в системе: сетевые организации различного уровня – потребители.

4. Необходима разработка Технического регламента о качестве электрической энергии, с установлением обязательных для исполнения требований в отношении:

- качества электрической энергии в сетях организаций всех уровней напряжений,
- субъектов электроэнергетики и потребителей по обеспечению выполнения требований регламента на стадиях проектирования электрических систем, присоединения потребителей электрической энергии и эксплуатации систем передачи электрической энергии, а также с определением форм и схем оценки соответствия электрической энергии установленным требованиям.

5. Целесообразно изучить и использовать европейский опыт решения вопросов обеспечения требуемого качества напряжения в электрической сети при подключении к ней потребителей с нелинейными нагрузками. ●

Литература

1. РД 153-34.0-15.501-00 «Методические указания по контролю и анализу КЭ в системах электроснабжения общего назначения Часть 1. Контроль КЭ». Утв. Госэнергонадзором 27.12.2000
2. РД 153-34.0-15.502-2002 «Методические указания по контролю и анализу КЭ в системах электроснабжения общего назначения Часть 2. Анализ КЭ». Утв. Госэнергонадзором 15.07.2002
3. ГОСТ 30804.3.2-2013 (IEC 61000-3-2:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний
4. ГОСТ Р 51317.3.4-2006 (МЭК 61000-3-4-1998) Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение эмиссии гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током более 16 А, подключаемыми к низковольтным системам электроснабжения. Нормы и методы испытаний
5. ГОСТ 30804.3.12-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение эмиссии гармонических составляющих тока, создаваемых техническими средствами с потребляемым током более 16 А, но не более 75 А (в одной фазе), подключаемыми к низковольтным системам электроснабжения общего назначения. Нормы и методы испытаний
6. ГОСТ 30804.3.3-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний
7. ГОСТ 30804.3.11-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Колебания напряжения и фликер, вызываемые техническими средствами с потребляемым током не более 75 А (в одной фазе), подключаемыми к низковольтным системам электроснабжения при определенных условиях. Нормы и методы испытаний
8. IEC TR 61000-3-6:2008 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems
9. IEC/TR 61000-3-7:2008 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems
10. IEC/TR 61000-3-14 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-14: Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems
11. Engineering Recommendation G5/4-1 Planning levels for harmonic voltage distortion and the connection of nonlinear equipment to transmission systems and distribution networks in the United Kingdom. Energy Network Association, Oct. 2005.

KEY WORDS: power quality monitoring power quality, regulatory and technical regulation, legal regulation.



ВОЗМОЖНОСТИ НОВОГО УНИВЕРСАЛЬНОГО РАСТВОРИТЕЛЯ АСПО «ЯРУС»

В СВЯЗИ СО ВСТУПЛЕНИЕМ МНОГИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАК В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН, ТАК И В РОССИИ В ЦЕЛОМ, В ПОЗДНЮЮ СТАДИЮ РАЗРАБОТКИ ПРОБЛЕМА БОРЬБЫ С АСПО ОБРЕТАЕТ ОСОБУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ. НЕСМОТРИ НА БОЛЬШОЙ ОБЪЕМ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ ПО УДАЛЕНИЮ АСПО, НЕЛЬЗЯ СЧИТАТЬ ПРОБЛЕМУ ОКОНЧАТЕЛЬНО РЕШЕННОЙ. ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО. НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ ЯВЛЯЮТСЯ РЕАГЕНТЫ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ, ПРЕДСТАВЛЯЮЩИЕ СОБОЙ КОМПОЗИЦИЮ УГЛЕВОДОРОДОВ. НА РЕАКТОРЕ «ЯРУС» ПОЛУЧЕН УНИВЕРСАЛЬНЫЙ РАСТВОРИТЕЛЬ АСПО, ПРОЯВЛЯЮЩИЙ СВОЙСТВА РАСТВОРИТЕЛЯ, ДИСПЕРГАТОРА, ДЕЭМУЛЬГАТОРА И МОДИФИКАТОРА. ПОЛУЧЕНИЕ РАСТВОРИТЕЛЯ НЕ СОПРЯЖЕНО С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ И ТЕМПЕРАТУР ИЛИ ТРУДНОДОСТУПНЫХ КОМПОНЕНТОВ. В СТАТЬЕ ОПИСАНЫ СВОЙСТВА РАСТВОРИТЕЛЯ. ПРЕДЛОЖЕНЫ ВАРИАНТЫ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСПО НЕПОСРЕДСТВЕННО В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРОДУКТОПРОВОДОВ, РЕЗЕРВУАРОВ. РАСТВОРИТЕЛЬ «ЯРУС» МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАН В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТА, ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ДЛЯ БОРЬБЫ С АСПО. В ПРЕДЫДУЩЕЙ СТАТЬЕ «ЭНЕРГИЯ ПЛАСТА» (ОПУБЛИКОВАНА В НОМЕРЕ №12 ЗА 2014 Г. ДЕЛОВОГО ЖУРНАЛА NEFTEGAZ.RU) БЫЛ ПРЕДЛОЖЕН СПОСОБ ПОДДЕРЖАНИЯ ЭНЕРГИИ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ ВЕЩЕСТВ – ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ В РЕАКТОРЕ «ЯРУС». ДАННАЯ СТАТЬЯ ПРОДОЛЖАЕТ ТЕМУ, РАЗВИВАЯ ЕЁ В НАИБОЛЕЕ ВАЖНЫХ АСПЕКТХ: ОПИСЫВАЮТСЯ СВОЙСТВА РАСТВОРИТЕЛЯ, ПРЕДЛАГАЮТСЯ ВАРИАНТЫ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСПО НЕПОСРЕДСТВЕННО В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ ЕМКОСТЕЙ, РЕЗЕРВУАРОВ

УДК 66.061

IN CONNECTION WITH THE ENTRY OF MANY OIL FIELDS IN THE REPUBLIC OF TATARSTAN AND IN RUSSIA IN GENERAL, INTO A LATE STAGE OF DEVELOPMENT OF THE PROBLEM OF COMBATING THE ASPHALTENE DEPOSITS TAKES ON SPECIAL RELEVANCE. DESPITE THE LARGE AMOUNT OF THEORETICAL AND PRACTICAL WORK ON THE REMOVAL OF PARAFFIN, CANNOT BE CONSIDERED FINALLY RESOLVED THE PROBLEM. THE USE OF SOLVENTS IS ONE OF THE MAIN METHODS OF STRUGGLE WITH ASPHALTENE DEPOSITS. THE MOST EFFECTIVE SOLVENTS ARE REAGENT COMPLEX ACTION, WHICH IS A COMPOSITION OF HYDROCARBONS. AT THE REACTOR "YARUS" RECEIVED UNIVERSAL SOLVENT ASPHALTENE DEPOSITS EXHIBITING THE PROPERTIES OF A SOLVENT, A DISPERSANT, A DEMULSIFIER AND A MODIFIER. THE RECEIPT OF THE SOLVENT DOES NOT INVOLVE THE USE OF HIGH PRESSURES AND TEMPERATURES OR HARD-TO-REACH COMPONENTS. THE ARTICLE DESCRIBES THE PROPERTIES OF THE SOLVENT. OFFERED VERSIONS OF ITS APPLICATION FOR REMOVAL OF ASPHALTENE DEPOSITS DIRECTLY IN THE PROCESS OF PRODUCTION AND TRANSPORTATION, AS WELL AS FOR CLEANING OF PIPELINES, TANKS. SOLVENT "YARUS" CAN BE USED IN TECHNOLOGICAL PROCESSES OF PRODUCTION, TRANSPORTATION, STORAGE AND REFINING OF OIL TO COMBAT THE ASPHALTENE DEPOSITS. IN A PREVIOUS ARTICLE, "ENERGY RESERVOIR" (PUBLISHED IN ISSUE # 12 2014 THE BUSINESS MAGAZINE NEFTEGAZ.RU) WAS PROPOSED AS A WAY OF KEEPING THE ENERGY OF THE RESERVOIR THROUGH INJECTION OF SUBSTANCES – PRODUCTS OF CRUDE OIL PROCESSING IN THE REACTOR "YARUS". THIS ARTICLE CONTINUES THE THEME, DEVELOPING IT INTO THE MOST IMPORTANT ASPECTS: DESCRIBES THE PROPERTIES OF THE SOLVENT, VARIANTS OF ITS APPLICATION FOR REMOVAL OF ASPHALTENE DEPOSITS DIRECTLY IN THE PROCESS OF PRODUCTION AND TRANSPORTATION, AS WELL AS FOR CLEANING OF TANKS

Ключевые слова: *растворитель, диспергатор, деэмульгатор, модификатор, асфальто-смолопарафиновые отложения, добыча, транспортировка, очистка резервуаров.*

Сергей Евгениевич Угловский,
Генеральный директор
ООО «НПО Кинематика»

Мусрет Османович Намазов,
Генеральный директор
ООО «НПП «ЭкоЭнергоМаш»

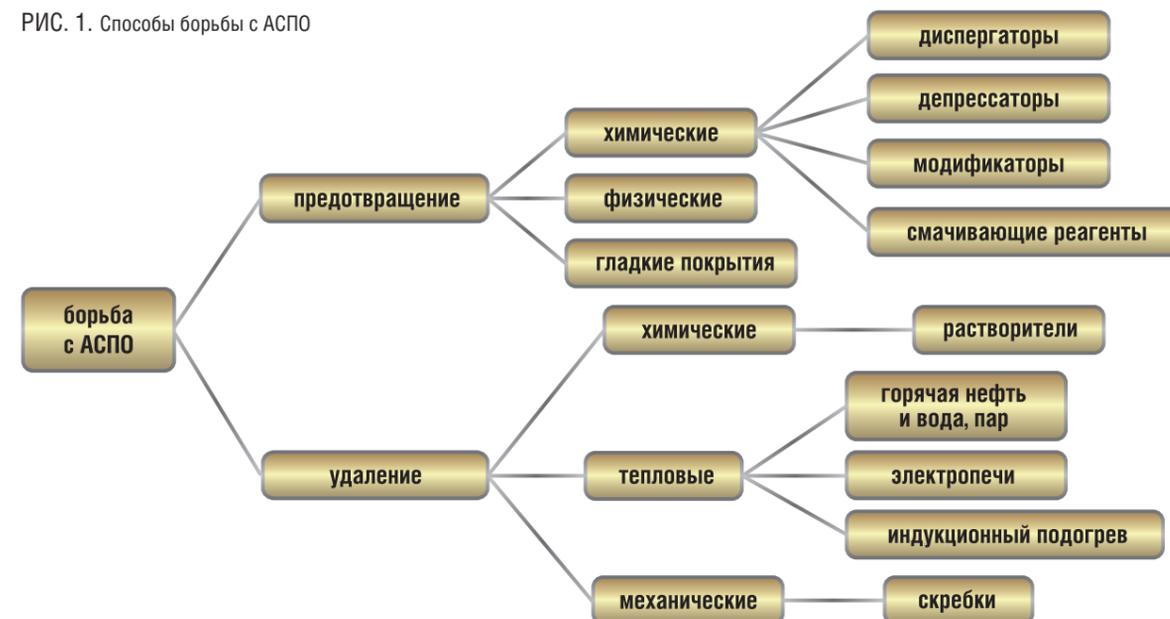
На реакторе «ЯРУС» получен универсальный растворитель асфальто-смолопарафиновых отложений (далее – АСПО), который может применяться в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти для борьбы с АСПО.

Развитие нефтяной промышленности России на современном этапе характеризуется снижением качества сырьевой базы. В общем балансе разрабатываемых месторождений преобладают месторождения, вступившие в позднюю стадию разработки

и, как следствие, наблюдается значительное ухудшение их структуры, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнение пластов и продукции скважин.

Нефтяные месторождения Республики Татарстан также вступили в позднюю стадию разработки. Продукция скважин таких месторождений обладает высокой обводненностью, вязкостью и существенно измененной структурой, составом и устойчивостью к разрушению, склонностью к образованию

РИС. 1. Способы борьбы с АСПО



устойчивых эмульсий с пластовой водой [3]. Удельный расход реагентов для борьбы с такими эмульсиями растёт, при этом ухудшая качество самой нефти.

При добыче парафинистых нефтей серьёзной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование АСПО, формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок [7]. Образование эмульсий при выходе из скважины вместе с сопутствующей пластовой водой усиливает осадкообразование.

Отложение АСПО на внутренней поверхности труб добывающих скважин приводит к снижению количества проходящей жидкости вплоть до полной закупорки глухой парафиновой пробкой [2].

Так как в переработку все чаще поступают тяжелые нефти, обогащенные парафинами, смолистыми и асфальтовыми компонентами, при их транспортировке и хранении возникают серьезные проблемы из-за неизбежных накоплений АСПО в трубопроводах и резервуарах, на стенках и днищах нефтепромыслового оборудования, уменьшающих пропускную способность трубопроводов и полезную емкость резервуаров.

Несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, проблема

еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли [4].

Методы борьбы с АСПО

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по предупреждению образования отложений и их удалению. Среди многообразия способов борьбы с АСПО (см. рис. 1) наиболее технологичными и эффективными являются химические методы, из которых наиболее распространенный – применение растворителей [2]. Метод основан на частичном растворении и диспергировании отложений под воздействием растворителей (удалителей). При данном методе возможно и разрыхление отложений, вследствие чего они становятся подвижными и могут выноситься потоком сырья.

Существующие деэмульгаторы не отвечают полностью предъявляемым требованиям, поэтому поиск и разработка новых веществ является актуальной задачей [3].

Возможности растворителя «ЯРУС»

Универсальный растворитель АСПО «ЯРУС», выпускаемый в соответствии с ТУ 2455-001-67764787-2015, представляет собой сложную смесь углеводородов (ароматика, изопарафины,

нафтены) и является эффективным химическим реагентом широкого спектра действия. Проявляет диспергирующие, деэмульгирующие и модифицирующие свойства. Являясь реагентом комплексного действия, способен удалять АСПО с различным соотношением асфальтенов, смол и парафинов в призабойной зоне пласта, в скважинном оборудовании, выкидных линиях и путевых трубопроводах, в фильтр-элементах, емкостях и резервуарах.

Растворитель АСПО «ЯРУС» в настоящее время проходит опытно-промышленные испытания.

Универсальный растворитель решает следующие задачи:

1. Разрушает водонефтяные эмульсии, способствует их разделению на углеводороды, воду и механические примеси, препятствует последующему комплексообразованию (деэмульгирующие свойства).
2. Разрушает структуру АСПО и переводит их компоненты в раствор нефти (диспергирующее свойство).

Очищает загрязненные аппараты и фильтр-элементы, не требуя, как правило, их демонтажа и замены. Разрушает структуру АСПО и переводит их компоненты в раствор нефти; полученный раствор пригоден для транспортировки и переработки, в результате чего отсутствуют потери сырья, снижается экологическая нагрузка.

Смесь углеводородов, в которую преобразовалась исходная нефть после обработки растворителем, можно либо направлять на переработку (это выгодно, поскольку снижена молекулярная масса и эмульсия разделена либо подготовлена к разделению), либо транспортировать (это выгодно, поскольку снижено образование отложений и выпадение АСПО).

Стоит отметить, что универсальный растворитель «ЯРУС» производится из углеводородного сырья и, таким образом, полностью совместим с нефтью, и не оказывает отрицательного влияния на ее последующую подготовку и переработку.

Технология синтеза растворителя «ЯРУС» не связана с высокой температурой и давлением, с использованием труднодоступных или дорогих реагентов и технологически сложных процессов. Таким образом, растворитель «ЯРУС» доступен и конкурентоспособен.

Принцип действия

Асфальтены представляют собой комбинацию многих ассоциатов. Принято представлять строение смол и асфальтенов в виде послонных параллельных нафтеноароматических структур, связанных между собой за счет формирования комплексов с переносом заряда [6]. Комплекс представляет собой послонный «бутерброд» цепочек нескольких молекул асфальтенов и смол. Растворитель уменьшает длину цепочек и снижает молекулярную массу комплексов, препятствуя дальнейшему комплексообразованию, что носит необратимый характер.

Механизм действия растворителей на АСПО обуславливается двумя параллельными процессами – диспергированием отдельных компонентов отложений и растворением [1]. Наиболее эффективные растворители представляют собой композиции углеводородов (алифатических, нафтеновых, ароматических), поскольку такое сочетание компонентов соответствует составу АСПО и является наиболее выгодным для их растворения [4]. Действие деэмульгаторов, способствующих разрушению нефтяных эмульсий, состоит в том, что молекулы

деэмульгатора адсорбируются на частицах эмульгатора, изменяют смачиваемость и вытесняют их с поверхности водяных глобул, понижают поверхностное натяжение. Молекулы деэмульгатора образуют вокруг глобул новый слой, непрочный, облегчающий коалесценцию капель воды и способствующий разрушению эмульсии [5, 7].

Способы применения

Возможно несколько способов применения растворителя.

Подмешивание к потоку.

Периодическое либо непрерывное дозирование, закачка растворителя в добываемую продукцию способна уменьшить, либо даже полностью исключить образование отложений. Может применяться на любом этапе добычи и транспортировки. Способ имеет высокую эффективность, но сопряжен с большими затратами и расходом реагента.

Очистка резервуаров. Возможно два варианта очистки емкостей (резервуаров, нефтепромыслового оборудования) от отложений АСПО (донных отложений, нефтешламов, механических примесей) с применением растворителя АСПО «ЯРУС».

Первый вариант. Емкость отсекается от технологической линии, опорожняется, проводится струйная обработка с применением растворителя. Недостатком этого способа является обязательное предварительное освобождение емкости от нефтепродукта, невозможно исключить простой оборудования на время проведения очистки, требуются специальные люки для размещения моечной установки внутри емкости и коммуникаций.

Второй способ позволяет провести очистку без остановки работы емкости. Емкость отсекается от технологической линии, но не опорожняется; в емкость вводится реагент (растворитель АСПО), и осуществляется циркуляция нефти и растворителя в замкнутом контуре. За счет возникающего вследствие действия растворителя, а также из-за разности плотностей, расслоения нефти и «отмытых» отложений их легко отделить и вывести за пределы емкости. В отличие от типового способа, включающего разогрев отложений и пропаривание резервуара, что требует

значительных затрат энергии и времени (очистка резервуара может потребовать неделю и более), очистка с помощью растворителя АСПО в течение нескольких дней не только полностью смывает, но и разрушает отложения. Способ отличается снижением затрат и времени. Во всех случаях применения растворителя «ЯРУС» не требуется пропаривание и прогрев емкостей, сроки остановки системы для очистки снижаются в 2–5 раз.

Выводы

В реакторе «ЯРУС» получен универсальный растворитель АСПО (ТУ 2455-001-67764787-2015), проявляющий свойства растворителя, диспергатора, деэмульгатора и модификатора. Получение растворителя не сопряжено с использованием высоких давления и температуры или труднодоступных компонентов.

В статье описаны свойства растворителя. Предложены варианты его применения для удаления АСПО непосредственно в процессе добычи и транспортировки, а также для очистки емкостей, резервуаров.

Растворитель «ЯРУС» может быть использован для борьбы с АСПО в нефтепромысловом оборудовании. ●

Литература

1. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолапарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения. // «Нефтегазовое дело», 2011, №1. – 268–284.
2. Облѣзов А. В., науч. конс. Мусабиров М. Х. (институт «ТатНИПИнефть»). Новый перспективный углеводородный растворитель для процессов стимуляции скважин.
3. Орлов Г. А., Кендис М. Ш. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче – М.: Недра, 1991.
4. Позднышев Г. Н., Емков А. А. Современные достижения в области подготовки нефти (Реагенты-деэмульгаторы для подготовки нефти) – М., 1979.
5. Силин М. А., Рыжков В. И. и др. Аналитический доклад «Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья». НП «Национальный институт нефти и газа» – М., 2014
6. Хамидуллин Р. Ф. Физико-химические основы и технология подготовки высоковязких нефтей: дис. ... докт. техн. наук: 02.00.13 / Хамидуллин Ренат Фаритович. – г. Казань: КГТУ, 2002.
7. Шишмина Л. В. Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин. Курс лекций ГРНИ НГФ ТПУ. – Томск, 2009.

KEY WORDS: solvent, a dispersant, a demulsifier, a modifier, asphalt maloperation deposits, production, transportation, tank cleaning.



НАШИ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ВАШИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ



ЭНЕРГЕТИКА



ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА



СТРОИТЕЛЬСТВО



ДОБЫЧА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ



ЖКХ



Корпорация Триол в Facebook
www.facebook.com/triolcorporation



Корпорация Триол на YouTube
www.youtube.com/user/TriolCorp



Корпорация Триол в Instagram
http://instagram.com/triol.corporation



Корпорация Триол ВКонтakte
www.vk.com/triolcorporation

ул. Часовая 28, корпус 4, Москва, 125315
+7 (495) 981-61-97
office@triolcorp.ru
www.triolcorp.ru

АВТОМАТИЗАЦИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ

Внедрение автоматизированных
и ИТ-технологий в нефтегазовой сфере



РЕЗКОЕ ПАДЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ ЗАСТАВИЛО КОМПАНИИ СЕРЬЕЗНО ЗАДУМАТЬСЯ О СНИЖЕНИИ ОПЕРАЦИОННЫХ РАСХОДОВ. ТЕ ЗАТРАТЫ, КОТОРЫЕ БЫЛИ РАЦИОНАЛЬНЫ ПРИ СТОИМОСТИ НЕФТИ 100\$ ЗА БАРРЕЛЬ, СЕЙЧАС ТРЕБУЮТ ПЕРЕСМОТРА. В ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ КОМПАНИИ СТРЕМЯТСЯ ПОЛУЧИТЬ МАКСИМАЛЬНУЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ОТ СОТРУДНИКОВ И ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ АКТИВОВ. ИССЛЕДОВАНИЕ PANASONIC ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО ИНВЕСТИРОВАНИЕ В АВТОМАТИЗАЦИЮ ПРОЦЕССОВ И РАЗВИТИЕ МОБИЛЬНОЙ ИТ-ИНФРАСТРУКТУРЫ ПОВЫШАЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ КОМПАНИЙ И ОБЕСПЕЧИВАЕТ БЫСТРУЮ ОКУПАЕМОСТЬ ДАЖЕ В КРИЗИСНЫЕ ВРЕМЕНА. ЗА СЧЕТ ЧЕГО ЭТО ПРОИСХОДИТ?

THE ABRUPT DROP IN OIL PRICES HAS FORCED COMPANIES TO GIVE THOUGHT TO OPTIONS OF CUTTING OPERATIONAL COSTS. COSTS THAT WERE RATIONAL AT A PRICE OF \$100 PER BARREL OF OIL REQUIRE REASSESSMENT NOW. IN THIS SITUATION, COMPANIES ARE STRIVING TO IMPROVE THEIR ASSET SUSTAINABILITY AND ACHIEVE MAXIMUM PRODUCTIVENESS FROM EMPLOYEES. PANASONIC RESEARCH BELOW SHOWS THAT INVESTING IN PROCESS AUTOMATION AND DEVELOPING MOBILE IT INFRASTRUCTURE RAISES THE PRODUCTIVENESS OF COMPANIES AND ENSURES A SHORT PAYBACK PERIOD, EVEN IN TIMES OF CRISIS. HOW IS THIS HAPPENING?

Ключевые слова: автоматизация технологических процессов, ИТ-инфраструктура, защищенные мобильные устройства, планшеты.

Мария Павлова,
региональный менеджер по маркетингу
департамента мобильных решений для бизнеса
ООО «Панасоник Рус»

Для выяснения востребованности защищенных мобильных устройств среди энергетических компаний, существующих и возможных сценариев развертывания мобильной среды и определения главных требований к подобным устройствам компания Panasonic Россия провела комплексное исследование и представляет ниже его результаты.

Первая часть – онлайн исследование-опрос совместно с ООО «Информационное агентство Нефтегаз.РУ интернэшнл» на сайте последнего. Ежедневно сайт www.Neftegaz.RU посещают свыше 14000 специалистов ТЭК*.

В течение двух недель посетители сайта имели возможность принять участие в онлайн-голосовании, которое инициировал Panasonic.

Целью данного опроса было выяснить, какие характеристики являются приоритетными при выборе защищенного мобильного устройства в данной отрасли. Было представлено семь возможных вариантов ответов, посетитель сайта должен был выбрать три варианта из предложенных. В опросе приняли участие 238 посетителей.

* По данным Нефтегаз.RU за 2015 год в числе посетителей сайта ТОП-менеджеры компаний, представители отделов снабжения и сбыта, поставщики и производители нефтегазового оборудования, инженеры и финансовые консультанты, эксперты по маркетингу, работники буровых, нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих, сервисных и других компаний.

ПЯТЬ ГЛАВНЫХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ВЫБОРЕ ЗАЩИЩЕННОГО ПЛАНШЕТА

При выборе защищенных планшетов российские нефтегазовые компании руководствуются пятью основными критериями, в числе которых: долгая работа устройства от аккумулятора (25%), доступ в интернет и быстрая передача данных вне офиса (23%), низкий

уровень отказов и операционных расходов (17%), защита от воздействий – вода, пыль, химические вещества, удары, вибрации (16%) и возможность работы устройства в экстремально низких/высоких температурах (7%).

Подробнее с результатами исследования можно ознакомиться по ссылке: <http://neftgaz.ru/poll/index/332>



« Примечательно, что защита от внешних воздействий не является главной характеристикой при выборе планшета, а на первый план выходят емкостные возможности батареи и быстрая передача данных «в полях», – пояснил Олег Гайдаенко, руководитель департамента мобильных решений Panasonic.

– Корпорация Panasonic использует собственные аккумуляторные разработки в защищенных ноутбуках и планшетах Toughbook и Toughpad, в устройствах предусмотрена горячая замена батареи.

МАКСИМАЛЬНОЕ ВРЕМЯ РАБОТЫ ОТ АККУМУЛЯТОРА МОЖЕТ ДОСТИГАТЬ 18 ЧАСОВ.

Немаловажно, что третьим по популярности критерием стал «низкий уровень отказов и операционных расходов». Panasonic предоставляет стандартную трёхлетнюю гарантию, заказчик также может приобрести расширенную пятилетнюю гарантию.

УРОВЕНЬ ОТКАЗОВ УСТРОЙСТВ PANASONIC В СЕМЬ РАЗ НИЖЕ, ЧЕМ ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ПЛАНШЕТОВ, поэтому общая стоимость владения нашими устройствами в 5-летней

перспективе ниже. Специфика работы компаний данного сектора такова, что техника перед началом работы должна пройти сотни километров по малоподготовленным дорогам, испытывая немалые физические и климатические нагрузки. Приехав на место проведения работ, техника должна быть исправна.

Выход из строя ноутбука неизбежно приведет к простоя персонала – например, мобильных геофизических коротажных лабораторий. А если это вертолётный вариант, то сюда можно добавить дополнительные транспортные расходы на доставку исправного устройства. »

ОПРОС ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ СТРАНЫ

Вторая часть – более детальное исследование было проведено среди 50 участников 13-й московской международной выставки «Нефть и газ», которая проходила в ЦВК «Экспоцентр» 23–26 июня 2015 года.

Среди респондентов были крупнейшие нефтегазовые компании страны (бурение, добыча, нефтеперерабатывающие заводы, транспортировка нефти и газа), производители нефтегазового оборудования (метрологическое и контрольно-

измерительное оборудование, оптоволоконные технологии, автоматизированные системы управления технологическими процессами), исследовательские компании, занимающиеся разработкой шельфовых месторождений, компании, внедряющие системы мониторинга и безопасности нефте- и газопроводов, сервисные компании.

Штат компаний, выбранных для участия в исследовании, превышал 50 человек.

90% КОМПАНИИ ШТАТОМ >500 СОТРУДНИКОВ

7% ЗАЩИЩЕННЫЕ МОБИЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

25% БУМАГА И КАРАНДАШ

68% ПОТРЕБИТЕЛЬСКИЕ УСТРОЙСТВА

20% ПЛАНИРУЮТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ В БУДУЩЕМ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ МОБИЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

На вопрос устраивает ли работа незащищенных устройств вне офиса, были получены следующие исследовательские данные:

как и при опросе на Neftegaz.ru подавляющее большинство респондентов отметило слишком короткое время работы от аккумулятора (**28%**), устройство слишком легко повредить (**27%**), невозможность работы в минусовых температурах (**16%**), недостаток функционала, невозможность подключения различных внешних устройств (**10%**), невозможность использования в перчатках (**10%**), еще в **9%** отмечались такие проблемы, как неисправность экрана, невозможность пользоваться при солнечном свете, недостаточная корпоративная безопасность и другие.



Из всех опрошенных только **7%** используют защищенные мобильные компьютерные устройства для выполнения рабочих задач в настоящее время.

Интересно отметить, что в **90%** случаях это компании со штатом более 500 человек.

25% респондентов заявили об использовании «бумаги и карандаша» на объектах, **68%** используют консьюмерские планшеты и ноутбуки.

Одна пятая часть опрошенных планируют внедрение защищенных мобильных решений в ближайшие два года, так как считают, что это повысит производительность персонала и сократит издержки.



ПЯТЬ ОСНОВНЫХ СЦЕНАРИЕВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МОБИЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ В ОТРАСЛИ



Респонденты рассказали представителям Panasonic о видах работ, в которых они используют или планируют модернизировать традиционные «устаревшие» решения:

на первом месте (**31%**) оказалось техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт скважин и трубопроводов, пуско-наладочные работы на нефтегазовых объектах (**26%**), геофизические исследования и метрология – решения ГИС (**25%**), неразрушающий контроль трубопроводов (**10%**), снятие показателей с датчиков и контрольно-измерительных (**8%**).

42% **Ex**

42% опрошенных респондентов отметили, что их сотрудники часто или время от времени работают во взрывоопасных средах и озвучили свою потребность во взрывозащищенных планшетах и ноутбуках. ●

KEY WORDS: automation of technological processes, it infrastructure, secure mobile devices, tablets.



Особенная клиника для успешных людей

Алексенберг Павел Ефимович

Заведующий отделением эстетической медицины, врач стоматолог-ортопед, имплантолог, кандидат медицинских наук, член American Dental Association*

- Индивидуальный подход
- Пародонтологическое лечение
- Протезирование зубов металлокерамическими и безметалловыми конструкциями на имплантах
- Удаление зубов с одновременной имплантацией
- Полное съемное и частично-съемное протезирование
- Балочные, кнопочные конструкции на имплантах
- Лечение дисфункции височно-нижнечелюстного сустава

Осипова Ирина Андреевна

Заведующий операционным блоком и хирургическим отделением, врач-оториноларинголог, кандидат медицинских наук, действительный член МНПО оториноларингологов

- Диагностика и лечение ЛОР-патологии у детей и взрослых. Опыт работы с детьми любого возраста
- Хирургическое лечение патологии носа, околоносовых пазух, глотки: функциональная эндоскопическая ринохирургия, септопластика, коррекция носовых раковин, тонзилэктомия и т.д.
- Диагностика и лечение храпа
- Диагностика и лечение нарушений слуха и равновесия
- Ведение пациентов с редкими аутоиммунными заболеваниями

МРТ, КТ, УЗИ, РЕНТГЕН, МАММОГРАФИЯ • ВРАЧИ ЭКСПЕРТНОГО УРОВНЯ 35 СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ
VIP-ОТДЕЛЕНИЕ • ЦЕНТР ЭКО • ОТДЕЛЕНИЕ ПЕДИАТРИИ • ОПЕРАЦИОННЫЕ • СТАЦИОНАР
КОМПЛЕКСНЫЕ ПРОГРАММЫ ПО ДИАГНОСТИКЕ И ГОДОВОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ

☎ 495 909 9 909
www.petrovkamed.ru

🅑 Собственная бесплатная парковка
Москва, 1-й Колобовский пер., 4



ПЕТРОВСКИЕ ВОРОТА
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
МЕДИЦИНСКИЙ ЦЕНТР

ПОЛУЧИТЕ КОНСУЛЬТАЦИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО ОКАЗЫВАЕМЫМ УСЛУГАМ И ВОЗМОЖНЫМ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯМ

Реклама. Лич. № 10-77-01-005894 от 19 марта 2013. *Американская стоматологическая ассоциация

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ БУРОВОЙ КОМПЛЕКС С ДИНАМИЧЕСКИ УРАВНОВЕШЕННЫМ БУРОВЫМ СНАРЯДОМ НА ГРУЗОНЕСУЩЕМ КАБЕЛЕ

РАСМОТРЕН МОБИЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ БУРОВОЙ КОМПЛЕКС НА ОСНОВЕ ДИНАМИЧЕСКИ УРАВНОВЕШЕННОГО БУРОВОГО СНАРЯДА С АВТОРЕЗОНАНСНЫМ ВЕНТИЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ ВОЗВРАТНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО ДВИЖЕНИЯ БУРОВОЙ КОРОНКИ. ОСОБЕННОСТЬ ЭТОГО БУРОВОГО СНАРЯДА ЗАКЛЮЧАЮТСЯ В ТОМ, ЧТО В НЁМ СУММА ДЕЙСТВУЮЩИХ МОМЕНТОВ ВРАЩЕНИЯ В ЛЮБОЙ МОМЕНТ ВРЕМЕНИ ОТНОСИТЕЛЬНО ОСИ СНАРЯДА (СКВАЖИНЫ) РАВНА НУЛЮ, Т.Е. ОН НЕ ТРЕБУЕТ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВА ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОГО МОМЕНТА ПРИ РАБОТЕ НА ГРУЗОНЕСУЩЕМ КАБЕЛЕ

THE PAPER CONSIDERED CAREFULLY ELECTROTECHNICAL MOBILE DRILLING FACILITIES ON THE BASIS OF DYNAMICALLY BALANCED DRILL WITH AUTORESONANT BRUSHLESS ELECTRIC RECIPROCATING ROTARY MOTION OF THE DRILL BIT. A FEATURE OF THIS DRILL IS THE SUM OF TORQUES ACTING AT ANY GIVEN TIME WITH RESPECT TO THE AXIS OF THE PROJECTILE (WELLS) IS ZERO, I.E. IT DOES NOT REQUIRE USE OF THE DEVICE TO COMPENSATE FOR REACTIVE TORQUE WHEN RUNNING ON A CARRYING CABLE

Ключевые слова: авторезонансный, колонковый буровой снаряд, постоянные магниты, размах колебаний, явнопольный ротор, грузонесущий кабель, призабойная зона скважины, вентильный электропривод, возвратно-вращательное движение, буровая коронка.



Загривный Эдуард Анатольевич, профессор кафедры электротехники, электроэнергетики, электромеханики ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»



Поддубный Дмитрий Александрович, аспирант кафедры электротехники, электроэнергетики, электромеханики ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Электротехнические буровые комплексы на основе электромеханических колонковых буровых снарядов на грузонесущих кабелях получили широкое применение при бурении ледников в Антарктиде, Арктике, Гренландии и др. Достоинствами этих комплексов являются высокая мобильность, низкая металлоёмкость, отсутствие бурильных колонн.

Работы по созданию электромеханических колонковых буровых снарядов на грузонесущем кабеле проводились в СССР и проводятся в России (Санкт-Петербургский государственный горный университет), в США (CRELL), Дании (ISTUK), Франции, Японии. Наивысшие мировые результаты достигнуты при бурении ледника в Антарктиде на станции Восток: 5 февраля 2012 года гляциобуровым отрядом НМСУ «Горный» и НИИ Арктики и Антарктики выполнено вскрытие озера Восток на глубине 3769,3 метра с помощью электротехнического бурового комплекса на основе бурового снаряда КЭМС – 132 [1]. Однако этот буровой комплекс, выполнивший уникальную работу по вскрытию озера Восток, становится неработоспособным из-за потери возможности компенсировать реактивный момент буровой коронки, возникающий при работе бурового снаряда на забое, при бурении слабосвязанных и донных пород, а так же интервалов с кавернами. Этим недостатком обладают все существующие буровые снаряды на грузонесущем кабеле, в которых для компенсации реактивного момента на буровой коронке используют редукторы и распорные устройства, что усложняет конструкцию, снижает надёжность работы бурового комплекса.

Значительное число продуктивных пластов разрабатываемых нефтяных месторождений склонно к выносу песка в призабойную зону добычных скважин, а также к образованию в этих зонах

УДК 621.398

РИС. 1. Мобильный электротехнический комплекс для очистки скважин

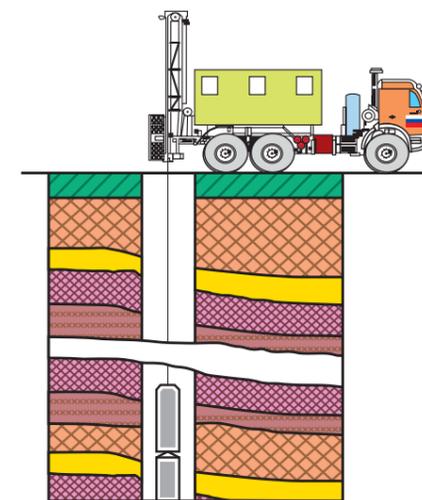
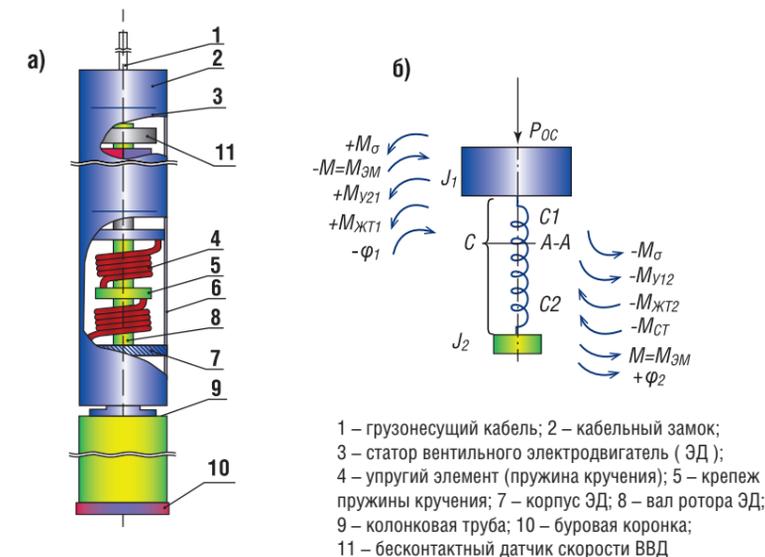


РИС. 2. Конструктивная (а) и расчётная (б) схемы динамически уравновешенного бурового снаряда для бурения донных пород по патенту РФ на полезную модель №95728



- 1 – грузонесущий кабель; 2 – кабельный замок;
- 3 – статор вентильного электродвигателя (ЭД);
- 4 – упругий элемент (пружина кручения); 5 – крепёж пружины кручения; 7 – корпус ЭД; 8 – вал ротора ЭД;
- 9 – колонковая труба; 10 – буровая коронка;
- 11 – бесконтактный датчик скорости ВВД

пробок из асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Это приводит к существенному снижению дебита скважин. Так, например, при разработке некоторых нефтяных месторождений в республике Коми дебит добычных скважин снижается в 3–4 раза [2]. Кроме того, при разработке месторождений высоковязкой нефти тепловыми методами для постановки в зону продуктивного пласта различных забойных электротермических устройств (скважинных электронагревателей или электропарогенераторов), разработка которых ведётся в НМСУ «Горный», необходимо иметь гарантированную чистоту и проектный диаметр призабойной зоны обрабатываемых скважин.

Для выполнения операций по очистке призабойных зон нефтяных, газовых и водозаборных скважин от песка и других отложений предлагается мобильный электротехнический буровой комплекс на основе динамически уравновешенного бурового снаряда (ДУБС) (рис. 1). Комплекс включает в себя геофизическую лебедку с пультом управления, размещённые на автомобильном шасси, и динамически уравновешенный буровой снаряд на грузонесущем кабеле.

Разрабатываемые в НМСУ «Горный» динамически уравновешенные буровые снаряды с авторезонансным электроприводом возвратно-вращательного движения [3, 4, 5] лишены недостатков, характерных для традиционных буровых снарядов на грузонесущем кабеле. Это позволяет расширить область применения буровых снарядов на грузонесущем кабеле и использовать их для очистки призабойных зон нефтяных и газовых скважин, а также для взятия донных проб рек, озёр, морей и океанов, бурения в шельфовых зонах с бортов неспециализированных судов. Отличительными особенностями ДУБС от известных являются отсутствие редуктора и распорной системы, воспринимающей реактивный момент при работе породоразрушающего инструмента на забое, что упрощает конструкцию и обеспечивает надёжную работу снаряда в металлической обсадной колонне.

Рассматриваемый ДУБС представляет собой двухмассовую колебательную электромеханическую систему возвратно-вращательного движения (ВВД) с двумя степенями свободы (рис. 2). Статорная часть 3 погружного маслозаполненного электродвигателя соединена с роторной частью (8, 9, 10) упругим элементом 4 (параллельно соединёнными пружинами кручения).

Статорная часть с моментом инерции J_1 под действием электромагнитного момента ЭД $M_{ЭМ}$ перемещается на угол φ_1 в неподвижной системе координат. Роторная часть с моментом инерции J_2 под действием того же электромагнитного момента $M_{ЭМ}$ поворачивается на угол φ_2 в противоположном направлении. Возвратно-вращательное движение статорной части относительно роторной происходит относительно неподвижного узлового сечения $A-A$ упругого элемента, расположение которого зависит от соотношения моментов инерции и нагрузок на статорную и роторную части ДУБС.

Со стороны упругого элемента, представленного пружиной кручения с жесткостью C , на статорную J_1 и роторную J_2 части действуют упругие моменты $M_{y12} = My_{21}$, определяемые углом закручивания пружины кручения и коэффициентом жёсткости. Со стороны буровой коронки и колонковой трубы на роторную часть с моментом инерции J_2 и на статорную часть ДУБС с моментом инерции J_1 действуют момент сопротивления M_c в виде аддитивной комбинации вязкого и сухого трений, а также случайной составляющей момента нагрузки M_σ .

При постановке снаряда на забой и подаче на статорные обмотки электродвигателя напряжения, формирующего в зазоре между ротором и статором знакопеременный электромагнитный момент, статорная и роторная части совершают возвратно-вращательные движения в противоположных направлениях. При работе на резонансной частоте электромеханической системы амплитуды колебаний имеют максимальные значения, а сумма моментов вращения, действующая на эти части, равна нулю, т.е. буровой снаряд является динамически

уравновешенным. Давление на забой и момент сопротивления на буровой коронке определяется общей массой снаряда.

Для построения математической модели электромеханической системы целесообразно воспользоваться уравнениями Лагранжа второго рода, где за обобщенные координаты принимаются углы поворота статорной φ_1 и роторной φ_2 частей

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial T}{\partial \dot{q}_i} \right) - \frac{\partial T}{\partial q_i} + \frac{\partial D}{\partial \dot{q}_i} + \frac{\partial \Pi}{\partial q_i} = Q_i, \quad (1)$$

$$q_1 = \varphi_1; q_2 = \varphi_2$$

где T – кинетическая энергия системы, Π – потенциальная энергия системы, D – диссипативная функция системы, Q_i – обобщенные силы.

Вычисляя T , Π и D и выполняя операции в (1), получим уравнения движения системы в виде

$$\begin{cases} \ddot{\varphi}_1 + \eta_1 \cdot \dot{\varphi}_1 + k_2 \varphi_1 - k_2 \varphi_2 = M_1 \\ \ddot{\varphi}_2 + \eta_2 \cdot \dot{\varphi}_2 + k_1 \varphi_2 - k_1 \varphi_1 = M_2 \end{cases}, \quad (2)$$

$$\text{где } \eta_1 = \frac{\mu_1}{J_1}; \eta_2 = \frac{\mu_2}{J_2}; M_1 = \frac{M}{J_1};$$

$$M_2 = -\frac{M}{J_2}; k_1 = \omega_0^2 \frac{J_1}{J_1 + J_2}; k_2 = \omega_0^2 \frac{J_2}{J_1 + J_2}. \quad (3)$$

Уравнения (2) позволяют проводить анализ нормальных режимов (нагрузка сосредоточена на буровой коронке, а на статорной части не превышает 5–10%), аномальных и аварийных режимов работы ДУБС (работа в вязкой среде, заклинивание статорной или роторной частей бурового снаряда), а также исследовать симметричные и несимметричные режимы работы.

Полученная система имеет одну собственную частоту ω_0 и две парциальные частоты λ_1 и λ_2 колебательных систем с одной степенью свободы, из которых состоит исходная система, при этом

$$\lambda_1 < \omega_0 < \lambda_2 \quad (4)$$

При заклинивании статорной или роторной частей ДУБС резонансная частота электромеханической системы становится равной парциальной частоте λ_1 или λ_2 соответственно. Парциальная частота λ_2 при заклинивании статорной части ДУБС ($J_1 \rightarrow \infty$)

$$\lambda_2 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{c}{J_2}}. \quad (5)$$

Аналогично для парциальной частоты λ_1 при заклинивании статорной части ДУБС ($J_2 \rightarrow \infty$).

Теоретический угол размаха колебаний буровой коронки относительно неподвижных осей, связанных с Землей, определяется выражением:

$$\varphi_K = \varphi_{\Pi} \frac{J_1}{J_1 + J_2},$$

где $\varphi_{\Pi} = 60, 120, \text{ и } 180$ – теоретически допустимый угол поворота ротора (размах колебаний) относительно статора, град; J_1 – момент инерции статорной части, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$; J_2 – момент инерции роторной части, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$.

В реальных конструкциях $J_1 = (5 \div 10) J_2$. Так, например, при $J_1 = 5 J_2$ угол поворота (размах колебаний) буровой коронки равен

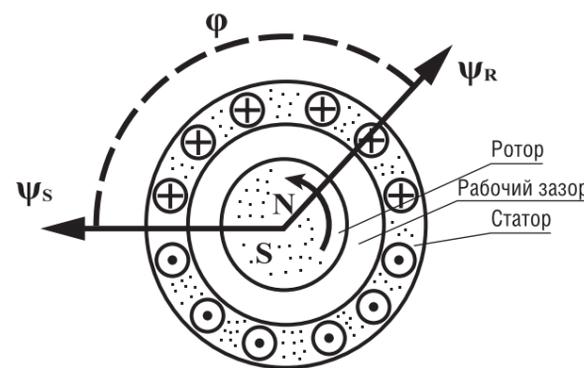
$$\varphi_K = 180 \frac{1}{1 + 1/5} = 150 \text{ град}$$

Известно, что амплитуды колебаний в резонансных машинах и устройствах в режимах холостого хода и малых нагрузок достигают значительных величин, вызывая в силовых системах этих устройств недопустимо высокие разрушающие механические напряжения. По этой причине такие машины работают в неэффективных в далеко зарезонансных областях. Поэтому электропривод при возвратно-вращательных движениях (ВВД) в режимах авторезонансных колебаний должен при превышении заданного угла колебаний переходить в тормозной режим, обеспечивая работу на холостом ходу с заданным размахом колебаний.

Режимы авторезонансных колебаний электропривода ВВД должны быть не чувствительны к изменениям динамических параметров (коэффициента жёсткости с упругого элемента, моментов инерции J), а также к величине и характеру нагрузки. Таким достаточно жёстким требованиям в полной мере удовлетворяет нетрадиционный электропривод с вентильным электродвигателем, в котором используется трёхфазный статор общепромышленного трёхфазного асинхронного электродвигателя с магнитным ротором, имеющим одну или две пары полюсов.

При создании ДУБС предполагается использование погружного вентильного электродвигателя ВД16-117В5 производства ОАО «РИТЕК» наружным диаметром 117 мм. Электромагнитный момент этого электродвигателя удобно представить в виде (рис. 3):

РИС. 3. Взаимное положение потокоцеплений статора и ротора при формировании электромагнитного момента



$$M_{\text{ЭМ}} \equiv K |\bar{\psi}_C \times \bar{\psi}_R| \equiv K \cdot |\bar{\psi}_C| \cdot |\bar{\psi}_R| \cdot \sin \varphi, \quad (6)$$

где K – коэффициент пропорциональности, $\bar{\psi}_S$ – потокоцепление статора, $\bar{\psi}_R$ – потокоцепление ротора, φ – угол между потокоцеплением статора и ротора.

Учитывая, что $\psi_s = kI$, $\psi_r = const$ для статической характеристики электромагнитного момента погружного вентильного двигателя можно записать:

$$M_{\text{ЭМ}} = kI \bar{\psi}_p = k_M \cdot I \psi \cdot \sin \varphi, \quad (7)$$

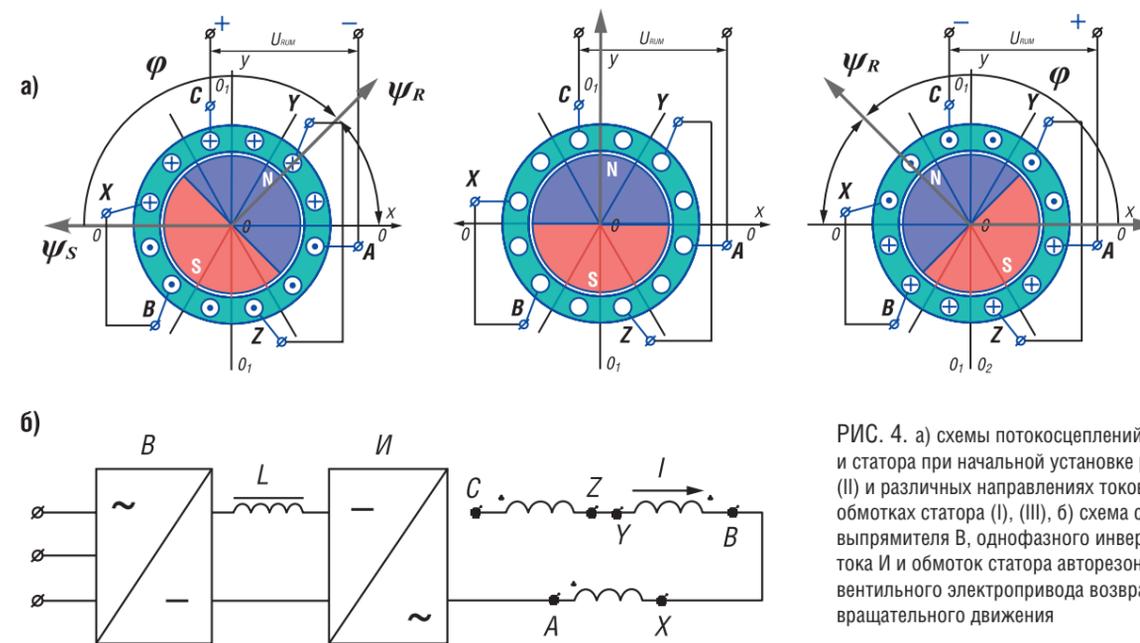


РИС. 4. а) схемы потокоцеплений ротора и статора при начальной установке ротора (II) и различных направлениях токов в обмотках статора (I), (III), б) схема соединений выпрямителя В, однофазного инвертора тока И и обмотки статора авторезонансного вентильного электропривода возвратно – вращательного движения

В зависимости от схемы соединения статорных обмоток электродвигателя можно получить различную амплитуду колебаний. Фазные обмотки электродвигателя “А–Х”, “В–У” и “С–Z” с одной парой полюсов, соединённые как показано на рис. 4б, при питании от управляемого однофазного автономного инвертора тока позволяют получить возвратно-вращательные движения ротора с предельным теоретическим размахом 180 геометрических градусов (рис. 4а). При снижении технологической нагрузки амплитуда колебаний не превышает 90 градусов из-за перехода ротора в тормозную зону.

Выше показанный ДУБС с разомкнутой системой управления (СУ) в лабораторных условиях обеспечивает работу электропривода (ЭП) ВВД в резонансном режиме без технологической нагрузки. При появлении даже незначительной нагрузки ЭП выпадает из резонансного режима и ручное управление им становится невозможным.

Для обеспечения надёжной и эффективной работы в авторезонансном режиме создана система управления электроприводом ВВД по патенту РФ № 2410826 «Способ возбуждения и регулирования авторезонансных колебаний в электроприводе

возвратно-вращательного движения». согласно которому, для возбуждения авторезонансных колебаний в электроприводе возвратно-вращательного движения на каждом полупериоде колебаний в моменты времени перехода кривой скорости колебаний ротора относительно статора через нулевое значение на обмотки электродвигателя подают напряжение, формирующее электромагнитный момент, изменяющийся синфазно со скоростью колебаний ротора относительно статора [6].

Из теоретической механики известно, что сдвиг фаз α между возмущающей силой и вынужденными колебаниями для систем с одной степенью свободы определяется выражением

$$\text{tg } \alpha = \frac{2n\omega}{p^2 - \omega^2}, \quad (8)$$

где ω – частота возмущающей силы, p – частота свободных незатухающих колебаний, $2n = \mu/J, \mu$ – коэффициент вязкого трения, J – момент инерции системы.

Из соотношения (8) видно, что когда $\omega < p$, т.е. когда частота возмущающей силы меньше частоты свободных незатухающих колебаний, $\text{tg } \alpha$ положителен

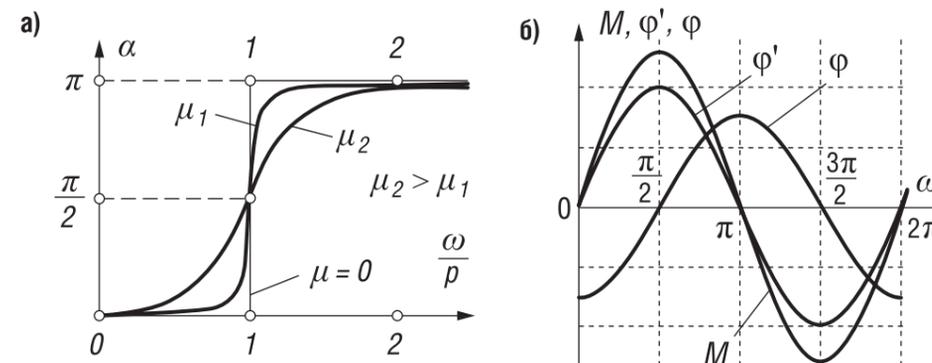
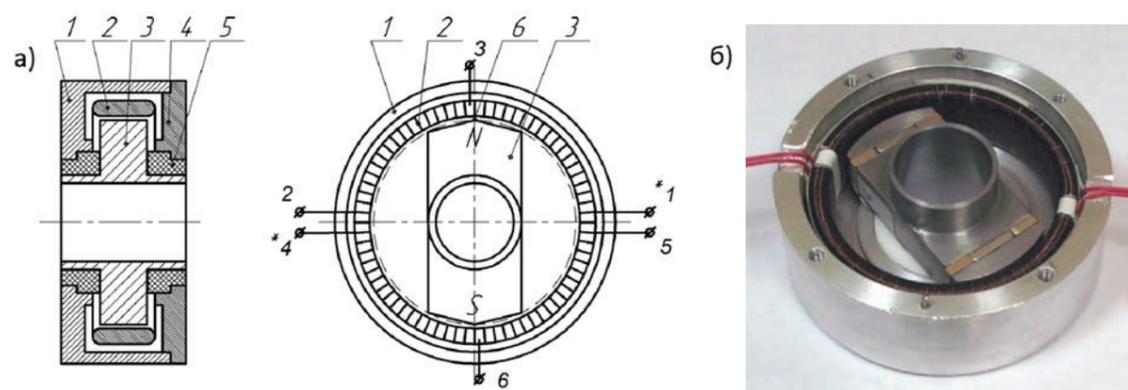


РИС. 5. Сдвиг между фазами возмущающей силы и вынужденных колебаний при различных значениях демпфирования (а), графики процесса установившихся вынужденных колебаний на резонансной частоте электромеханической системы (б)

РИС. 6. а) Бесконтактный датчик скорости ВВД (конструктивная схема); б) датчик скорости ВВД (крышка снята): 1 – корпус; 2 – магнитопровод с кольцевой обмоткой; 3 – ротор с постоянными магнитами марки К-15-15-03Н



и угол α меньше $\pi/2$ (рис. 5а). Для $\omega > p$ $tg \alpha$ отрицателен и $\alpha > \pi/2$. Когда $\omega = p$, $tg \alpha$ обращается в бесконечность и сдвиг фаз α становится равным $\pi/2$ (рис. 5). Это означает, что при таком движении колеблющееся тело проходит через среднее положение в моменты, когда возмущающая сила максимальна. На рис. 5 величина α дана в зависимости ω/p для различных значений демпфирования. Видно, что в резонансной области ($\omega = p$) при малом затухании имеет резкое изменение сдвига фаз.

При таком способе управления изменение динамических параметров системы не влияет на резонансные фазовые соотношения, т.к. на каждом полупериоде имеются точки $\varphi' = 0$.

Разработанная система управления ЭП ВВД позволяет получать авторезонансные колебания электромеханической системы ДУБС, инвариантные к изменениям и нелинейностям динамических параметров системы и нагрузок на буровой коронке.

Устройством для реализации способа управления резонансными колебаниями стал датчик скорости ВВД, разработанный в Горном университете и

защищён патентом РФ № 2488122 «Бесконтактный датчик скорости и положения ротора» (рис. 6) [7]. Он служит для создания замкнутой системы управления электроприводом возвратно-вращательного движения в режиме резонансных автоколебаний. Ротор датчика скорости установлен на валу электродвигателя с совмещением продольных осей симметрий магнитных полей роторов датчика и электродвигателя. Размах колебаний ротора электропривода возвратно-вращательного движения, при котором может быть использован бесконтактный датчик скорости ВВД достигает 180 градусов.

Датчик состоит из корпуса 1, магнитопровода 2 с двумя кольцевыми полуобмотками 3 с полюсным делением равным π , явнополюсного ротора датчика скорости с постоянными магнитами 3, корпуса с подшипником 5 и крышки с подшипником 6. Разработаны и исследованы схемы различных разомкнутых и замкнутых систем управления.

При подаче напряжения с обмотки датчика скорости и положения ротора (рис. 7а) на вход компаратора К в точках $\varphi' = 0$, т.е. в точках нулевого напряжения на обмотках датчика, на выходе компаратора изменяется

РИС. 7. а) Схема управления авторезонансными колебаниями электропривода ВВД: ДС – датчик скорости, К – компаратор, БУ – блок управления, VS1 и VS2 – силовые тиристоры, VD1 и VD2 – силовые диоды, Ск – коммутирующая емкость, “А-Х” – обмотка возбуждения, “С-З”, “В-У” – рабочие обмотки; б) осциллограмма токов рабочих обмоток “С-З” и “В-У”, напряжения датчика скорости ВВД UДС, управляющих импульсов на тиристорах в авторезонансном режиме на частоте 20,5 Гц

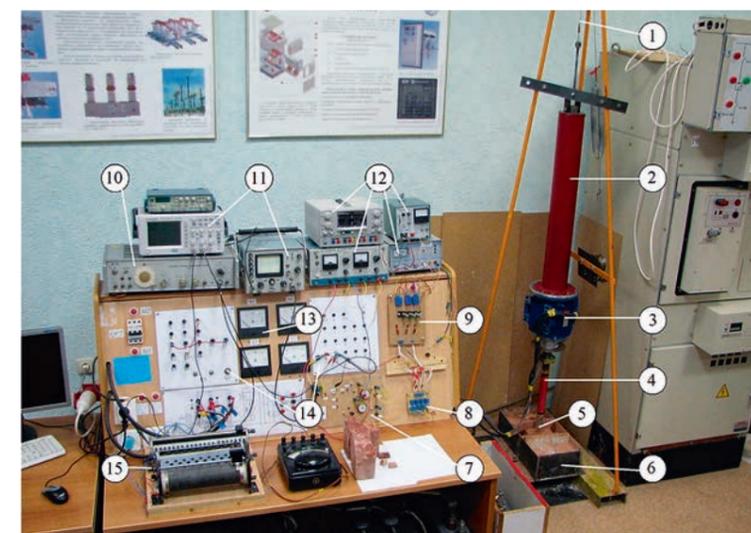
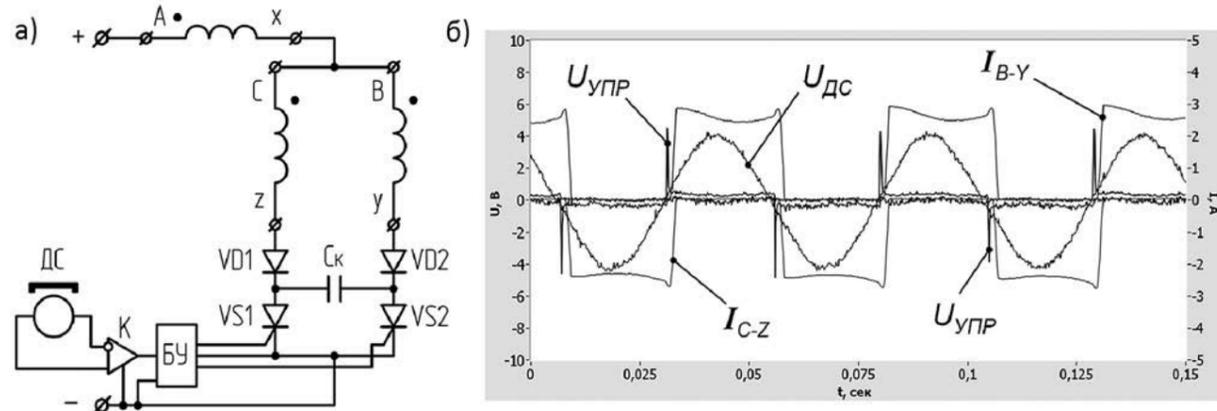


РИС. 8. Лабораторный стенд для исследования авторезонансного электропривода ДУБС: 1-грузонесущий кабель, 2-статорная труба, 3-электродвигатель с магнитным ротором, 4-колонковая труба, 5-алмазная буровая коронка, 6-цементный забой, 7-система управления, 8-датчики тока, 9-датчики напряжения, 10-генератор сигналов, 11-осциллографы, 12-источники питания системы управления и датчиков, 13-контрольно-измерительная аппаратура, 14-наборные панели, 15-реостаты

напряжение и формируется управляющий импульс для силовых тиристоров (рис. 7б).

Главная особенность замкнутой схемы управления (с использованием датчика скорости) заключается в обеспечении устойчивой работы в авторезонансном режиме при изменении динамических параметров и нагрузок на буровой коронке: при увеличении или уменьшении нагрузки уменьшается или увеличивается частота при сохранении резонансных фазовых соотношений между моментом электродвигателя, скоростью и заданным размахом колебаний – во всех режимах угол сдвига между положением и скоростью колеблющихся масс составляет 90 градусов (рис. 7).

При снижении технологической нагрузки до холостого хода амплитуда колебаний ротора лабораторного ДУБС практически не отличается от амплитуды номинального режима.

На кафедре «Электротехники, электроэнергетики, электромеханики» Горного университета разработаны лабораторный экспериментальный стенд для исследования динамически уравновешенного бурового снаряда (рис. 8) и лабораторный макет ДУБС (рис. 9а). В качестве приводного двигателя для реализации возвратно-вращательного движения буровой коронки используется вентильный электродвигатель

со штатным трехфазным статором асинхронного электродвигателя с разработанным и изготовленным ротором на постоянных магнитах. Колонковая труба макета оснащена алмазной буровой коронкой для бурения горных пород [8].

На основе ДУБС разработан электротехнический буровой комплекс, функциональная и расчётная схемы которого представлены на рис. 10. Его основные элементы: 1 – управляемый преобразователь переменного тока в постоянный; 2 – грузонесущий кабель; 3 – центральная экранированная жила грузонесущего кабеля; 4 – ДУБС; 5 – обмотка датчика скорости; 6 – датчик забоя; СУ – система управления; ДТ – датчик тока; ДН – датчик напряжения; L – дроссель; И – источник инвертор. Этот комплекс можно установить на любую мобильную платформу.

Основные выводы

1. К достоинствам динамически уравновешенного бурового снаряда можно отнести возможность получения предельно допустимых средних линейных скоростей резания породоразрушающего инструмента, которые при гармоническом законе движения определяются амплитудой, частотой колебания и диаметром коронки, то есть:

РИС. 9. Лабораторный макет ДУБС с алмазной буровой коронкой (а), керны и выбуренное отверстие в полнотелом кирпиче (б)

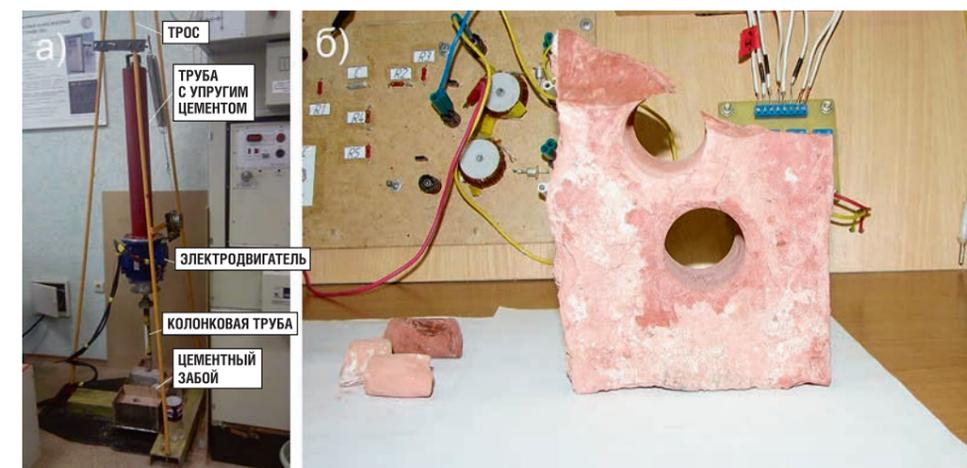
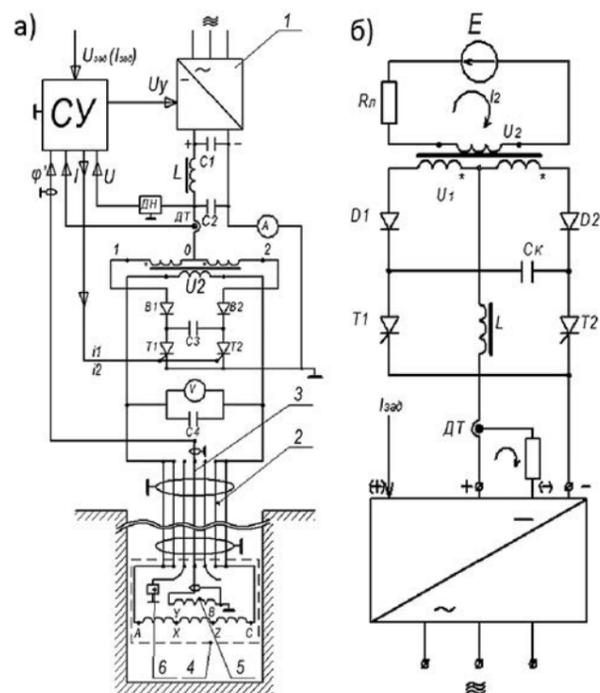


РИС. 10. Функциональная (а) и расчётная (б) схемы электротехнического бурового комплекса с динамически уравновешенным буровым снарядом на грузонесущем кабеле



$$2. V_{Cp} = \frac{2}{\pi} V_{max}; V_{max} = A\Omega \frac{D}{2}; V_{Cp} = \frac{A\Omega D}{\pi},$$

где V_{Cp} , V_{max} – соответственно средняя и максимальная скорости, м/с; A – амплитуда колебаний, рад; Ω – резонансная частота электромеханической системы, 1/с; D – диаметр коронки, м.

3. Электродвигатель с трехфазным статором АД и магнитным ротором при питании от однофазного автономного инвертора тока и реверсировании электромагнитного момента в точках $\varphi' = 0$, синфазно с φ' в электромеханической колебательной системе обеспечивает авторезонансные возвратно-вращательные колебания ротора в зависимости от схем соединения обмоток статора ЭДМР с размахом 60/р, 120/р и 180/р геометрических градусов (р – число пар полюсов).
4. Имитационное моделирование и исследование симметричных и несимметричных режимов на физическом макете электропривода ДУБС подтвердило устойчивость резонансных автоколебаний с комбинированной нагрузкой.
5. Электротехнический комплекс на основе динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле с авторезонансным электроприводом для бурения донных пород подледниковых водоемов включает в себя: геофизический подъемник с канатом емкостью не менее 4500м, регулируемый преобразователь постоянного тока GEFRAH серии TPD32 EV-500-2B, работающий в режиме источника тока и однофазного инвертора тока с выходным трансформатором с коэффициентом трансформации

2,0-2,2, динамически уравновешенный буровой снаряд с авторезонансным вентильным двигателем типа ВД16 – 117В5, грузонесущий кабель типа КГ1х1,5+6х2,5-125-200 длиной 4500 м, колонковую трубу с алмазной буровой коронкой длиной 1,0–1,5 м и диаметром 46–59 мм.

6. По результатам исследований защищено шесть кандидатских диссертаций и получено шесть патентов РФ на изобретения.
7. Уровень проработки теоретических и экспериментальных исследований позволяют создать в настоящее время полноразмерный макет ДУБС для стендовых испытаний. ●

Литература

1. Литвиненко В.С., Васильев Н.И., Дмитриев А.Н., Липенков В.Я. Результаты и особенности бурения скважины 5Г и первого вскрытия озера Восток // Сборник трудов международной научно-технической конференции имени Леонардо да Винчи – Берлин Wissenschaftliche Welle. V., 2013. – №1 – С. 137–146.
2. Паненко И.А. Повышение нефтеотдачи пластов месторождений на поздней стадии разработки: "Нефтяное хозяйство" №4, Свиридов В.С., 1993.
3. Стародед С.С. Авторезонансный электропривод возвратно-вращательного движения динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле. Автореф. канд. дисс. СПбГТИ (ТУ), СПб, 2009, 21 с.
4. Электромеханический колонковый буровой снаряд. Патент Российской Федерации, № 2337225, МПК E21B 4/04 / Э.А. Загривный, В.В. Рудаков, С.С. Стародед, Ю.А. Гаврилов // Бюл. №30, 27.10.2008.
5. Электропривод колебательного движения. / Патент Российской Федерации, № 2401503, МПК H02P25/02 / Э.А. Загривный, Ю.А. Гаврилов, С.С. Стародед // Бюл. №28, 10.10.2010.
6. Способ возбуждения и регулирования авторезонансных колебаний в электроприводе возвратно-вращательного движения. Патент Российской Федерации, № 2410826 / Э.А. Загривный, Ю.А. Гаврилов // Бюл. №3, 27.01.2011.
7. Бесконтактный датчик скорости вращения и положения ротора №2488122 / Э.А. Загривный, А.Н. Фоменко, В.А. Иваник, Ю.А. Гаврилов, Н.С. Губарь // Опубл. 20.07.2013, Бюл. № 20.
8. Загривный Э.А., Губарь Н.С., Поддубный Д.А. Лабораторные экспериментальные исследования динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле с авторезонансным электроприводом возвратно – вращательного движения // «Народное хозяйство республики Коми» – г. Воркута, 2013 – №1 – С. 39–44.
9. Шкурко О.А. Электромеханический преобразователь для бурового снаряда на грузонесущем кабеле. Автореф. канд. дисс. СПбГТИ (ТУ), СПб, 1998, 23 с.
10. Соловьёв В.А. Асинхронный электромеханический преобразователь возвратно-вращательного движения для динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле. Автореф. канд. дисс. СПбГТИ (ТУ), СПб, 2005, 21 с.
11. Иваник В.В. Авторезонансный асинхронный бездатчиковый электропривод возвратно-вращательного движения динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле. Автореф. канд. дисс. СПбГТУ, СПб, 2011, 21с.
12. Фоменко А.Н. Анализ режимов работы электромеханического бурового комплекса на основе динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле. Автореф. канд. дисс. СПбГТУ, СПб, 2011, 21с.
13. Губарь Н.С. Электротехнический комплекс на основе динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле для бурения донных пород подледниковых водоемов Автореф. канд. дисс. ФГБОУ ВПО «Национальный минерально – сырьевой университет «Горный», СПб, 2013, 21с.
14. Колонковый буровой снаряд с электроприводом. 2004. – Бюл. №1. Загривный Э.А., Соловьёв В.А.
15. Электромеханический колонковый буровой снаряд. Патент РФ на полезную модель №95728 / Загривный Э.А., Фоменко А.Н., Иваник В.В. // от 11.12.2009 г.

KEY WORDS: *autorresonant, core drilling Assembly, the permanent magnets, the amplitude of oscillations, salient-pole rotor, carrying cable, the bottom-hole zone of the well, valve actuator, reciprocating rotational movement, drill bit.*



ООО «Идель Нефтемаш»

ИШИМБАЙСКИЙ ЗАВОД НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Основан в 1977 г.

Специализированный завод по производству Мобильных буровых установок и подъемных агрегатов типа «ИДЕЛЬ» грузоподъемностью от 80 до 160 т



Более 2500 установок производства ООО «Идель Нефтемаш» находятся в эксплуатации на территории России и стран СНГ

- Богатый опыт производства;
- Современное и высокотехнологичное оборудование;
- Высококвалифицированные кадры;
- Комплексное решение задач;
- Изготовление буровых установок по индивидуальным техническим требованиям Заказчика



КОНТЕЙНЕРЫ «СЕВЕР»®

многофункциональная система
обеспечения безопасности и надежности
работы оборудования

БОЛЬШИНСТВО НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАСПОЛОЖЕНЫ В ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНАХ С СУРОВЫМ КЛИМАТОМ. ЧТОБЫ ОБОРУДОВАНИЕ В ТАКИХ УСЛОВИЯХ НЕ ДАВАЛО СБОЕВ, ЕМУ ТРЕБУЕТСЯ ОСОБАЯ ЗАЩИТА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ЕГО РАБОТЫ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

MOST OIL AND GAS FIELDS ARE LOCATED IN REMOTE AREAS WITH SEVERE CLIMATE. EQUIPMENT IN SUCH CONDITIONS REQUIRES SPECIAL PROTECTION TO ENSURE THE SAFETY AND RELIABILITY. WHAT KIND OF SOLUTIONS RUSSIAN DEVELOPERS OFFER?

Ключевые слова: контейнеры, безопасность, пакетируемое оборудование, транспортировка.



ГрандМоторс

УДК 621.869.888



**Кулаков
Даниил Михайлович,**
Технический директор
ЗАО «ГрандМоторс»

Нефтегазовые месторождения – традиционная область применения оборудования для автономной энергетики. Современная нефтегазовая отрасль характеризуется растущими темпами добычи природных ресурсов. Рост нефтедобычи происходит в основном за счет ввода в эксплуатацию нефтедобывающих мощностей на новых месторождениях Европейской части страны, Восточной Сибири и Дальнего Востока, как правило, в труднодоступных районах со сложными ландшафтными и климатическими условиями, где неразвита или вовсе отсутствует сетевая инфраструктура. Единственным надежным и удобным способом электрификации для оборудования нефтяных и газовых месторождений остаются дизельные электростанции.

Учитывая суровые климатические условия и неблагоприятные погодные факторы в большей части объектов нефтедобычи генерирующему оборудованию необходима защита в виде контейнера или блок-бокса. Без разработки специальной конструкции для защиты от критически низких температур, осадков и ветровой нагрузки, даже самое передовое и мощное генераторное оборудование будет бесполезно на рабочем объекте.

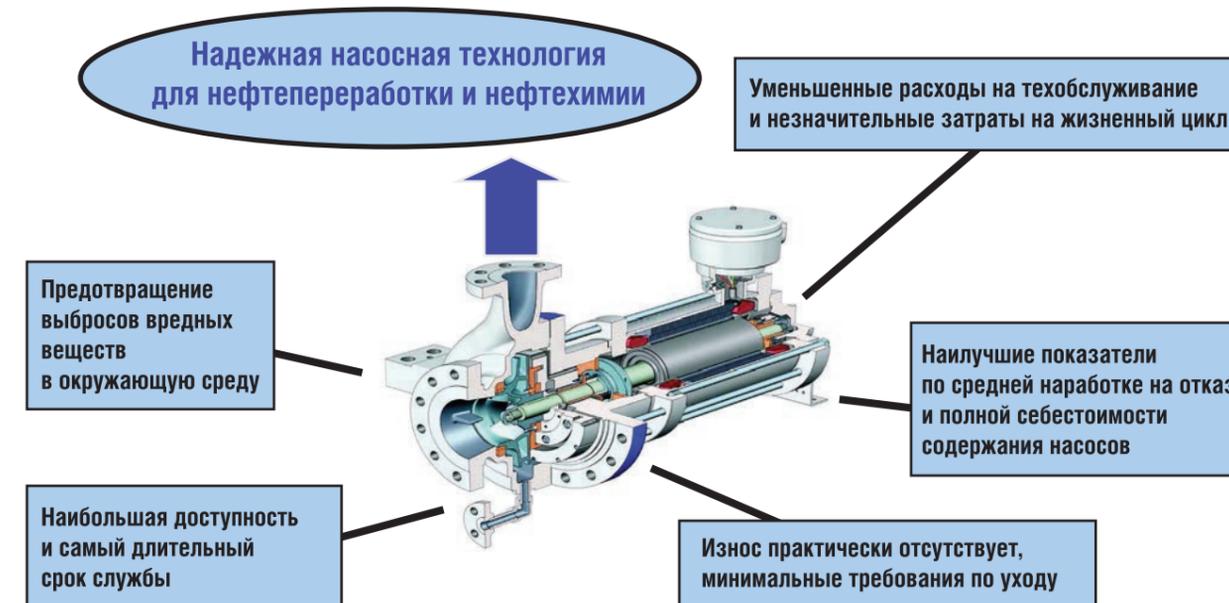
Важным моментом является понимание того, что контейнер – это не просто металлическая коробка, а сам по себе тоже является частью целой системы образующей энергокомплекс. Ведь помимо металлических стен настоящий контейнер должен быть оснащен целым рядом функциональных элементов, соединенных с электростанцией, для обеспечения их правильной и безотказной работы.

Производственное объединение Группы Компаний «ГрандМоторс» является одним из немногих на рынке, кто предлагает современные контейнерные решения с учетом всех особенностей пакетируемого оборудования и полной интеграцией в системы жизнеобеспечения. Особенности конструкции контейнеров «Север» многообразны, однако, каждая из них несет на себе значимые функции, без которых надёжная работа электростанции не может быть гарантирована.

Герметичность

Базовой особенностью контейнеров «Север» является сам корпус, выполненный на основе нового транспортного контейнера, произведенного в заводских условиях. Прочная сварная конструкция таких контейнеров,

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ 



жесткость которых просчитывается конструкторским бюро в соответствии с массогабаритными характеристиками пакетируемого оборудования, обеспечивает защиту от вандализма и механических повреждений, герметичность к воздействию неблагоприятных условий окружающей среды, возможность многократных перемещений и удобство транспортировки. Промышленное объединение «ГрандМоторс» дополнительно выполняет усиление всех проемов в корпусе для сохранения жесткости и целостности при транспортировке по неровным дорогам, разгрузке и такелажных работах, установке на неровный фундамент. Это важно как для сохранения внутреннего микроклимата, так и в целях безопасной эксплуатации, так как при деформации силовой рамы контейнера может заклинить дверной или монтажный проем, повредить вентиляционные клапаны, деформировать раму ДГУ, что приведет к повреждению основных агрегатов дизель-генераторной установки.

Герметичность – одно из самых основополагающих требований

к контейнерному исполнению. Даже самое на первый взгляд незначительное нарушение целостности корпуса может повлечь за собой необратимые последствия: нарушение рабочего температурного режима, промерзание и обледенение частей жизнеобеспечения системы.

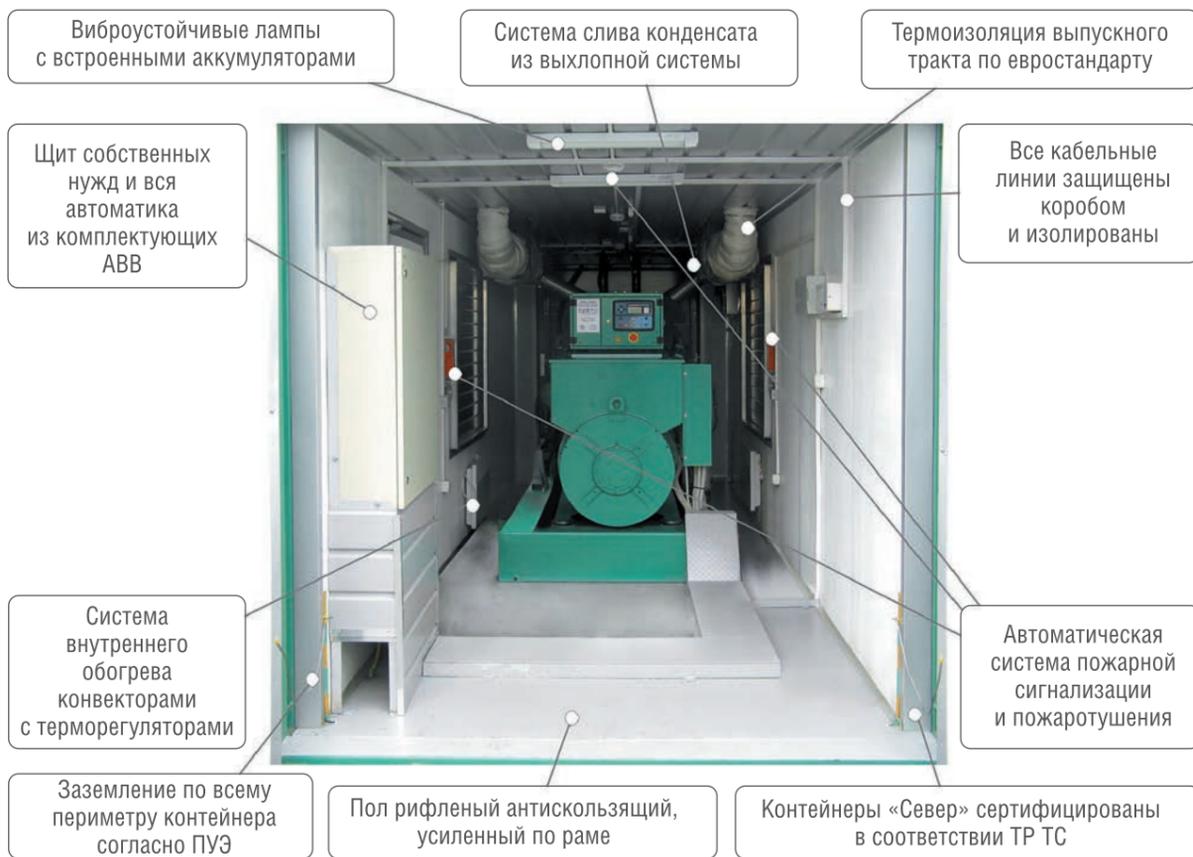
Интеллектуальность

Так как герметичный контейнер, изготовленный в соответствии со всеми требованиями и нормами, полностью изолирован от внешней среды, ему необходима автоматическая интеллектуальная система вентиляции, охлаждения и отвода выхлопных газов. Это является второй особенностью контейнеров «Север» производства компании «ГрандМоторс».

Система приточно-вытяжной вентиляции основана на многочисленных датчиках температуры окружающего воздуха, расположенных в различных частях контейнера, а также специально разработанном контроллере, управляющем работой всех приводов системы вентиляции; строится на принципе полной

автоматизации и синхронизации с системой пожарной сигнализации и пожаротушения для согласованных автоматических действий в случае пожара. При возникновении пожара, если системы вентиляции и пожаротушения не согласованы, то клапаны не перекроются автоматически и доступ кислорода извне только усилит возгорание. В контейнерах «Север» все вентиляционные клапаны оснащаются ламелями с шестернями закрытого типа для защиты от промерзания, а для предотвращения от внешних механических повреждений они защищены сварными защитными решетками. При заказе оборудования для условий эксплуатации при низких температурах все ламели утепляются и оснащаются обогревом для защиты от промерзания.

Более того, конструкторским бюро «ГрандМоторс» предусмотрена система утилизации остаточного тепла (термокомпенсации). Это необходимо в таких случаях, когда электростанция завершила свою работу, и система приточно-вытяжной вентиляции



автоматически закрыла все клапаны. При этом двигатель остаётся еще очень горячим и температура воздуха внутри контейнера может быть настолько высокой, что сработает противопожарная система. Для предотвращения подобных последствий можно либо каждый раз после останова работы электростанции открывать дверные проемы для уравнивания температуры и охлаждения двигателя, либо воспользоваться разработкой инженеров «ГрандМоторс» в виде автоматического вентилятора, установленного на противоположной стене от вентиляционного клапана. Дополнительный вентилятор продолжает работу после останова всех систем контейнера и выравнивает температурный режим до оптимального уровня.

Утепление

Третьей немаловажной особенностью контейнеров «Север» производства компании «ГрандМоторс» является утепление. Компания «ГрандМоторс» всегда

учитывает особенности климата и использует 100% негорючий утеплитель – минеральную вату (базальт) толщиной до 150 миллиметров. Очень важно, что утепляются все стороны контейнера как стены, так и пол, потолок, двери и другие монтажные проемы. Толстый слой утеплителя позволяет не только поддерживать благоприятную температуру, но и дополнительно создавать эффект шумоглушения от работы двигателя.

Очень часто компании-производители контейнеров не используют утеплитель вообще или прокладывают тонкий слой (50–60 миллиметров) пенополистирола. Опыт компании «ГрандМоторс» показывает, что этого слоя недостаточно для российских климатических условий и, более того, пенополистирол – легко воспламеняемый материал, он поддерживает горение, выделяя опасные для здоровья вещества. Зачастую бывает и так, что утеплены только стены и потолок контейнера, а это способствует выпадению конденсата на внутренних стенках и гниению контейнера.

Поддержание внутреннего микроклимата контейнера выполняется не только благодаря утеплению и вентиляции, но и с помощью системы обогрева. В инженеринговом центре компании «ГрандМоторс» используют конвекторы европейского производства с датчиками температуры и автоматическим терморегулированием. Расчет системы обогрева производится конструкторским бюро в соответствии с объемом контейнера. В результате обогревается рубашка двигателя и воздух в отсеках, отсутствует конденсат, экономится электроэнергия. При отсутствии возможности использования внешней сети устанавливаются автономные подогреватели воздуха/охлаждающей жидкости типа Webasto.

На рынке можно встретить и другие способы обогрева контейнера, например, тепловые электропушки с открытыми спиралями или конвекторы без терморегуляции. Такие устройства могут стать причиной возгорания, неэкономичны в использовании, вызывают перегрев внутреннего

Система резервного электроснабжения 1 МВт для нефтехранилища
Контейнерная электростанция
GMGen Power Systems (Италия)
GMC1400 с двигателем Cummins



ГрандМоторс
инжиниринговые
энергетические решения
«под ключ»



Проектное бюро

- Энергоаудит
- Проектирование энергосистем
- Контейнерные решения



Инжиниринг

- Автоматизация
- Синхронизация
- Удаленное управление и мониторинг



Электростанции

- 6-3000 кВт
- Дизельные и газовые
- Высоковольтные 6,3/ 10,5 кВ



Инсталляция

- Монтаж и ввод в эксплуатацию в любой точке России



Сервисный центр

- Обслуживание
- Ремонт любой сложности «под ключ»
- Выезд в любую точку России



Аренда

- Парк аренды 300 ДГУ
- Срочный выезд
- Доставка топлива

Группа Компаний «ГрандМоторс» уже более 10 лет является лидером на инженеринговом энергетическом рынке. Основной принцип нашей работы - комплексные энергетические решения «под ключ». Вам не придется бегать по разным подрядчикам, мы выполним весь цикл работ от заявки до запуска оборудования в работу.

Богатый опыт специалистов «ГрандМоторс» в реализации проектов даст вам 100% гарантию защиты от срыва сроков реализации проекта и риска получить некачественное и ненадежное оборудование. ГК «ГрандМоторс» входит в состав СРО в области проектирования и строительства и имеет официальные допуски к работам любой сложности.

«ГрандМоторс» – официальный дистрибьютор



Франция



Великобритания



Италия



Италия

Контейнеры «Север»
зарегистрированная
торговая марка
компании «ГрандМоторс»



Россия

пространства, не обеспечивают равномерного обогрева всего внутреннего объема контейнера. В результате нарушается внутренний климат контейнера и в зимний период электростанция может не запуститься.

Безопасность

Заземление – залог обеспечения безопасности любого электротехнического оборудования. Функцией устройства заземления является снижение напряжения до безопасного уровня для того, чтобы обслуживание оборудования было безопасным для жизни оператора. Компания «ГрандМоторс» с полным осознанием своей ответственности перед заказчиками выполняет устройство заземляющей шины по всему периметру контейнера в полном соответствии с требованиями ПУЭ. Заземляющая шина оснащается двумя и более точками для болтового подключения внешнего контура. К заземляющей шине мы подключаем щит собственных нужд, силовые щиты, все подвижные металлические элементы (двери и ворота). Перед сдачей в эксплуатацию проводится строгая лабораторная проверка сопротивления контура заземления.

Недобросовестные производители контейнеров зачастую вовсе не оснащают свою продукцию шиной заземления. Будьте очень внимательны к этому пункту! Короткая полоса металла и болт на внешней стороне контейнера – не являются шиной заземления. Важно помнить, что несоответствующие ПУЭ элементы невозможно будет легально зарегистрировать в госорганах и получить разрешение этого оборудования на эксплуатацию, а главное, незаземленное оборудование опасно для жизни ваших сотрудников!

Обеспечение непрерывной и безопасной подачи топлива к двигателю и надежное хранение запаса топлива также является немаловажной задачей. Производственный цех компании «ГрандМоторс» использует только стальные трубопроводы с прокладкой в специальных каналах для защиты от повреждений. В местах подключений используются масло- и бензостойкие гибкие рукава высокого давления для защиты от вибрации. Также на производстве



«ГрандМоторс» изготавливаются сертифицированные металлические топливные баки любого объема и формы для наиболее оптимального размещения в контейнере. Топливные баки производства «ГрандМоторс» оснащаются байпасом, искро- и взрывозащитными клапанами, дыхательным клапаном и системой аварийного слива топлива для надежной и пожаробезопасной эксплуатации.

Некачественное исполнение топливного бака и трубопроводов может послужить причиной пожара, взрыва и потери дорогостоящего оборудования. Обращайте внимание на материал исполнения: пластиковые баки являются пожароопасным решением. Отсутствие аварийной сливной магистрали при пожаре грозит тем, что пластиковый бак расплавляется, топливо растекается внутри контейнера, усиливая возгорание. Пластиковая ёмкость не предусматривает профилактической очистки бака от примесей и осадка, а также замены дизельного топлива в соответствии с сезонностью. Непродуманное конструкторское решение не обеспечивает необходимое давление и стабильность подачи топлива к двигателю.

Контейнеры «Север» предназначены для пакетирования автономных электростанций, телекоммуникационного оборудования, компрессорных установок, станций водоподготовки, распределительных устройств и трансформаторных подстанций, мобильных центров обработки данных и другого промышленного

оборудования. Широкое применение контейнеры «Север» нашли в нефтегазовой и горнодобывающей отраслях, в строительстве и производстве, в логистических и складских комплексах, а также для центров обработки данных, медицинских учреждений, систем связи, ЖКХ и аварийных служб.

За время работы производственное объединение «ГрандМоторс» спроектировано, изготовлено и поставлено в эксплуатацию более 4000 стационарных и передвижных контейнерных решений для различного оборудования.

«Контейнеры «Север» – зарегистрированная торговая марка Группы Компаний «ГрандМоторс». Все контейнеры «Север» производства Группы Компаний «ГрандМоторс» сертифицированы в соответствии с Техническим Регламентом Таможенного Союза, соответствуют требованиям ГОСТ Р, ПУЭ, а также Правилами применения оборудования для средств связи. ●

KEY WORDS: *containers, security, packaged equipment, transportation.*

Доверяйте профессионалам!

«ГрандМоторс» стоит на страже вашего успеха!

**ЗАО «ГрандМоторс»
Инжиниринговый
энергетический центр**
www.grandmotors.ru
тел.: 8 (800) 333-94-60

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

Российскому шельфу нужны реформы

В сентябре 2005 г. директор департамента экономики и финансов Министерства природных ресурсов С.Донской отметил, что конкурентоспособность российского шельфа находится на крайне низком уровне. Такую оценку привел. По его словам действующая налоговая система России направлена на изъятие текущих сверхдоходов, вызванных благоприятной ценовой конъюнктурой и отсутствием необходимости осуществления значительных капиталовложений. Среди экономических инструментов, позволяющих повысить конкурентоспособность российского



шельфа до общемирового уровня, С. Донской назвал установление понижающих коэффициентов к ставкам налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин, введение налоговых каникул по НДПИ и его дифференциацию.

• Комментарий Neftegaz.RU

В мае 2012 г. С. Донской возглавил Министерство природных ресурсов и экологии РФ. Уже со следующего года более 800 месторождений нефти попали под льготы. В целом по минеральному сырью сумма льгот по НДПИ составили 13% от всей суммы НДПИ – 323 млрд руб. С того же времени по нефти в целом ряде регионов установлены налоговые каникулы по НДПИ, среди них Арктический шельф, Азовское, Каспийское, Черное, Охотское моря.

Стратегический момент настал

1 сентября 2005 г. американское правительство приняло решение использовать свои стратегические запасы нефти дабы предотвратить новый взлет цен на нефть и нефтепродукты и помочь восстановить продукцию 9 крупнейшим НПЗ страны,



пострадавшим от урагана Катрина. Последний раз решение использовать запасы нефти принималось правительством в сентябре 2004 г., после ущерба от урагана «Иван».

Стратегические запасы нефти США оцениваются примерно в 700 млн барр. Сырая нефть хранится в соляных пещерах в штатах Техас и Луизиана.

• Комментарий Neftegaz.RU

В марте 2014 г. США снова продали 5 млн барр нефти из резерва. Объем заявленной к продаже нефти составляет 1% из общего объема американского резерва (696 млн т).

Было заявлено, что продажа выполняется в связи с проверкой функционирования системы распределения сырья на фоне изменений на рынке, в частности, из-за роста внутреннего производства нефти в США, развития системы трубопроводов и другой инфраструктуры энергорынка.

Первый газ с Ковыктинского месторождения

22 сентября генеральный директор компании ВСГК А.Соболь сообщил, что объем поставок с месторождения, согласованный

в протоколах, составляет 1,4–1,5 млрд. м³ газа в год. В соответствии с планами компании для основной группы потребителей ковыктинский газ будет доступен уже в 2008 г. Среди подтвердивших свое намерение получать энергосырье с Ковыкты ОАО «Саянскхимпласт», ОАО «Ангарская нефтехимическая компания», ОАО «Ангарский завод полимеров», ООО «Усольехимпром», ОАО «НПК Иркут», ОАО «Ангарскцемент», МУП «Иркутсктеплоэнерго». ВСГК является оператором газификации Иркутской области на базе Ковыктинского газоконденсатного месторождения. Она предполагает строительство газопровода протяженностью около 700 км по маршруту Ковыкта-Саянск-Ангарск-Иркутск. По проекту, первый газ должен поступить уже в 2006 г. в Жигаловский район. Сейчас по трассе газопровода завершены все инженерные изыскания, в конце октября 2005 г. будет подготовлено ТЭО. Приступить к прокладке трубы оператор намерен в 2006 г. Инвестиции в проект составят порядка \$1 млрд.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня Ковыктинское месторождение (с запасами 1,5 трлн м³ газа), вместе с Чаяндинским месторождением (запасы 1,2 трлн м³ газа), основа ресурсной базы газопровода



Силы Сибири. Ковыктинское газоконденсатное месторождение – одно из крупнейших газовых месторождений в мире. По итогам 2009 г объем добычи составил 41,7 млн м³ газа и 2,1 тыс т конденсата. В марте 2011 г. Газпром купил на аукционе имущество РУСИА Петролеумза 25,8 млрд рублей. Это дало компании право на получение лицензии на Ковыктинское ГКМ. ●

ГЕОЭКОЛОГИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ: КОНЦЕПЦИЯ И ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ



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

СФОРМИРОВАНА КОНЦЕПЦИЯ НОВОГО НАПРАВЛЕНИЯ – ГЕОЭКОЛОГИИ УГЛЕВОДОРОДОВ (НЕФТИ, ПРИРОДНОГО ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА), ИЗУЧАЮЩЕЙ ОСОБЕННОСТИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ИМИ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, А ТАКЖЕ РИСК НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДАННЫХ ВЕЩЕСТВ НА ЧЕЛОВЕКА. СЛЕДСТВИЕМ ФОРМИРОВАНИЯ КОНЦЕПЦИИ ЯВИЛАСЬ РАЗРАБОТКА ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В ВИДЕ ПРОФИЛАКТИЧЕСКИХ И РЕМЕДИАЦИОННЫХ МЕР ПО СНИЖЕНИЮ ДАННОГО РИСКА

THE CONCEPT OF NEW SCIENTIFIC DIRECTION – THE GEOECOLOGY OF HYDROCARBONS (OIL, NATURAL GAS AND GAS CONDENSATE) STUDYING PECULIARITIES OF ENVIRONMENTAL POLLUTION BY THEM AND ALSO RISK OF NEGATIVE INFLUENCE OF THESE SUBSTANCES ON THE PERSON IS CREATED. CONSEQUENCE OF FORMATION OF THE CONCEPT WAS ELABORATION OF PRACTICAL TASKS IN THE FORM OF PREVENTIVE AND REMEDIATION MEASURES FOR DECREASE IN PRESENT RISK

Ключевые слова: углеводороды, нефть, природный газ, газовый конденсат, загрязнение окружающей среды, риск негативного воздействия на человека, профилактические и ремедиационные меры.



Р.А. Галиулina,
Научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН,
Московская область,
г. Пушкино

Необходимость формирования концепции нового научного направления – геоэкологии углеводородов (нефти, природного газа и газового конденсата) была связана с наблюдающимся по настоящее время загрязнением окружающей среды данными веществами в различных регионах нашей страны, а также с риском их негативного воздействия на человека. Логическим следствием формирования концепции явилась разработка практических задач в виде профилактических и ремедиационных мер по снижению данного риска.

Представленная в работе концепция включает описание особенностей загрязнения различных компонентов окружающей среды (воздуха, почвы, воды, донных отложений и ихтиофауны) углеводородами, а также риска их негативного воздействия на человека через различные экологические цепи: почва-воздух-человек, почва-вода-человек, почва-вода-рыба-человек и др., иллюстрируемых конкретными примерами.

Концепция геоэкологии углеводородов

Как известно, в нефтегазовом комплексе, как и в любой другой техногенной сфере не исключены аварии, количество которых нельзя планировать, а избежать их на 100% практически невозможно. К числу таких аварий, имеющих наиболее опасные экологические последствия относятся разливы нефти и газового конденсата и выбросы природного газа, сопровождаемые в ряде случаев взрывами и пожарами и происходящие при фонтанировании скважин, а также полном или частичном разрыве трубопроводов высокого давления, приводящем к их разгерметизации [1]. При аварийных разливах и выбросах углеводородов поступают массы вещества, превышающие

его предельно допустимую концентрацию (ПДК) в отдельных компонентах окружающей среды до нескольких тысяч раз [2]. Подобного рода разливы и выбросы углеводородов могут продолжаться до восстановления нормального технологического процесса или ликвидации аварии.

В последнее время в различных регионах нашей страны было зафиксировано немало случаев аварийного поступления углеводородов в окружающую среду. Так, в Пермском крае разрыв нитки межпромыслового нефтепровода привел к разливу нефти на почву и ее возгоранию, а в Ленинградской области вследствие несанкционированной (криминальной) врезки в нефтепровод произошло загрязнение реки нефтью [3]. В Ненецком автономном округе вследствие разгерметизации магистрального нефтепровода разлив нефти привел к загрязнению почвы, а в Краснодарском крае – к загрязнению почвы, реки и моря [4]. В Оренбургской области в результате нарушения правил эксплуатации произошло возгорание газа в скважине, а разгерметизация нитки конденсатопровода привела к загрязнению почвы газовым конденсатом, а воздуха, растворенными в конденсате газами (метан-бутановой фракцией) [5]. В том же регионе несанкционированная врезка в магистральный конденсатопровод вызвала разлив газового конденсата с загрязнением почвы и протоки, соединяющей озеро и реку [2]. В Кировской области в результате схода с рельсов

железнодорожных цистерн с газовым конденсатом произошел его разлив на почву с возгоранием и попаданием в реку [6].

Аварийное загрязнение окружающей среды углеводородами оказывает негативное воздействие на человека, что определяется их концентрацией в воздухе, почве, воде и донных отложениях и условиями их воздействия, то есть происходило ли оно в рабочей зоне или вне ее и какими были метеорологические условия во время аварии [7]. Особенно серьезная экологическая ситуация складывается, когда производственные объекты нефтегазового комплекса расположены в густонаселенных районах. Загрязнение почв нефтью и газовым конденсатом не только надолго выводит их из сельскохозяйственного оборота, но и создает опасность загрязнения поверхностных и подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевых и культурно-бытовых целей. Попадание углеводородов в водные объекты нередко приводит к массовой гибели рыб. Кроме того загрязненные почвы, а также донные отложения при определенных условиях могут стать источниками вторичного загрязнения углеводородами, соответственно, воздуха и водной массы. Так, в случае почв – этот процесс происходит за счет улетучивания с их поверхности растворенных в нефти и газовом конденсате газов, в случае донных отложений – при их взмучивании за счет ветрового воздействия, резкого увеличения скорости потока или дражирования (изъятия) отложений при дноуглубительных работах.

Известно, что основные составляющие, в частности, природного газа (метан, этан, пропан, бутан и сероводород),

а также продукты его горения (оксиды и диоксиды углерода и азота и диоксид серы) характеризуются негативным воздействием на человека, зависящим от их концентрации в воздухе и продолжительности воздействия, и заканчивающимся в ряде случаев смертельным исходом [7]. Указанные продукты горения образуются при пожарах, возникающих при аварийных разливах и выбросах, бурении скважин, добыче, промышленной и заводской обработке, транспорте и хранении углеводородов [1]. Среди компонентов углеводородов, а также продуктов их горения особое внимание обращает на себя канцерогенное вещество – бенз(а)пирен ($C_{20}H_{12}$). Так, анализ образцов нефти из различных месторождений показал, что содержание в них бенз(а)пирена находится в пределах 240–8050 мкг/кг [8]. Многочисленными опытами также было подтверждено наличие бенз(а)пирена в продуктах неполного сгорания различного топлива, включая природный и сжиженный газы [9]. Исследования [10], проведенные на территории одного из нефтяных месторождений Пермского края показали, что из мест добычи, транспортировки, первичной обработки нефти и временного хранения нефтяных отходов поступает в воздух другое канцерогенное вещество – бензол (C_6H_6), что представляет риск негативного воздействия на жителей рядом расположенного населенного пункта.

Гигиенические нормативы упоминаемых здесь и далее канцерогенных веществ в виде их ПДК для различных компонентов окружающей среды приведены в таблице 1 [1, 7]. Что касается диоксида серы, как продукта горения углеводородов, то данное вещество вызывает в легочной ткани предопухолевые изменения, создавая тем самым определенные условия для проявления канцерогенного эффекта бенз(а)пирена. Установлено также, что длительный контакт человека с продуктами переработки углеводородов в виде бензина или керосина может привести к образованию злокачественных опухолей почек и мочевого пузыря [7].

Акцентирование внимания на загрязнении окружающей среды канцерогенными веществами

УДК 502.7:547.91



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



ТАБЛИЦА 1. Предельно допустимые концентрации (ПДК) канцерогенных веществ в различных компонентах окружающей среды [1, 7]

Вещество	ПДК	Значение
Бенз(а)пирен	В воздухе рабочей зоны	0,15 мкг/м ³
	Среднесуточная в воздухе населенных мест	0,001 мкг/м ³
	В воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования	0,005 мкг/л
Бензол	В почве	20 мкг/кг
	В воздухе рабочей зоны	15 мг/м ³
	Максимальная разовая в воздухе населенных мест	1,5 мг/м ³
Диоксид серы	Среднесуточная в воздухе населенных мест	0,1 мг/м ³
	В воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования	0,5 мг/л
	В почве	0,3 мг/кг
Бензин	Предельно допустимый уровень на коже рук лиц, работающих с данным веществом	0,05 мг/см ²
	В воздухе рабочей зоны	10 мг/м ³
	Максимальная разовая в воздухе населенных мест	0,5 мг/м ³
Керосин	Среднесуточная в воздухе населенных мест	0,05 мг/м ³
	В воздухе рабочей зоны (в пересчете на углерод)	100 мг/м ³
	Максимальная разовая в воздухе населенных мест	5 мг/м ³
Керосин	Среднесуточная в воздухе населенных мест	1,5 мг/м ³
	В воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования	0,1 мг/л
	В воздухе рабочей зоны (в пересчете на углерод)	300 мг/м ³
Керосин	В воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования (для различных видов керосина)	0,01-0,1 мг/л

нефтегазового генезиса не случайно, так как раковые заболевания различных органов и тканей в структуре смертности населения занимают второе место после сердечно-сосудистой патологии, а по психологическому воздействию на человека – первое место. Указанные канцерогенные вещества могут попадать в организм человека из воздуха, с питьевой водой и рыбной продукцией. Так, в работе [11] была выявлена прямая сильная корреляционная зависимость между годовыми среднесуточными концентрациями бенз(а)пирена в воздухе и стандартизованными показателями заболеваемости раком легкого и желудка у мужчин и женщин, а также раком кожи, щитовидной железы и яичников у женщин, проживающих в г.

Кемерово. Исследованиями [12], проведенными в бассейне р. Урал была установлена корреляция между заболеваемостью населения раком пищевода и загрязнением питьевой воды бенз(а)пиреном нефтяного генезиса. При этом отмечено значительное превышение содержания бенз(а)пирена в речной воде по сравнению с подземной водой, используемых для хозяйственно-питьевых целей.

Что касается поступления углеводородов в организм человека с рыбной продукцией, то исследования [13, 14] показали наличие нефтяных углеводородов, в том числе ароматических углеводородов, в органах и тканях промысловых рыб – судака, осетра и сельди в юго-восточной части Азовского моря и бычка в

северной части Каспийского моря. Как оказалось в особях азовского судака с патологией крови и печени концентрации ароматических углеводородов (в единицах бенз(а)пирена) в мышцах, печени и гонадах были выше, чем в особях с отсутствием выраженной патологии.

Как же можно снизить риск негативного воздействия углеводородов и продуктов их горения на человека? По нашему мнению положительному решению данной проблемы должна способствовать реализация нижеприведенных практических задач в зависимости от складывающейся экологической ситуации в том или ином регионе.

Практические задачи геоэкологии углеводородов

Практические задачи геоэкологии углеводородов включают систему профилактических и ремедиационных мер, способствующих снижению риска негативного воздействия данных веществ на человека, к числу которых можно отнести:

- 1) эвакуация населения при аварийных разливах и выбросах углеводородов в связи с угрозой взрыва, пожара и интоксикации;
- 2) контроль экологической ситуации в местах расположения производственных объектов нефтегазового комплекса путем анализа содержания углеводородов и продуктов их горения в различных компонентах окружающей среды и сопоставления с соответствующими гигиеническими нормативами в виде ПДК;
- 3) механическая очистка почвы и донных отложений путем экскавирования (изъятия) и драгирования загрязненного углеводородами слоя [2];
- 4) механическая очистка поверхностной воды от углеводородов с помощью боновых (плавающих) заграждений, скиммеров и др., а также различных сорбентов (торфяного бертината – обезвоженного торфа, азросила – пирогенной двуокиси кремния, бутадienstирольного каучука и др.) [15];

- 5) микробиологическая очистка почвы от углеводородов с помощью биопрепаратов, представляющих собой лиофильно высушенную (при низкой температуре и в вакууме) биомассу микроорганизмов-деструкторов углеводородов в смеси с азотно-фосфорными удобрениями, а также с использованием биокомпостов в виде ферментированной торфо-навозной или торфо-пометной смеси, обогащенной микроорганизмами-деструкторами углеводородов и питательными веществами [2, 15–17]; согласно [16], в частности, биопрепараты применяют в тех случаях, когда количество углеводородов в окружающей среде слишком мало, чтобы произвести механическую очистку, но, с другой стороны, слишком велико, чтобы использовать загрязненную почву и воду, соответственно для сельскохозяйственных и хозяйственно-питьевых и культурно-бытовых целей; в почве такому уровню углеводородов соответствует их содержание до 5% от веса почвы, в поверхностной воде – пленка толщиной до 1 мм;
- 6) микробиологическая очистка поверхностной воды от углеводородов, с помощью биопрепаратов, представляющих собой лиофильно высушенную (при низкой температуре и в вакууме) биомассу микроорганизмов-деструкторов углеводородов в смеси с азотно-фосфорными удобрениями с включением плавучего сорбента для удерживания микроорганизмов на поверхности углеводородной пленки [2, 15, 16].

Примерами очистки различных компонентов окружающей среды от углеводородов *in situ* могут служить мероприятия, проведенные в различных регионах страны. Так, в Тверской области с помощью биокомпоста в течение нескольких недель было восстановлено плодородие почвы, загрязненной продуктом переработки нефти, вследствие его аварийного разлива из железнодорожных цистерн [17]. В Ставропольском крае также с помощью биокомпоста в течение нескольких недель было восстановлено плодородие почвы, загрязненной газовым конденсатом, поступающим из продувочной

свечи на территории дожимной компрессорной станции, а также выжженной почвы в результате пожара в районе амбара – сооружения для приема жидких отходов из системы магистрального газопровода [7]. В Оренбургской области была проведена очистка участка, загрязненного газовым конденсатом в результате несанкционированной врезки в магистральный конденсатопровод [2]. Так, наиболее загрязненные верхние слои почвы и донных отложений были соответственно экскавированы и драгированы и вывезены на утилизацию. Для локализации и сбора углеводородов в протоке, соединяющей озеро и реку, были установлены боновые заграждения и возведены глиняные дамбы и проведена обработка протоки биопрепаратом, а также минеральными и органическими удобрениями с целью активизации микроорганизмов-деструкторов углеводородов. В результате содержания углеводородов в воде протоки за 1,5 месяца снизилось с 2900 до 1,2–2,0 ПДК.

Заключение

Таким образом, наблюдающееся по настоящее время загрязнение окружающей среды углеводородами в различных регионах нашей страны, а также риск их негативного воздействия на человека через экологические цепи послужило достаточным основанием для формирования концепции нового научного направления – геоэкологии углеводородов. Логическим следствием сформулированной концепции явилась разработка практических задач, связанных с оперативным принятием профилактических и ремедиационных мер по снижению данного риска. ●

Литература

1. Гриценко А.И., Максимов В.М., Самсонов Р.О., Аكوпова Г.С. Экология: нефть и газ. М.: ИКЦ «Академкнига», 2009. 680 с.
2. Гендель Г.Л., Клейменова И.Е., Донецкова А.А., Беликова Н.Г., Ивановская И.Б. Особенности проведения работ по очистке земель, нарушенных и загрязненных в результате аварии на конденсатопроводе // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2006. № 6. С. 66–69.
3. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в ноябре 2014 г. // Метеорология и гидрология. 2015. № 2. С. 101–108.

4. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в декабре 2014 г. // Метеорология и гидрология. 2015. № 3. С. 109–115.
5. Ованесянц А.М., Красильникова Т.А., Иванов А.Б. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в феврале 2010 г. // Метеорология и гидрология. 2010. № 5. С. 100–107.
6. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в феврале 2014 г. // Метеорология и гидрология. 2014. № 5. С. 102–107.
7. Андреев О.П., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Арабский А.К., Маклюк О.В. Решение проблемы геоэкологических рисков в газовой промышленности. Обзорная информация. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 78 с.
8. Серковская Г.С. Содержание бенз-α-пирена в образцах товарных нефтей // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 3. С. 56.
9. Лавров Н.В., Стаскевич Н.Л., Комина Г.П. О механизме образования бенз(а)пирена // Доклады Академии наук СССР. 1972. Том 206. № 6. С. 1363–1366.
10. Пушкарева М.В., Лейбович Л.О., Чиркова А.А., Коноплев А.В. Оценка многофакторного риска для здоровья населения, проживающего на территориях интенсивной нефтедобычи // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2015. № 1. С. 27–30.
11. Мун С.А., Ларин С.А., Браилковский В.В., Лодза А.Ф., Зинчук С.Ф., Глушков А.Н. Бенз(а)пирен в атмосферном воздухе и онкологическая заболеваемость в Кемерово // Гигиена и санитария. 2006. № 4. С. 28–30.
12. Белякова Т.М., Дианова Т.М., Трефилова Н.Я. Геоэкологическое изучение ландшафтов бассейна реки Урал в связи с заболеваемостью населения раком // Проблемы биогеохимии и геохимической экологии. 2006. № 1 (1). С. 183–191.
13. Кленкин А.А., Корпакова И.Г. Загрязнение приоритетными токсикантами промысловых рыб юго-восточной части Азовского моря // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. № 9. С. 39–46.
14. Умербаева Р.И., Попова Н.В. Содержание углеводородов в органах и тканях рыб, обитающих на лицензионном участке ООО «Каспийская нефтяная компания» // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. № 12. С. 55–58.
15. Куликова И.Ю., Дзержинская И.С. Современные технологии очистки почвенных территорий и водных акваторий от нефтяного загрязнения // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2008. № 5. С. 72–75.
16. Коронелли Т.В. Принципы и методы интенсификации биологического разрушения углеводородов в окружающей среде (обзор) // Прикладная биохимия и микробиология. 1996. Том 32. № 6. С. 579–585.
17. Семенов А.Ю., Антипов Б.В., Прохоров И.С., Мизгирев Н.С., Башкин В.Н. Применение суперкомпоста «ПИКСА» для очистки загрязненных нефтепродуктами почв // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2006. № 10. С. 14–18.

KEY WORDS: hydrocarbons, oil, natural gas, gas condensate, environmental pollution, risk of negative influence on the person, preventive and remediation measures.

Системы сбора данных и управления компании McCoyGlobal

УДК 62-18



Иан Андерсон,
Генеральный директор
по международным продажам
и сервису в Восточном
полушарии
McCoy Global

McCoy Global является ведущим поставщиком оборудования для свинчивания трубных изделий и грузоподъемного оборудования для глобальной энергетической отрасли. Наши комплексные предложения продукции включают в себя полную линейку систем сбора данных и управления для свинчивания трубных соединений.

Наша система WINCATT® мониторинга момента/поворотов надежно и точно отслеживает крутящий момент, повороты и скорость вращения в процессе свинчивания для определения

соответствия спецификациям изготовителя резьбы. Особенностями WINCATT® являются «пошаговая» система отчетов, поддержка библиотеки соединений труб и журнала совместного графического представления нескольких соединений, позволяющего операторам непрерывно генерировать отчеты. Точность крутящего момента и давления, как правило, <1% при точности поворотов +/-1 сигнал от счетчика оборотов. Система WINCATT® также поставляется во взрывозащищенной версии, сертифицированной по ATEX, для использования в опасных и неопасных зонах.

Переводник для беспроводной передачи крутящего момента weCATT™ производства McCoy Global точно регистрирует момент, повороты и нагрузку на крюке от системы верхнего привода и легко адаптируется к существующим оригинальным системам верхнего привода и вращателям обсадных труб. Данные беспроводно передаются системе WINCATT® или другой системе.

WeCATT™ поставляется в двух различных размерах – 4,5" и 6,625" с максимальным крутящим моментом от -50000 фунтов*фут до +50000 фунтов*фут. Это устройство

сертифицировано по CSA/UL/ ATEX/ IECEx и изготавливается в соответствии со спецификациями API 8C. Увеличенный срок службы аккумулятора устройства составляет 30 дней непрерывного использования. Оно также имеет высоко динамичные характеристики показаний – до 480 значений в секунду, и в нем имеется запатентованный гиометрический счетчик поворотов, который не использует внешних датчиков. Всесторонние полевые испытания показали, что weCATT™ работает с непревзойденной точностью и временем реакции.

Для калибровки систем измерения крутящего момента мы предлагаем устройство калибровки момента weVERIFY™ в трех различных размерах – с наружным диаметром 7,625" с крутящим моментом 50000 фунтов*фут; с наружным диаметром 9,0" с крутящим моментом 120000 фунтов*фут и 11,375" с крутящим моментом 150000 фунтов*фут. Устройство может использоваться горизонтально или вертикально, что позволяет ему работать согласованно с гидравлическими ключами, стационарными устройствами горизонтального навинчивания-развинчивания и ключами-роботами. Выход weVERIFY отображается на ЖК-мониторе. Данные, передаваемые в реальном времени, совместимы с системой WINCATT®, что позволяет выполнять дистанционную калибровку в режиме реального времени.

McCoy Global предлагает продукцию и решения, направленные на повышение производительности, эффективности и долговечности. Мы гарантируем, что Вы будете удовлетворены надежностью и точностью наших систем сбора данных и управления.

Если Вам необходима дополнительная информация, пожалуйста, обращайтесь по адресу dcsales@mccoyglobal.com.



КОМПЬЮТЕРИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ СБОРА ДАННЫХ И УПРАВЛЕНИЯ

MCCOY предлагает полную линейку систем сбора данных и управления для свинчивания трубных соединений. Наша система мониторинга момента/поворотов WINCATT® надежно и точно отслеживает повороты, крутящий момент и скорость вращения. Переводник для беспроводной передачи крутящего момента weCATT™ регистрирует момент, повороты и нагрузку на крюке от системы верхнего привода и беспроводно передает данные системе WINCATT® или другой системе мониторинга. Для калибровки систем измерения крутящего момента мы предлагаем устройство калибровки момента weVERIFY™ в различных размерах. Мы гарантируем, что вы будете удовлетворены надежностью и точностью наших систем сбора данных и мониторинга.



БОРЬБА С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ керамический песчаный фильтр 3М

ИНТЕНСИВНЫЕ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ ПРИВОДЯТ К ОБРАЗОВАНИЮ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК, И ЗАБИВАНИЮ ПРОТИВОПЕСОЧНЫХ ФИЛЬТРОВ, ЧТО НЕСЕТ РИСК БЫСТРОГО ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ И НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ. ВОЗНИКАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ ПОДЪЕМА ГЛУБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ И НКТ, ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ С ЕЕ ОЧИСТКОЙ, ЧТО ДОВОЛЬНО ЗАТРАТНО ПО ВРЕМЕНИ И ПРИВОДИТ К ПОТЕРЯМ ДОБЫЧИ ВО ВРЕМЯ РЕМОНТА СКВАЖИНЫ. ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ КЕРАМИЧЕСКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ В ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВОМ КЕРАМИЧЕСКОМ ПЕСЧАНОМ ФИЛЬТРЕ КРАЙНЕ УСТОЙЧИВЫ К РАЗРУШЕНИЮ И ВЫДЕРЖИВАЮТ КОРРОЗИОННО- АГРЕССИВНЫЕ СРЕДЫ. В СКВАЖИНАХ, ГДЕ НАБЛЮДАЕТСЯ ВЫНОС ПЕСКА, ДАННЫЕ ПЕСЧАНЫЕ ФИЛЬТРЫ УСТРАНЯЮТ ПРОБЛЕМУ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ НА МНОГИЕ ГОДЫ

INTENSIVE SAND PRODUCTION IN OIL WELL LEADS TO THE FORMATION OF SAND PLUGS, AND CLOGGING OF SAND SCREENS, THIS CARRIES THE RISK OF RAPID FAILURE OF SUBMERSIBLE PUMPS AND GROUND EQUIPMENT AT THE WELLSITE. DOWNHOLE EQUIPMENT AND TUBING NEEDS TO BE PULLED OUT OF THE HOLE FOR REPAIR, WELL NEEDS TO BE CLEANED UP FROM SAND, WHICH IS QUITE TIME CONSUMING AND LEADS TO THE LOSS OF PRODUCTION DURING WORKOVER. ADVANCED CERAMICS ELEMENTS IN THE NEW REVOLUTIONARY CERAMIC SAND SCREEN CAN WITHSTAND HIGHLY CORROSIVE AND HIGHLY EROSIIVE ENVIRONMENTS. THESE SAND SCREENS REMEDIATE THE PROBLEM OF SAND PRODUCTION FOR MANY YEARS IN WELLS WHERE SAND PRODUCTION IS THE BIG ISSUE

Ключевые слова: пескопроявление, керамический фильтр, скважина, песчаные пробки, погружные насосы, ремонт скважины.

Revolutionary sand control solution – 3M Ceramic Sandscreen

Сергей Папков,
инженер отдела материалов
для нефтегазовой
промышленности
3М Россия

Наиболее распространённым элементом системы контроля за пескопроявлениями являются скважинные фильтры с проволочной намоткой. Однако, эти элементы защиты от пескопроявлений подвержены эрозии и коррозии, что потребует их ежегодного обслуживания. Наличие в скважине агрессивных жидкостей и сероводорода ускоряет износ фильтров с проволочной намоткой, высокоскоростные потоки с песком выносят проблему эрозии на первый план. Эрозия – это самая

распространённая причина отказа внутрискважинного оборудования.

Проблема выноса пропанта из скважины также создает угрозу для эффективной работы противопесочного оборудования. Вынос пропанта из скважины способен серьезно повредить погружное оборудование и привести к преждевременному и дорогостоящему ремонту.

Для того чтобы эффективно противостоять проблемам эрозии и коррозии погружного оборудования в скважине, понадобился бы материал с твердостью такой же, как и у алмаза. Так как чем выше твердость материала, тем выше его сопротивляемость к износу. Этим критериям в полной мере соответствует такой материал как техническая керамика. Ее твердость

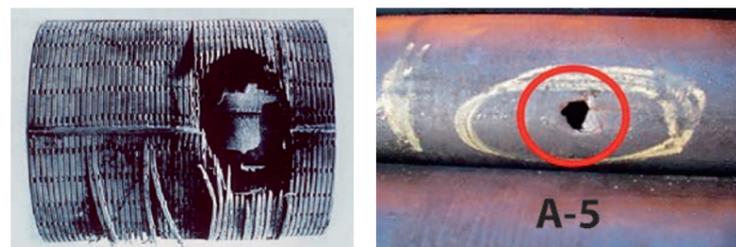
близка к твердости алмаза, она эффективно сопротивляется износу, не подвержена коррозии в том числе в результате воздействия хлоридов, сероводорода и горячей серной кислоты. Керамика выдерживает температуры до 1800°С.

Основываясь на вышеперечисленных свойствах керамики, она была выбрана как основной элемент инновационной системы борьбы с пескопроявлениями 3M Sand Screen Solutions (системы контроля пескопроявлений 3М).

Способность керамики эффективно противостоять износу была экспериментально проверена в лаборатории. Для сравнения в тесте использовались керамические пластины и пластины из легированной стали. В качестве абразивного материала использовался песок фракции 20–40 меш (0,425–0,85 мм). Высокоскоростная струя воздуха с песком выстреливалась в пластины со скоростью 30–50 метров в секунду. Через час в пластинах из стали появилось сквозное отверстие, в то время как в кармические пластины остались в неповреждённом состоянии.

Тест на коррозию был произведен с использованием смеси

РИС. 1. Эрозия внутрискважинного оборудования



УДК 628.354

РИС. 2. Устойчивость к эрозионному износу

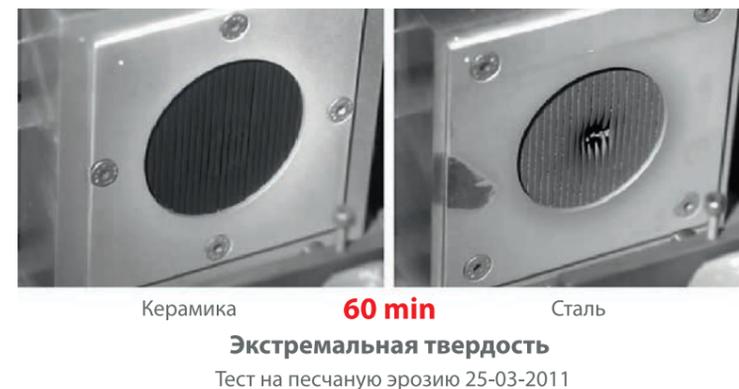


РИС. 3. Тест на коррозионную устойчивость, 30 минут



концентрированных азотной и соляной кислот. Через 30 минут стальные пластины практически полностью растворились в смеси кислот. Керамические пластины не подверглись коррозии, остались в исходном состоянии.

Успешное подтверждение износостойкости и устойчивости к коррозии керамических элементов позволило перейти к этапу проектирования конструкции керамического песчаного фильтра.

В основу конструкции легли керамические кольца с регулируемым зазором, который позволяет создавать различные конфигурации щелевых отверстий с размером до 150 микрон и менее, при необходимости.

Специальная форма керамического кольца на внешнем диаметре позволяет получить ламинарное течение флюида и предотвращает забивание фильтра.

Возможны различные конфигурации щелевых отверстий для регулирования зазора на основании анализа гранулометрического состава твердых примесей.

Также возможно создание колец с различным диаметром.

Конструкция керамического песчаного фильтра состоит из перфорированной трубы, направляющих для керамических колец, защитного кожуха для спуска фильтра в скважину, сварных резьб для соединения модулей фильтров друг с другом и с элементами системы заканчивания скважины.

Фильтр имеет модульную конструкцию с длиной одного модуля от 0.7 до 2 метров длиной. Модули можно стыковать друг с другом, длина модульной сборки не ограничена и может достигать нескольких сот метров и более. Фильтры хорошо проходят через искривленные участки скважины благодаря подпружиненной конструкции подвески керамических колец и могут быть установлены в участках с интенсивным набором кривизны.

Доступны несколько типов керамических песчаных фильтров: автономный фильтр, защита регуляторов притока или ЦК (циркуляционный клапан), керамический фильтр для спуска через НКТ.

Успешность применения инновационных керамических песчаных фильтров доказана

РИС. 4. Керамическое кольцо и стыковка колец в фильтре



при установке в различных нефтедобывающих регионах мира. Все работы были успешными, данные анализа добычи по скважинам подтверждают добычу продукции свободной от песка на протяжении более трех лет с момента установки фильтра. Вынос песка из скважины прекращался сразу после установки кармического песчаного фильтра.

РИС. 5. Керамический песчаный фильтр 3М



Более подробно применение инновационной конструкции песчаного фильтра описано в статье SPE "166092 Ceramic Screens – An Innovative Downhole Sand Control Solution for Old & Challenging Cased Hole Completions".

KEY WORDS: sand, ceramic filter, water well, sand plugs, submersible pumps, repair of wells.

3M

Контакты ЗАО «3М Россия»
Центральный офис
и Технологический Центр
121614, Москва, ул. Крылатская, 17 стр. 3
Бизнес-парк «Крылатские Холмы»
Тел.: +7 495 784 7474 (многоканальный)
Тел.: + 8 800 250 84 74 (call-центр)
Факс: +7 495 784 7475

ЗАЩИТА НЕФТЯНЫХ ПЛАТФОРМ

КОРРОЗИЯ – ЗЛЕЙШИЙ ВРАГ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ: ТОЛЬКО В США ОНА ЕЖЕГОДНО НАНОСИТ УЩЕРБ, ОЦЕНИВАЕМЫЙ ПРИМЕРНО В 170 МЛРД ДОЛЛ. СУЩЕСТВЕННАЯ ЧАСТЬ ЭТОГО УЩЕРБА ПРИХОДИТСЯ НА ОБЪЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ГДЕ МНОГИЕ СЛОЖНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ РАССЧИТАНЫ НА СУРОВЫЕ ПРИРОДНЫЕ УСЛОВИЯ. КАК ИЗБЕЖАТЬ ПОТЕРЬ, ВЫЗВАННЫХ КОРРОЗИЕЙ?

CORROSION IS THE UNRELENTING ENEMY OF STEEL STRUCTURES, COSTING THE U.S. ALONE AN ESTIMATED \$170 BILLION A YEAR. THE OIL AND GAS INDUSTRY, WITH MANY COMPLEX COMPONENTS CONSTRUCTED TO WITHSTAND HARSH ENVIRONMENTAL EFFECTS, TAKES ON A SIZEABLE SHARE OF THESE COSTS. HOW TO AVOID LOSSES CAUSED BY CORROSION?

Ключевые слова: коррозия, металлоконструкции, нефтяные платформы.

Аннет Майнерс, COMSOL

Коррозия металлоконструкций, будь то эксплуатационная платформа или колонна для добычи нефти, начинается уже с момента отливки стали, поэтому стратегия защиты нужна с самого начала. Морские сооружения, находящиеся под водой, можно предохранить от коррозии с помощью катодной защиты. Наиболее эффективна такая форма защиты для конструкций типа нефтяных платформ, которые из-за приливно-отливных изменений находятся то под водой, то над водой, поскольку воздействие соленой воды и воздуха ускоряет вызванное коррозией разрушение. Существуют различные методы катодной защиты, в том числе наложенным электрическим током или протекторными анодами, причем во многих случаях предпочтение отдается именно анодной защите в силу ее простоты.

Катодная защита протекторными анодами

Сталь, по сути, представляет собой неустойчивое состояние железа, а коррозия – это процесс, в ходе которого железо возвращается в свое естественное состояние. Коррозия возникает при прохождении тока (потока электронов) от анода с высоким потенциалом до катода с более низким потенциалом. Катодная защита протекторными анодами основана на простом принципе: металлоконструкция (например, нефтяная платформа) имеет электрический контакт с более электроотрицательным металлом, например, алюминием. После

погружения в морскую воду, которая выступает в качестве электролита, происходит анодная поляризация протекторного анода, приводящая к катодной поляризации металлоконструкции. В результате анодного растворения металла аноды растворяются, а на поверхности металлоконструкции происходит восстановление кислорода.

На рис. 1 приведен пример конфигурации нефтяной платформы, на относительно близком расстоянии вокруг которой размещены 40 цилиндрических протекторных анодов.

Реакции поляризации анодов и восстановления кислорода, протекающие на поверхности

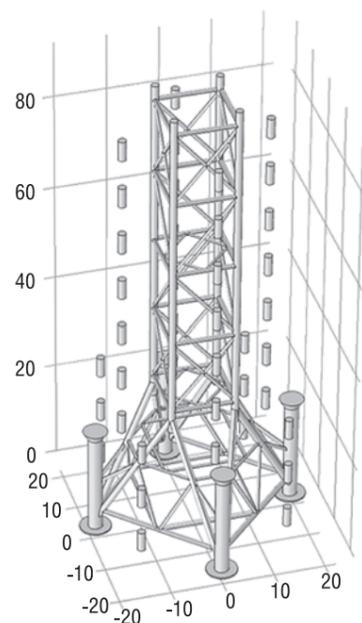


РИС. 1. 40 цилиндрических протекторных анодов размещены вокруг конструкции нефтяной платформы, погруженной в морскую воду, для защиты от коррозии

металлоконструкции, показаны на графике на рис. 2 красная кривая показывает поляризацию поверхности металла, а синяя кривая – поляризацию протекторных анодов. Токи в металлоконструкции (обозначена красным цветом) и анодах (обозначены синим цветом) показаны на графике как функции электрического потенциала, измеренного относительно общей исходной точки.

Защита от коррозии обеспечивается в точке, где катодный ток (обозначен красным цветом) равен по величине анодному, но с противоположным знаком. Форма синей кривой поляризации определяется количеством и конфигурацией анодов в системе, а плотность тока для восстановления кислорода ограничена подачей кислорода. В результате получается практически постоянный, ограниченный при переносе ток с диапазоном в несколько сотен милливольт

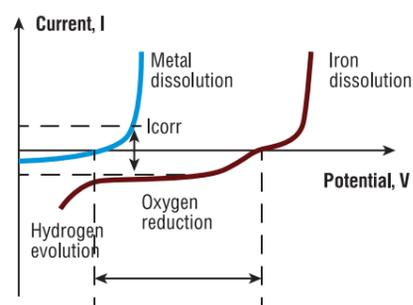


РИС. 2. Динамика поляризации протекторных анодов (показана синим цветом) и поверхности металла (показана красным цветом). На графике показано восстановление кислорода на поверхности металла в диапазоне предельного катодного тока, который представлен горизонтальным участком красной кривой

и разностью электрических потенциалов на поверхности конструкции.

Пока реакция восстановления кислорода на поверхности металла протекает в диапазоне защиты от коррозии, предельный катодный ток вызывает коррозию протекторного анода и обеспечивает нужную степень защиты конструкций нефтяной платформы.

Моделирование защиты от коррозии

Для полной защиты платформы от коррозии инженеры-разработчики должны убедиться в том, что различные части конструкции находятся в диапазоне защиты от коррозии. Другими словами, создаваемое анодами напряжение должно быть достаточным для того, чтобы вызвать реакцию восстановления кислорода на поверхности металла для компенсации тока.

Эта модель входит в полную библиотеку моделей, которая устанавливается вместе с программным пакетом COMSOL Multiphysics®. Эти модели, снабженные подробными пошаговыми инструкциями, знакомят пользователя с основами мультифизического моделирования.

Первый шаг при разработке системы защиты заключается в определении потенциала металлоконструкции при условии постоянного катодного тока (восстановление кислорода). Это

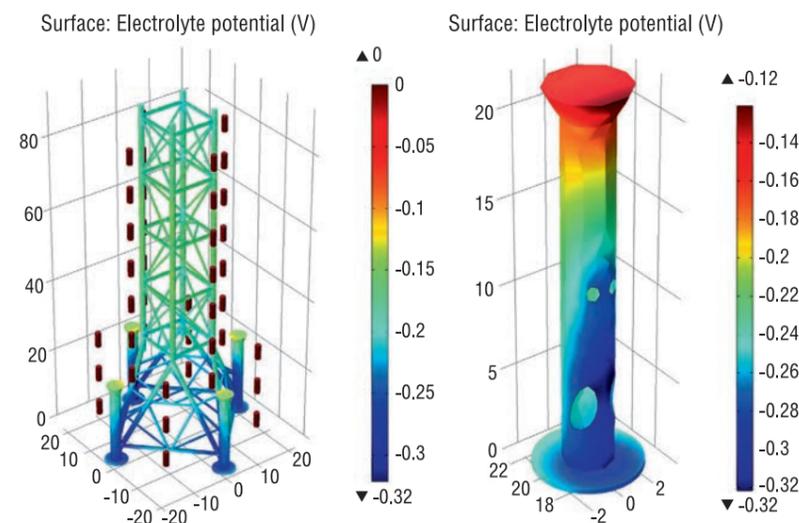


РИС. 3. Слева: потенциал электролита на протекторных анодах и платформе. Справа: потенциал электролита на одной из опор конструкции платформы

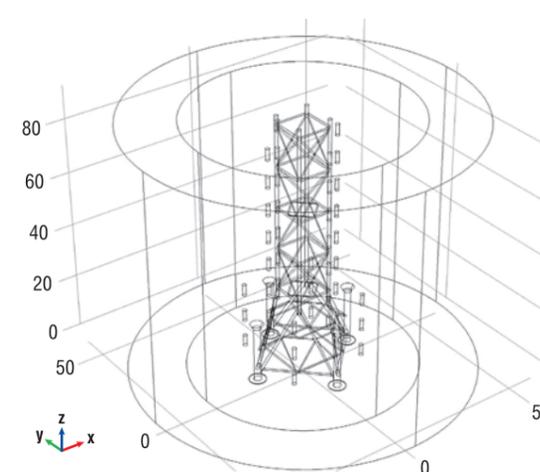


РИС. 3. Конфигурация нефтяной платформы и внешних границ. На поверхностях протекторных анодов задан постоянный потенциал, тогда как на поверхности катода восстановление кислорода ограничено скоростью переноса кислорода, растворяемого на поверхности. Это приводит к возникновению граничного условия постоянной плотности нормального тока на металлических поверхностях конструкции

гарантирует генерацию анодами потенциала, необходимого для поддержания заданного тока. Значение потенциала должно лежать строго в требуемом диапазоне, который обеспечивает защиту конструкции за счет восстановления кислорода и исключения водородной депполяризации (см. рис. 3).

Для прогнозирования потенциала электролита на поверхности анодов и металлоконструкции (катода) можно использовать мультифизическое моделирование. На графике поверхности на рис. 4 показаны изменения потенциала на несколько сотен милливольт в зависимости от положения анодов. Чем ниже потенциал электролита на поверхности раздела, тем положительнее разность потенциалов между

нефтяной платформой и морской водой – закономерный результат, поскольку ток в электролите протекает от анодов к катоду.

На рис. 4 справа показана одна из опор конструкции в увеличенном масштабе.

Внутренняя нижняя часть опоры имеет наименьший потенциал, следовательно, именно эта часть конструкции будет наиболее подвержена коррозии.

Понимание процессов коррозии

Среду моделирования COMSOL Multiphysics® удобно использовать для того, чтобы лучше понять распределение тока и напряжения в электрохимических системах.

В этой модели потенциал электролита сначала получили путем аппроксимации, исходя из допущения, что плотность тока в катодной конструкции является постоянной. Как показывает модель, чем ниже потенциал электролита, тем ниже степень защиты конструкции от коррозии. Объясняя это взаимоотношение, модель позволяет дать четкое представление о менее защищенных и, следовательно, критических узлах нефтяной платформы.

Модель можно легко расширить с учетом дополнительных воздействий, например, перенапряжения или градиентов концентрации, которые можно использовать для более глубокого понимания процессов коррозии.

KEY WORDS: corrosion, steel structures, oil platform.

ЭНЕРГАЗ:

традиции развития
в действии

«ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ». ПОД ТАКИМ БЕССМЕННОМ ДЕВИЗОМ КОЛЛЕКТИВ КОМПАНИИ ЭНЕРГАЗ ТРУДИТСЯ ВОТ УЖЕ ВОСЕМЬ ЛЕТ. ЗА ЭТИМИ СЛОВАМИ – ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ТРУД СПЛОЧЕННОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ КОМАНДЫ ПО ДОСТИЖЕНИЮ КОНКРЕТНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

"ATTENTION TO DETAILS – FROM IDEA TO REALIZATION". UNDER SUCH PERMANENT MOTTO ENERGAZ TEAM OPERATE FOR 8 YEARS. THESE WORDS ILLUSTRATE PROFESSIONAL COOPERATION OF THE CLOSE-KNIT ENGINEERING TEAM TO ACHIEVE SPECIFIC RESULTS

Ключевые слова: блочно-модульные установки, система подготовки ПНГ, дожимные компрессорные станции, вакуумные компрессорные станции, газоподготовка.

Максим Александрович Белов,
заместитель
генерального директора
ООО «ЭНЕРГАЗ»

В коллективе сумели выработать приоритетные принципы повседневной работы, из которых сложились традиции развития предприятий Группы компаний ЭНЕРГАЗ: ООО «ЭНЕРГАЗ», ООО «БелгородЭНЕРГАЗ» и ООО «СервисЭНЕРГАЗ». В ряду этих традиций:

- инженерная компетентность и корпоративная коммуникабельность;
- высокая ответственность перед заказчиками;
- постоянный творческий поиск уникальных проектных и производственных решений;

- оперативное восприятие передовых технологий;
- прочная профессиональная кооперация с подрядчиками и смежниками;
- качественный инжиниринг, дающий гарантии надежности и эффективности;
- организация системного сервиса оборудования, введенного в эксплуатацию;
- оптимальное сочетание цены и качества поставляемой продукции;
- социальная защищенность и возможности профессионального роста сотрудников.

ЭНЕРГАЗ активно наращивает опыт качественного решения своих главных задач:

- разработка индивидуальных проектов по оснащению

объектов электроэнергетики и нефтегазовой отрасли блочно-модульными технологическими установками и системами газоподготовки;

- поставка и ввод оборудования в эксплуатацию, включая монтаж и шефмонтаж, пусконаладочные работы, индивидуальные и комплексные испытания, обучение эксплуатационного персонала;
- комплексный сервис: регламентные работы, модернизация оборудования, текущий и капитальный ремонт, поставка запчастей и расходных материалов, консультационная поддержка.

Отметим следующие проекты, которые «энергазовцы» выполнили за восьмой год своей производственной летописи (октябрь 2014 – сентябрь 2015):

УДК 665.6-403



ФОТО 1. Система подготовки попутного газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения

Система подготовки ПНГ на Западно-Могутлорском месторождении

Многопрофильная компания «Аганнефтегазгеология» (дочернее предприятие НК «РуссНефть») успешно реализует программу рационального использования ПНГ. Здесь на центральной перекачивающей станции Западно-Могутлорского месторождения действует система подготовки попутного нефтяного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 1).

Это современный многофункциональный комплекс, в состав которого входят дожимная компрессорная установка винтового типа, блочный осушитель газа, холодильная установка (чиллер), узел учета газа.

Специалисты ЭНЕРГАЗа разработали этот проект на основе инженерного решения, позволяющего при компримировании ПНГ достигать отрицательной температуры точки росы по воде (-20°C). Еще одна особенность технологического процесса заключается в том, что осушка попутного газа осуществляется двумя методами: рефрижераторным и адсорбционным.

При проектировании учитывались непростые условия эксплуатации. Всё оборудование компактно расположено на единой площадке, размещено во всепогодных теплоизолированных укрытиях, действует автоматически,

режим работы в составе ЦПС – непрерывный.

Система подготовки ПНГ последовательно выполняет осушку, доочистку газа, компримирование, учет объема, охлаждение. Попутный газ, подготовленный в строгом соответствии проектным параметрам, закачивается под давлением 3 МПа в транспортный трубопровод.

ДКС топливного газа для ПГУ-135 Буденновской ТЭС (ГХК «Ставролен»)

В городе Буденновске Ставропольского края на площадке газохимического комплекса «Ставролен» действует новая

тепловая электростанция, построенная на базе современной парогазовой установки. ПГУ обладает проектной электрической мощностью 135 МВт и тепловой мощностью 40 Гкал/час. В её состав входят две газотурбинные установки Industrial Trent 60 WLE (Siemens), два котла-утилизатора ПК-93, паровая турбина Siemens SST-400.

Подготовку (доочистку и компримирование) и подачу газа в турбины под необходимым рабочим давлением 5,8 МПа обеспечивает дожимная компрессорная станция (фото 2). ДКС состоит из трех установок Enerproject типа EGSI-S-100/1000WA производительностью по 815 м³/ч.

Особенность технологического процесса – перепад давления газа на входе. Для поддержания постоянного уровня давления компрессорные установки модернизированы – в блок-модуль каждой КУ встроен узел редуцирования. Проектные параметры газа по чистоте обеспечивают дополнительные элементы системы фильтрации – внешние фильтры-сепараторы с автоматической дренажной системой.

Поэтапный ввод в эксплуатацию ДКС топливного газа провела компания «СервисЭНЕРГАЗ». Инженеры выполнили шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания, комплексную проверку оборудования ПГУ-135, обучение эксплуатационного персонала.



ФОТО 2. Компрессорная станция топливного газа для ПГУ-135 Буденновской ТЭС

Вакуумные компрессорные станции на объектах ОАО «Томскнефть»

На установках предварительного сброса воды УПСВ-9 Советского и УПСВ-5 Вахского месторождений (ОАО «Томскнефть») введены вакуумные компрессорные станции (ВКС, фото 3), поставленные компанией ЭНЕРГАЗ. Это технологическое оборудование обеспечит на объектах рациональное использование низконапорного ПНГ в максимальном объеме.

ВКС винтового типа компримируют попутный газ второй ступени сепарации с близкого к вакууму давления (0,001...0,01 МПа) до давления газа первой ступени сепарации (0,6 МПа) для закачки в трубопровод до газораспределительной станции.

Компрессорные станции марки EGSI-S-40/55A по специальным требованиям проекта функционируют с минимальной производительностью – 360 м³/ч. Система регулирования состоит из двух замкнутых контуров управления. Первый контур контролирует положение золотника компрессора и регулирует производительность в диапазоне 15...100%, что обеспечивает высокую эффективность работы ВКС даже при частичных нагрузках. Второй контур – управление байпасными клапанами – регулирует производительность в диапазоне 0...15%.

Очистку попутного газа на входе в компрессор осуществляет высокоэффективный

двухступенчатый фильтр-скруббер. Предусмотрена возможность быстрой замены фильтрующих элементов (картриджей).

Специалисты ООО «СервисЭНЕРГАЗ» готовят ВКС к эксплуатации еще на двух объектах «Томскнефти».

Система газоподготовки для ГТЭС-25 завода мебельных плит Kastamonu

В Республике Татарстан (особая экономическая зона «Алабуга») турецкая компания Kastamonu Entegre и ее дочернее предприятие в России «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри» запустили производство на новом деревообрабатывающем предприятии.

Собственную электроэнергию для производственных нужд вырабатывает газотурбинная установка (ГТУ) установленной мощностью 25 МВт, созданная на основе газовой турбины LM2500+G4 производства GE. В состав заводской ГТУ входит котел-утилизатор, тепловая мощность которого также используется для обеспечения производственного процесса.

Топливом для газотурбинной установки служит природный газ. Компримирование и подачу газа в турбину ГТУ под рабочим давлением 3,8 МПа осуществляет дожимная компрессорная станция от компании ЭНЕРГАЗ. Производительность ДКС типа EGSI-S-100/700WA – 12 тыс. м³/ч.

Для нужд предприятия поставлены и введены в эксплуатацию

узел редуцирования и блок подготовки топливного газа (БПТГ, фото 4) производства ООО «БелгородЭНЕРГАЗ». БПТГ оборудован системами фильтрации и коммерческого учета газа.



ФОТО 4. БПТГ в составе системы газоподготовки на ГТЭС-25 завода Kastamonu

Блочно-модульные ДКС и БПТГ размещаются в собственных звукопоглощающих укрытиях, оснащены системами автоматизированного управления и контроля, системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности (пожарообнаружение, пожаротушение, газодетекция).

Система подготовки топливного и пускового газа для ДКС месторождения «Алан»

Дожимная компрессорная станция строится в рамках обустройства газового месторождения «Алан» на юге Узбекистана. Строительство ведёт ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение».

ДКС состоит из двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга». ГПА выполнены на базе центробежных компрессоров, в качестве приводов используются газотурбинные двигатели НК-16-18СТ производства КМПО.

ДКС оснащена системой подготовки топливного и пускового газа (СПТПГ) производства ООО «БелгородЭНЕРГАЗ». Система газоподготовки представляет собой технологическую установку, выполненную на единой (открытой) раме. В состав оборудования входят:

- двухступенчатые фильтры-сепараторы. Степень очистки газа от механических примесей и капельной влаги (размером свыше 10 мкм) составляет 99,98 %;

- электрические подогреватели. Нагревают очищенный газ до проектных показателей (+55°C). Для регулировки мощности (или блокировки нагрева) в комплект поставки включена система управления;
- двухлинейные узлы редуцирования (фото 5). Газ редуцируется с 5,6 МПа до уровня 0,4...0,6 МПа (пусковой) и 2,3...2,5 МПа (топливный).

Производительность СПТПГ – 14400...17600 м³/ч. Установка спроектирована с учетом широкого диапазона температур окружающей среды (-28...+49°C). Назначенный ресурс – 25 лет. Поставку оборудования осуществила компания ЭНЕРГАЗ.



ФОТО 5. Линии редуцирования в составе СПТПГ для ДКС месторождения «Алан»

Узел учета газа с калориметрами для ПГУ-350 Новогорьковской ТЭЦ

По проекту реконструкции Новогорьковской ТЭЦ (Кстово, Нижегородская область) в текущем году завершено строительство новой парогазовой установки. В состав ПГУ входят две газотурбинные установки Alstom по 175 МВт и два котла-утилизатора мощностью по 58 Гкал/ч производства Подольского машиностроительного завода. Высокоэффективный энергоблок электрической мощностью 350 МВт интегрирован в существующие паросиловые установки ТЭЦ.

В качестве топлива используется природный газ. Питающие газопроводные линии оснащены узлом коммерческого учета газа (УКУГ, фото 6) производства компании «БелгородЭНЕРГАЗ». УКУГ предназначен для измерения расхода и калорийности газа, поступающего для газотурбинных установок в составе ПГУ-350.

УКУГ типа GS-M-20000/12 – это современный технологический



ФОТО 6. Узел учета газа с калориметрами для ПГУ-350 Новогорьковской ТЭЦ

комплекс максимальной заводской готовности, включающий две трубопроводные врезки с расходомерами, два измерительно-вычислительных комплекса и два потоковых газовых хроматографа (калориметра) с устройствами для отбора проб.

Калориметры определяют компонентный состав газа и проводят вычисления теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе. Размещаются в отдельных блок-боксах с необходимыми инженерными системами (освещение, вентиляция, отопление, газообнаружение и оповещение о загазованности, пожарная сигнализация).

Установка подготовки топливного газа для ГТЭС Верх-Тарского месторождения

Газотурбинная электростанция входит в общую систему энергоснабжения Верх-Тарского нефтяного месторождения. Генерирующее оборудование ГТЭС состоит из двух газотурбинных установок (ГТУ) Centrax типа CX501-KB7 единичной мощностью 5,2 МВт. Топливом для электростанции служит попутный газ, добываемый на месторождении.

Очистку, компримирование и подачу топлива в ГТУ осуществляет установка подготовки топливного газа, состоящая из двух комплексов – УПТГ-1 и УПТГ-2. В основе каждой УПТГ – компрессорная установка Enerproject (фото 7)

производительностью 2 700 м³/ч. КУ предназначены для сжатия попутного газа с 0,4 МПа до необходимого уровня 2 МПа. Компания «СервисЭНЕРГАЗ» модернизировала и ввела в эксплуатацию УПТГ-2, которая ранее находилась в резерве.



ФОТО 7. Газодожимное оборудование в основе УПТГ для ГТЭС Верх-Тарского месторождения

Проведена пусконаладка, индивидуальные и комплексные испытания компрессорной установки №2, КУ оборудована автоматизированной системой управления.

На УПТГ установлены системы пожарообнаружения, пожаротушения и безопасного эксплуатирования. Выполнена наладка системы газодетекции. УПТГ также оснащена САУ верхнего уровня для автоматического управления и контроля компрессорных установок. Рабочие параметры КУ выводятся на монитор АРМ оператора.

Разработку САУ верхнего уровня и АРМ, а также проектирование систем безопасности УПТГ выполнили специалисты ООО «БелгородЭНЕРГАЗ».



ФОТО 3. Вакуумная компрессорная станция на УПСВ-9 Советского месторождения



ФОТО 8. Модернизированная газовая компрессорная установка для ПГУ-60 Уфимской ТЭЦ-2

Газовая компрессорная установка для ПГУ-60 Уфимской ТЭЦ-2

С 2011 года на Уфимской ТЭЦ-2 действует парогазовый энергоблок установленной электрической мощностью 60 МВт. В его состав входят газотурбинная установка Siemens SGT-800 и паровой котел-утилизатор двух давлений. Топливо – природный газ.

Компримирование топливного газа и его подачу в турбину ГТУ осуществляет газовая компрессорная установка типа EGSI-S-370/1800WA (фото 8), поставленная и введенная в эксплуатацию компанией ЭНЕРГАЗ. КУ размещена в отдельном укрытии с максимальной интеграцией оборудования на единой раме, оснащена системой автоматизированного управления и двухуровневой системой регулирования производительности.

В сентябре 2015 года проведена модернизация компрессорной установки, в рамках которой выполнена замена основного элемента – газодожимного компрессора. Это повысило надежность и снизило энергопотребление КУ.

Также на новый компрессор типа ХСР-ХС36Т-52 дополнительно установлены датчики контроля температуры подшипников скольжения и датчик контроля осевого перемещения валов.

Внесены изменения в систему управления КУ с отображением показаний датчиков на дисплее местного щита управления и передачей данных на верхний уровень АСУ ТП. Внесены уставки защит и сигналов предупреждения по показаниям установленных датчиков в САУ КУ.

Все работы выполнили инженеры ООО «СервисЭНЕРГАЗ».

ЭНЕРГАЗ сегодня

Всего в активе компании насчитывается 114 проектов, в рамках которых действуют 230 технологических установок газоподготовки и компримирования.

В настоящее время предприятия Группы компаний ЭНЕРГАЗ выполняют 16 проектов. На различных стадиях готовности к пуску (цеховое тестирование, монтаж, пусконаладка, испытания на объекте) находится следующее оборудование:

- установка компримирования топливного газа для ГТЭС Верхнеколик-Еганского м/р (Роснефть);
- компрессорная установка-тренажер для Учебного центра (Сургутнефтегаз);
- установка подготовки топливного газа для ГТЭС Восточно-Мессояхского м/р (Газпром нефть);
- девять компрессорных установок на КСН Пякяхинского м/р (ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь);

- система газоподготовки (БПТГ, ДКС, ресивер) для ТЭЦ «Восточная» г. Владивосток;
- вакуумная компрессорная станция на УПСВ-3 Советского м/р (Томскнефть);
- система газоподготовки и газоснабжения для ГПЭС ОАО «Ангстрем-Т» г. Зеленоград;
- компрессорная установка на ТСЖУ месторождений Большехетской впадины (ЛУКОЙЛ);
- дожимная КС на ЦПС Восточно-Мессояхского м/р (Газпромнефть-Развитие);
- оборудование газоподготовки для ГТУ Центральной ТЭЦ г. Санкт-Петербург;
- вакуумная компрессорная станция на УПСВ-4 Вахского (Томскнефть);
- газовая компрессорная станция для испытательных стендов турбин (Невский завод);
- компрессорная станция топливного газа для ПГУ-10 ТЭЦ МЭИ г. Москва;
- пункт подготовки газа для ПГУ Могилевской ТЭЦ-1;
- компрессорные установки на СКНС Талаканского м/р (Сургутнефтегаз);
- компрессорные установки на СКНС Северо-Лабатьюганского м/р (Сургутнефтегаз).

Открывая девятый год своей производственной биографии, коллектив ЭНЕРГАЗа выражает профессиональную признательность и большую благодарность всем коллегам и партнерам за совместный труд по развитию электроэнергетики и нефтегазовой отрасли нашей страны. ●

KEY WORDS: modular installation, system preparation APG, booster compressor station, vacuum compressor station, preparation of gas.

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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



27 – 30 октября 2015 года
Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

14-я Международная выставка «Насосы. Компрессоры. Арматура. Приводы и двигатели»



Получите билет на www.pcvexpo.ru

Организаторы



Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: pcvexpo@ite-expo.ru



Генеральные информационные партнеры



Стратегический медиа-партнер



Информационные партнеры



НАСОСЫ HERMETIC – ВЫБОР СПЕЦИАЛИСТОВ



КРУПНЕЙШИЕ НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ И НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ КОМПАНИИ, КАК В РОССИИ, ТАК И ЗА ЕЕ ПРЕДЕЛАМИ, ИСПОЛЗУЮТ В СВОЕЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГЕРМЕТИЧНЫЕ (БЕССАЛЬНИКОВЫЕ) ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ. СРЕДИ СПЕЦИАЛИСТОВ ОНИ СЧИТАЮТСЯ НЕ ТОЛЬКО НАИБОЛЕЕ НАДЕЖНЫМИ И ДОЛГОВЕЧНЫМИ, НО И НАИБОЛЕЕ УДОБНЫМИ В РЕМОНТЕ. В ПРОДУКТОВОЙ ЛИНЕЙКЕ КОМПАНИИ HERMETIC-PUMPEN GMBH ЭТИ НАСОСЫ ЗАНИМАЮТ ВЕДУЩЕЕ МЕСТО. В ЧЕМ ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА НАСОСОВ HERMETIC?

THE LARGEST PETROCHEMICAL AND OIL AND GAS COMPANIES, BOTH IN RUSSIA AND ABROAD, ARE USING IN ITS PRODUCTION ACTIVITIES HERMETIC (SEALLESS) CENTRIFUGAL PUMPS. AMONG THE PROFESSIONALS THEY ARE CONSIDERED NOT ONLY THE MOST RELIABLE AND DURABLE, BUT ALSO EASY TO REPAIR. IN THE PRODUCT LINE OF THE COMPANY HERMETIC-PUMPEN GMBH THESE PUMPS OCCUPY A LEADING PLACE. WHAT ARE THE MAIN ADVANTAGES OF HERMETIC PUMPS?

Ключевые слова: центробежные насосы, экранированный электродвигатель, вакуумные насосы и системы, шестеренчатые насосы, роторно-поршневые насосы.

Маттиас Нестлер,
официальный представитель
Hermetic-Pumpen GmbH в России, Беларуси

Виктор Бочаров,
менеджер по продажам
Hermetic-Pumpen GmbH

Компания HERMETIC-Pumpen GmbH была образована, как семейное предприятие в 1866 г. в Германии и в современном виде действует с 1954 г., начав производство прогрессивных герметичных центробежных насосов.

В настоящее время выпускает следующее оборудование:

- герметичные центробежные бессальниковые насосы;
- жидкостно-кольцевые вакуумные насосы и системы;
- шестеренчатые и роторно-поршневые насосы.

Главное место в номенклатуре выпускаемого насосного оборудования HERMETIC-Pumpen GmbH занимают герметичные бессальниковые центробежные насосы с встроенным экранированным электродвигателем (с защищенным статором) по стандарту API 685, которые из всех типов насосов во всем мире признаны, как наиболее надежные, долговечные и экономичные.



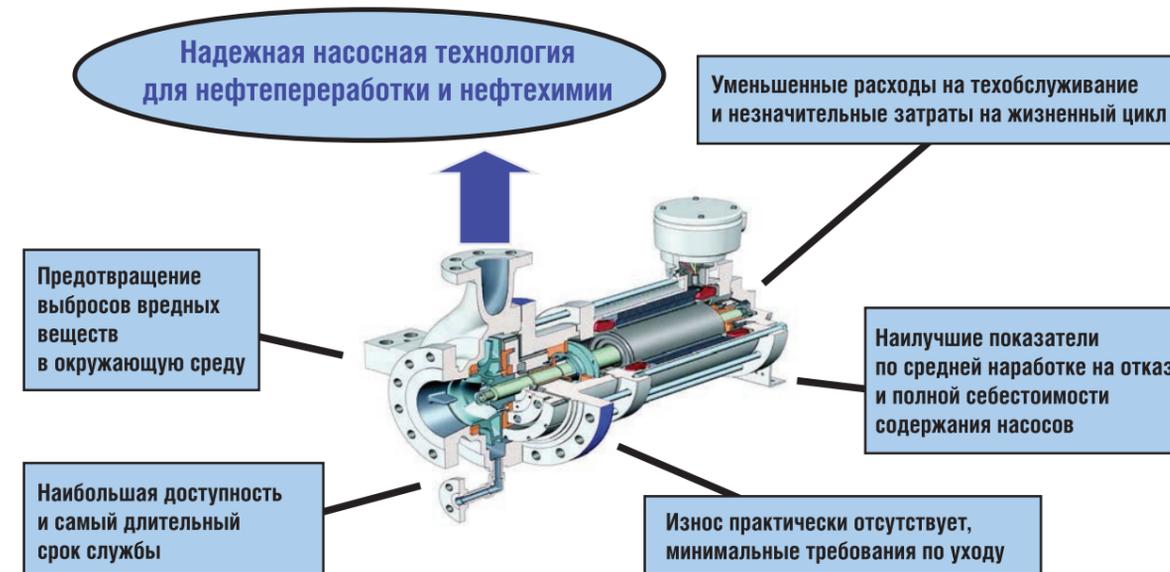
Насосы HERMETIC безотказно работают в самых тяжелых, в том числе и с точки зрения, взрывоопасности и токсичности условиях, при которых недопустимы никакие утечки перекачиваемой среды, в диапазонах:

- температур от -160°C до +500°C,
- давлений в системе до 120 МПа,
- мощности от 1 до 675 кВт,
- производительности от 1 до 1200 м³/ч

Сегодня эти насосы всё активнее используются по всему миру на предприятиях химической и нефтехимической отрасли, а также в нефте-

УДК 621.671

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ Hermetic



газопереработке, обеспечивая существенное сокращение производственных издержек и повышение ресурса безаварийной работы.

На рынки РФ и СНГ насосы HERMETIC поставляются уже более 40 лет и по независимым опросам среди экспертов в последние годы в России постоянно признаются, как лучшие и самые надежные центробежные насосы. Основанием для этого являются, в частности, фактические статистические данные, показывающие, что на определенное количество герметичных бессальниковых насосов HERMETIC с встроенными экранированными двигателями приходится в несколько раз меньшее количество ремонтов по сравнению с насосами с торцевыми уплотнениями или магнитными муфтами других производителей.

Такой впечатляющий эффект обеспечивается следующими неоспоримыми преимуществами насосов HERMETIC по сравнению с другими типами насосов:

- абсолютная герметичность, т.е. полное отсутствие протечек и эмиссии за счет наличия двойного разделительного контура (между рабочей и внешней средой), гарантирующего максимальную безопасность;
- компактность конструкции, саморегулируемое выравнивание осевого положения ротора,
- не подверженность износу и самый низкий уровень шумов, благодаря наличию только двух подшипников скольжения, смазываемых самим перекачиваемым продуктом, а также за счет отсутствия

быстроизнашивающихся и издающих повышенные шумы деталей, таких как шарикоподшипники, муфты и вентиляторы электродвигателей;

- простота и удобство монтажа, технического обслуживания и ремонта;
- высокая экономичность, наибольший срок наработки на отказ и наименьшие затраты на техобслуживание, т.к. для насосов HERMETIC не требуются никакие торцевые уплотнения, балансировка муфты и вала, инструментarii для контроля герметичности, комплексные системы затворного газа и смазки, громоздкие фундаментные плиты с дренажом и всё прочее, усложняющее эксплуатацию и обслуживание оборудования, а также увеличивающее его комплектацию и совокупную стоимость.

В зависимости от условий эксплуатации и требований заказчиков насосы HERMETIC выпускаются в одноступенчатом или многоступенчатом, унифицированном или специальном, горизонтальном, вертикальном или погружном исполнении с самой минимально допустимой комплектацией только устройствами контроля температуры, защиты обмотки, правильности направления вращения вала и заполнения насоса (для защиты от «сухого хода»).

KEY WORDS: centrifugal pumps, shielded motor, vacuum pumps and systems, gear pumps, rotary piston pumps.

**HERMETIC-Pumpen GmbH –
Ваш надежный партнер**



Simply the best pump technology

HERMETIC-Pumpen GmbH • Postfach 1220 • D-79191 Gundelfingen
для связи в России и СНГ: 121059, Москва, ул. Киевская, 7
Tel.: +7 (495) 221 36 73/74 • e-mail: hermetic@co.ru

ВЗЫСКАНИЕ НЕУСТОЙКИ ЗА НАРУШЕНИЕ СРОКОВ СДАЧИ ОБЪЕКТА ДОЛЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

ОДНИМ ИЗ САМЫХ ДОСТУПНЫХ СПОСОБОВ ПРИОБРЕТЕНИЯ НЕДВИЖИМОСТИ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ЯВЛЯЕТСЯ ИНВЕСТИРОВАНИЕ В ДОЛЕВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО. ИНВЕСТОРЫ ВКЛАДЫВАЮТ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА В СТРОИТЕЛЬСТВО НА ОСНОВАНИИ ЗАКЛЮЧЕННЫХ С ЗАСТРОЙЩИКАМИ ДОГОВОРОВ УЧАСТИЯ В ДОЛЕВОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ. ОСНОВНАЯ ОБЯЗАННОСТЬ ЗАСТРОЙЩИКА ПО ТАКОМУ ДОГОВОРУ – СДАЧА ОБЪЕКТА ДОЛЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В СРОКИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ ДОГОВОРОМ. ОДНАКО СЕГОДНЯ ЗАСТРОЙЩИКИ ПОВСЕМЕСТНО НАРУШАЮТ СОГЛАСОВАННЫЕ СРОКИ СДАЧИ ОБЪЕКТА, ЛИШАЯ УЧАСТНИКА ДОЛЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ВОЗМОЖНОСТИ ПРОЖИВАТЬ В ПРИОБРЕТЕННОМ ИМ ЖИЛОМ ПОМЕЩЕНИИ И ВЫНУЖДАЯ НЕСТИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РАСХОДЫ НА ОПЛАТУ СЪЕМНОГО ЖИЛЬЯ. КАКИМ ОБРАЗОМ ИНВЕСТОР МОЖЕТ ЗАЩИТИТЬ СВОИ ПРАВА В СЛОЖИВШЕЙСЯ СИТУАЦИИ?

ONE OF THE MOST AFFORDABLE WAYS OF PURCHASING PROPERTY IS CURRENTLY INVESTING IN THE CONSTRUCTION OF EQUITY. INVESTORS PUT UP MONEY IN THE CONSTRUCTION UNDER AGREEMENTS WITH THE DEVELOPERS OF PARTICIPATORY CONSTRUCTION. THE MAIN RESPONSIBILITY OF THE DEVELOPER UNDER SUCH AGREEMENT – DELIVERY OF OBJECT OF SHARE BUILDING WITHIN THE TIME SPECIFIED IN THE CONTRACT. TODAY, HOWEVER, DEVELOPERS EVERYWHERE ARE VIOLATING THE AGREED TIME OF COMPLETION, DEPRIVING THE PARTICIPANT OF SHARE BUILDING THE OPPORTUNITY TO LIVE IN THE ACQUIRED DWELLING AND FORCING THEM TO BEAR THE ADDITIONAL COSTS OF PAYING FOR RENTED HOUSING. HOW INVESTORS CAN PROTECT THEIR RIGHTS IN THE SITUATION?

Ключевые слова: *долевое строительство, инвестиции в строительство, обязанности застройщика, сдача объекта, права инвесторов.*

Екатерина Глазунова,
Юридическая компания
Приоритет

Отношения сторон по договору участия в долевом строительстве регулируются положениями Гражданского кодекса Российской Федерации (далее – ГК РФ) и нормами Федерального закона №214-ФЗ от 30.12.2004г. «Об участии в долевом строительстве многоквартирных домов и иных объектов недвижимости и о внесении изменений в некоторые

законодательные акты Российской Федерации» (далее – ФЗ №214-ФЗ).

В силу положений ФЗ №214-ФЗ застройщик обязан передать участнику долевого строительства объект долевого строительства не позднее срока, который предусмотрен договором, а в случае нарушения предусмотренного договором срока передачи объекта долевого строительства застройщик уплачивает участнику долевого строительства неустойку (пени).

Обращаем внимание, что обращаться в суд за защитой своего права можно с того момента, как право нарушено – то есть с момента возникновения просрочки. При этом продолжительность просрочки значения не имеет.

Согласно положениям ФЗ №214-ФЗ в случае нарушения предусмотренного договором срока передачи объекта долевого строительства застройщик уплачивает участнику долевого строительства неустойку в размере 1/300 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, действующей на день исполнения обязательства, от цены договора за каждый день просрочки. Если участником долевого строительства является гражданин, неустойка уплачивается застройщиком в двойном размере, то есть в размере 1/150 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации.

Также, если участник долевого строительства физическое лицо-потребитель, то в случае удовлетворения исковых требований суд взыскивает с застройщика штраф, предусмотренный положениями Закона РФ от 07.02.1992г. №2300-1 «О защите прав потребителей».

Помимо этого физическое лицо может заявить требования о компенсации морального вреда.

УДК 347.42

Для доказательства своей позиции инвестор должен представить в суд следующие документы:

- 1) копию договора участия в долевом строительстве;
- 2) документы, подтверждающие оплату денежных средств по договору участия в долевом строительстве;
- 3) расчет исковых требований;
- 4) квитанцию об оплате государственной пошлины (в случае, если участник долевого строительства юридическое лицо – при любой сумме иска, в случае, если участник долевого строительства гражданин-потребитель – при сумме иска свыше 1 000 000 рублей);
- 5) копию претензии-требования об уплате неустойки за просрочку сдачи объекта долевого строительства с доказательствами передачи претензии застройщику;
- 6) если потребитель заявил требования о взыскании морального вреда – документы, подтверждающие этот факт (медицинские справки, рецепты).

Что касается суда, в который необходимо подавать иск, то это зависит от статуса участника долевого строительства. Если участник долевого строительства юридическое лицо, то иск следует подавать в арбитражный суд по месту нахождения ответчика – застройщика. Если же участник долевого строительства физическое лицо – потребитель, то иск можно подать по выбору в суд общей юрисдикции по месту жительства или пребывания истца (что является лучшим вариантом), а также в суд общей юрисдикции по месту нахождения застройщика или в суд общей юрисдикции по месту нахождения объекта долевого строительства. Такие правила о подсудности применяются в случае, если подсудность не изменена договором участия в долевом строительстве.

Практически в каждом арбитражном суде или районном суде системы судов общей юрисдикции по Москве рассматриваются дела о взыскании неустойки за нарушения сроков сдачи объекта долевого строительства. Еще больше таких дел в отношении массовой жилищной застройки в Московской области.

В большинстве случаев такие дела беспроигрышные, поскольку доказать факт просрочки достаточно легко, сопоставив срок сдачи, предусмотренный договором, и дату предъявления требований.

Однако, к сожалению, сложилась практика, когда суды удовлетворяют требования заявителя частично, снижая размер неустойки в связи с ее несоразмерностью последствиям нарушения обязательства на основании положений статьи 333 ГК РФ.

Обращаем внимание, что суды снижают неустойку независимо от заявления такого требования застройщиком и без представления ответчиком доказательств явной несоразмерности размера неустойки последствиям нарушения обязательства.

По нашему мнению такое применение судами положений законодательства является необоснованным, и соответствующая практика должна измениться, поскольку размер неустойки изначально установлен законом, как раз исходя из видения законодателя баланса интересов сторон по договору. В связи с чем снижение неустойки (особенно при отсутствии доказательств несоразмерности) не основано на каких-либо нормах права и приводит к нарушению баланса интересов сторон.

Также долгое время суд снижал размер неустойки по исковым заявлениям инвесторов-потребителей, которые приобрели права требования по договору участия в долевом строительстве на основании договора уступки, заключенного изначально с юридическим лицом (первоначальным инвестором).

Суды отказывали во взыскании в пользу потребителя неустойки в размере 1/150 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации и взыскивали неустойку в размере 1/300 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, ссылаясь при этом на статью 384 ГК РФ и указывая, что к новому кредитору не может перейти больше прав, чем изначально было у первоначального кредитора (Определение Липецкого областного суда от 06.08.2014г. по делу №33-2087/2014).

По этим же основаниям, суды отказывали во взыскании с застройщика штрафа за невыполнение требования потребителя и во взыскании морального вреда.

Эта позиция судов повлекла масштабное заключение недобросовестными застройщиками избежать дополнительных затрат, огромного количества договоров участия в долевом строительстве изначально с юридическими лицами с последующей уступкой физическим лицам.

Безусловно, такую ситуацию нельзя было назвать справедливой, поскольку давая согласие на уступку прав требования по договору участия в долевом строительстве, застройщик, по сути, соглашается на замену стороны договора со всеми вытекающими из этого последствиями, в том числе в части дополнительных гарантий потребителя.

Сегодня, что не может не радовать, судебная практика начинает меняться в сторону защиты прав инвесторов-потребителей. В частности, Верховный Суд Российской Федерации в Определении №77-КГ15-2 от 02.06.2015 г. разъяснил, что к отношениям застройщика и гражданина, к которому перешли права требования по договору участия в долевом строительстве от первоначального участника долевого строительства (например, юридического лица), применяются не только нормы Федерального закона о долевом участии, но и нормы Закона Российской Федерации от 07.02.1992 г. №2300-1 «О защите прав потребителей» в части, не урегулированной специальным законом – Федеральным законом о долевом участии.

Соответственно, в пользу потребителя даже по уступленному юридическим лицом праву требования по договору участия в долевом строительстве подлежит взысканию неустойка в размере 1/150 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, а также штраф и моральный вред. ●

KEY WORDS: *the construction of equity, investments in the construction, the developer's obligations, facility commissioning, the rights of investors.*

ПУТИН НА ДАЛЬНОМ ВОСТОКЕ ПЫТАЕТСЯ ПРИВЛЕЧЬ В РОССИЮ ИНОСТРАННЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

THE WALL STREET JOURNAL

Натан Ход

Выступая на экономическом форуме во Владивостоке РФ В. Путин пообещал создать в регионе комфортные условия для инвесторов. Некоторые эксперты оценивают потенциал Дальнего Востока критически: высок уровень изоляции, как политической, так и экономической. Кроме того, Китай является монополистом на рынке импорта полезных ископаемых Дальнего Востока, и это позволяет ему диктовать



условия. Ожидания насчет капиталовложений придется умерить в связи с ослаблением китайской экономики: «Россия еще раньше впала в сильную зависимость от китайского бума, поскольку он породил повышенный спрос на сырье. Россия не единственная сейчас расплачивается за иллюзии по поводу Китая. Инвесторы по всему миру возлагали слишком большие надежды на его безграничный рост».

СТРАНЫ МИРА НАПЕРЕГОНКИ СПЕШАТ ЗАВЛАДЕТЬ АРКТИКОЙ? НЕТ, ОНИ МЕДЛЕННО ПОЛЗУТ, СООБРАЗОВЫВАЯСЬ С НАУЧНЫМИ ДАННЫМИ

Newsweek

Зоэ Шлангер

Если судить по внешним признакам – от заявлений президентов до сенсационных заголовков в газетах – кажется, будто в Арктике идет новая холодная война, а победитель будет объявлен со дня на день. По убеждению масс, страна-победительница приобретет колоссальные нефтегазовые богатства. Арктические страны действительно ведут себя так, словно соперничают в гонке. Несколько лет назад Россия водрузила свой флаг в океане на глубине 2,5 миль, символически предъявив права на спорный Северный полюс. Когда Обама недавно призвал США как можно скорее увеличить число ледоколов (сейчас их всего два), вспомнилось, что у России 41 ледокол и еще 11 в планах.

Однако, на взгляд экспертов, все эти шаги – по большей части позерство. Заинтересованные страны знают, что раздел Арктики будет проводиться по-



другому – в соответствии с Конвенцией ООН по морскому праву. В 2008 году 5 стран, которые имеют выход к Северному Ледовитому океану подписали на сей счет так называемую Илулиссатскую декларацию. Каждая страна получает исключительные экономические права на область, где ее континентальный шельф выступает в океан в радиусе до 200 морских миль от ее береговой линии. Если же страна хочет претендовать на участок океанского дна дальше 200 миль от берега, то, согласно Конвенции, она должна научно доказать, что ее континентальный шельф туда простирается.

Первая заявка России в 2002 году была отвергнута за недостаточностью доказательств. Недавно Москва подала вторую. А США? Если ратификация произойдет прямо завтра, то правила обяжут их подать заявку лишь в 2025 году. Единственная страна, чью заявку ООН уже одобрила, – Норвегия, но она претендовала лишь на «кусочек» Северного Ледовитого океана. ●



ГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ

- Номинальная мощность: 70 – 200 кВт
- Виды топлива: Природный газ, Биогаз, СУГ, Попутный нефтяной газ, шахтный метан и др.

Гарантия 2 года без ограничения моточасов.

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

50 лет выставке



ХИМИЯ
ХИМИЧЕСКАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
И НАУКА
2015

27-30.10

ЭКСПОЦЕНТР

18-я международная выставка химической промышленности и науки

Зеленая химия

Индустрия пластмасс

Хим-Лаб-Аналит

Химмаш. Насосы

РЕКЛАМА



Организатор: ЗАО «Экспоцентр»

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

Под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.chemistry-expo.ru

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОСВЕЩЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ – ДРАЙВЕР РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ. МНОГО ГОВОРИТСЯ О ТОМ, ЧТО ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ СТРАНЫ ТРЕБУЕТСЯ ДИВЕРСИФИКАЦИЯ И СНИЖЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ТОЛЬКО ОТ НЕФТИ И ГАЗА – ТЕМ НЕ МЕНЕЕ, КАК МИНИМУМ ЭТО СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О ТОМ, ЧТО НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР РАЗВИТ ХОРОШО. НО ВСЕ ЭФФЕКТИВНОЕ МОЖНО И НУЖНО СДЕЛАТЬ ЕЩЕ ЭФФЕКТИВНЕЙ

THE OIL AND GAS INDUSTRY IS A DRIVER OF THE RUSSIAN ECONOMY. IT IS SAID THAT FOR THE COUNTRY'S SUSTAINABLE DEVELOPMENT DIVERSIFICATION AND REDUCING OF THE DEPENDENCE FROM OIL AND GAS IS REQUIRED – HOWEVER, AT LEAST IT SHOWS THAT THE OIL AND GAS SECTOR IS WELL DEVELOPED. BUT EFFECTIVE CAN AND SHOULD BE DONE MORE EFFICIENT

Ключевые слова: *освещение, модернизация, инфраструктура, светодиоды, опоры, мачты.*

**Ходырев
Дмитрий Михайлович,**
начальник отдела
технического продвижения,
холдинг БЛ ГРУПП

Освещение – один из ключевых инструментов модернизации современной инфраструктуры. В современном мире время от времени происходят технологические революции, позволяющие какому-либо сектору экономики полностью обновиться и выйти на новый качественный уровень, причем с пользой для всех. Примеров сколько угодно: мобильная связь, интернет...

А сейчас очередь дошла до освещения. Переход на светодиодные технологии долго готовился, но теперь становится по-настоящему эффективным. Последние 100 лет главной идеей в освещении были лампы и светильники на лампах. Они менялись, обновлялись, но принцип оставался неизменным. Светодиоды изменили все: высвобождаются мегаватты электроэнергии, экономятся миллионы рублей!

Нефтегазовый сектор и компании, к нему принадлежащие, с точки зрения освещения имеют множество разнообразных объектов: огромные открытые пространства, производственные и логистические площадки, административные и офисные здания. Это значит, что сектору требуются светильники и

опоры практически любых типов и видов, и одна из лучших идей – это работа с крупным надежным отечественным производителем, который делает все виды светильников и опор.

Холдинг BL GROUP – именно такой. На его предприятиях делаются все виды традиционных и светодиодных светильников, все виды опор и мачт. Некоторым заводам Холдинга многие десятилетия. Если честно, подавляющее большинство – еще советских, старых светильников в секторе производства. В какие-то периоды до 90% всего наружного освещения в стране составляла продукция именно этих заводов... Некоторые построены уже в российское время; а ряд светильников мирового уровня выпускается вообще с расчетом на западные рынки. Возможности и эффективность традиционных и светодиодных светильников марки GALAD, а также металлоконструкций OPORA ENGINEERING можно оценить посетив, Ванкорское нефтегазовое месторождение, АЗС Газпромнефть в Санкт-Петербурге, АЗС UNKOIL в Москве и Московской области, на Нижнекамском НПЗ «ТАНЕКО», на газораспределительных и компрессорных станциях (ОАО ГАЗПРОМ), на объектах освещения кустовых площадок на месторождениях в р. Коми (Лукойл – Коми), на нефтеналивном терминале «Морской порт г. Санкт-Петербург и так далее.

Модельный ряд современных светодиодных светильников позволяет полностью закрыть потребности сектора. Энергоэффективные, с современным промышленным дизайном, они позволят модернизировать предприятия и территории, экономя до 50% электроэнергии на объекте. Среднее время окупаемости в пределах 2 лет. Светильники сертифицированы и под специфические потребности сектора: повышенная прочность, морозоустойчивость, стабильность при любых колебаниях напряжения, не падающий резко со временем световой поток.

Референс-лист некоторых компаний, с кем сотрудничает БЛ ГРУПП по светодиодному направлению (старые светильники есть у 100% компаний – именно их, служивших верой и правдой десятилетиями, сейчас все меняют): ОАО НК «Роснефть», ОАО «Газпром», Корпорация «Трансстрой», ОАО «РЖД», ГК «Росавтодор», «Спецстрой» России, и многие другие. ●

KEY WORDS: *lighting, modernization, infrastructure, LEDs, supports, masts.*



XIII Международный форум ГАЗ РОССИИ 2015

XIII international forum GAS OF RUSSIA 2015

Российское Газовое Общество

8 ДЕКАБРЯ 2015 ГОДА

Москва, Кутузовский проспект, д. 2/1
Гостиница «Рэдиссон Ройал, Москва»

Программа:

ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ:

«Газовая отрасль России: тенденции, вызовы, перспективы развития»

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ:

- «Российский газ на Европейском рынке»
- «Российский газ на рынках АТР»
- «Развитие внутреннего рынка газа: цены, тарифы, платежная дисциплина, биржевая торговля, межтопливная конкуренция»
- «Импортозамещение в нефтегазовой отрасли»

ПАНЕЛЬНАЯ ДИСКУССИЯ:

«Стратегия развития газовой отрасли. Ключевые вызовы»

Приглашаем к участию делегатов и партнеров

+7(495) 951-8435, e-mail: gr@gazo.ru

www.gazo.ru



А. Романихин



Стенд компании Башнефть на выставке Большая химия-2015



Стенд компании Яргазарматура на выставке Большая химия-2015



Стенд компании Нефтемонтаждиagnostика на выставке Большая химия-2015



А. Бронников



А. Тимченко



М. Газетдинов, А. Раппопорт



И. Бадердинов



Участники конференции в рамках выставки Большая химия-2015



В. Ермолаев



А. Золотухин



Стенд компании Полоцк поинт на выставке Большая химия-2015



Стенд компании Промтехкомплект на выставке Большая химия-2015



Стенд компании FAM electric на выставке Большая химия-2015



Посетитель стенда компании Башнефть на выставке Большая химия-2015



Участники выставки Большая Химия-2015



А. Пронин



Стенд компании Динамика на выставке Большая химия-2015



П. Завальный



Стенд компании Уранефтегаз на выставке Большая химия-2015



Стенд компании Пневмакс на выставке Большая химия-2015

«Чем дешевле нефть, тем вреднее импортные товары»

народная мудрость



«Недропользователь должен выполнять условия лицензионных соглашений. А что же будет потом? Отзовем право на добычу, скважина запарафинится, выйдет из строя. И кому от этого будет польза? Точно не России»

В. Кириллов



«Мы живем лучше Северной Кореи не потому, что у нас демократия, а у них коммунизм. Просто у нас есть нефть и газ, а у них нет. Кончатся они – будем жить хуже северокорейцев»

А. Паршев

(«Почему Америка наступает?»)

«Там, в недрах щедрой апшеронской земли, ждали своего часа миллионы и миллионы пудов сладкого, черного, пахучего дурмана, без которого планета не может жить, как наркоман без опиума»

Б. Акунин («Чёрный город»)



«Колебание цен на нефть не ставит под сомнение фундаментальный тезис о том, что эпоха дешевых углеводородов закончилась»

А. Миллер



«Если компании не справятся с выполнением соглашения из-за того, что неправильно строили финансовую политику, государство будет иметь возможность еще раз продать права пользования месторождениями и получить средства в бюджет»

Ю. Трутнев

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПОСТАВЩИК МОСКОВСКОГО КРЕМЛЯ
OFFICIAL PURVEYOR TO THE MOSCOW KREMLIN



Украшение охотничьего карабина «Сайга»



Нож-пистолет 200x130x15 мм



Кортик «Калашников «ПК» Бриллиантовый 445(320)x18 мм

Кинжал охотничий 350(225)x32 мм



Винный набор Ø125x280 мм - графин Ø330x15 мм - блюдо

- Наградное и подарочное украшенное оружие
- Предметы быта и культуры
- Коллекционные кортики «Оружие Калашникова»
- Элитные подарки и сувениры

456208, Россия, Челябинская обл., г.Златоуст, ул.50-летия Октября, д.5.
Тел.: +7 (3513) 66-31-65, 66-65-33.
66-37-05, 66-06-67, 66-62-52
Москва: +7 (985) 761-66-58
www.zlatoust.com
info@zlatoust.com



Долота «BULAVA» - власть над недрами

Представляем линейку долот "BULAVA", созданную для более эффективного разбуривания твёрдых пород.

В отличие от стандартных PDC-долот, в моделях BULAVA применяются породоразрушающие вставки оригинальной формы, усиливающие скалывающий эффект при бурении твёрдых пород. Оптимальное размещение режущих элементов обеспечивает повышенную механическую скорость бурения и более высокую износостойкость долота в твердых породах.

* Булава, старинное оружие в виде тяжелой каменной или металлической головки на рукояти, длина 50-60 см. Появилась в неолите, широко применялась в странах Древнего Востока и в средние века; на Руси - в XIII-XVII вв., а могущественные властители и даже императоры использовали в качестве символа своего достоинства предмет, похожий на булаву, - скипетр.



BULAVA

БУРСЕРВИС
Успешный путь
к недрам! *Уфа*

Открытое акционерное общество
«Научно-производственное предприятие «Бурсервис»,
Россия, РБ, 450112, г.Уфа,
ул. Соединительное шоссе 2/2,
а/я 134, тел./факс +7 (347) 292 59 77
e-mail: mail@burservice.ru
www.burservice.ru