



СИНЕРГИЯ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ



СТАНДАРТЫ  
ОТВЕТСТВЕННОСТИ



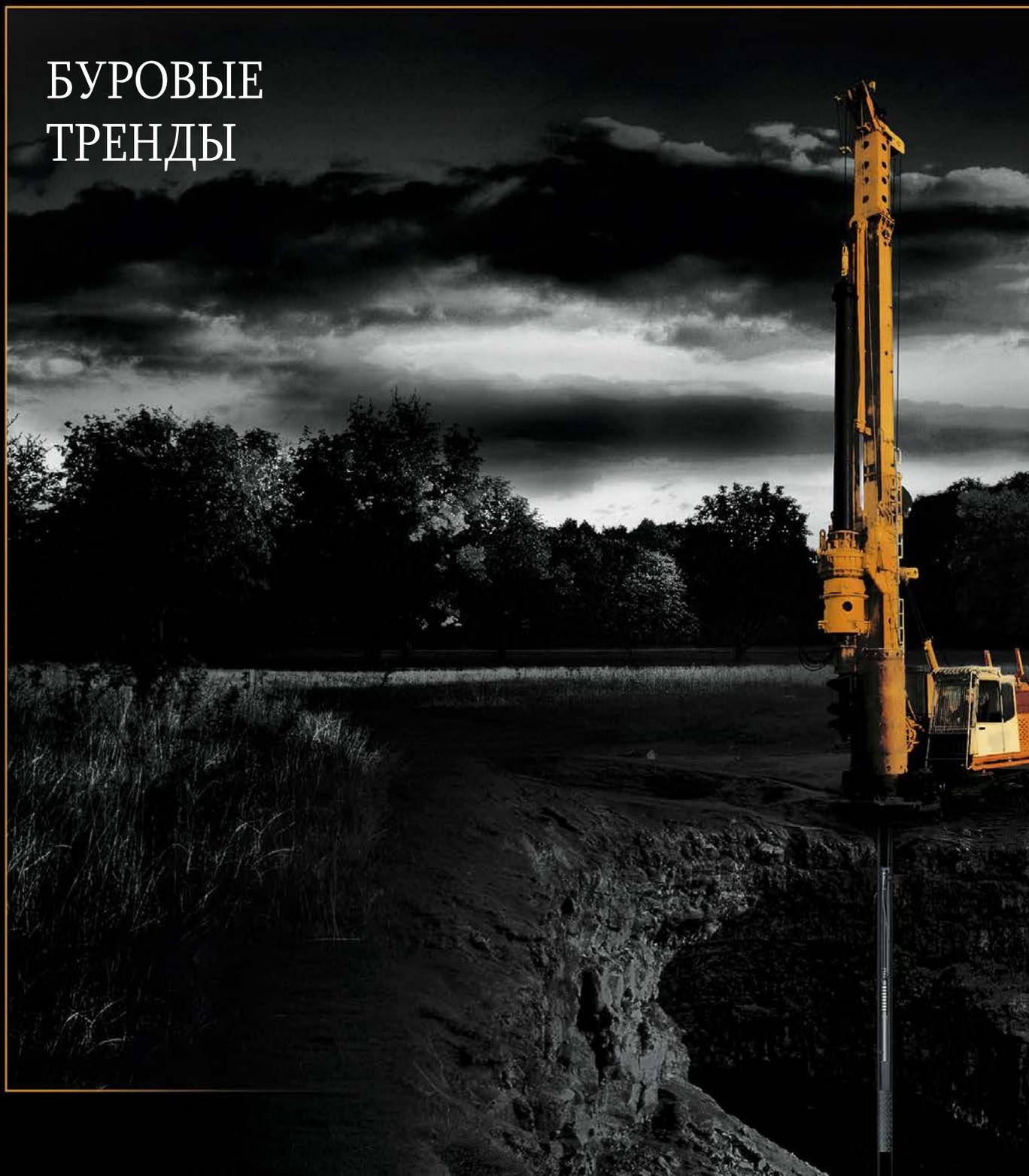
ХВАТИТ  
ОТАПЛИВАТЬ  
УЛИЦУ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

[3] 2013 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

БУРОВЫЕ  
ТРЕНДЫ





# НИПИСтройТЭК

научно-исследовательский и проектный институт  
по строительству и эксплуатации объектов  
топливно-энергетического комплекса

Научно-исследовательский и проектный институт по строительству и эксплуатации объектов топливно-энергетического комплекса (НИПИСтройТЭК) реализуют десятки научно-технических, инжиниринговых и образовательных проектов.

## НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ:

- проектирование объектов инфраструктуры ТЭК;
- комплексные инженерные изыскания;
- организация и выполнение работ по воздушному, наземному лазерному сканированию и цифровой аэрофотосъемке;
- обработка материалов съемки и создание цифровых картографических материалов масштаба 1:500 – 1:5000 по государственным стандартам и требованиям Заказчика;
- разработка ГИС-компонента информационно-аналитических систем корпоративного уровня;
- изготовление и обновление цифровых и электронных карт и 3D моделей;
- обработка ДДЗ (построение и сгущение сетей фототриангуляции, создание трехмерных моделей рельефа по материалам стереосъемки и радарной съемки, создание ортотрансформированных и композитных изображений, расчет индексов (NDVI и проч.), создание мозаик, тематическое дешифрирование (автоматизированное и визуальное);
- аттестация и сертификация сварочных материалов, оборудования и технологий;
- обучение персонала заказчика по 42 рабочим специальностям для строительства трубопроводов.



## ПРОЕКТЫ:

Проектирование Новомосковского подземного хранилища газа в Тульской области;  
Проектирование 30 ГРС и 20 газопроводов-отводов в Волгоградской области;  
Проектирование реконструкции систем телемеханики на 5 объектах ОАО «Газпром»;  
Проектирование реконструкции электростанции собственных нужд КС «Ургала»;  
Проектирование реконструкции КС-10 «Ярковская» КЦ-2 газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск»;  
Мобильное и наземное лазерное сканирование территорий 110 электроподстанций ОАО «ФСК ЕЭС»;  
Воздушное лазерное сканирование, создание цифровых моделей рельефа, ортофотопланов и топографических планов 1:2000 масштаба на 5 объектах ОАО «Северсталь»;  
Воздушное лазерное сканирование, цифровая аэрофотосъемка местности, создание цифровых моделей рельефа, ортофотопланов и топографических планов 1:2000 масштаба железнодорожной линии «Кызыл-Курагино» для ООО «НПО Мостовик».



Мобильное лазерное сканирование, создание цифровых топографических планов и 3D моделей и 1 300 км ж/д путей и инфраструктуры для ОАО «РЖД»;

Разработка нормативных документов по сварке и неразрушающему контролю при строительстве и ремонте нефтепроводов и резервуарного парка для ТНК-ВР;

Проведение всех видов механических испытаний сварных соединений ОАО «АК «Транснефть», Mobil, Siirtec Nigi, CNPC и др.;

Специалисты Института принимали участие в проектировании нефтепровода ВСТО, разработке комплекта нормативных документов по сварке и неразрушающему контролю, оказанию технической помощи по вопросам строительства этого нефтепровода.



## Насосы поколения NEXT

24



## Хватит отапливать улицу



Скважинная магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия труб

38

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

44

Суда технологического флота нефтегазовых месторождений. Буровое судно

46



## Рецепты комплексной защиты

Качественные и долговечные антикоррозионные покрытия 76

Глобальная энергетика и мировое инновационно-технологическое развитие 54

Календарь событий в марте 63

Russia POWER – лакмусовая бумажка энергетической отрасли 68

Россия в заголовках 82

НЕФТЕГАЗ *Life* 88

Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК 90

Цитаты 96

# СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 4

Первая строчка  
Все о персоне и событии месяца 10

Инновации для нефтепереработки  
Новые конструкции шестеренных насосов для нефтехимических, нефтеперерабатывающих и химических производств 12

Повышение энергоэффективности и надежности насосов системы поддержания пластового давления 16

Инновации для строительства скважин 32

## Стандарты ответственности



Синергия эффективности 78



**329 лет назад**

В 1684 году иркутский письменный голова Л. Кислянский обнаружил нефть в районе Иркутского острога.

**95 лет назад**

В 1918 году Н.Д. Зелинский разработал каталитический способ получения бензина из тяжёлых остатков нефти.

**67 лет назад**

В 1946 году произведен пробный пуск газа в газопровод Саратов-Москва.

**60 лет назад**

В 1953 году открыто одно из крупнейших нефтяных месторождений Эр-Румайла с запасами 6,4 млрд т.

**47 лет назад**

В 1966 году сейсмическая станция В. Цыбенко открыла Уренгойское месторождение.

**46 лет назад**

В 1967 году открыто уникальное по запасам газа Медвежье газовое месторождение. Разрабатывается с 1972 года.

**42 года назад**

В 1971 году открыто Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение, получившее свое название в честь советского геолога Вадима Бованенко. Введено в эксплуатацию в 2012 году.

**35 лет назад**

В 1978 году началась добыча газа на Уренгойском месторождении.

**32 года назад**

В 1981 году в результате исследований, проведенных «Севморнефтегеофизика» с научно-исследовательского судна «Профессор Штокман» была выявлена Штокмановская структура.

**29 лет назад**

В 1984 году газ с Уренгойского месторождения начинает экспортироваться в Западную Европу.

**РЕДАКЦИЯ**

Главный редактор  
Виктория Юдина

Шеф-редактор  
Анна Павлихина

Ведущий аналитик  
Артур Гайгер

Журналисты  
Александр Власов, Анна Игнатьева,  
Данила Лужин, Матвей Тархов

Ответственный секретарь  
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка  
Елена Валетова

Корректор  
Денис Пигарев



Издательство:  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

Директор  
Ольга Бахтина

Отдел рекламы  
Александр Боднар  
Дмитрий Аверьянов  
Алексей Виговский  
Артем Араkelов  
Шана Косован

Служба технической поддержки  
Прибыткин Сергей  
Бродский Алексей

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

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

Передача 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  
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров

XI MOSCOW  
INTERNATIONAL  
ENERGY  
FORUM



XI МОСКОВСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ

# ТЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ

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



**ОРГАНИЗАТОРЫ:**

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



**ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ**  
**14 МЕЖДУНАРОДНЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ**  
**VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА**

**3000 УЧАСТНИКОВ**  
**120 УНИКАЛЬНЫХ ДОКЛАДОВ**  
**2000 МЕТРОВ ЭКСПОЗИЦИИ**

**8 - 11 АПРЕЛЯ 2013**

**МОСКВА**

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

[www.mief-tek.com](http://www.mief-tek.com)



## МЫЛЬНЫЙ ПУЗЫРЬ НЕФТЯНЫХ ЗАПАСОВ

Оценка запасов нефти в России по отечественной методологии более чем в 2 раза превышала оценку, полученную по международной классификации. В условиях выхода российских компаний на западные фондовые рынки, инвестирования зарубежного капитала в российскую нефтегазовую промышленность особую актуальность приобретает сопоставимость результатов оценки ресурсного потенциала месторождений

**Анна Павлихина**

Всего существует более 100 различных классификаций и любая из них должна отвечать потребностям главных пользователей, коими являются банки, органы государственной власти, оценщики стоимости добывающих активов, фондовые инвесторы и сами компании. В результате может сложиться ситуация, при которой компании будут вынуждены применять сразу несколько классификаций – SEC, PRMS, государственную и собственную.

Наиболее широко употребляется классификация SPE-PRMS, также популярна разработанная в США SEC, Рамочная классификация ООН (UNFC-2004), английская (SORP-2001), канадская (NI 51-101), китайская (PRO), норвежская (NPD-2001).

В начале 2000-х гг. Роснедра подготовили новые регламентирующие документы, рассчитанные на сближение методов оценки запасов УВ с международными стандартами. Ввести новую классификацию планировали еще в 2009 г., но в 2012 г. объявили приказ об утверждении классификации утратившим силу из-за неподготовленности к внедрению.

В отечественной практике нет четкого определения извлекаемых запасов нет. Интуитивно под ним понимается сумма накопленной и прогнозной добычи. А четко сформулированные в



классификации SPE-PRMS определения помогают избежать двойных толкований и недоразумений.

Одно из основных отличий международной и отечественной оценок состоит в том, что первая исходит из перспектив экономически целесообразной добычи при реализации конкретных планов компании-оператора. Она зависит от правовых, экономических и технологических факторов и является величиной переменной. В отечественной оценке извлекаемые запасы являются фиксированной, рассчитываемой заранее величиной и распространяется на любое открытое месторождение.

Не трудно заметить, международный подход дает более объективную основу для принятия верных бизнес решений. Почему же российскую классификацию не приведут в соответствие с международной? Возможно, потому, что это негативно отразится на стоимости госкомпаний.

В 2012 г. были окончательно распределены лицензии на месторождения и теперь компаниям придется думать самостоятельно, как пополнять свои запасы. Если принимать за реальность миф о том, что запасы растут невероятными темпами и уже превысили 140%-ный порог, то уже через 10 лет объемы добычи упадут до критического минимума.

Сегодня более половины приращенных запасов находится на инфраструктурно недоступных месторождениях, а большинство открытых за последние 15 лет – нерентабельны. При управлении столь важным, жизнеобразующим сектором, государство не может апеллировать недостоверными данными. ●



## КОМПАНИИ- НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛИ БУДУТ ИНВЕСТИРОВАТЬ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДКУ АРКТИКИ

Правительство РФ одобрило госпрограмму «Воспроизводство и использование природных ресурсов до 2020 г.» с финансированием более 3,6 трлн руб.

### Александр Власов

А. Дворкович уверен, что финансирование возможно за счет привлечения внебюджетных средств в размере 2,8 трлн рублей, в 1-ю очередь за счет средств недропользователей. С. Донской подчеркнул, что обязанность инвестировать в ГРП Арктики, предусмотрена выданными им лицензиями. Д. Медведев также считает необходимым продолжить работу по созданию современных геологических карт территории России для получения достоверной информации о недрах.

Финансирование всего лишь одной подпрограммы от целого документа предполагает финансирование свыше 3 трлн руб. в т.ч. за счет средств федерального бюджета – 359,3 млрд руб.

«К 2020 году мы должны повысить геологическую изученность страны, обеспечить устойчивое минерально-сырьевое обеспечение отраслей экономики и экспортных обязательств России, наконец, поддержать занятость населения и создать более 300 тыс. новых рабочих мест», – заявил С. Донской.

На сегодняшний день в сфере геологического изучения и использования недр накопился ряд проблем, требующих решения.

В рамках реализации документа предусмотрены мероприятия, выполнение которых позволит к 2020 г. решить существующие проблемы, в том числе повысить геологическую изученность территории страны, создать поисковый задел по перспективным площадям интенсивно добываемых полезных ископаемых; повысить инвестиционную привлекательность геологического изучения недр, в том числе с использованием механизмов государственно-частного партнерства; обеспечить расширенное воспроизводство запасов и усилить контроль за выполнением лицензионных соглашений.

Кроме того, принятое решение определенно должно порадовать компании, которые хотели инвестировать в ГРП арктического шельфа, но не имели на это права. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Активизировавшиеся в последнее время разговоры о том, сколько все-таки в России ценных углеводородов вышли уже на президентский уровень. И вот сейчас эксперты спорят: а нужно ли менять систему подсчета УВС? Этот вопрос мы задали и нашим респондентам.

### Нужно ли реформировать систему оценки запасов углеводородов?

33%

Да, чтобы российские компании могли успешно выходить на западные фондовые рынки

15%

Нет, зарубежные агентства намеренно занижают оценки

17%

Нет, система оценки правильная, но данные заведомо утаиваются

24%

Да, российская классификация не дает правильного представления о запасах УВС

11%

Нет, это может негативно отразиться на стоимости госкомпаний

Вопрос отмены монополии Газпрома на экспорт СПГ возник относительно недавно, но вокруг него уже успели разгореться споры. Одни полагают, что ломать сложившуюся систему выйдет дорого и неэффективно, другие считают важным освоение шельфовых месторождений (что при нынешних обстоятельствах затруднительно) и скорейшее освоение относительно свободного рынка АТР.

### Нужно ли либерализовать экспорт СПГ?

65%

Да, иначе неохваченные рынки АТР займут другие страны

4%

Нет, это создаст трудности для Газпрома, который является системообразующей компанией экономики страны

1%

Нет, потребует больших инвестиций в инфраструктуру

24%

Да, это способствует освоению шельфовых месторождений

1%

Нет, это приведет к конкуренции СПГ и трубопроводного газа

6%

Во всем виновата американская сланцевая революция

Реклама



17-я международная  
выставка химической  
промышленности  
и науки

**ХИМИЯ**  
28–31  
октября **2013**

Организатор: ЦВК «Экспоцентр»  
[www.chemistry-expo.ru](http://www.chemistry-expo.ru)

*Персонажи*

*Прохоров Сурдман*

*Миллер*

*Донской* Лисин

*Медведев*

*Артемьев*

*Александров*

*Дворкович*

*Сечин*

*Абрамович*



*Сергей Сидорович Донской*

**В** 1987–1989 служил в спецназе Службы исполнения наказаний.

**В** 1996 г. продал Ангарскую нефтяную компанию ОНЭКСИМбанку.

**1998** г. – финансист Сургутнефтегаза и Общества сознания Кришны.

время за нее боролись Сиданко, позднее вошедшая в состав ТНК, и структуры В. Потанина и М. Прохорова. После этой сделки С. Донской ушел в брокерскую компанию Према-инвест, которой владел Б. Дас, бывший заодно основным спонсором Общества сознания Кришны в России.

Кризисный 1998 г. заставил С. Донского сменить профиль деятельности, и он начал строить карьеру чиновника. Это время совпало с периодом, когда в правительстве шли горячие споры о судьбе соглашений с компаниями, занимавшимися разработкой месторождений на Сахалине. Как раз эти вопросы С. Донской курировал, находясь на службе в ЛУКОЙЛе и Зарубежнефти. В 1999 г. он стал советником Департамента по подготовке и реализации соглашений о разделе продукции Министерства топлива и энергетики РФ.

В январе 2005 г С. Донской продолжил заниматься процедурами инвестиционных конкурсов на разработку месторождений на должности директора Департамента экономики и финансов Министерства природных ресурсов РФ, а через 3 года стал заместителем министра этого ведомства. На этой должности С. Донской лоббировал допуск к разработке арктического шельфа частного бизнеса.

В 2010 г. на заседании Морской коллегии С. Донской сделал заявление о том, что ведомство считает ресурсы Газпрома и Роснефти, недостаточными для работы на сахалинском шельфе.

Когда правительство РФ по предложению И. Сечина решило создать Росгеологию, наилучшей кандидатурой стал С. Донской. Бытует мнение, что, уходя из правительства, именно И. Сечин пролоббировал назначение С. Донского на должность министра природных ресурсов и экологии.

После победы В. Путина на президентских выборах 4 марта 2012 г. было сформировано новое правительство, в составе которого С. Донской занял пост главы Министерства природы и экологии.

На этом посту он находится уже год. Под руководством С. Донского один из основных акцентов Министерство делает на необходимости усиления геологоразведки, привлечения иностранных инвестиций и внедрения новых технологий.

«Надо искать инструментарий, готовить законодательство, чтобы эта сцепка – открыл – получил право пользования – работала более жестко. Тем самым у инвестора появился стимул делать инвестиции на ранних стадиях» – писал С. Донской в книге отзыва Губкинского университета. ●

Родился 13 октября 1968 года в городе Электросталь. В 1992 г. окончил университет нефти и газа им. Губкина по специальности автоматика и телемеханика

После окончания работал инженером лаборатории микропроцессорных систем СКБ Газприборавтоматики.

В 1993 г. С. Донской начал брокерскую карьеру в компании СИИТ, став через несколько лет генеральным директором одной из ключевых организаций холдинга. По некоторым источникам, основателем компании был муж старшей сестры С. Донского – А. Лурье, в компании было 2 основных инвестиционных направления: машиностроение и ТЭК и она владела пакетами акций Сургутнефтегаза, РАО ЕЭС России, Норильского никеля, нескольких московских НИИ, авиазавода Взлет и Туапсинского судоремонтного завода. К 1996 г СИИТ собрал 11,3% акций Ангарской нефтехимической компании, их продажа ОНЭКСИМбанку стала весьма успешной сделкой. В то

*События*

*Торги на бирже*

*Цены на газ*

*Новак ПГУ на Ставролене*

*Юрфевский поток*

*Продажа квот*

*Второй ветка ВСМО*

*Помощники компаний*

*Новые назначения*

*Обвал рынка акций*

*Новые назначения*



ЛУКОЙЛ приступил в г Буденновске к строительству парогазовой установки (ПГУ). Она будет построена на территории Регионального индустриального парка, вблизи дочерней компании нефтехимического предприятия Ставролен.

Установка будет обеспечивать потребности газохимического комплекса, который ЛУКОЙЛ планирует построить на промышленной площадке Ставролена. Также часть электрической и тепловой энергией будет направляться и другим потребителям региона.

ПГУ состоит из 2-х блоков: газотурбинного и паросилового. В 1-м блоке газовую турбину вращают продукты сгорания топлива. Затем продукты горения поступают в так называемый котел-утилизатор, где нагревают пар до температуры, достаточной для работы паровой турбины. Электрическая мощность ПГУ-135 составляет 135 МВт, тепловая – 58 Гкал/час. В качестве топлива для ПГУ будет применяться попутный газ, который ЛУКОЙЛ планирует добывать на месторождениях Северного Каспия. КПД ПГУ превысит 51%, что соответствует самым

высоким мировым стандартам. По сравнению с существующими теплоэлектростанциями ПГУ позволит в 1,5 раза сократить удельный расход топлива для производства электроэнергии, а также в 2–3 раза снизить уровень вредных выбросов в атмосферу.

Для производства электроэнергии ПГУ использует не только пар, но также продукты сгорания топлива. Как и большинство современных парогазовых установок, ПГУ-135, в качестве топлива использует газ.

ПГУ-135 в Буденновске является еще одним проектом ЛУКОЙЛа в рамках обязательств по Договору о предоставлении мощности (ДПМ) на оптовый рынок. Всего в соответствии с ДПМ ЛУКОЙЛ планирует ввести в эксплуатацию 5 объектов ПГУ ТЭС суммарной мощностью 890 МВт.

В 2011 г в эксплуатацию были введены ПГУ мощностью 110 МВт. в Астрахани и ПГУ мощностью 410 МВт. в Краснодаре. В феврале 2012 г начато строительство двух ПГУ суммарной мощностью 235 МВт (120МВт и 115 МВт) в Астрахани. 25 сентября 2012 г на Ставролене был возобновлен выпуск этилена и пропилена, которые направлены на установки по производству

полиэтилена и полипропилена (см. Neftegaz.RU №4, 2012). Таким образом, ЛУКОЙЛ завершил ремонтно-восстановительные работы по ликвидации последствий возгорания, произошедшего в середине декабря 2011 г. на установке по производству этилена, в результате которого работа предприятия была временно приостановлена. Соглашение о строительстве газохимического комплекса (ГХК) на базе Ставролена было подписано ЛУКОЙЛом и Ставропольским краем в сентябре 2009 г. Предполагалось, что начало эксплуатации ГХК будет в 2015–2016 гг., и до 40% продукции будет отправляться на экспорт. ГХК будет ориентирован на переработку природного газа с 3-х офшорных месторождений Северного Каспия. Предположительно, 2 млрд м³/год газа Лукойл будет добывать на месторождениях Филановского и Корчагина, 4 млрд м³/год – на структуре Сарматская. Природный газ будет проходить подготовку на ГПЗ в Буденновске, после чего направляться на Ставролен. Сухой отбензиненный газ будет поставляться на предприятия ЛУКОЙЛ-Энерго и на расположенную ТЭС в г. Буденновске. ●

# ИННОВАЦИИ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

## Новые конструкции шестеренных насосов для нефтехимических, нефтеперерабатывающих и химических производств



**Владислав Буренин,**  
К.т.н., профессор,  
Московский автомобильно-  
дорожный государственный  
технический университет  
(МАДИ)



**Елизавета Иванина,**  
К.т.н.  
Московский государственный  
машиностроительный  
университет (МАМИ)

Шестеренные насосы, благодаря относительной простоте конструкции, надежности и долговечности работы, небольшим габаритным размерам и массе, минимальной трудоемкости изготовления, легкости реверсирования, удобству обслуживания широко используются в химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производствах.

По принципу действия шестеренные насосы относятся к группе объемных роторно-вращательных насосов с перемещением перекачиваемой жидкости в плоскости, перпендикулярной оси вращения рабочих органов, выполненных в виде шестерен.

Насосы выполняются с шестернями внешнего и внутреннего зацепления. Наиболее распространенным является насос первого типа, который, как правило, состоит из пары зацепляющихся цилиндрических шестерен, помещенных в плотно охватывающий их корпус, имеющий каналы в местах выхода

из зацепления шестерен и входа в него, через которые осуществляется подвод (всасывание) и отвод (нагнетание) перекачиваемой жидкости. При вращении шестерен жидкость, заключенная во впадинах зубьев, переносится из камеры всасывания в камеру нагнетания.

В шестеренных насосах отсутствует эффект действия на конструкцию инерционных сил движущихся деталей. Они допускают относительно высокие частоты вращения, а также кратковременные перегрузки по давлению, величину и длительность которых определяют в основном размеры подшипников роторов. Максимальные частоты вращения составляют обычно 2500 и 4000 об/мин, для насосов небольших подач допускаются более высокие частоты вращения (до 15000 об/мин).

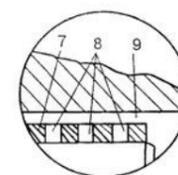
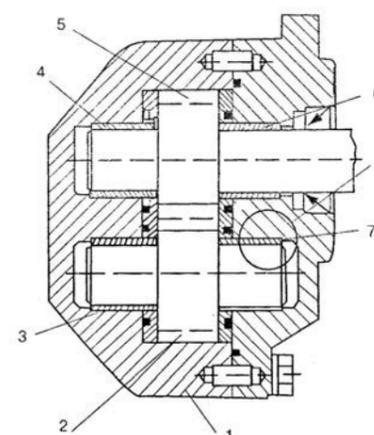
Максимальное давление, развиваемое этими насосами, обычно не превосходит 21 МПа, хотя созданы насосы, пригодные для работы при давлении 34 МПа и даже выше. Подача насосов, предназначенных, как правило, для перекачивания жидкостей с хорошими смазывающими способностями и с широким диапазоном вязкостей, доходит до 60 м<sup>3</sup>/ч.

К недостаткам шестеренных насосов относят неравномерность подачи (пульсацию), сравнительно большие объемные потери, обусловленные в основном

утечками перекачиваемой жидкости через радиальные и торцевые зазоры между шестернями и корпусом насоса, повышенная шумность при работе.

В последние годы отечественные и зарубежные фирмы разработали, запатентовали и выпускают новые конструкции шестеренных насосов для химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, отличающиеся улучшенными характеристиками.

РИС. 1. Шестеренный насос внешнего зацепления с охлаждением подшипников скольжения



Большим ресурсом работы отличается шестеренный насос внешнего зацепления, содержащий в корпусе 1 (рис. 1) ведущую 5 и ведомую 2 шестерни с цапфами, установленными в подшипниках скольжения 3, 4, 6 и 7. Для усиления теплоотвода от пар трения каждый подшипник скольжения выполнен с радиальными сквозными каналами 8, сообщающими внутреннюю поверхность подшипника с полостью низкого давления (полостью всасывания) через аксиальные каналы 9. Циркуляция перекачиваемой жидкости по каналам 8 и 9 обеспечивает достаточно интенсивный отвод тепла от подшипников скольжения и их смазку.

Фирма Daimler Chrysler AG (Германия) разработала конструкцию шестеренного насоса внешнего зацепления, отличающуюся высоким объемным КПД в течении длительного времени. Это достигнуто за счет того, что полукруглые части корпуса насоса, контактирующие с вращающимися шестернями по наружному диаметру, имеют трехслойную конструкцию: наружный слой выполняется из жесткого материала; внутренний слой – из упругого листового материала; промежуточный, более толстый слой – из упругой пластмассы толщина которого может меняться (увеличиваться) в процессе эксплуатации. Кроме того, контактирующие поверхности внутреннего слоя корпуса и концов зубьев шестерен имеют антифрикционные покрытия. В процессе эксплуатации шестеренного насоса обеспечивается постоянный зазор в паре трения: «внутренний слой корпуса насоса – концы зубьев шестерен» независимо от износа трущихся деталей за счет увеличения промежуточного слоя корпуса, выполненного из упругой пластмассы.

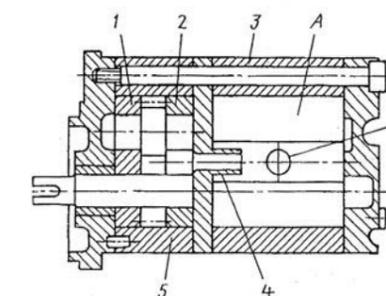
ЗАО «Спецгидравлика» (Россия) выпускает серийно шестеренные насосы внешнего зацепления типа НМШ по ГОСТ 19027-89, предназначенные для перекачивания нефтепродуктов (масло, нефть, мазут, дизельное топливо) без механических примесей, кинематической вязкостью от  $1,8 \cdot 10^{-6}$  до  $1,5 \cdot 10^{-3}$  м<sup>2</sup>/с, температурой до 70°C и отличающиеся небольшими габаритными размерами. Конструктивными особенностями шестеренных насосов типа НМШ являются: высокий КПД (не менее 85%), гарантийный срок эксплуатации – 2 года, удобство в эксплуатации, разгрузка от давления нагнетания крышек и торцевого уплотнения приводного вала, пониженная вибрация при работе. Подача насоса типа НМШ – от 4,0 до 6,3 м<sup>3</sup>/ч, давление нагнетания – от 0,4 до 2,5 МПа.

Подача перекачиваемой жидкости шестеренным насосом носит пульсирующий характер. Пульсация подачи жидкости вызывает пульсацию давления, причем, вследствие инерции жидкости и высокого ее модуля упругости, амплитуда пульсации давления

может значительно превысить амплитуду пульсации подачи. Для уменьшения пульсации потока жидкости, подаваемого шестеренным насосом, фирма Danfoss A/S (Германия) разработала устройство, состоящее из перепускного трубопровода, проходящего от нагнетательного патрубка насоса к всасывающему. В трубопроводе установлен управляемый клапан, с помощью которого небольшая часть подаваемой насосом жидкости возвращается на всасывающую сторону насоса, причем открытие клапана совпадает с максимумом давления. В нагнетательном патрубке насоса за местом отвлечения перепускного трубопровода установлен обратный клапан, открываемый в сторону нагнетательного трубопровода и связанный специальным каналом с перепускным трубопроводом.

Высокими технико-экономическими показателями отличаются модернизированные шестеренные насосы внешнего зацепления фирмы Witte GmbH (Германия), Особенностью насосов является применение для изготовления подшипников скольжения специального никеле-серебряного сплава, увеличивающего ресурс их работы.

РИС. 2. Шестеренный насос внешнего зацепления с амортизирующим объемом

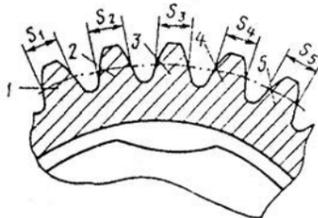


Технологичную конструкцию и уменьшенные уровни шума и вибрации имеет насос внешнего зацепления фирмы Hydroperfect International S.A. (Франция). Основная особенность конструкции насоса – наличие амортизирующего объема камеры «А» (рис. 2) между выпускным (нагнетательным) патрубком 4 и выходным отверстием Б. Объем камеры «А» гасит пульсацию потока перекачиваемой жидкости на выходе из насоса, являющуюся следствием дискретности объемов

жидкости в пространстве между зубьями ведущей и ведомой шестерен. Другой особенностью конструкции насоса является идентичность профилей поперечного сечения деталей 3 и 5, а также вставок 1 и 2, что упрощает изготовление насоса, уменьшая номенклатура заготовок и операций механической обработки.

Швейцарская инженерная компания Maag Pump Systems производит химические шестеренные насосы внешнего зацепления модульной конструкции серии Мааг, предназначенные для перекачивания различных высоковязких жидкостей, таких как: силикон, смолы, жиры, клеи и т. п. Насосы имеют компактную конструкцию и удобны в эксплуатации.

РИС. 3. Шестерня со случайными отклонениями толщины зубьев



Фирма Damilen Chryaler Corp. (США) запатентовала конструкцию зубчатой пары для шестеренного насоса внешнего зацепления. Зубья 1, 2, 3, 4, 5 ... (рис. 3) каждой шестерни насоса имеют различную толщину  $S_1, S_2, S_3, S_4, S_5$  ... по делительной окружности. Различие по толщине зубьев варьируется в пределах от -8 до +12 мкм и подбирается по закону случайных чисел, что не сказывается на подаче насоса. В то же время исключается появление резонансных частот шума при работе насоса, что снижает его общий уровень шума.

Серия шестеренных насосов внешнего зацепления с большим ресурсом работы выпускается фирмой Pump Engineering Ltd (Великобритания). Насосы рассчитаны на давление нагнетания до 10 МПа, подачу до 36 м³/ч и температуру перекачиваемой жидкости до 140°C. Они оснащены встроенными предохранительными клапанами, допускают реверс и удобны в эксплуатации.

Для перекачивания жидкостей, способных вызвать абразивный

износ рабочих органов, фирма Fluid Management Inc. (США) разработала конструкцию шестеренного насоса внешнего зацепления, шестерни которого изготавливаются из керамики, а внутри наружного корпуса, изготовленного из металла или пластика, помещена составная рабочая камера насоса, тоже изготовленная из керамики. Для изготовления рабочей камеры насоса используется окись алюминия, а для шестерен смесь окисей алюминия и циркония. Насос отличается большим ресурсом работы при перекачивании жидкостей, содержащих абразивные частицы.

Особенностью конструкции шестеренного насоса внешнего зацепления фирмы Jomo-Hydrromechanic GmbH (Германия) является то, что его шестерни изготовлены из конструкционной пластмассы, стойкой к перекачиваемой жидкости. В теле шестерен имеются полости, заполненные термостойким и стойким к перекачиваемой жидкости материалом с невысокой плотностью. При этом снижается масса шестерен без снижения их прочности и уменьшается масса насоса в целом.

Шестеренные насосы внутреннего зацепления по сравнению с шестеренными насосами внешнего зацепления обладают рядом существенных преимуществ: более низким уровнем шума, меньшими габаритными размерами и массой, улучшенной всасывающей способностью, более низкой пульсацией подачи, увеличенной частотой вращения ведущего вала насоса. Однако эти насосы более сложны в изготовлении, поэтому применяются реже. Принцип действия этих насосов такой же, как и шестеренных насосов внешнего зацепления. Для разделения (герметизации) полостей всасывания и нагнетания в шестеренных насосах внутреннего зацепления обычно применяется серповидный разделительный элемент.

Шестеренный насос с внутренним зацеплением марки «Global Gear» является совместной разработкой фирмы Tuthil Pump and Co. (США) и фирмы Verder A.G. (Германия) и предназначен для перекачивания жидкостей с высокой вязкостью в различных технологических процессах нефтеперерабатывающих,

нефтехимических и химических производств. Насос имеет чугунные шестерни с очень высокой прочностью и подшипники скольжения с высокой нагрузочной способностью, что обеспечивает продолжительный срок службы насоса. Конструкция насоса позволяет удобно производить его техническое обслуживание, не отсоединяя корпус насоса от подводящего и отводящего трубопроводов.

Запирание перекачиваемой жидкости во впадинах зубьев шестерен происходит вследствие безазорного зацепления зубьев. Так как жидкость при давлении до 20,0 МПа практически несжимаема, то уменьшение межзубового пространства будет сопровождаться резким повышением давления жидкости. Это вызовет возрастание нагрузки как на зубья, так и на опорную поверхность подшипников.

В нестеренном насосе внутреннего зацепления фирмы Barmag Luk Automobiltechnik GmbH und Co. KG. (Германия) для устранения вредного влияния запирания жидкости во впадинах зубьев шестерен предусмотрено специальное разгрузочное устройство в виде радиальных каналов с определенным поперечным сечением, сообщающихся с полостью всасывания.

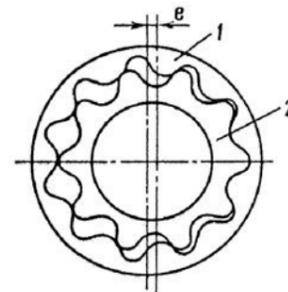
Низким уровнем воздушного шума отличается шестеренный насос внутреннего зацепления фирмы General Motors Corp. (США). В зоне контакта одного зуба внутренней шестерни с двумя соседними зубьями наружной шестерни образуется замкнутая полость, и давление в ней резко повышается. Для снижения этого давления в боковой стенке камеры выполнена канавка, соединяющая эту полость с полостью всасывания насоса.

Фирма Varisco SpA (Италия) выпускает химические шестеренчатые насосы внутреннего зацепления с магнитной муфтой (герметичные насосы) Varisco серии Virm, предназначенные для перекачивания высоковязких, агрессивных, взрывоопасных жидкостей, а также жидкостей, обладающих абразивным действием при условии отсутствия твердых частиц, типа: вязких радиоактивных отходов, изоцианата, диизоцианата, метанола, битумной эмульсии, эпоксидной смолы, полимера и т.п. Подача насосов – до 350 м³/ч,

давление нагнетания – до 2,0 МПа, температура перекачиваемой жидкости – до 300°C.

Применяются также насосы с шестернями внутреннего зацепления со специальным профилем зуба, в которых отсутствует серповидный разделительный элемент, отделяющий полость всасывания от полости нагнетания, эти насосы получили название героторных.

РИС. 4. Схема зацепления в шестеренном героторном насосе



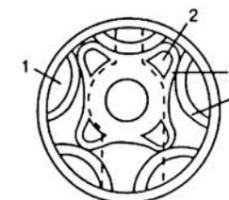
Фирма Sumitomo Electric Ind. Ltd (Япония) запатентовала в США конструкцию шестеренного героторного насоса, отличающегося небольшими габаритными размерами и массой. Выступы зубьев внутренней ведомой шестерни 2 (рис. 4) и впадины зубьев наружной ведущей кольцевой шестерни 1 очерчены эпициклоидами, полученными качением по делительным окружностям соответствующих шестерен двух окружностей с диаметрами  $D_1, D_2$ . Выступы зубьев наружной шестерни 1 и впадины зубьев внутренней шестерни 2 очерчены гипоциклоидами, полученными качением по делительным окружностям соответствующих шестерен двух окружностей с диаметрами  $d_1, d_2$ . Диаметры окружностей удовлетворяют следующим соотношениям:  $D_2 > D_1$ ;  $D_2 - D_1 = d_2 - d_1$ . Кроме того, диаметры обеих окружностей, образующих гипоциклоиды больше диаметров обеих окружностей, образующих эпициклоиды.

Оси шестерен смещены одна относительно другой на величину «е», обеспечивающую зацепление. Количество зубьев внутренней шестерни 2 на один зуб меньше, чем у наружной кольцевой шестерни 1. Отделение полости нагнетания насоса от полости

всасывания (герметизация) здесь достигается путем непрерывного контакта зубьев внутренней 2 и внешней 1 шестерен в зонах разделительных переемычек между окнами всасывания и нагнетания. Межзубовые впадины шестерен 1 и 2 сообщаются с всасывающим и нагнетательным каналами с помощью серповидных окон на боковых крышках корпуса насоса.

В шестеренном героторном насосе фирмы Mitsubishi Materials Corp. (Япония) внутренняя шестерня имеет  $n$  зубьев, а наружная –  $n+1$ . С целью снижения шума зубьям придана особая геометрия. Выступы зубьев наружной шестерни и впадины зубьев внутренней шестерни очерчены гипоциклоидами, полученными качением образующих окружностей по делительным окружностям, а впадины зубьев наружной шестерни и выступы зубьев внутренней шестерни очерчены эпициклоидами. Диаметры окружностей, очерчивающих гипоциклоиды, приняты равными друг другу, а между диаметрами окружностей, очерчивающих эпициклоиды, должно быть выдержано соотношение:  $d_0 = d_1 + t/(n+2)$ , где индекс «0» относится к наружной шестерне, «1» – к внутренней, а  $t$  – зазор на периферии между зубьями, когда выступ одного полностью входит во впадину другого. Между диаметрами делительных окружностей должно быть выдержано соотношение  $D_0 = D_1 (n+1)/n + t (n+1)/(n+2)$ .

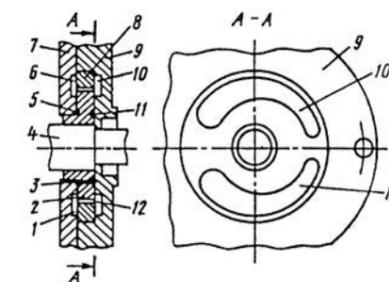
РИС. 5. Схема шестерен облегченной конструкции для героторного насоса



Особенностью шестеренного героторного насоса фирмы Concentric Pumps Ltd. (Великобритания) является облегчение наружной (ведомой) 4 и внутренней (ведущей) 3 (рис. 5) вращающихся шестерен сквозными каналами соответственно 1 и 2. Это уменьшает массу шестерен и насоса в целом, а также снижает потери на трение

боковых поверхностей шестерен о корпус и крышку корпуса насоса и, следовательно, повышает механический КПД насоса.

РИС. 6. Шестеренный героторный насос с двусторонним расположением подводящих и отводящих окон для перекачиваемой жидкости



Высокий объемный КПД имеет шестеренный героторный насос фирмы Rover Group Ltd. (Великобритания), изображенный на рисунке 6. Ведущая шестерня 2, установленная на валу 4, приводит во вращение ведомую шестерню 8. Подвод перекачиваемой жидкости осуществляется через окна 1 и 12 соответственно в крышке 7 и корпусе 9, а отвод – через окна 6 и 10. Двустороннее расположение подводящих и отводящих окон уменьшает осевую нагрузку на шестерни, снижая их износ.

На ведущей шестерни 2 выполнены кольцевые проточки 5 и 11, соединенные тремя каналами 3, которые не только разгружают шестерню 2 от осевых усилий, но и уменьшают утечки перекачиваемой жидкости через зазоры между ней, крышкой и корпусом.

Таким образом, проведенный анализ научно-технической литературы и патентных материалов промышленно развитых стран мира – России, США, Германии, Франции, Великобритании и других показывает, что современные тенденции развития конструкций шестеренчатых насосов для химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств направлены на повышение их надежности и долговечности; увеличение объемного и механического КПД; снижение массы, габаритных размеров, шума и вибрации, стоимости изготовления; применение для изготовления деталей и узлов новых материалов с высокими характеристиками. ●

# ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ НАСОСОВ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ



**Анас Багманов,** заместитель директора Центра нефтегазопромысловых проблем и ресурсосбережения, заведующий отделом насосно-энергетического оборудования нефтяных промыслов ГУП «ИПТЭР» РБ, к.т.н.



**Михаил Абрамов,** начальник отдела ППД ОАО «Татнефть»



**Константин Кулешов,** генеральный директор НПО «ВИТ»

Насосные агрегаты (НА) для закачки воды в пласт системы поддержания пластового давления (ППД) нефтяных месторождений являются наиболее энергозатратным оборудованием. По данным, полученным от крупных нефтяных компаний, энергетические затраты на систему ППД составляют до 30% от энергетических затрат на добычу, промысловый транспорт и подготовку нефти.

Анализ параметров НА, применяемых в системе ППД нефтяных компаний, показывает следующее:

- диапазон по подаче от 25 до 630 м³/сут;
- диапазон по напору от 500 до 2100 м;
- КПД – от 45 до 87% (87% относятся к плунжерным насосным агрегатам);
- удельные энергозатраты от 4 до 12 кВт·ч/м³.

В системе ППД около 95% применяемых насосов – центробежные секционные насосы.

Разновидности конструкции насосов: ЦНС (центробежный насос секционный); ГНУ (горизонтальная насосная установка) и шурфовые КНС с установками ЭЦН, разработанных на базе многоступенчатых центробежных секционных насосов для добычи нефти, и др.

В последние годы для закачки в пласт небольших объемов воды (до ~ 60 м³/ч) под значительным давлением начали применять плунжерные насосные агрегаты, которые имеют хорошие энергетические показатели.

В системе ППД ОАО «Татнефть» в эксплуатации находятся более 500 насосных агрегатов различных типов и типоразмеров, которые ежегодно закачивают в пласт более 150 млн. м³ воды под средним давлением 11,5 МПа. Средние удельные энергозатраты на закачку 1 м³

воды составляют 6,8 кВт·ч. Три четверти закачиваемой воды относится к категории сточной и пластовой, в т. ч. с содержанием сероводорода. Средний ресурс насосов до капитального ремонта при закачке сточных и пластовых вод составляет около 12000 часов.

Нефтедобывающими предприятиями ведется постоянный поиск решений по сокращению затрат на закачку рабочего агента в пласт, поэтому повышение энергетической эффективности и надежности насосных агрегатов является актуальной задачей.

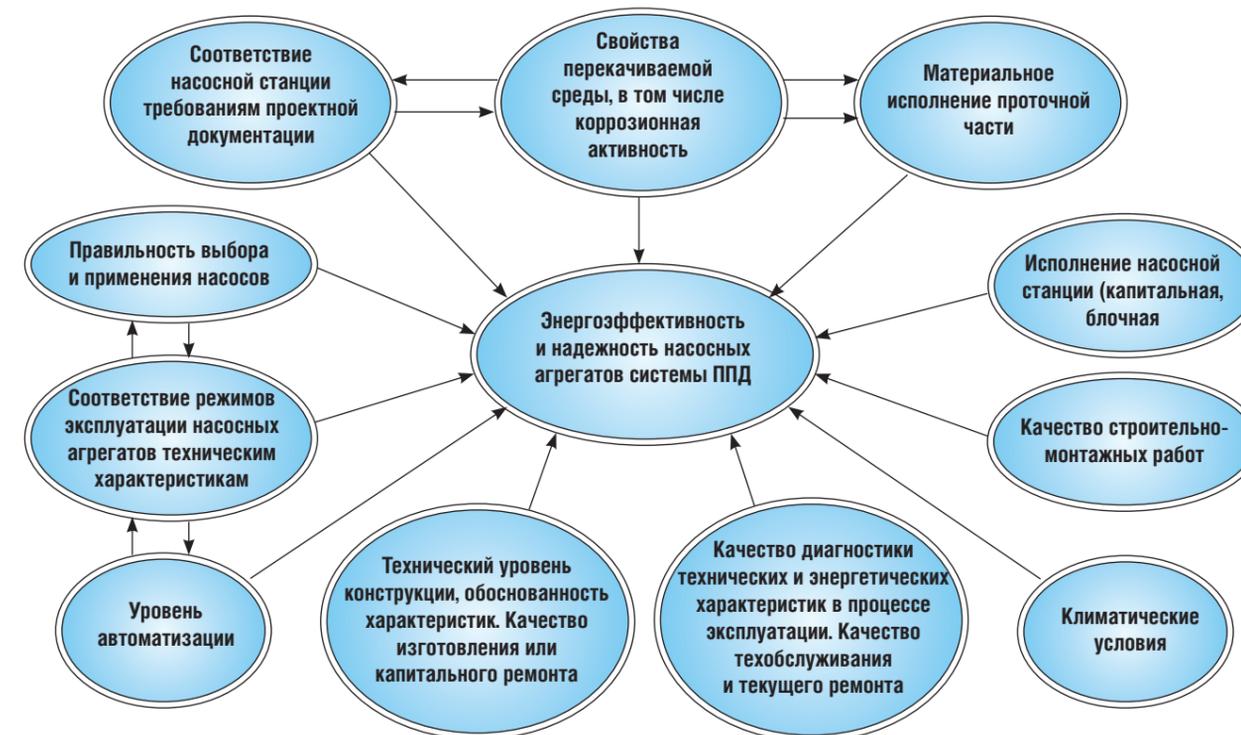
На рисунке 1 приведена структура факторов, от которых зависят энергетические показатели и надежность насосных агрегатов системы ППД. По сравнению со структурой, приведенной в работе [1], она доработана с учетом опыта изготовления, эксплуатации и ремонта НА за последние годы. В рамках данной статьи не представляется возможным рассмотрение степени влияния всех приведенных на рисунке 1 факторов на энергоэффективность и надежность насосных агрегатов.

Остановимся на факторах, которые, с точки зрения авторов, представляют наибольший интерес.

Повышение энергоэффективности и показателей надежности НА системы ППД можно решать в следующих направлениях:

- а) в процессе изготовления серийно выпускаемых НА;
- б) в процессе эксплуатации за счет совершенствования методов выбора насосов, диагностики и контроля основных характеристик и повышения технического уровня за счет модернизации конструкции в процессе капитального ремонта;
- в) создание и применение НА с инновационными конструктивными решениями.

РИСУНОК 1. Факторы, определяющие энергетическую эффективность и надежность НА системы ППД



Первое направление. Повышение энергоэффективности и надежности большинства серийно выпускаемых НА для закачки воды в пласт практически достигли своего предела. Например, КПД у насосов ЦНС 180-1070...1900, которые составляют большинство насосного парка в нефтяных компаниях и выпускаются более 40 лет, вырос за эти годы всего на 5%. По конструктивной схеме проточной части насоса КПД насоса достиг своего предела. Есть некоторый запас повышения энергоэффективности насосов за счет изменения формы и диапазона рабочей зоны характеристик насоса.

Показатели надежности насосов ЦНС, декларируемые в технической документации, значительно выросли. Например, у насоса 180–1900 ЗТМ, выпускаемого НПО им. М.В. Фрунзе (Украина), установленный ресурс до капитального ремонта имеет 40 тысяч и 28 тысяч часов при закачке пресных и сточных вод соответственно. Фирма Зульцер декларирует ресурс своих насосов до капитального ремонта до 60 тысяч часов.

Однако опыт эксплуатации НА показывает, что фактический

ресурс отличается от декларируемого в технической документации в худшую сторону. К сожалению, большинство поставщиков НА не проводят испытаний на надежность своих изделий и не подтверждают показатели надежности, декларируемые в технической документации, в реальных условиях эксплуатации.

Второе направление. Многие нефтяные компании, сервисные предприятия с участием научных организаций успешно занимаются повышением энергоэффективности и надежности НА в процессе выбора, эксплуатации и капитального ремонта НА [2,3].

Проблема выбора насосов для системы ППД решается задачей оптимизации вида [4]:

$$\min \{ E(Q) = t \cdot N_k(Q) \},$$

$$\begin{cases} P_B = P_{y,i} + [H_{1,i} + H_{2,i} + H_{3,i}] \rho g \\ P_B = \rho g H \\ P_B < P_{MAX} \end{cases}$$

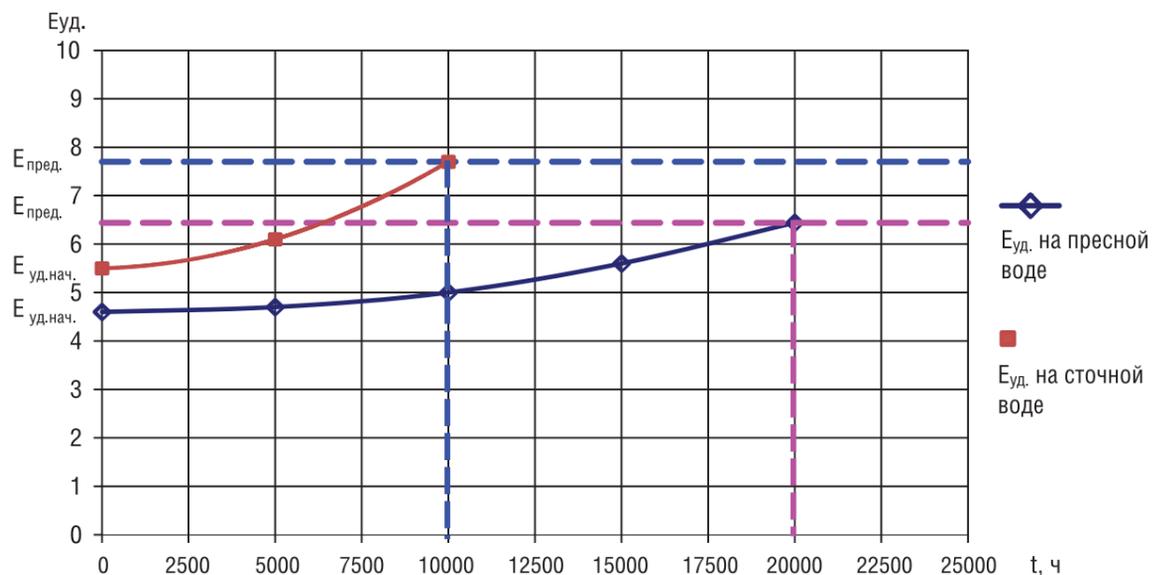
где E – суммарные энергозатраты за сутки, кВт·ч;

$Q = \sum q_i$  – объемная подача насоса, которая равняется сумме объемов плановой закачки в скважину, м³/ч;  
 $t$  – время работы насоса в течение суток, ч;  
 $N$  – развиваемая насосом мощность, кВт;  
 $H$  – развиваемый насосом напор, м;  
 $P_B$  – давление на выходе из насоса, МПа;  
 $P_{y,i}$  – давление на устье i-ой скважины, МПа;  
 $H_{1,i}$  – потери напора на трение i-го участка, м;  
 $H_{2,i}$  – пьезометрические потери напора i-го участка, м;  
 $H_{3,i}$  – местные потери напора на трение, м;  
 $\rho$  – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³.

Решение задачи оптимизации для различных технологических схем систем ППД является составной частью «Методики выбора насосного оборудования для закачки воды в пласт в системе ППД», разработанной ГУП «ИПТЭР» РБ. Применение методики в различных нефтяных компаниях дало положительный результат.

Имеется положительный опыт успешного решения повышения

РИСУНОК 2. Типовая форма графика зависимости удельных энергетических затрат НА от наработки



энергоэффективности НА путем разработки и внедрения организационно-технических решений. Для примера приведем несколько технических решений, которые успешно внедряются в ОАО «Татнефть» и ОАО «Удмуртнефть».

1. Проводятся диагностика и контроль снижения напора и показателей энергоэффективности (КПД, удельные энергетические затраты на закачку 1 м<sup>3</sup> рабочего агента), ухудшения параметров вибрации. Работа выполняется по стандартам предприятий.

Вывод в капитальный ремонт регламентируется следующими критериями: снижением напора на 10%, снижением КПД на

7% (с учетом допуска на производственное отклонение – минус 2%), снижением энергетической эффективности и удельных энергозатрат, установленных расчетом из условий снижения КПД, и ухудшением вибрационных характеристик.

Окончательное решение о выводе насоса в капитальный ремонт принимается на основании экономического расчета. Метод расчета приведен в работе [2] и базируется на сравнении затрат на диагностику, техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт с затратами на дополнительный расход электроэнергии при эксплуатации

НА за пределами установленного ресурса. В случае, если затраты на эксплуатацию НА достигли уровня затрат на капитальный ремонт, насос выводится в ремонт. Если затраты меньше, то устанавливается время остаточного ресурса эксплуатации НА.

На рисунке 2 представлен типовой график зависимости удельных энергетических затрат НА от наработки, который строится по результатам диагностики НА.

Разработаны и внедряются технические решения, позволяющие изменять напор насоса в соответствии с требованиями технологического процесса закачки воды в

пласт снятием рабочих колес и направляющих аппаратов [2]. Это позволяет исключить регулирование характеристик насоса неэффективным способом – дросселированием потока на напорном трубопроводе.

На рисунке 3 представлен один из вариантов конструкции, когда после первой ступени с расширенным входом сняты рабочие колёса и направляющие аппараты трёх ступеней. Если в конструкции насоса не предусмотрена первая ступень с расширенным входом, рабочие колеса и направляющие аппараты снимаются, начиная с первой ступени.

Вместо снятых рабочих колес на валу насоса устанавливаются втулки, вместо направляющих аппаратов – направляющий патрубок со специальным устройством оригинальной конструкции для формирования структуры потока жидкости на входе рабочего колеса.

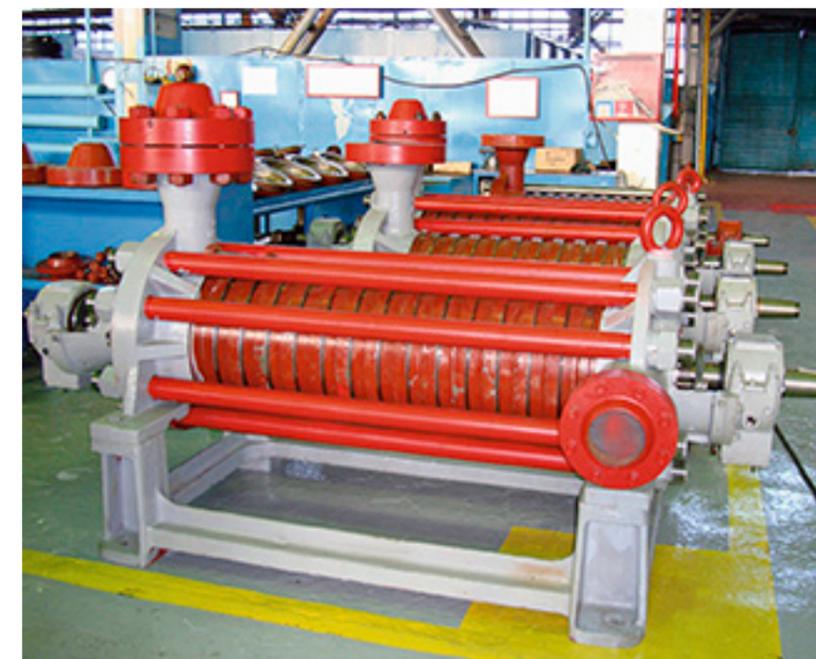
Эффективность предложенного способа уменьшения напора заключается в том, что КПД насоса и монтажные размеры остаются без изменения. При необходимости можно вернуться к первоначальной характеристике, установив снятые детали.

Предложенный способ уменьшения напора насоса внедрен при текущем и капитальном ремонтах насосов в ООО «УК «Система-Сервис», ООО «ВИТ», ООО «ИНТЕХ» и др.

2. Расширена рабочая зона характеристик насосов ЦНС 40, ЦНС 63, ЦНС 80 до 1,5 от Q<sub>н</sub>, где Q<sub>н</sub> – номинальная подача насоса. Остановимся более подробно на данном направлении повышения энергоэффективности НА [2].

Рабочая зона характеристик большинства центробежных насосов располагается в диапазоне от 0,7 до 1,2 Q<sub>ном</sub>, а плотность ρ закачиваемой воды не должна превышать 1120 кг/м<sup>3</sup>.

Однако статистический анализ данных о работе насосных агрегатов КНС системы ППД ОАО «Татнефть» показывает, что, исходя из технологических регламентов, во многих случаях необходима работа рассматриваемых агрегатов за пределами рабочей зоны



характеристики, т. е. свыше 1,2 Q<sub>ном</sub>. При этом плотность ρ закачиваемой воды может достигать 1200 кг/м<sup>3</sup>.

Расширение рабочей зоны характеристики в сторону больших подач ограничивается:

- несущей способностью вала и показателями надежности узла гидроразгрузки насоса. Согласно анализу данных эксплуатации насосов типа ЦНС, влияние расширения рабочей зоны характеристики на показатель надежности узла гидроразгрузки наблюдается при подачах Q<sub>ф</sub> > 1,5 Q<sub>ном</sub>. При таких режимах диски разгрузки начинают работать в режиме полусухого трения из-за недостаточного перепада давления в узле гидроразгрузки;
- допускаемым кавитационным запасом (допускаемым минимальным давлением на входе в насос);
- плотностью закачиваемой воды;
- мощностью электродвигателя насосного агрегата;
- допустимыми значениями вибрационных параметров.

По результатам выполненных исследований, используя расчетно-аналитический метод, внесены следующие изменения в техническую и эксплуатационную

документацию насосных агрегатов типа ЦНСА 40, ЦНСА 63, ЦНСА 80:

- приведены графические характеристики насосов с расширенной рабочей зоной подачи до Q = 1,5 Q<sub>ном</sub>, расчетные характеристики Q–N при максимальной плотности перекачиваемой среды ρ = 1200 м<sup>3</sup>/ч и расчетные характеристики Q – N<sub>1</sub> при достижении допустимых пределов износа (снижение напора на 10 % и КПД на 7 % (5 % + 2 % допуска) при ρ = 1200 м<sup>3</sup>/ч;
- приведены аналитические выражения для расчета расширенной рабочей зоны характеристик насосов, которые дают возможность их использования при обосновании и дальнейшего расширения рабочей зоны характеристик, с целью выбора насосов для конкретной технологической схемы.

На рисунке 4 приведены характеристики насоса ЦНС 63-1800, в том числе изменения удельных энергетических затрат E = f(Q) после проведенных изменений. Как видно из графика, после расширения рабочей зоны характеристики насоса существенно (на 12 %) снижаются удельные энергетические затраты на закачку воды в пласт.

Энергоэффективность зависит от правильного выбора типоразмера

РИСУНОК 3. Фрагмент проточной части насоса типа ЦНС с тремя снятыми рабочими колесами и направляющими аппаратами

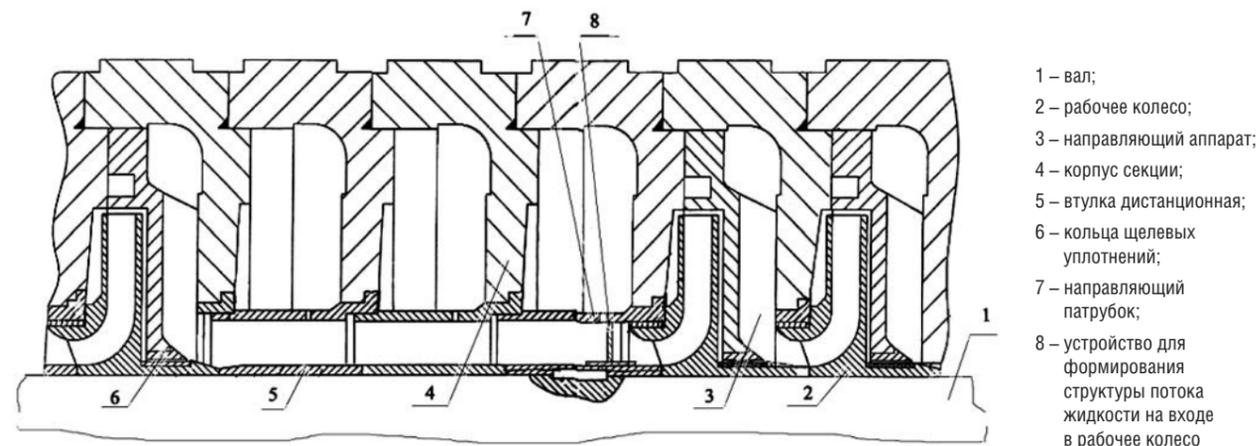
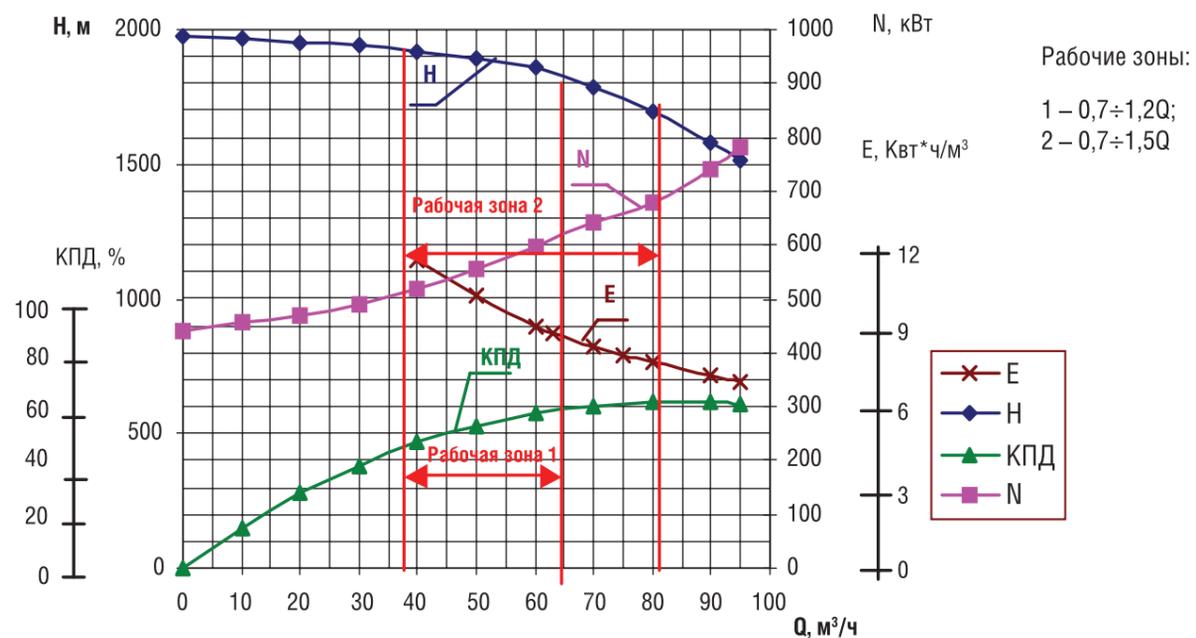


РИСУНОК 4. Характеристики насоса ЦНС 63-1800

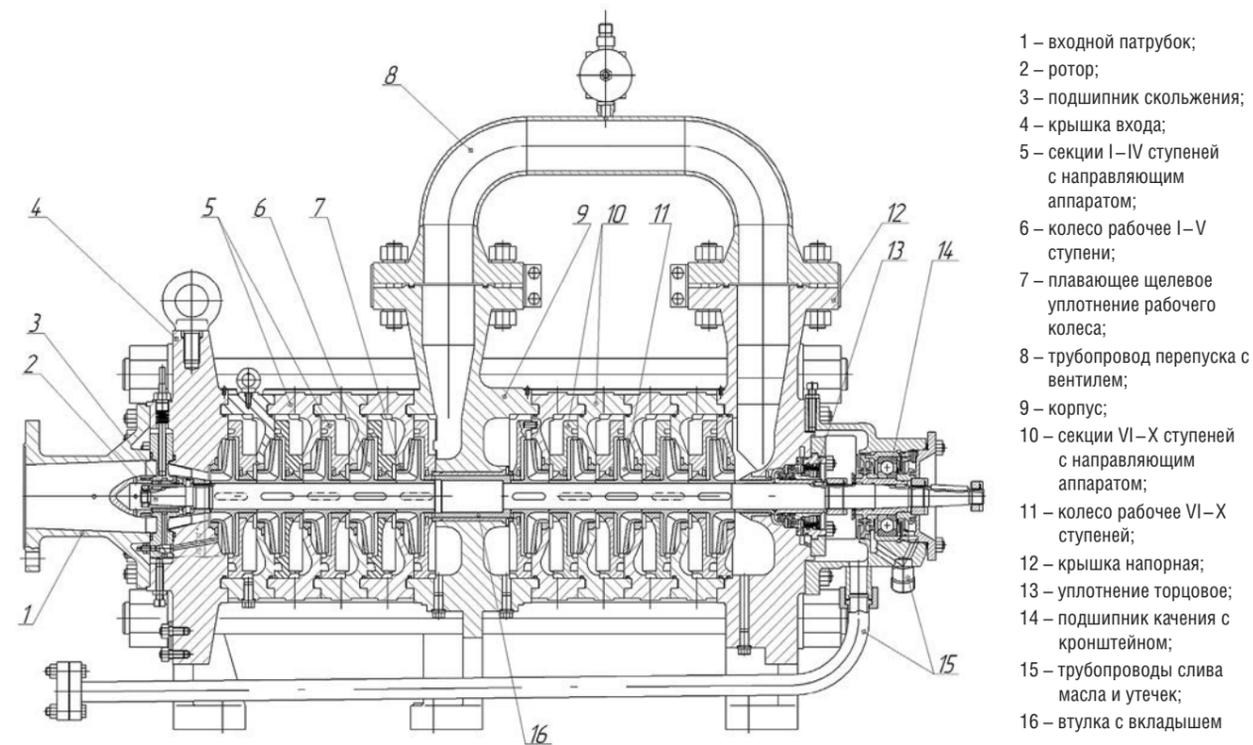


и режима эксплуатации НА. Технологические параметры системы ППД не всегда позволяют выбрать НА из стандартного ряда параметров. В процессе эксплуатации технологические параметры заправки агента в пласт часто меняются, и требуется регулирование

характеристик НА в соответствии с требованиями технологического процесса закачки. Оптимизация характеристик центробежного насоса производится за счет модернизации проточной части при капитальном ремонте, в том числе снижения напора насоса за счет снятия рабочих колес

и направляющих аппаратов, доработки конструкции рабочего колеса и направляющего аппарата, позволяющей изменить напор до 25%, подачу до 50%. Положительный опыт внедрения насосов с модернизированной проточной частью имеется в ОАО «Удмуртнефть». На базе

РИСУНОК 5. Насос ЦНС 25-1400 УХЛ4 с высокооборотным регулируемым приводом



- 1 – входной патрубок;
- 2 – ротор;
- 3 – подшипник скольжения;
- 4 – крышка входа;
- 5 – секции I–IV ступеней с направляющим аппаратом;
- 6 – колесо рабочее I–V ступени;
- 7 – плавающее щелевое уплотнение рабочего колеса;
- 8 – трубопровод перепуска к вентилем;
- 9 – корпус;
- 10 – секции VI–X ступеней с направляющим аппаратом;
- 11 – колесо рабочее VI–X ступеней;
- 12 – крышка напорная;
- 13 – уплотнение торцовое;
- 14 – подшипник качения с кронштейном;
- 15 – трубопроводы слива масла и утечек;
- 16 – втулка с вкладышем

РИСУНОК 6. Насосный агрегат ЦНСА 25-1000...2100 УХЛ 4 на месте испытаний



- 1 – насос;
- 2 – электродвигатель;
- 3 – муфта;
- 4 – фундаментальная плита

проточной части насосов ЦНС 63, ЦНС 180 получены насосы ЦНС 100 и ЦНС 240 соответственно. Модернизация насосов проведена в ООО «ИНТЕХ» совместно с НПО «ВИТ».

Третье направление. Создание НА с инновационными конструктивными решениями рассмотрено на примере насосного агрегата ЦНСА 25-1000...2100 УХЛ4. Необходимость создания НА на подачу 20...25 м³/ч и напором 2100 м возникла в начале 2000 года. Нефтяные компании ОАО «Татнефть», ОАО «АНК «Башнефть» и др., в связи с совершенствованием технологии закачки воды в пласт, начали переходить на применение насосных агрегатов на малые подачи. По заказу ОАО «Татнефть», ГУП «ИПТЭР» РБ совместно с ОАО «Воткинский завод» и ОАО «Торговый дом «Воткинский завод» создали высокооборотный НА ЦНСА 25-1400 УХЛ4 [5, 6, 7].

В первоначальном варианте конструкции в состав агрегата входили: восьми- или десятиступенчатый насос, асинхронный электродвигатель типа АД4 мощностью 315 кВт и частотой вращения ротора 3000 об/мин, мультипликатор, две упруго-компенсирующие муфты, маслостанция, фундаментная плита и компенсаторы-виброгасители.

Насос (рисунок 5) центробежный, горизонтальный, секционный, восьми- или десятиступенчатый (в зависимости от наружного диаметра рабочего колеса), однокорпусный с оппозитным расположением рабочих колес. Опорами ротора насоса являются: со стороны входного патрубка – подшипник скольжения, работающий в перекачиваемой среде, а со стороны напорного патрубка – подшипник качения, работающий с принудительной смазкой.

Два набора рабочих колес (левых и правых) расположены оппозитно друг другу, что позволяет компенсировать основную часть осевых сил, действующих на ротор насоса.

Остаточные осевые усилия воспринимаются радиально-упорным шарикоподшипником,

установленным в подшипниковом кронштейне.

Уплотнение вала ротора – одинарное, торцовое, с частичной гидравлической разгрузкой аксиально-подвижного элемента. Для выравнивания давлений в камере торцового уплотнения и входном патрубке они соединены трубкой.

Базовыми деталями насоса являются: входная, напорная крышки и средний корпус с опорными лапами, расположенными в плоскости, параллельной горизонтальной оси насоса.

Входной патрубок насоса – горизонтальный осевой, напорный патрубок расположен посередине в горизонтальной плоскости насоса и направлен перпендикулярно оси насоса.



ТАБЛИЦА 1. Технические характеристики агрегата

Наименование показателей	Значение показателей
Подача, м³/ч	15- 40
Напор при номинальной подаче, м	1000- 2100
Номинальная частота вращения (синхронная), с <sup>-1</sup> (об/мин)	100 (6000)
Давление на входе в насос, МПа (кгс/см²) минимальное максимальное	0,24 (2,5) 2,94 (30)
Параметры электропитания: частота тока сети, Гц напряжение сети, В	100 690
Кoeffициент полезного действия, %, не менее: насоса агрегата	56 53
Внешние утечки через концевые торцовые уплотнения, дм³/с (дм³/ч), не более	1,4 · 10 <sup>-4</sup> (0,5)
Виброскорость на корпусах подшипников, мм/с, не более	4,5
Средняя наработка на отказ (по торцовому уплотнению с использованием ЗИП), ч, не менее	6300
Средняя наработка на отказ по основным узлам насоса, ч, не менее	8500
Средний ресурс до капитального ремонта, ч, не менее	18000
Средний срок службы до списания, лет, не менее	8

Впервые в отечественной практике для такого класса насосов ( $\eta_s = 37,5$ ) удалось достичь величины КПД около 58%. Высокий КПД насоса достигнут за счёт следующих технических решений:

- оппозитного расположения рабочих колёс с восприятием остаточной осевой силы радиально-упорным подшипником, что позволило исключить затраты энергии на гидравлическую разгрузку ротора;
- щелевых уплотнений рабочих колёс «плавающего» типа;
- высокой частоты поверхности деталей проточной части и др.

В дальнейшем был создан насосный агрегат с высокооборотным регулируемым приводом на подачи от 15 до 40 м³/ч и напорами от 1000 до 2100 м на базе десятиступенчатого насоса ЦНС 25-1400. Общий вид насосного агрегата приведен на рисунке 6.

В качестве привода применен высокооборотный асинхронный электродвигатель типа DVR 280 MA83Z-Z (HELMKE, Германия) с частотным преобразователем



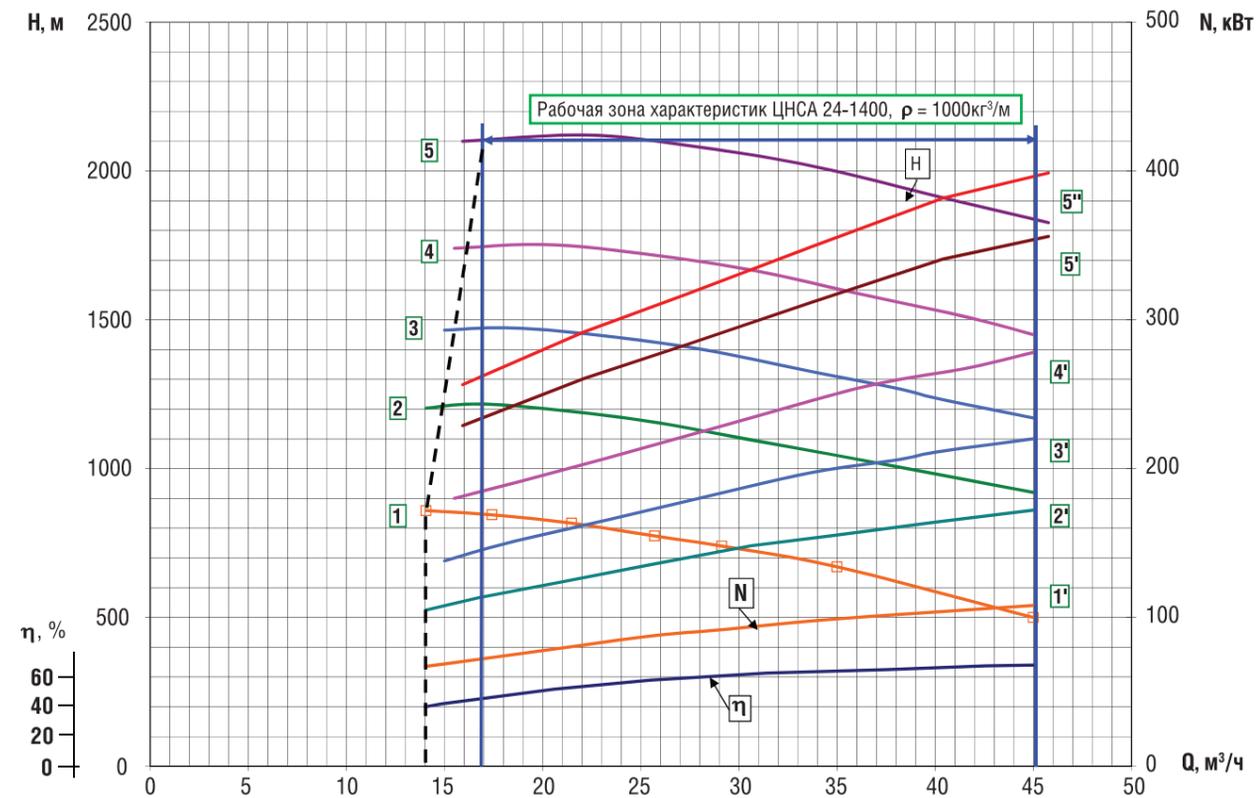
«Триол» ОТ 08-400-1371 (ОАО «Триол», г. Санкт-Петербург).

Технические характеристики НА приведены в таблице 1, напорно-энергетические характеристики – на рисунке 7.

Эксплуатационные испытания опытных образцов на объектах системы ППД ОАО «АНК «Башнефть» в течение 7 тысяч часов при закачке сточных вод показали положительные результаты. Один НА был снят с испытания из-за отказа электропривода. В настоящее время ведутся работы по созданию НА на номинальные подачи 40, 63 м³/ч на базе агрегата на 25 м³/ч.

В системах ППД, где требуются НА на малые подачи ( $Q < 63$  м³/ч) и большие напоры (Н до 2100 м), хорошую перспективу имеет применение объемных трехплунжерных насосов. КПД НА с плунжерными насосами достигает 87%, удельные энергозатраты ~ 4 кВт·ч/м³, что почти в 2 раза ниже, чем у НА типа ЦНС при сопоставимых параметрах. Опыт подконтрольной эксплуатации трехплунжерных НА типа «КАМАТ» и «WEPUKO» в системе ППД ОАО «Татнефть» в течение 8 тысяч часов показал хорошие результаты. Подконтрольная эксплуатация НА продолжается. Более подробные результаты подконтрольной эксплуатации приведены в работе [8].

РИСУНОК 7. Напорно-энергетические характеристики базового насоса ЦНС 25-1400 УХЛ4 при изменении частоты вращения ротора от 4200 до 6600 мин<sup>-1</sup>



Резюмируя, авторы приходят к следующим выводам и дают такие рекомендации:

Во-первых, изготовителям НА необходимо обратить внимание на повышение энергоэффективности своих изделий путем модернизации проточной части насосов с целью повышения КПД, совершенствования формы и расширения рабочей зоны характеристики.

Показатели надежности насосов должны быть подтверждены испытаниями на надежность в условиях эксплуатации.

Во-вторых, правильный выбор и качественная диагностика характеристик НА в процессе эксплуатации, модернизация конструкции насосов в процессе капитального ремонта позволяют повысить энергоэффективность до 12%. Способ регулирования напора насосов ЦНС путем снятия рабочих органов и замены их специальным устройством оригинальной конструкции является эффективным и исключает дросселирование потока в напорном трубопроводе насоса.

Предложение и обоснование расширения рабочей зоны характеристики насосов ЦНС до 1,5  $Q_n$  с учетом условий эксплуатации позволяют использовать оптимальную часть рабочей зоны характеристик и снижать удельные энергозатраты на закачку воды в пласт. В-третьих, существенное повышение энергоэффективности и надежности НА системы ППД может быть достигнуто за счет создания и внедрения НА с инновационными конструктивными решениями, в т.ч. центробежные НА с высокооборотным регулируемым приводом и объемные трехплунжерные НА.

Список литературы

<sup>1</sup> Багманов А.А. Насосы системы ППД нефтяных месторождений. – Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – 99 с.  
<sup>2</sup> Багманов А.А., Бажайкин С.Г., Кулешов К.В. Пути повышения энергоэффективности центробежных насосов системы поддержания пластового давления // Теория и практика насосо- и компрессоростроения: монография / под ред. В.А. Марциновского, И.Б. Твердохлеба, Е.Н. Савченко. – Сумы: Сумский государственный университет, 2011. – С. 40–49.

<sup>3</sup> Багманов А.А., Зялатов М.М. Новые направления повышения эффективности эксплуатации и ремонта насосных агрегатов системы ППД // Насосы & оборудование. – 2011. – № 4–5. – С. 80–84.

<sup>4</sup> Багманов А.А., Алев Д.Р., Михеев А.С., Закиев В.Р. Результаты внедрения методики выбора насосов для закачки воды в пласт // Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Матер. научн.-практ. конф.: 26 мая 2010 г. – Уфа, 2010. – С. 226–229.

<sup>5</sup> Багманов А.А., Мулюков Р.Р., Михеев А.С. О применении высокооборотного регулируемого электропривода к насосу ЦНС 25-1400 // Трубопроводный транспорт-2005: Тез. докл. Междунар. учебн.-научн.-практ. конф. – Уфа, 2005. – С. 25–28.

<sup>6</sup> Багманов А.А. О результатах создания и внедрения насосов для закачки воды в нефтяные пласты // Герметичность, виброндежность и экологическая безопасность насосного и компрессорного оборудования: Докл. 11-й Междунар. научн.-техн. конф. «Гервикон-2005» (6–9 сентября 2005 г.) – Сумы, 2005. – Т. 1 (проблемы насосостроения). – С. 80–90.

<sup>7</sup> Багманов А.А., Бажайкин С.Г., Бобылев И.В. Насосный агрегат ЦНСА 25-1400 с высокооборотным регулируемым приводом для закачки воды в пласт // Насосы & оборудование. – 2008. – № 4 (51)-5(52). – С. 74–77.

<sup>8</sup> Багманов А.А., Михайлов В.И., Фадеев В.Г., Абрамов М.А., Коннов В.А., Аристов Б.В., Данилов О.В. Результаты испытаний и подконтрольной эксплуатации плунжерных насосных агрегатов типа «КАМАТ» и «WEPUKO» // Энергоэффективность. Проблемы и решения: Матер. XII Всеросс. научн.-практ. конф.: 17 октября 2012 г. – Уфа, 2012. – С. 103–108.

# НАСОСЫ ПОКОЛЕНИЯ NEXT



**Александр Швиндин,**  
Заместитель директора  
по научной работе  
ООО «СМЗ»,  
к.т.н.



**Сергей Шевченко,**  
Заместитель главного  
конструктора  
ООО «СМЗ»



**Владимир Берестовский,**  
Ведущий инженер-  
конструктор  
ОГК ООО «СМЗ»

Правительство РФ приняло ряд постановлений и мероприятий по ускорению развития нефтепереработки и нефтехимии. Согласно опубликованным данным до 2020 г. планируется строительство более 100 новых установок вторичной переработки нефти. Утверждена программа ввода новых установок на 2013–2015 гг. Также планируются крупные инвестиции в модернизацию действующих НПЗ. Например, ОАО «Газпром-нефть» планирует до 2020 г. инвестировать более 350 млрд. руб., а ОАО «ЛУКОЙЛ» – более 600 млрд. руб.

На каждом нефтеперерабатывающем или нефтехимическом производстве в эксплуатации находится от 1500 до 3500 единиц насосного оборудования. Учитывая то, что около 80 % всей потребляемой на НПЗ электроэнергии приходится на насосно-компрессорное оборудование, вопрос правильного его выбора при модернизации и оснащении новых установок становится весьма актуальным.

В Рязанской нефтеперерабатывающей компании (ЗАО «РНПК» ТНК-ВР) в 2013 г. осуществляется плановая реконструкция вакуумного блока ВТ-4 электролитической обессоливающей установки ЭЛОУ–АТ–6. Проектные работы по реконструкции установки выполнялись в инжиниринговой компании «ИКТ СЕРВИС» (г. Москва). Проектом предусматривалось применение большой группы новых насосных агрегатов, отвечающих требованиям международного стандарта Американского нефтяного института ISO 13709/API 610.

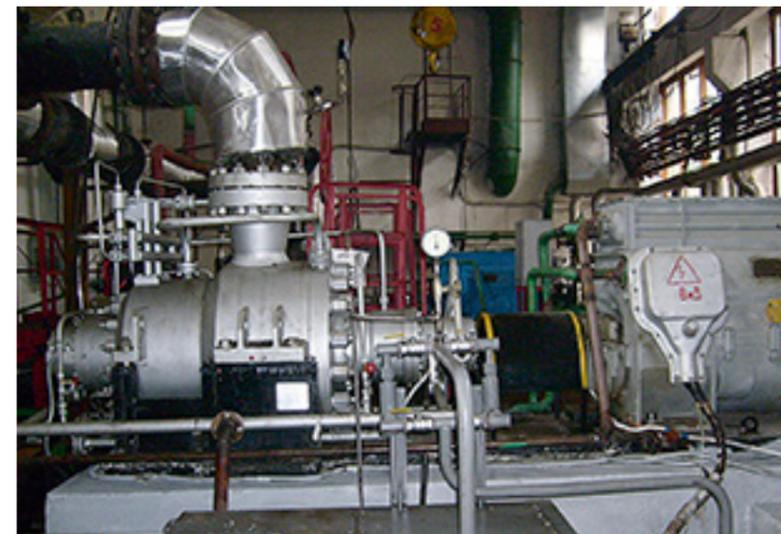
По результатам технического анализа предложений на поставку, представленных различными претендентами, а также тендерных торгов, предпочтение по некоторым позициям было отдано предложениям ООО «СМЗ». Предусматривалась поставка (на каждую позицию по два изделия) трех типоразмеров усовершенствованных консольных насосных агрегатов мощностью 55, 200 и 250 кВт, а также трех типоразмеров двухпорных: АНДМс 40-230 (N = 45 кВт), АНДМг 600-320 (N = 800 кВт) и АНДМг 750-140 (N = 630 кВт). Аналоги приведенных насосных агрегатов хорошо зарекомендовали себя в эксплуатационных условиях на многих НПЗ.

Все насосы оснащены тандемными торцовыми уплотнениями производства ЗАО «ТРЭМ-ИНЖИНИРИНГ» (г. Москва), уплотнительными системами производства ООО «СМЗ», упругими соединительными муфтами типа МК (муфта компенсирующая) производства ООО «НАСОСТЕХКОМПЛЕКТ» (г. Сумы), приводными электродвигателями производства ООО «НКЭМЗ» (г. Новая Каховка). Проектной документацией предусмотрено оснащение насосных агрегатов в соответствии с требованиями Опросных листов необходимым объемом КИП, первичными датчиками и вторичными показывающими приборами, кабельными разводками и распределительными коробками во взрывозащищенном исполнении для обеспечения контроля за работой агрегата в автоматизированном режиме.

Предлагаемое насосное оборудование относится к новому поколению нефтяных насосов, созданному в ООО «СМЗ» в 2006 – 2012 гг. Вновь созданная номенклатура включает около 200 типоразмеров усовершенствованных консольных насосов по типу ОН2 API 610 и двухпорных с выносными и встроенными опорами насосов для перекачивания «холодных» (до 200 °С) и «горячих» (до 400 °С) нефтепродуктов по типу ВВ2, ВВ4 и ВВ5. К началу 2013 г. на десяти НПЗ Украины, России, Татарстана и Башкортостана было поставлено более 160 изделий новой насосной техники.

По конструктивному исполнению, применяемым материалам, зазорам в щелевых уплотнениях, системам уплотнения вала и уплотнительным комплексам, КИП, комплектующим изделиям и методам испытаний разработанные насосные агрегаты

РИС. 1. Насосный агрегат АНДМг 600-320 в цехе аммиака Ам-2 ОАО «РИВНЕАЗОТ»



соответствуют рекомендациям стандарта ISO 13709/API 610 и API 682. И если на заре отечественной нефтепереработки наработка на отказ, например, печных насосов была установлена 45 суток, после чего насос мог быть остановлен для осмотра и возможного ремонта, то действующее требование сегодняшнего дня – трехлетний межремонтный пробег. Межремонтные пробеги некоторых крупных насосных агрегатов производства ООО «СМЗ» мощностью 400, 500 и 800 кВт достигли трех лет, а насосного агрегата АНМсг 450-500 (по типу ВВ5 API 610, N = 400 кВт) для перекачивания сжиженного пропана в установке «Дуосол-22» ООО «ЛУКОЙЛ-ВНП» превысил пять лет.

Особым, ранее не оговариваемым, требованием Заказчика было требование поставки на объект насосных агрегатов полностью сагрегатированными на общей раме – вплоть до КИП, датчиков, кабельных разводок и распределительных коробок. Такое требование вызвало немалые трудности при производстве упаковки, погрузочных работах и транспортировании. Например, упаковка насосного агрегата АНДМг 600-320 при его массе ~ 11 т весит около 2 т.

Производство насосов, изготовление всех деталей и узлов каждого осуществлялось в соответствии с «Планами качества», согласованными с Заказчиком. Изготовленные насосные агрегаты испытаны в

соответствии с согласованной «Программой и методикой испытаний», приняты представителем Заказчика как соответствующие договорным условиям и отгружены на объект.

Наиболее проблемными из вышеприведенного перечня являются насосные агрегаты АНДМг 600-320. Два их аналога (рис. 1) введены в эксплуатацию в цехе аммиака Ам-2 ОАО «РИВНЕАЗОТ» в 2009 г. и обеспечили трехлетний межремонтный пробег. Их предшественники на этой позиции – консольные насосы НК 560/300 – нарабатывали не более двух месяцев и выводились на ремонт. Опорами ротора насоса НДМг 600-320 служат выносные подшипники скольжения с принудительной смазкой под

давлением от входящей в состав агрегата маслоустановки, так как нагрузочные параметры подшипников однозначно предусматривают применение принудительной смазки. В практике применения крупных питательных и двухпорных нефтяных насосных агрегатов мощностью более 500 кВт комплектующие маслоустановки могут быть различного исполнения. Как правило, на два или три насосных агрегата – одна маслоустановка с основным и аварийным баками, основным и аварийным маслонасосами (шестеренными, центробежными, вихревыми или винтовыми), маслоохладителями с воздушным или жидкостным охлаждением, фильтрами, трубопроводами, арматурой и КИП. Компонировка оборудования такой системы требует значительных площадей в плане и заглубления основного бака для обеспечения свободного слива масла из подшипников по сливным трубопроводам. В практике зарубежного и отечественного насосостроения все чаще применяются компоновки насосных агрегатов с маслоустановкой, размещенной на фундаментной раме агрегата. Такое решение в какой-то мере усложняет компоновку насосного агрегата, но существенно экономит производственные площади технологической установки и упрощает работу системы. В ОАО «ВНИИАЭН» (Украина) и некоторых зарубежных насосных компаниях, например, «SULZER» (Швейцария), «KSB» (Германия), «ITT-Goulds Pumps» (США) в последние

РИС. 2. Конструкция крекингового насоса типа КВН

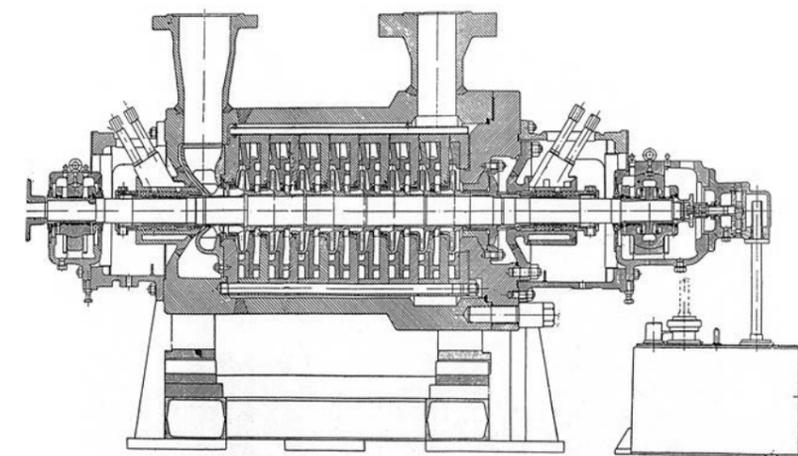


РИС. 3. Магистральный нефтяной насос типа «НМ» (ОАО «ВНИИАЭН»)



РИС. 5. Насос НДМг 600-320 в процессе производства



РИС. 4. Насосный агрегат компании «SULZER»



годы начали широко применять маслоустановки, встроенные в фундаментную раму насосного агрегата. Известные решения по размещению маслонасоса на свободном конце вала основного насоса упрощают компоновку маслосистемы, обеспечивая надежное маслоснабжение подшипников насоса и двигателя. Впервые в отечественных насосах

одно из таких решений в 50-х годах XX века было реализовано одним из основоположников советского насосостроения А.А. Ломакиным в крекинговых насосах производства ЛМЗ (г. Санкт-Петербург) КВН 55-120 и КВН 55-180, представленных на рис. 2. В дальнейшем аналогичное решение было внедрено в серийных питательных насосах сумского производства ПЭ 270-150 мощностью 1600 кВт. ООО «СМЗ» впервые применил такую компоновку в насосных агрегатах АНДМс 350-660 с мощностью приводного электродвигателя 800 кВт для установки производства водорода в НПЗ ОАО «Новоил» нефтяной компании «Башнефтехим» (г. Уфа). Аналогичные технические решения осуществлены и в насосных агрегатах АНДМг 600-320 для ЗАО «РНПК».

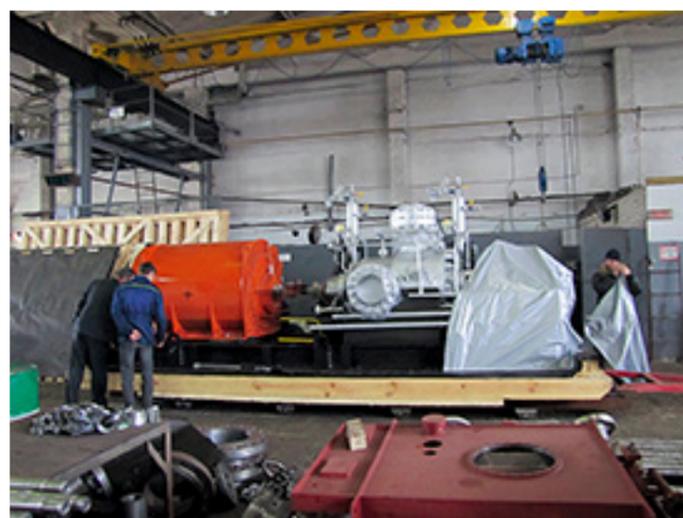
На рис. 3, 4 приведены варианты компоновок маслосистемы в фундаментных рамах различных компаний, а на рис. 5, 6, 7 – насос НДМг 600-320 в процессе изготовления, насосный агрегат АНДМг 600-320 зав. № 4 в испытательной лаборатории и перед отправкой на объект.

Нефтяные двухпорные насосы нового поколения и усовершенствованные консольные производства ООО «СМЗ» находят всё более широкое применение на НПЗ стран СНГ. Положительный опыт их промышленной эксплуатации уверенно позволяют рекомендовать новую номенклатуру как для замены физически изношенных насосов, так и для оснащения вновь строящихся и модернизируемых установок. ●

РИС. 6. На стенде в испытательной лаборатории



РИС. 7. Насосный агрегат АНДМг 600-320 перед отгрузкой



ООО «Сумский машиностроительный завод»

проектирование, производство,  
испытание и реализация  
насосного оборудования и запасных частей

## НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ

Усовершенствованные консольные насосные агрегаты типа АНК и АНКВ с подачей до 340 м<sup>3</sup>/ч и напорами до 210 м, тип ОН2 по ISO 13709/API 610

Двухпорные многоступенчатые секционные насосные агрегаты типа АНДМс с подачей до 500 м<sup>3</sup>/ч и напорами до 850 м, тип ВВ4 по ISO 13709/API 610

Двухпорные одноступенчатые типа АНДг и многоступенчатые насосные агрегаты типа АНДМг для горячих нефтепродуктов с подачей до 1300 м<sup>3</sup>/ч и напорами до 720 м, типы ВВ2 и ВВ5 по ISO 13709/API 610

Двухпорные многоступенчатые насосные агрегаты типа АНМсг для сжиженных углеводородных газов с подачей до 550 м<sup>3</sup>/ч и напорами до 500 м, типы ВВ2 и ВВ5 по ISO 13709/API 610

ООО «СМЗ»  
Украина, 40020  
г. Сумы, ул. Машиностроителей, 4  
тел./факс: +38 (0542) 700-520  
тел./факс: +38 (0542) 700-522  
E-mail: smz@ds-soyuz.com.ua





# БУРОВЫЕ ТРЕНДЫ



**Валерий Эпштейн,**  
генеральный директор,  
ООО «НГК-Технологии»,  
К.т.н.

В процессе изучения свежей иностранной прессы, освещающей вопросы состояния и развития бурового оборудования в голову вдруг начинают приходиться воспоминания из нашей недавней советской эпохи, когда весьма известными были триединные лозунги типа «Ленин, партия, комсомол», «мир, труд, май» и еще множество им подобных. Вот так и теперь, читая многочисленные публикации на тему развития буровой техники, повсюду почти как заклинание звучит «Мощность, Мобильность, Автоматизация». Другими словами, требуются все более мощные, более мобильные и оснащенные системами автоматического управления буровые установки.

Почему так? Движение в сторону большей мощности связано с несколькими факторами. Во-первых, растут глубины новых месторождений и осваиваются более глубокие горизонты старых нефтяных и газовых полей.

Во-вторых, все шире используются технологии горизонтального бурения, а потому скважины становятся не только глубже, но и длиннее.

Горизонтальное бурение – на 2–3 километра вбок от вертикального ствола – позволяет увеличить площадь контакта скважины с породой в 30–50 раз. В скважину под давлением закачивается смесь воды, песка и химикатов; в результате гидродара стенки газовых коллекторов разрушаются, газ освобождается и поступает на поверхность

Гидравлический разрыв пласта – один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забой скважины. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов. Также применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников

Требования мобильности связано с необходимостью быстрой смены точки бурения. Что касается автоматизации, то это требование обусловлено с одной стороны стремлением к сокращению количества персонала, находящегося в весьма опасных условиях, а с другой стороны – стремлением к повышению управляемости и качества бурового процесса в целом.

Иллюстрацией этих тенденций на российском рынке является программа технического перевооружения компании ООО «Газпром бурение», в соответствии с которой в 2012 году были закуплены семь мобильных установок грузоподъемностью 200 т и семь кустовых установок грузоподъемностью 320 т. В 2013 году компания планирует получить еще пять кустовых установок класса 320 т, пять мобильных установок класса 160 т и одну мобильную установку класса 125 т. Таким образом, около половины общего количества получаемого оборудования составляют тяжелые кустовые установки для эксплуатационного бурения на

новых месторождениях и половину – мобильные установки относительно небольшой грузоподъемности для работы на действующих месторождениях.

Конечно, тенденции развития бурового оборудования далеко не исчерпываются названными направлениями. Поэтому рассмотрим, по возможности, всю совокупность движущих факторов, способствующих процессу развития буровой техники. Факторов довольно много и здесь предлагается их объединить в несколько наиболее значительных групп.

Основные факторы развития технологий и оборудования:

1. Обеспечение промышленной и экологической безопасности при эксплуатации буровой установки
2. Реализация требований современных технологий
3. Изменение условий бурения
4. Снижение затрат на бурение скважин
5. Эргономические требования

На первое место в ряду прочих факторов необходимо поставить безусловное обеспечение безопасности при эксплуатации оборудования. Тот факт, что в процессе выполнения спуско-подъемных операций люди непосредственно контактируют с многотонными поднимаемыми и опускаемыми грузами (бурильными и обсадными колоннами) и находятся в пределах несущих конструкций

**«Буровые установки должны оснащаться интегрированной системой сбора и утилизации любого рода утечек технологических жидкостей и пластовых флюидов»**

порождает значительные риски, которые обязательно должны учитываться в процессе создания конкурентоспособной техники. Еще одной крупной группой рисков являются риски связанные с высокой вероятностью выбросов добываемых флюидов (нефти, газа и конденсата) и их пожароопасностью.

По указанным причинам нормативные документы трактующие вопросы обеспечения безопасности в той или иной области деятельности человека находятся в процессе постоянного совершенствования и изменения. Кроме того, сами компании, как разрабатывающие, так и



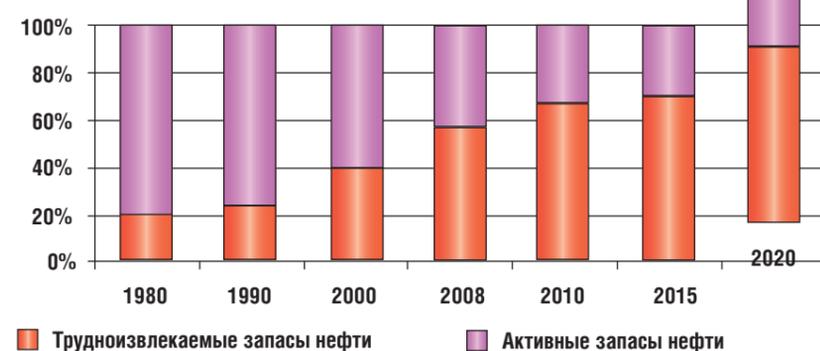
эксплуатирующие буровую технику также находятся в постоянном поиске средств для снижения аварийности и производственного травматизма. В значительной степени то развитие устройств для механизации и автоматизации производственных процессов на буровых установках, которое мы сейчас наблюдаем, в особенности, на зарубежных примерах, связано именно с этим стремлением.

Обеспечение экологической безопасности требует внедрения экологически чистых циркуляционных систем, внедрения безамбарного бурения путем использования систем обезвреживания и утилизации

шлама. По действующим требованиям безопасности буровые установки должны оснащаться интегрированной системой сбора и утилизации любого рода утечек технологических жидкостей и пластовых флюидов.

На второе место по значимости, но на первое по степени влияния на процесс развития оборудования следует отнести развитие технологий. Буровое оборудование (впрочем, как любое иное) не может продуктивно развиваться отдельно от развития технологий бурения. Конечно, нам знаком другой подход, когда технологии приспособляются под имеющееся

Тенденция изменения структуры запасов в России\*



\* по материалам редакции

оборудование. Но трудно спорить с тем, что возможности развития в последнем случае крайне ограничены. В настоящее время можно выделить несколько направлений развития технологий.

1. Бурение наклонно-направленных скважин
  - а. Горизонтальные скважины, в т.ч. с большим отходом по горизонтали

**«основной современной тенденцией является расширение доли АС- установок»**

- б. Зарезка боковых стволов
  - с. Многозабойное бурение
  - д. Бурение с наклонным забуриванием
2. Бурение с управлением давления (бурение на депрессии)
  3. Бурение на обсадных трубах
  4. Бурение с одновременной обсадкой
  5. Бурение скважин малого диаметра
  6. Расширяемые обсадные трубы (Бурение монодиаметром)
  7. Бурение двойными трубами

Реализация каждого из указанных технологических направлений требует ускоренного развития соответствующих технических средств.

Внедрение современных технологий бурения требует повышения управляемости буровых установок.

В буровых парках в настоящее время можно выделить три поколения установок:

1. Механические или электрические БУ с нерегулируемым электроприводом (40% в парках США)
2. Буровые SCR с регулируемым приводом постоянного тока (35%)
3. Буровые АС с частотно-регулируемым приводом переменного тока (25%)

Анализ выпускаемого в последнее десятилетие оборудования показывает, что основной современной тенденцией является расширение доли АС- установок. Выпуск установок 2-го поколения (SCR) с приводом постоянного тока практически прекращен, а установки с механическим приводом имеют очень ограниченное применение.

Управляемость буровых установок также зависит от достоверности и своевременности информации

о текущем состоянии бурового процесса.

Ввиду традиционной разобщенности между механиками ( в широком смысле) и технологами-буровиками сложились две самостоятельные системы управления буровым процессом

- Система управления поверхностным оборудованием (буровой установкой)

- Система управления оборудованием забойной зоны (КНБК)

Несогласованность между этими системами в значительной степени затрудняет своевременное и правильное принятие решений по необходимому изменению управляемых параметров бурового процесса. Поэтому в настоящее время ведущие мировые производители ставят перед собой задачу интеграции обеих систем

**«ведущие мировые производители ставят перед собой задачу создания общей системы управления буровой установкой, построенной на анализе параметров забойного процесса»**

управления и создания общей системы управления буровой установкой, построенной в своей основе на анализе параметров забойного процесса. Буровики подрядчики хотят получать в процессе бурения такой же объем



информации о состоянии забойной зоны, какой сейчас получают только технологи и геофизики.

Помимо развития технологий бурения все большее влияние на используемое оборудование оказывает изменение условий бурения. Рост глубин бурения является объективным процессом, связанным с отработкой и истощением мелкозалегающих пластов и переходом на эксплуатацию все более глубоких горизонтов.

Этим фактором в значительной мере обусловлена большая потребность буровых компаний в новых буровых установках. Большинство вновь заказываемых буровых установок предназначены для бурения более глубоких месторождений.

Повышение требований к мощности бурового оборудования ведет к значительному повышению стоимости буровых комплексов, поэтому постоянно ведутся поиски возможностей снижения этих требований. Вариантом решения является применение легкосплавных

бурительных труб, бурение скважин меньшего диаметра, а также применение труб и компоновок с меньшими зазорами в затрубном пространстве.

Еще одной крайне важной группой факторов является снижение затрат на всех этапах создания и эксплуатации буровой установки. Уже довольно давно стало очевидно, что резервы повышения эффективности бурения за счет повышения механической скорости практически исчерпаны. Анализ затрат времени и средств на бурение показывает, что наибольшие резервы кроются в двух областях:

1. Сокращение затрат времени на монтаж-демонтаж
2. Сокращение затрат на строительство кустовых площадок

Вопросы связанные с сокращением монтажно-демонтажных работ решаются путем внедрения следующих решений:

1. Модульная компоновка буровых установок

2. Оптимизация массо-габаритных параметров
3. Быстроразъемные соединения
4. Бескрановый (легкокрановый) монтаж
5. Интегрированное оборудование (СВП)
6. Самоподъемные основания
7. Телескопические мачты

Уменьшение размеров кустовых площадок достигается за счет:

1. Укороченный (многоэтажный) эшелон БУ
2. Многоэшелонная укороченная компоновка БУ

**«все большее влияние на используемое оборудование оказывает изменение условий бурения»**

Примерами укороченной двухэшелонной компоновки являются новые буровые установки компании ООО «Уралмаш НГО Холдинг» Уралмаш 5000/320 ЭК-БМЧ Eriell и Установка Уралмаш6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика». Укороченная двухэшелонная компоновка буровой установки реализована и проектах модернизации буровых установок F-500 и ZJ-50DBS выполненных Группой компаний НГК.

Значительную экономию дает внедрение системы ремонтов по техническому состоянию вместо системы ППР

Еще одной значительной статьей затрат времени и средств являются непроизводительные простои. Сокращение простоев может быть достигнуто путем: повышения надежности и качества оборудования (качественные подшипники и т.д.); модульной конструкции оборудования; упрощения механической части оборудования; резервирования наиболее ответственных узлов и систем.

Значительную экономию при эксплуатации сложного ответственного оборудования (СВП, насосы) позволяет получить внедрение системы ремонтов по техническому состоянию вместо системы ППР. Внедрение такой системы требует организации мониторинга технического состояния, наличия встроенных диагностических систем. В свою очередь резервом увеличения надежности бурового оборудования без изменения конструкции



является использование в особо ответственных узлах высококачественных подшипников. Так применение немецких подшипников FAG в буровых насосах 1180 кВт ООО «Уралмаш НГО Холдинг» позволяет увеличить долговечность кривошипно-ползунного узла насоса в 3 и более раза. В настоящее время практикуется комплектование подшипниками премиального качества буровых насосов мощностью 1180 и 1600 кВт, вертлюгов и кронблоков.

**Значительную экономию дает внедрение системы ремонтов по техническому состоянию вместо системы ППР**

Логичным продолжением темы обеспечения безопасности и повышения эффективности бурового процесса является обеспечение высоких эргономических характеристик создаваемого вновь или модернизируемого оборудования. Современные установки обязательно должны быть оснащены комфортабельной кабиной буровика, в которой должен поддерживаться оптимальный микроклимат, должным быть установлены удобные кресла, эргономичные пульта управления и панели контрольных приборов. Кабины оснащаются видеомониторами с изображением основных рабочих зон буровой установки. Важной задачей совершенствования установок является эргономическая

проработка конструкций обитаемых помещений буровой установки.

Повышению безопасности и снижению трудоемкости бурового процесса способствует целая гамма технических средств:

1. Системы верхнего привода
2. Гидравлические буровые ключи и спайдеры
3. Механизмы установки превенторной сборки
4. Манипуляторы на приемных мостках
5. Механизация и автоматизация операций верхового рабочего.
6. Комплексная автоматизация операций с трубами.

На повестке дня уже стоит внедрение частично или полностью безлюдных технологий.

Подводя итог данному обзору, следует отметить, что с началом нынешнего века буровые технологии и буровое оборудование вошли в период интенсивного развития. Это связано, конечно, с общим динамичным ростом рынков нефти и газа, который последовал после почти 15-летнего периода безвременья в мировой нефтегазовой индустрии. Приток капитала инициировал приток новых технологий. То, что еще несколько лет назад казалось экзотикой и вызывало бурные споры, сейчас превращается

в стандартные решения. Это и бурение горизонтальных скважин, применение приводов переменного тока с частотным регулированием, использование систем верхнего привода. Активно внедряется на российском рынке бурение обсадными трубами. Не за горами применение двойных бурительных труб с выносом продуктов разрушения по внутреннему осевому каналу. Поэтому для поддержания необходимой конкурентоспособности машиностроительным и сервисным компаниям необходимо очень внимательно следить за процессом технико-технологического развития отрасли, чтобы всегда быть в готовности предложить своим клиентам наиболее совершенный и востребованный продукт. ●

# ИННОВАЦИИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН



**Василий Овчинников,**  
зав. кафедрой «Бурение  
нефтяных и газовых скважин»  
Тюменский государственный  
нефтегазовый университет

Качество строительства скважин, ее производительность, коэффициент нефте-газо извлечения, экологическая обстановка в районе объектов добычи углеводородного сырья определяются множеством факторов, среди которых наиболее важными являются: сохранность естественных фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов (залелей, горизонтов), надежность их разобщения от выше и ниже залегающих проницаемых пород, утилизация отработанных буровых растворов; рациональное использование, а не сжигание, попутного нефтяного газа и т.д.

На рис. 1 частично представлены результаты анализа влияния некоторых буровых растворов на

изменение коллекторских свойств ряда месторождений севера Тюменской области в зависимости от времени их вскрытия – времени взаимодействия скважинной жидкости (бурового раствора) с продуктивным пластом, представленным терригенным коллектором. Четко прослеживается зависимость между временем воздействия, проницаемостью коллектора и показателями, характеризующими фильтрационно-емкостные свойства.

Время взаимодействия между скважиной и пластом зависит от механической скорости. Последняя обуславливается как компоновкой низа буровой колонны (пары забойный двигатель – породоразрушающий инструмент), так и

энергетическими параметрами первого, а также доводимой до забоя нагрузкой на долото. Последний фактор особо значим в условиях проводки наклонных стволов и стволов с горизонтальным профилем, поскольку до 60 % создаваемой нагрузки компенсируется силами трения буровой колонны о стенку ствола скважины, т.е. ее зависанием. Проведенный анализ работы

большого количества конструкций винтовых забойных двигателей, наиболее перспективных в настоящее время в отношении бурения скважин, показал: – зарубежные забойные двигатели по сравнению с российскими имеют несколько увеличенный моторесурс рабочих органов (примерно на 30–35 %), при этом российские обладают более повышенными энергетическими показателями;

– у тех, и у других наиболее актуальной проблемой является возникновение аварийных ситуаций из-за слабой устойчивости работы героторного механизма и недостаточного уровня контроля осевой нагрузки на долото.

Отмеченные недостатки могут быть устранены усовершенствованием конструкции роторного узла объемного двигателя. Теоретическими исследованиями процесса работы винтового забойного двигателя, было показано, что устойчивость его работы обеспечивается за счет снижения крутильных инерционных колебаний, увеличения действующих на ротор контактных напряжений (диаметрального натяга). Изменение всех этих факторов возможно за счет изменения эксцентриситета двигателя (элементов ротора относительно статора). Снижение величины эксцентриситета (увеличение диаметрального натяга) можно осуществить разделением ротора по окончании шагов винтовых линий Т2 на несколько частей (модулей) 3, 4, 5, что и было реализовано совместно с М.В. Двойниковым. Ось 01' 02' модуля развернута на угол относительно статора, а относительно оси 0102 модуля 3 и 5 – на угол  $\alpha$ . Их значения соответствуют предельному износу упругоэластичного материала зубьев статора – максимальному напряжению при зацеплении зубьев ротора и статора (рис. 2). Успешно реализовано на отработанных винтовых забойных двигателях (рис. 3), где показано, что после восстановления: момент на валу ротора увеличился с 2,9 до 3,5 кН•м в рабочем оптимальном режиме работы двигателя с сохранением частоты вращения 1,82 с-1 и производительности насоса в 32 л/с; максимальный тормозной момент увеличился с 4 до 4,5 кН•м при тех же параметрах. Параметры использованного на стенде раствора соответствовали параметрам раствора, используемого при бурении в интервале 1200–2400 м.

Проанализировав существующие методы контроля и управления

РИС. 1. Сведения о влиянии бурового раствора

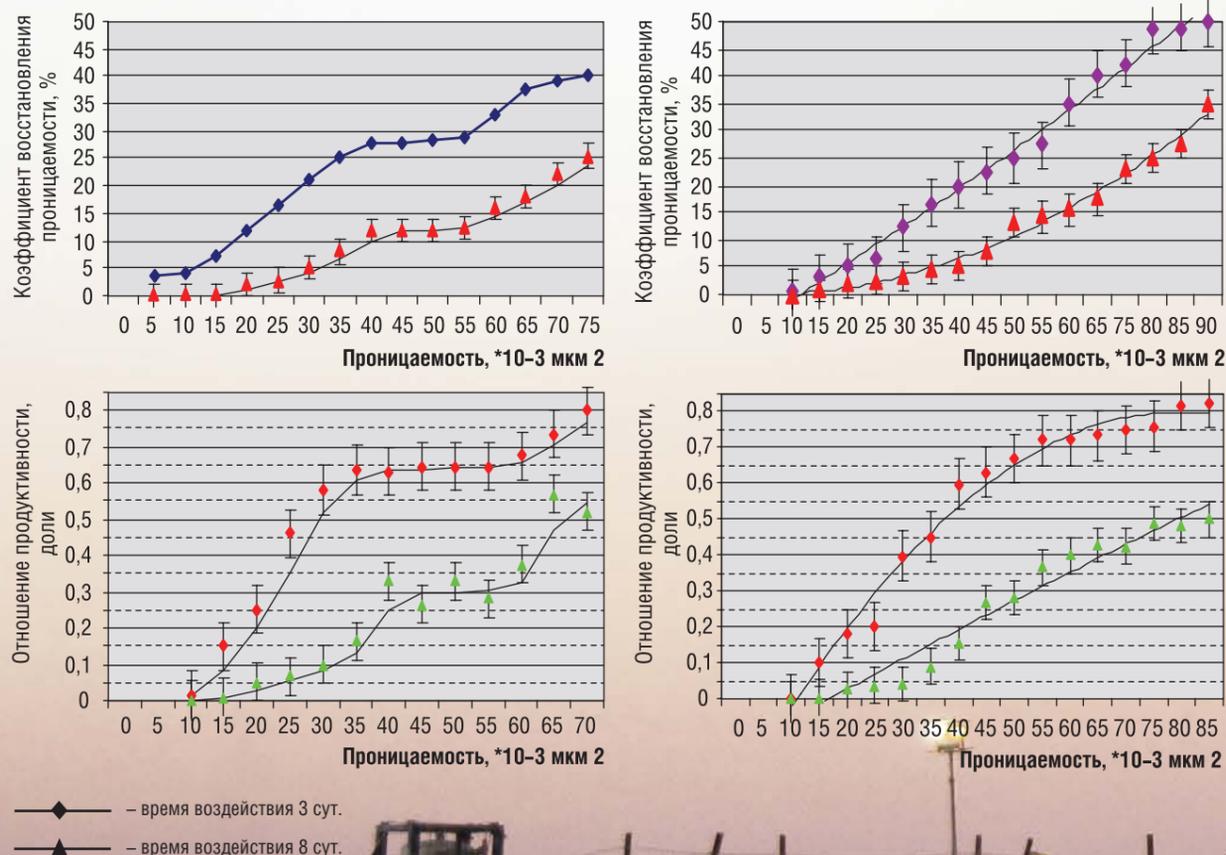
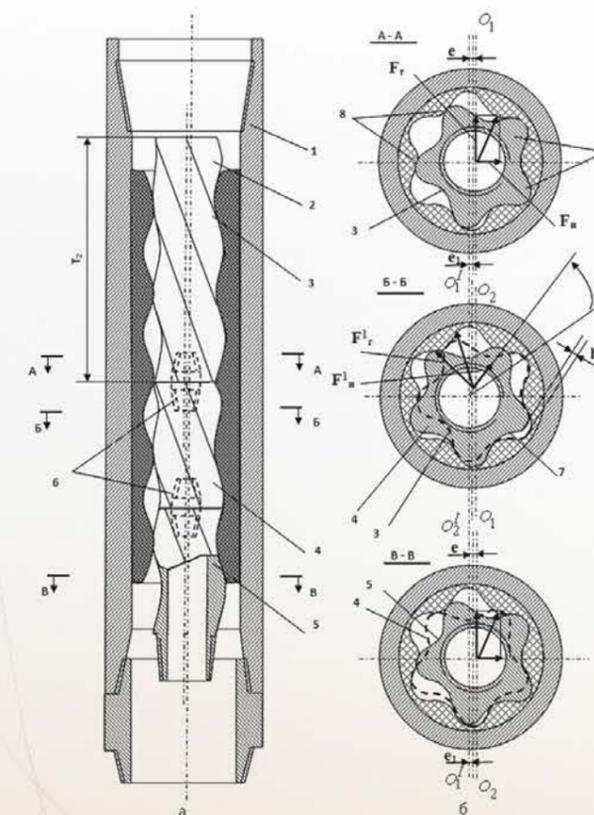
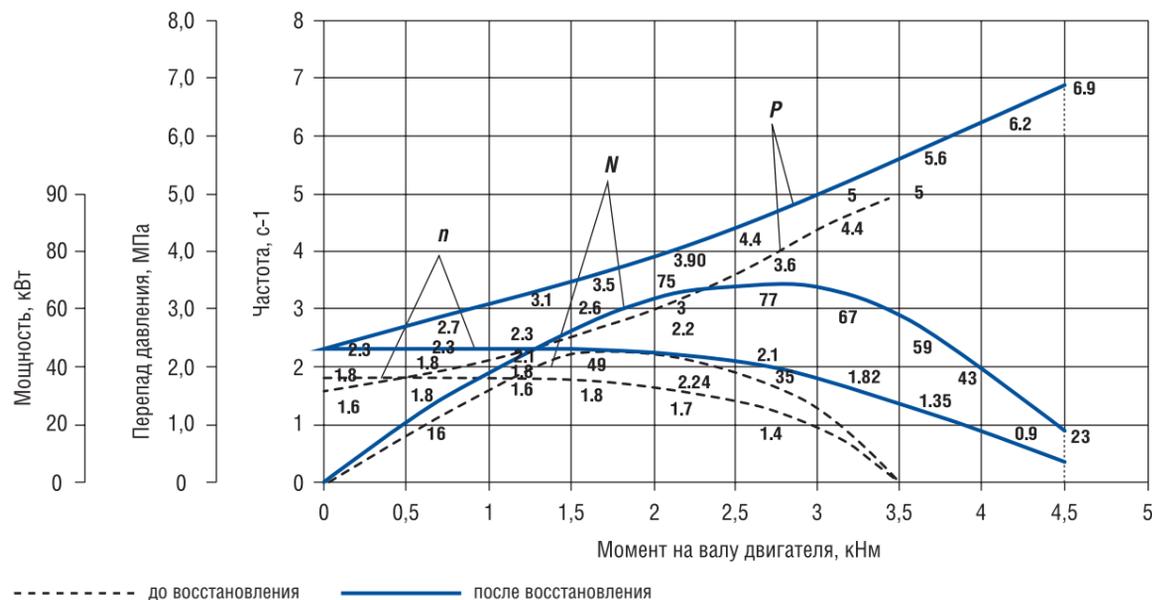


РИС. 2. Модернизированная конструкция забойного двигателя



а – героторный механизм; б – торцевой разрез;  
1 – статор; 2 – ротор; 3, 4, 5 – модули ротора;  
6 – муфта; 7 – резиновая накладка ротора;  
8 – резиновая накладка статора

РИС. 3. Технические характеристики двигателя Д1-195 до и после восстановления (стендовые испытания)



технологическими параметрами процесса бурения, выявив их недостатки, разработана и рекомендована методика корректировки нагрузки на долото, реализованная в виде программного продукта (рис. 4). Методика успешно применена при строительстве скважин Уренгойского и Урненского месторождений. Отмечено

увеличение проходки на долото до 38 %, механической скорости бурения до 24 %. В области рецептур технологических жидкостей сотрудниками и аспирантами кафедры обосновано и экспериментально подтверждена эффективность применения при первичном вскрытии биополимерсолевых промывочных жидкостей и полимертампонажных растворов.

Присутствие биополимера в составе бурового раствора способствует уменьшению: содержания твердой фазы, показателя фильтрации, набухаемости глинистых включений в породе. Наличием электролита обеспечивается ферментативная и термическая устойчивость, необходимая плотность бурового раствора, ингибирование глинистого материала. Обоснованы

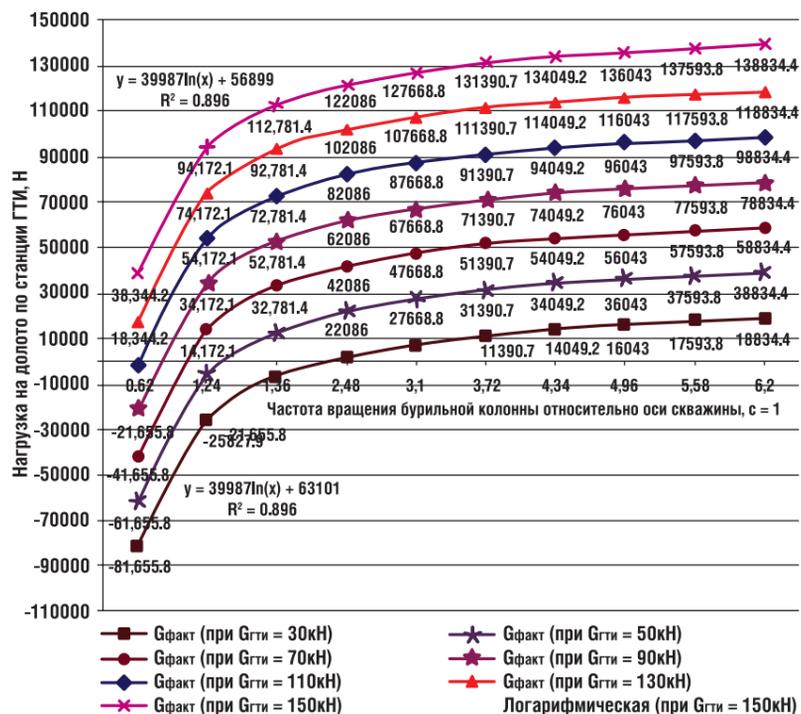
РИС. 4. Алгоритм программы расчетов

$$G_{факт} = G_{ос.гтн} \cdot \left( \frac{4 \cdot (M_{p,p} - M_{v,p}) \cdot v_n}{\omega_{ос} \cdot D_{сн}^2} \right)$$

Величина	Поле ввода данных	Результат
$v_{вх}, [с^{-1}]$	4,96	$G_{ос}$ 70000
$v_{вх}, [с^{-1}]$	8,4	$F_{перл}$ 90000
$G_{ос}, [кН]$	500000	$F_{перл}$ 5626,407
$G_{ос}, [кН]$	460000	$G_{факт}$ 49 064,5
$M_{p,p}, [кН·м]$	18000	
$M_{v,p}, [кН·м]$	24000	
$D_{сн}, [м]$	0,215	
$D_{сн}, [м]$	0,127	
$F_{перл}, [кН·м]$	0,2	
$n$ (об/мин)	80	

а)

а – фактической осевой нагрузки на долото;  
б – частоты вращения ротора и нагрузки в зависимости от дифференциального момента  $\Delta M$  ( $\Delta M=4,0$  кН·м)



б)

ТАБЛИЦА 1. Рекомендуемые составы и параметры буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов

% п/п	Раствор		Условия применения
	тип, состав	параметры	
1	Высокоминерализованный безглинистый буровой раствор, включающий: формиат натрия 9–30%; мраморный порошок 0–12%; сульфатцелл до 3%; пеногаситель МАС 200 растворенный в дизтопливе в соотношении 1:20 0,2–0,4 мас. %; техническая вода (пат. 2277572 РФ)	Плотность 1100–1300 кг/м³; Водоотдача 1–7 см³/30 мин; ДНС 70–240 дПа; Пластическая вязкость 25–75 мПа·с	Пластовые давления соответствуют гидростатическому давлению воды. Пластовая температура – до 130°C. Пласт представлен терригенными породами с поровой и порово-трещинной структурой
2	Буровой раствор с содержанием формиата натрия, включающий: формиат натрия 9–33%; ПС 1–3%; пеногаситель МАС 200 растворенный в дизтопливе в соотношении 1:20 0,1–0,3 мас. %; техническая вода остальное (пат. 2277569 РФ)	Плотность 1050–1230 кг/м³; Водоотдача 2–3 см³/30 мин; ДНС 38 дПа; Пластическая вязкость 24 мПа·с	
3	Силикатно-крахмальный буровой раствор, включающий: крахмал – 2%; NaOH – 0,08 %; метасиликат натрия – 1,2%; KCl – 3%; пластовая вода остальное (пат. 2203919 РФ)	Плотность 1050–1230 кг/м³; Водоотдача 2–3 см³/30 мин; ДНС 38 дПа; Пластическая вязкость 24 мПа·с	Пластовые давления выше гидростатического давления воды. Пластовая температура – до 150°C. Пласт представлен терригенными породами с поровой и порово-трещинной структурой
4	Солестойкий буровой раствор, включающий: формиат натрия 9–45%; мраморный порошок 0–10%; полимер Fito-ПК 10 5%; техническая вода 46–87% (пат. 2277570 РФ)	Плотность 1050–1400 кг/м³; Водоотдача 1–5 см³/30 мин; ДНС 48–180 дПа; Пластическая вязкость 30–60 мПа·с	
5	Безглинистый буровой раствор, включающий: формиат натрия 13–44%; КМК до 5%; мраморный порошок до 14%; пеногаситель МАС 200 растворенный в дизтопливе в соотношении 1:20 0,1–0,3 мас. %; техническая вода остальное (пат. 2277571 РФ)	Плотность 1050–1450 кг/м³; Водоотдача 2–4 см³/30 мин; ДНС 80–140 дПа; Пластическая вязкость 30–60 мПа·с	Пластовое давление соответствует гидростатическому давлению воды и несколько ниже. Пластовая температура – до 130°C. Коллектор трещинного типа
6	Полимерсолевой буровой раствор, содержащий: ацетат калия – 28%; Xanthan gum – 0,1–10,15%; Tylosa E29651 – 0,3–0,5%; мраморная крошка фракции 0,1–0,2 мм 40–45%; техническая вода остальное	Плотность 1650–1750 кг/м³; Условная вязкость 60–90 с; СНС (1 мин/10 мин) 20–40/30–50 дПа; ДНС 15–40 дПа; Водоотдача 8–9 см³/30 мин; Стабильность < 2%	
7	Утяжеленный буровой раствор, включающий: формиат натрия 10–30%; глина – 1–2%; барит 10–60%; КМК 1–5%; КЛСП 1–7%; ФХЛС1 – 5%; хромпик 0,02%; NaOH 1%; водного 25% раствора; МАС 200 растворенный в дизельном топливе в соотношении 1:20 0,01 мас. %; техническая вода	Плотность 1070–2100 кг/м³; Водоотдача 0,5–3,2 см³/30 мин; СНС (1 мин/10 мин) 15–20/60–90 дПа; ДНС 70–180 дПа	
8	Коллоидополимерный буровой раствор, включающий: алюмохлорид – 1,33–2,67%; мел молотый технический – 1,5–4,0%; каустическая сода – 0,1–0,5%; стабилизатор – МК, КМЦ, КМК – 3,0–3,5%; техническая вода остальное (пат. 2277574 РФ)	Плотность 1020–1070 кг/м³; Условная вязкость 20–н/т с; СНС 0–9 дПа; ДНС 6–12 дПа; Водоотдача 2–8 см³/30 мин; Пластическая вязкость 18–58 мПа·с; рН 8,5–9,5	

Примечание: СНС – статическое напряжение сдвига; ДНС – динамическое напряжение сдвига; МК – модифицированный крахмал; КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза; КМК – карбоксиметилкрахмал

виды полимеров и электролитов, оптимизированы составы промывочных жидкостей для различных термобарических условий залегания продуктивных пластов (табл. 1). Те же теоретические предпосылки были реализованы и в направлении разработки рецептур тампонажных растворов. В табл. 2 представлены выводы

по результатам проведенных экспериментальных исследований, которые однозначно позволили рекомендовать применение высокомолекулярных соединений типа Tylose в качестве одного из компонента тампонажного раствора. Рекомендации реализованы практически на каждой скважине Уренгойской группы месторождений.

Известно, что свойства тампонажных растворов, формирующегося цементного камня, которые, в конечном счете, определяют надежность разобщения вскрываемых бурением пластов, зависят от температуры окружающей среды, что в основном регулируется составом тампонажного материала и вводимыми при приготовлении

ТАБЛИЦА 2. Результаты исследований свойств тампонажных растворов с добавками ОЭЦ

Tylose	Сульфоцел	Natrosol
<p>1. Легко растворяются в цементном растворе. Можно вводить в растворенном или сухом виде, но по влиянию на консистенцию лучшие результаты дает ввод в виде кашицы.</p> <p>2. Эффективно снижает показатель фильтрации.</p> <p>3. Совместно с 2–3% CaCl<sub>2</sub> сроки схватывания снижает и прочность цементного камня повышает.</p> <p>4. Можно использовать при цементовании скважин со следующими концентрациями: ЕНН – 0,3%, ЕНМ – 0,3–0,5%; ЕНЛ – 0,5%; Н2Ор – 0,7%.</p> <p>5. Время перемешивания цементного раствора должно быть не менее 1 часа.</p> <p>6. Время прокачивания не должно превышать 2,5 ч.</p> <p>7. Для условий цементования скважин с низкими и нормальными температурами лучше подходят марки ЕНМ и ЕНЛ.</p> <p>8. Добавки ЭТСК и CaCl<sub>2</sub> эффективно улучшают прочность цементного камня и реологические свойства тампонажного раствора, снижают сроки схватывания. ЛСТП в концентрации 0,1% эффективно повышают растекаемость, НТФ не дает стабильного снижения структурных характеристик тампонажного раствора и отрицательно влияет на сроки твердения.</p>	<p>1. В сухом виде снижают показатель фильтрации только после 2 ч перемешивания, в таком же количестве в растворенном виде после 1 ч перемешивания.</p> <p>2. Динамика снижения показателя фильтрации происходит неодинаково. Наиболее эффективно снижает фильтрацию п.6867.</p> <p>3. Эффективное снижение водоотдачи отмечается при концентрации Сульфацила от 0,8 до 1,2%. Меньшее количество Сульфацила не обеспечивает снижения фильтрации, а большее уменьшает растекаемость, снижает прокачиваемость тампонажного раствора.</p> <p>4. Растекаемость тампонажных составов становится выше или не ухудшается при концентрации Сульфацила не более 1%.</p> <p>5. Сроки схватывания тампонажных материалов, обработанных Сульфацилом, удлиняются, снижает прочность цементного камня. В качестве ускорителя сроков схватывания рекомендуется использовать CaCl<sub>2</sub> в количестве 2–3%.</p> <p>6. Наиболее эффективны для снижения фильтрации партии – В-56, 6867. Время их перемешивания при вводе в растворенном виде должно быть не менее 1ч, но максимальное снижение водоотдачи достигается через 2 ч. перемешивания. Время прокачивания до 5 часов, при условии, что тампонажная смесь будет находиться в подвижном состоянии.</p>	<p>1. Хорошо растворяется в цементных растворах, при этом является хорошим понизителем фильтрации цементного раствора.</p> <p>2. Реагенты Н4ВР, ННВР, МВР не влияют на сроки схватывания цемента, улучшая прочностные свойства цементного камня.</p> <p>3. Растекаемость тампонажной смеси с добавками типа Н4ВР, ННВР, МВР имеет низкие значения и не соответствуют требованиям стандарта, обработка прастификаторами неэффективна.</p> <p>4. Natrosol типа GR в сочетании с CaCl<sub>2</sub> позволяет получить тампонажную смесь высокого качества с низкой величиной фильтрации и хорошей подвижностью.</p> <p>5. В качестве добавок, регулирующих сроки схватывания и прочность цементного камня, возможно использование реагентов CaCl<sub>2</sub> и ЭТСК (этилсиликат концентрат). В качестве пластификаторов: ЛСТП и НТФ. При их использовании следует учитывать, что: – реагент ЭТСК повышает прочность цементного камня, но при этом водоудерживающая способность тампонажного раствора ухудшается, раствор получается неоднородным, комкообразным, сроки схватывания не соответствуют стандартам. – CaCl<sub>2</sub> и ЛСТП увеличивают водоудерживающую способность тампонажной смеси.</p>

раствора добавками. С учетом принятых теоретических взглядов на механизм формирования цементного камня, по результатам экспериментальных и промысловых исследований рекомендованы специальные тампонажные материалы, прошедшие апробацию в различных нефтегазовых регионах (табл. 3).

Улучшение технологических свойств формирующегося в заколонном пространстве цементного камня возможно и за счет повышения гидравлической активности частиц вяжущего путем увеличения их активной поверхности, применением различных методов гидроактивации. Для этого разработаны, включаемые в компоновку обсадной колонны, устройства, принцип работы которых заключается генерированием в потоке прокачиваемой жидкости кавитационных импульсов

давления, что позволяет одновременно осуществлять кольматацию приствольного участка проницаемых пород, способствовать формированию структуры цементного камня малой проницаемости. В развитие – предлагается кольматационный экран формировать на основе биополимера с последующим воздействием на него, например, при освоении, реагентами окислителями. Образованный ранее экран будет разрушен, фильтрационно-емкостные свойства коллектора восстановлены.

Немаловажная роль должна отводиться и вопросам экологии в районах сооружаемого объекта (скважины). В частности утилизации отходов бурения и добываемого вместе с пластовым флюидом (нефтью) попутного нефтяного газа. Действительно при строительстве скважин используется порядка

300–500 м<sup>3</sup> бурового раствора. Он обогащается в процессе бурения разбуриваемой породой. Последняя в Западной Сибири, большей частью представлена глинами. В результате образуется (с учетом потерь) 200–300 тонн шлама, который может быть использован в качестве сырьевого материала в строительной, да и в нефтяной промышленности. Для этого имеются соответствующие технологические решения.

Что касается второй проблемы, утилизации попутного газа, предлагается после соответствующей его подготовки, подавать в магистральные газопроводы. Для этого требуется, как правило, компрессия низконапорного газа, его очистка и осушка до действующих нормативов с применением оборудования и соответствующих технологических схем. Обосновано

ТАБЛИЦА 3. Тампонажные материалы, растворы

№ патентов	Авторы	Районы внедрения
<b>Тампонажные материалы, растворы для относительно низких положительных и отрицательных температур (-8 – +20 оС)</b>		
1) № 2209929 Модифицированная гипсоцементная смесь	Овчинников В.П., Вяхирев В.И., Фролов А.А., Сорокин В.Ф., Ключев В.А. и др.	Уренгойская группа месторождений
2) № 2028987 Вяжущие	Овчинников В.П., Ключев В.А., Кожемякин П.Г.	Месторождения шельфа Арктики
3) № 155465 Тампонажный раствор для низкотемпературных скважин	Урманчеев В.И., Островский О.Л., Овчинников В.П., и др.	Месторождения шельфа Арктики
<b>Тампонажные материалы, растворы для нормальных температур, плотностью 1500-1950 кг/м3</b>		
4) № 2204690 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Вяхирев В.И., Сорокин В.Ф., Фролов А.А. и др.	Уренгойская группа месторождений
5) № 2235857 Тампонажный материал	Овчинников В.П., Вяхирев В.И., Фролов А.А., Уросов С.А.	Уренгойская группа месторождений
6) № 2244098 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Фролов А.А., Кузнецов Ю.С., Будыков А.В и др.	Уренгойская группа месторождений
7) № 2362876 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Щербич Н.Е., Ипполитов В.В.	Уренгойская группа месторождений
8) № 2187621 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Вяхирев В.И., Фролов А.А.	Уренгойская группа месторождений
9) № 2141026 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Щербич Н.Е., Ипполитов В.В.	Уренгойская группа месторождений
10) № 1035195 Вяжущие для приготовления тампонажных растворов	Овчинников В.П., Мавлютов М.Р., Кравцов В.М.	Месторождения Башкирии, Перми, Татарии
11) № 2030557 Тампонажный раствор	Овчинников В.П., Шатов А.А., Сергеев В.Н.	Месторождения Башкирии
4) № 2204690 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Вяхирев В.И., Сорокин В.Ф., Фролов А.А. и др.	Уренгойская группа месторождений
5) № 2235857 Тампонажный материал	Овчинников В.П., Вяхирев В.И., Фролов А.А., Уросов С.А.	Уренгойская группа месторождений
6) № 2244098 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Фролов А.А., Кузнецов Ю.С., Будыков А.В и др.	Уренгойская группа месторождений
7) № 2362876 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Щербич Н.Е., Ипполитов В.В.	Уренгойская группа месторождений
8) № 2187621 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Вяхирев В.И., Фролов А.А.	Уренгойская группа месторождений
9) № 2141026 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Щербич Н.Е., Ипполитов В.В.	Уренгойская группа месторождений
10) № 1035195 Вяжущие для приготовления тампонажных растворов	Овчинников В.П., Мавлютов М.Р., Кравцов В.М.	Месторождения Башкирии, Перми, Татарии
11) № 2030557 Тампонажный раствор	Овчинников В.П., Шатов А.А., Сергеев В.Н.	Месторождения Башкирии
<b>Тампонажные материалы, растворы для нормальных температур (20-100 оС), плотностью ниже 1500 кг/м3</b>		
12) №2270329 Облегченный тампонажный раствор	Овчинников В.П., Двойников М.В., Фролов А.А., Будыков А.В. и др.	Уренгойская группа месторождений
<b>Тампонажные материалы, растворы для высоких температур (100 оС)</b>		
13) №1689321 Сырьевая смесь для получения белитового тампонажного материалов	Мавлютов М.Р., Кузнецов Ю.С., Овчинников В.П. и др.	Казахстан, Камчатка

и реализовано для этих целей использование вихревых труб. В своей трехпоточной модификации они наряду с генерацией холода, одновременно обеспечивают конденсацию, отделение жидкости

и твердой фазы из закрученного потока. Практика использования показала работоспособность, эффективность, а также надежность их использования в существующих технологических

схемах промышленных установок подготовки газа. Таким образом, предлагаемые инновационные разработки существенно способствуют развитию нефтедобывающей отрасли страны. ●

# СКВАЖИННАЯ МАГНИТОИМПУЛЬСНАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ-ТОЛЩИНОМЕТРИЯ ТРУБ



**Александр Потапов,**  
Заведующий лабораторией  
отдела программно-управляемой  
геофизической аппаратуры  
ОАО НПП «ВНИИГИС», к. т. н.

Метод скважинной магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии (МИД-К) основан на исследовании пространственного распределения, затухающих во времени вихревых токов в колоннах труб, которые наводят ЭДС в приемной катушке после выключения тока намагничивания.

Характер измеряемого нестационарного сигнала определяется толщиной стенки трубы ( $m$ ), ее диаметром ( $d$ ), удельной электрической проводимостью ( $\sigma$ ) и магнитной проницаемостью ( $\mu$ ) металла. Чем больше произведение  $\mu\sigma t$ , тем медленнее затухают вихревые токи, возникшие в трубах.

Метод МИД-К позволяет производить зондирование многоколонных конструкций с временным разделением сигнала от разных колонн. Это осуществляется выбором длительности импульса тока намагничивания в генераторной катушке и паузы, во время которой регистрируют ЭДС на измерительной катушке (кривые спада), и конструкции зондовой установки.

Выбор конкретного интервала времени на кривых спада позволяет обследовать состояние той или иной колонны.

Аппаратура магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии (МИД-К-ГК, МИД-К-ГК-С, МИДС-К-100) включает в себя скважинный модуль, интерфейсный блок соединений с мобильным компьютером, полевое калибровочное устройство. Скважинный модуль может использоваться и без интерфейсного блока, со стандартными регистраторами «Блик», «Гектор», «Вулкан», «КарСар», «Кедр» и др. и состоит из блока электроники, зондов дефектоскопа, зонда ГК, которые помещены в немагнитный охранный кожух, термометра, помещенного в охранный колпак.

Магнитное поле в исследуемой колонне создается импульсным током  $I$  длительностью  $t$ . В МИД-К-ГК в трех генераторными катушками – сильное поле создается катушкой индуктивности с

магнитным моментом коаксиальным оси прибора ( $Z$ -зонд), слабые поля создаются двумя взаимно-перпендикулярными катушками с магнитными моментами перпендикулярными оси прибора ( $X$  и  $Y$  зонды), регистрация наведенных в колонне сигналов осуществляется тремя взаимно перпендикулярными, совмещенными с генераторными, приемными катушками.

В МИД-К-ГК-С сильное электромагнитное поле создается короткой и длинной коаксиальными генераторными катушками. Регистрируется ЭДС  $zz$  компонент электромагнитного поля, длинной и короткой измерительными катушками и ЭДС  $zr$  компоненты электромагнитного поля шестью поперечными катушками, расположенными по периметру пробора.

В МИДС-К-100 сильное поле создается коаксиальной генераторной катушкой, и измеряется ЭДС  $zz$  компоненты электромагнитного поля совмещенной с генераторной измерительной катушкой, и ЭДС  $zr$  компоненты электромагнитного поля двенадцатью поперечными катушками, расположенными по периметру прибора.

Работа по контролю технического состояния обсадных колонн с использованием технологии МИД-К проводятся во вновь бурящихся, эксплуатационных нефтегазовых скважинах, в скважинах подземных хранилищ газа.

При строительстве скважин МИД-К используется для контроля конструкции скважины, положения муфт эксплуатационной, технической колонн и кондуктора, соответствия проекту интервалов установки колонн с разным диаметром и толщиной стенки, интервала установки хвостовика, целостности колонны и степени износа в процессе работы инструмента и т.п.

В действующих скважинах МИД-К позволяет определить фактические интервалы перфорации (кумулятивной, гидрореструктурной, в т.ч. щелевой), степень коррозии и износа колонны, интервалы

нарушений колонны, требующих ремонта, фактическую глубину установки герметизирующих пластырей и заколонных пакеров и др. Работы можно выполнять как через колонну НКТ, так и после её подъема.

В скважинах подземных хранилищ газа (ПХГ) решаются задачи определения срока «жизни» эксплуатационных колонн, определяются интервалы эллипсности, наличие интервалов утончения, деформации (смятия колонны), наличие коррозии, негерметичность забойного оборудования, абразивный износ обсадных труб и фильтров. Эти данные необходимы для безаварийной работы газовых скважин и проектирования, а также для решения ряда вопросов, возникающих в процессе эксплуатации газохранилища.

Интерпретация результатов дефектоскопии-толщинометрии проводится в системе DeViz, которая позволяет отображать каротажные данные на экране монитора, проводить увязку кривых по реперным интервалам, данным о конструкции скважин или опорным пластам, сопоставляя ГК-МИД с материалами ГИС. DeViz включает режимы: автоматической отбивки муфт первой и второй колонн с возможностью «ручной» корректировки. учета магнитного шума; эксцентриситета труб и температурного дрейфа.

Изменение температуры окружающей среды может привести к погрешностям в определении толщины, которая складывается из двух составляющих: аппаратная и методическая. Методическая погрешность возникает из-за некорректного учета влияния электромагнитных характеристик стали при изменении температуры. Например, для немагнитной трубы не учитывается изменение электропроводности в зависимости от температуры (от 30 до 100°C) может привести к погрешности в толщине  $\approx 2$  мм. Аппаратурная погрешность складывается из температурного дрейфа электроники и отклонения параметров генераторной и измерительной катушек. В DeViz реализована процедура учета температурного дрейфа, позволяющая на основе математического моделирования, учитывать изменение электромагнитных свойств металла.

К значительной погрешности при определении толщины в двухколонной конструкции может привести эксцентриситет труб. Приближение внутренней колонны к внешней приводит к увеличению сигнала, особенно на ранних ВЗ (1-11), что может интерпретироваться как увеличение толщины, поэтому необходимо учитывать влияние эксцентриситета труб. Алгоритм введения поправок за эксцентриситет основан прямо и обратном преобразовании Фурье, суть которого заключается в анализе частотного спектра и исключения низкочастотных составляющих, обусловленных эксцентриситетом труб.

Большие осложнения при проведении интерпретации могут создавать зоны локального намагничивания колонн, обусловленные различными факторами технического характера. Такого рода зоны должны отмечаться операторами при проведении основного замера в скважине. Рекомендуется для отбраковки этих помех проводить контрольные записи выделенных интервалов на измененной скорости каротажа, например, вдвое уменьшенной по отношению к основной. При этом аномалии, обусловленные зонами намагничивания металла колонн, резко изменяются по амплитуде (при уменьшении скорости – уменьшается амплитуда) в отличие от аномалий, связанных с дефектами, амплитуда которых не меняется.

Учет магнитной неоднородности позволяет повысить точность определения толщины и надежность выявления дефектов.

Для оценки качества материала, выявления аномальных зон, построения конструкции скважины, уточнения интервалов перфорации, определения интервалов нарушения колонны и коррозии в DeViz строятся трехмерные дефектограммы. По оси  $Z$  откладывается глубина, по оси  $X$  – номер временной задержки, по оси  $Y$  – амплитуда дефектограмма.

Амплитуда дефектограммы рассчитывается как

$$D(z_i) = \frac{P_i - E_i(z)}{P_i} \quad (1)$$

где  $E_i(z)$  – ЭДС на  $i$ -ой временной задержке на глубине  $z$ ,

$$P_i = \int_{z_x}^{z_n} E_i(z) dz$$

где  $z_x, z_n$  – соответственно координаты кровли и подошвы.

Вычисление толщины стенки колонн основано на методе математического моделирования и решении обратной задачи. При реализации алгоритма решения обратной задачи важно, значение имеет выбор алгоритма решения прямой задачи, т.е. он должен обеспечивать достаточную точность и приемлемое время счета. Моделирование кривых спада по описанному алгоритму требует значительных затрат времени ЭВМ и может использоваться только для исследовательских задач. Для обеспечения использования разработанного программного обеспечения в производственном режиме были рассчитаны кривые спада для моделей одно и двухколонных конструкций для всех встречающихся на практике параметров и сочетаний труб и занесены в память ЭВМ.

При определении толщины колонн для случая, когда все три параметра  $\mu, \sigma, m$  неизвестны, прогнозируемые погрешности определения толщины могут достигать 1–2 мм, если использовать измерения в одной точке и не использовать априорную информацию о параметрах трубы.

Для повышения точности определения толщины в таких ситуациях, когда нет возможности оценить  $\mu$  и  $\sigma$  труб, предложен следующий алгоритм.

Предположим, что  $\mu$  и  $\sigma$  не меняются в пределах одной трубы. Тогда задача определения толщины решается в следующей постановке. В интервале одной трубы имеем вектор измерений

$$Y = \{Y_k\} \\ ((k = j + M^*(i-1), j = 1, \dots, N) i = 1, \dots, M)$$

где  $N$  – число точек, в которых проводятся измерения в заданном интервале (в трубе);  $M$  – число измерений в данной точке ( $E(t_j)$ ).

Необходимо определить вектор искомых параметров

$$P = \{m_1, m_2, \dots, m_N, \sigma, \mu\}$$

$m_j$  – толщина трубы в данной точке;  $\sigma, \mu$  – соответственно проводимость и магнитная проницаемость трубы.

Вектор **P** определим из условия минимизации функционала

$$\psi = \min \left\| \frac{\mathbf{Y} - \mathbf{Z}}{\mathbf{Y}\delta + \epsilon} \right\| \quad (2)$$

где **Z** – вектор теоретически рассчитанные измерения размерности  $M \times N$   
 $\epsilon, \delta$  – соответственно абсолютная относительная погрешности.

Для решения задачи (2) воспользуемся итерационным алгоритмом, приведенным в [9,10,11]. Матрица производных в нашем случае будет иметь вид

$$\mathbf{A} = \left\{ \frac{\partial Z_{ji}}{\partial m_j}, \frac{\partial Z_{ji}}{\partial \mu}, \frac{\partial Z_{ji}}{\partial \sigma} \right\}$$

$$((i = 1, \dots, M), (j = 1, \dots, N))$$

Такой подход позволяет повысить достоверность определения толщины, поскольку ограничивает размерность поиска  $m$  в каждой точке.

Рассмотрим примеры уточнения конструкции скважины по материалам МИД-К Башмак кондуктора, технической и эксплуатационной колонн отмечается увеличением амплитуды сигнала на поздних временных задержках (ВЗ) (20-54), что эквивалентно увеличению длительности переходного процесса. При этом на ранних ВЗ (1-11)

наблюдается ровный ход кривых. Муфты первой колонны отмечаются увеличением амплитуды сигнала, начиная с ранних ВЗ, а второй колонны – на средних и поздних ВЗ.

На рис. 1а приведен пример уточнения глубины башмака кондуктора в трехколонной скважине наблюдается повышение амплитуды сигнала на временных задержках на глубине 74 м, обусловленного наличием третьей колонны – кондуктора. Муфты НКТ и эксплуатационной колонны (ЭК). Причем муфты ЭК на ранних временах дают инверсию амплитуды сигнала.

Вход в НКТ, наличие пакера отмечаются увеличением амплитуды сигнала на ранних ВЗ. На рис. 1б приведен пример регистрации глубины входа в НКТ, где 1 – пакер, 2 – муфта НКТ, 3 – муфты эксплуатационной колонны; X, Y – поперечные зонды. На глубине 1871,6 м резкое увеличение амплитуды сигнала на ранних и средних ВЗ.

Наличие пакера в интервале 1850–1851,6 м, муфт НКТ на глубине 1852 м и обсадной колонны на глубинах 1854,4 м, 1864,6 м отмечаются увеличением амплитуды сигнала.

Переход с одного диаметра колонны на другой отмечается скачком

амплитуды сигнала в зависимости от диаметра и толщины на ранних ВЗ, при этом на поздних ВЗ амплитуда остается неизменной. На рис. 1б приведен пример «перехода» с большого на малый диаметр НКТ (89 мм на 73 мм). На 7-ой ВЗ на глубине 597,5 м резкий скачек амплитуды сигнала, хорошо «видны» муфты НКТ. На средних ВЗ (20) начинает расти амплитуда сигнала против муфт ЭК, а на поздних ВЗ (40-50) амплитуда сигнала от муфт ЭК практически сравнивается с амплитудой сигнала от НКТ.

Временное разделение сигналов позволяет определять эксцентricность колонн. Интервалы, где колонны аксиальные, отмечаются характерным повышением сигнала на ранних и средних ВЗ (6-20), при этом на поздних ВЗ (40-54) ход кривых ровный. На рис. 1г приведен пример приближения НКТ обсадной колонны в интервале 1025–1075 м.

После выделения ряда аномальных зон, обусловленных конструктивными элементами скважины, нужно определить возможные дефекты колонн. Сквозные трещины, дефекты, нарушения колонны на диаграммах отмечаются на всех ВЗ как интервалы с резким понижением амплитуды сигнала (сокращение времени переходного процесса). В том случае, если аномальная

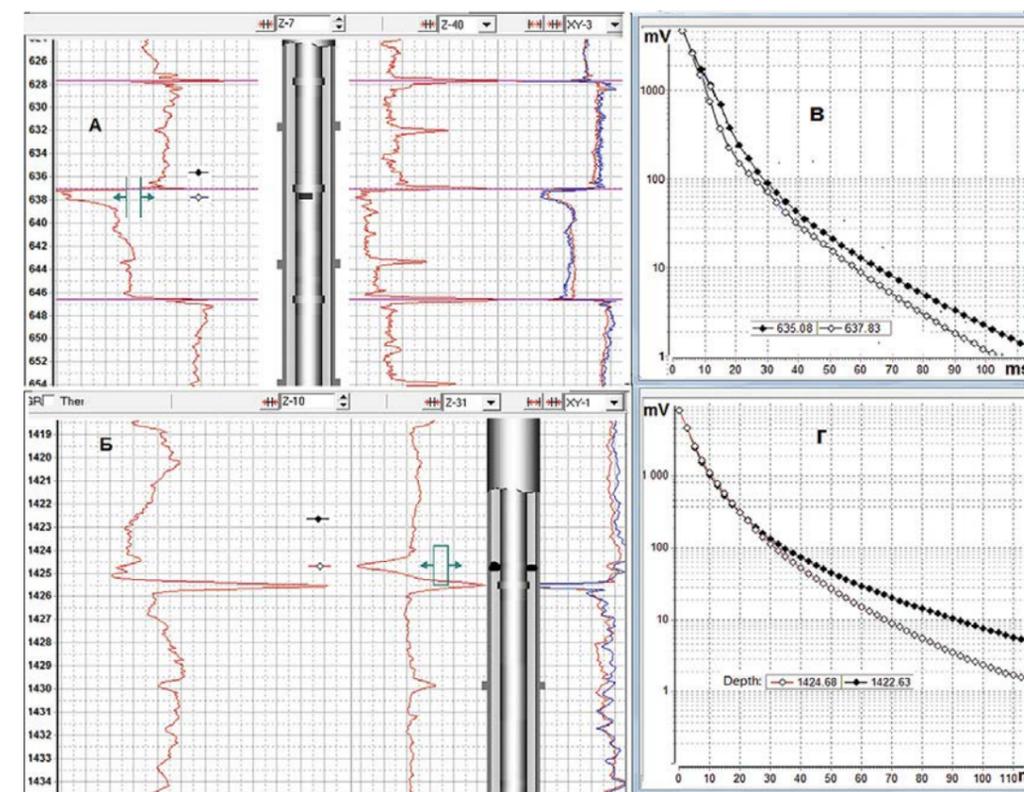


РИС. 2. Пример определения дефектов в первой (а), и во второй (б) колоннах. Кривые спада на заданной глубине (в,г)

зона достигает наибольшей амплитуды на ранних ВЗ (1-11), и с увеличением времени ее скорость спада практически не изменяется, можно сделать предварительное заключение о принадлежности дефекта к ближней исследуемой колонне.

Если понижение амплитуды сигнала не проявляются на ранних ВЗ, а на средних и поздних наблюдается значительное падение амплитуды сигнала, дефект можно отнести ко второй колонне. Надежный признак, позволяющий достаточно уверенно

отнести дефект к первой колонне – наличие аномалии на поперечных XY зондах.

На рис. 2а приведен пример обнаружения дефекта в первой колонне (НКТ) в интервале 637–638 м. Падение амплитуды сигнала на 7-ой ВЗ, и аномалии на сигнале поперечных зондов подтверждают наличие дефекта в НКТ. Сопоставление кривых спада на целом участке трубы и участке с дефектом подтверждают дефект в НКТ, т.к. кривые расходятся на ранних ВЗ. Чем больше диаметр

НКТ и толщина стенки, тем на более поздних временах кривые спада будут «расходиться».

На рис. 2б показан пример дефекта во второй колонне, на ранних ВЗ кривые спада против целого участка и дефекта обнаруженного сквозь НКТ совпадают, а на поздних ВЗ «расходятся».

Примеры определения интервалов кумулятивной перфорации, которая выполнена бескорпусным перфоратором ПКС80Т и корпусным перфоратором типа ПК105Д4 приведены на рис.3.

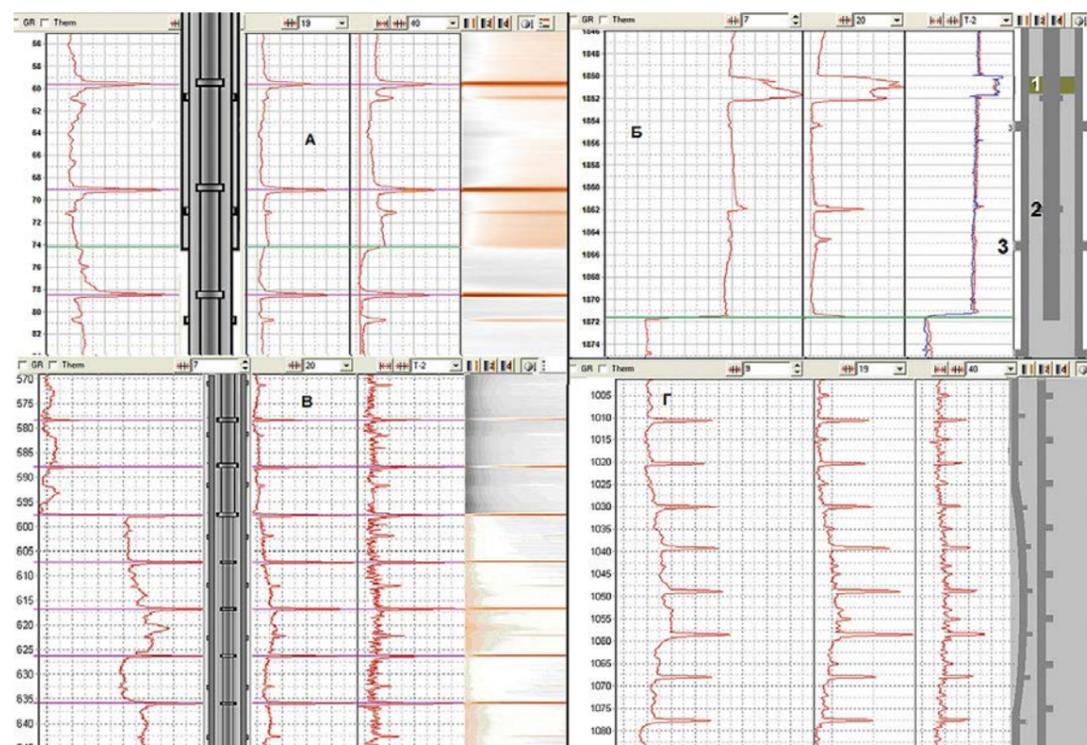


РИС. 1. Уточнения конструкции скважины

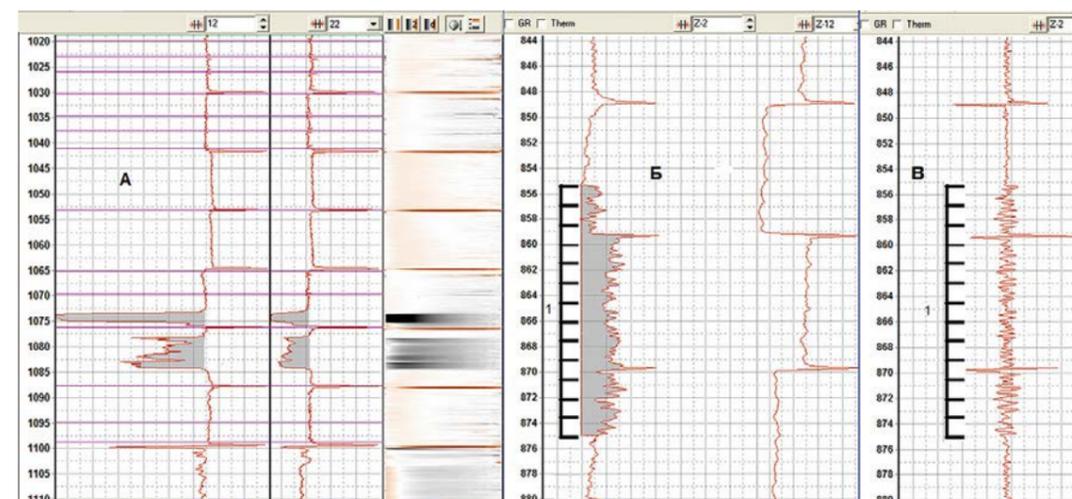


РИС. 3. Пример определения интервала кумулятивной перфорации

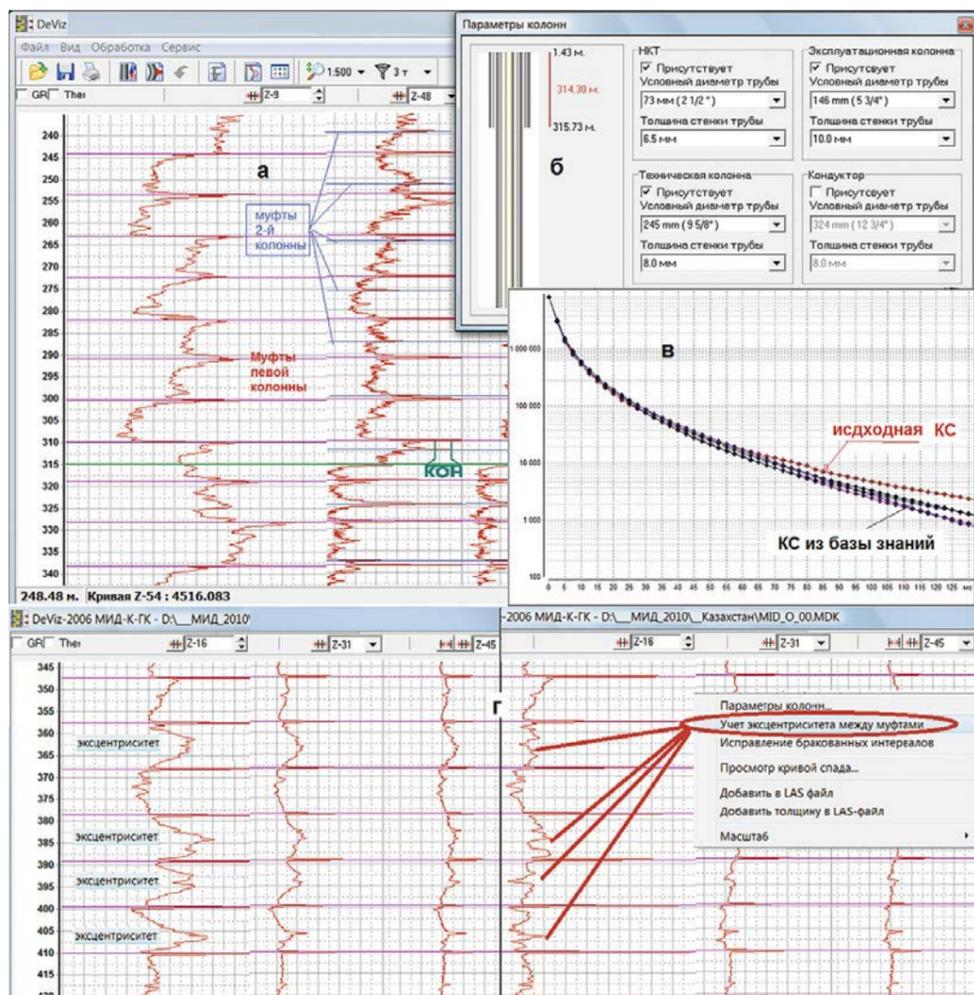


РИС. 4. Последовательность работы в системе DeViz при вычислении толщины стенки колонн

При использовании перфораторов типа ПКС 80Т в зонах перфорации в этом случае нередко происходит растрескивание трубы в местах удара. Перфорация такого вида определяется падением амплитуды сигнала на ранних и средних ВЗ. В системе DeViz на трехмерной дефектограмме интервал перфорации отмечается черным цветом. В интервалах 565–575 м, 581,5–585 м понижение амплитуды сигнала продольного зонда на Z2, Z16 ВЗ и аномалии поперечных XY-зондов вызваны наличием растрескивания колонны после перфорации (рис.3а).

Корпусные перфораторы типа ПК105Д4, ПК103Д и т.п. практически не дают растрескивания, поэтому существенного падения ЭДС не наблюдается. В в интервале перфорации обычно наблюдается магнитная неоднородность, которая достаточно эффективно регистрируется на ранних ВЗ (2-3) (рис.3б). В программе DeViz предусмотрено

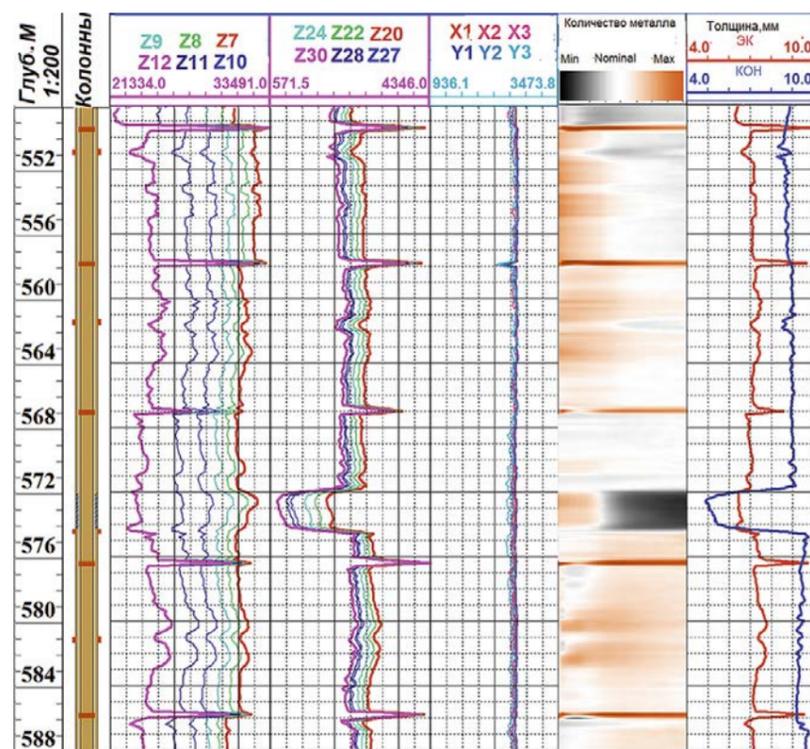


РИС. 5. Выделение интервала нарушения в кондукторе

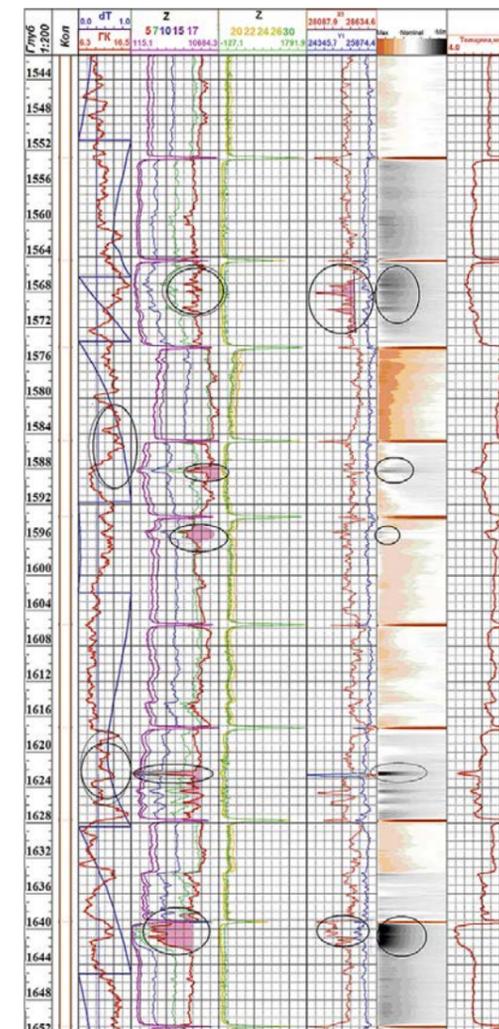


РИС. 6. Оценка технического состояния хвостовика

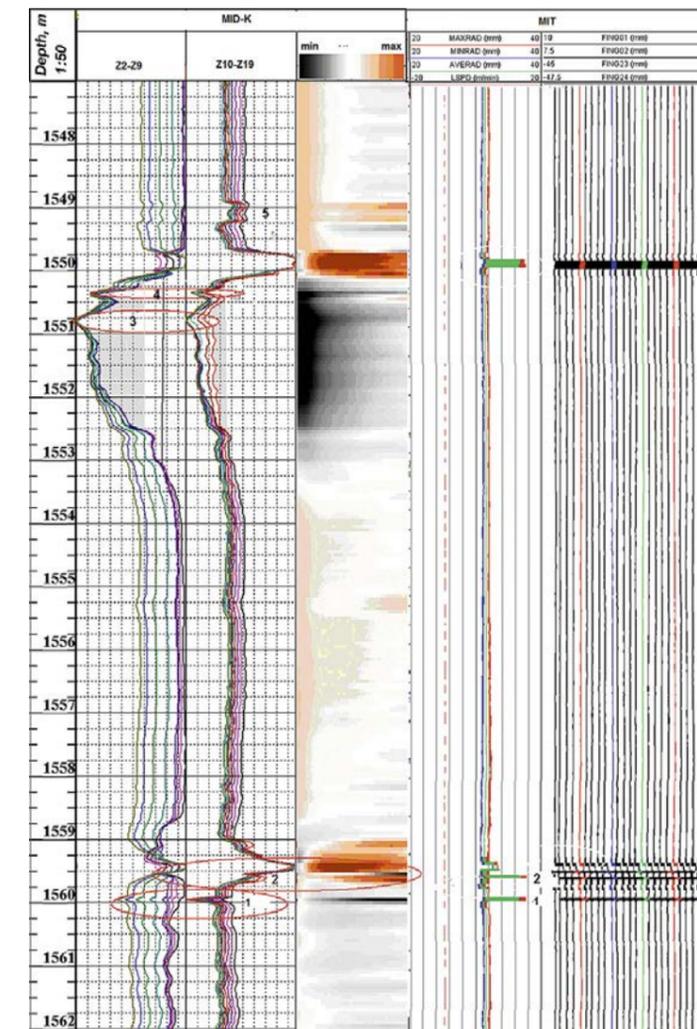


РИС. 7. Комплексирование измерение МИД-К и МИТ (Sondex)

вычисление дифференциальной дефектограммы. На кривых D(t) достаточно однозначно выделяются интервалы кумулятивной перфорации (рис.3в).

Толщины стенок колонн вычисляется в системой DeViz в следующей последовательности:

- Отмечаются границы башмаков колонн (строится конструкция скважины), рис.4а,б.
- Отмечаются интервалы с колоннами, из одной марки стали.
- Задаются номинальные значения толщины стенки и диаметр труб\*.

\* – если данные по скважине отсутствуют, то нужно воспользоваться Базой знаний (рис.4в).

- Сохраняются кривые спада в «базе знаний».
- Отмечаются муфты 1-ой, 2-ой колонн (автоматически).
- Исправляются диаграммы за

влияние эксцентриситета (если это влияние есть), рис.4г.

- Вычисляется толщина колонн.

Ниже проведены примеры использования технологии МИД-К при оценки технического состояния труб. На рис.5 показано выявление нарушения кондуктора (КОН) и расчет толщины ЭК и КОН. Исследования кондуктора проводились через эксплуатационную колонну. По данным МИД-К достаточно надежно можно оценить техническое состояние хвостовиков. На рис.6 приведены результаты расчета толщины ЭК и интервалы нарушений (в 1564–1570; 1587,5–1588,5; 1596–1596; 1622–1623; 1648,8–1642).

В Китае большой опыт комплексирования измерений МИД-К и МИТ-Sondex, выполнен значительный объем скважинных исследований, что позволяет

более надежно интерпретировать материалы МИД-К и существенно дополнить данные МИТ.

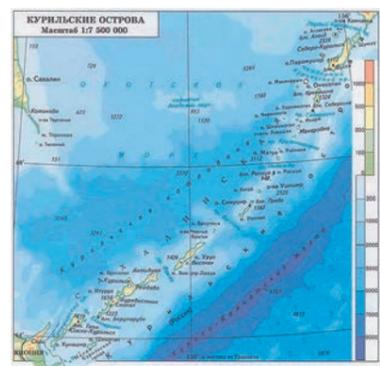
На рис.7. приведен пример совместной интерпретации результатов магнитомпульсного дефектоскопа и микропрофилемера.

По данным МИД-К выявлено четыре дефекта (1, 2, 3, 4), интервал коррозии (1550,2–1552,4 м) и центратор на глубине 1549 м, по МИТ три нарушения. (1,2,4). Поскольку нарушения 1,2 определены МИД-К и МИТ они являются сквозными. Нарушение 3,4 на внешней поверхности достаточно глубокое, но не достигло внутренней поверхности, поэтому не отразилось на измерениях МИТ. Коррозия на внешней поверхности колонны, т.к. по данным МИД-К падение сигнала в этом интервале, а МИТ не определяет здесь нарушения внутренней поверхности. Радиусы постоянны и равны номинальной величине. ●

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

## Не по-товарищески это

В Москве считают недружественным и контрпродуктивным создание в парламенте Японии Ассоциации «За возвращение северных территорий». 25 марта 2003 г. в Токио состоялось учредительное собрание так называемой Парламентской ассоциации за возвращение северных территорий и развитие связей с 4-мя островами. Согласно опубликованным материалам, группа ставит своей целью скорейшее возвращение Россией Японии островов Итуруп, Кунашир, Хабомаи и Шикотан.



## • Комментарий Neftegaz.RU

Тема Курил время от времени поднимается правительствами обеих стран, вызывая бурное обсуждение в обществе. Аналитики прекрасно понимают, что сегодняшний статус-кво — непоколебим. Россия — никогда не отдаст Курилы, Япония же — никогда не откажется от своих притязаний на них.

Причина на самом деле проста: руководство обеих стран привлекает мотив лёгкого заработка политических дивидендов посредством патриотической риторики. Во многом из-за того, что, Курилы — это перспективный нефтегазоносный район, относящийся к юго-восточной окраине Охотской нефтегазоносной провинции. А кроме того, южные



Курилы играют важную роль в случае начала работы Северного морского пути в качестве международной трассы.

## Лучшая защита — нападение

Об этом в марте 2003 г. заявил посол США в РФ А. Вершбоу. «КНДР, преследуя программу разработки ядерного оружия, представляет угрозу для Северо-Восточной Азии и всего мира», — подчеркнул А. Вершбоу. По его словам, «есть реальная опасность того, что Северная Корея, думая, что США отвлечены проблемой Ирака, воспользуется этим, чтобы приступить к шагам, которые могут привести к эскалации конфликта».

## • Комментарий Neftegaz.RU

Спустя 10 лет, США готовят условия для нанесения превентивного ядерного удара по КНДР, используя свои военные базы в Южной Корее и Японии под предлогом угрозы с Севера. В ответ на усиление враждебной политики США народная республика будет всемерно укреплять свой ядерный потенциал сдерживания в интересах самообороны, заявляет руководство КНДР.

Эксперты утверждают, что Северная Корея в целом права, так как из-за политики США в мире создается иллюзия того, что только обладание ядерным оружием спасает тебя от вторжения со стороны Америки. Все это приводит к росту угрозы обмена ядерными ударами не только на Корейском полуострове, но и во всем мире.

## Нефть — нелегкое бремя

АФК Система, так и не приступив к освоению своих нефтяных месторождений в Новосибирской области, решила от них избавиться. Компания Система-нефть намерена продать Северо-нефтегаз (разрабатывает Малоичское месторождение) новосибирским компаниям.

АФК Система уже практически завершила переговоры о продаже 80% Северо-нефтегаз с рядом новосибирских компаний и сделка может завершиться в ближайшее время.

## • Комментарий Neftegaz.RU

История мытарств компании Северо-нефтегаз довольно интересна. В 2004 г. компания была выкуплена РуссНефтью М. Гуцериева (в результате приобретения 66,2% у АФК Системы).



Однако через 3 года компания вновь меняет своего хозяина — в апреле 2007 г. им становится ТНК-ВР, докупившая чуть позже — в октябре 2007 г. — 4,9% акций у миноритариев.

Заключительным витком в смене владельца стал для Северо-нефтегаза август 2012 г., когда владельцем 71,09% пакета Северо-нефтегаза стала группа профильных иностранных и российских инвесторов, владеющих активами в российской нефтегазовой отрасли. Финансовые условия и детали сделки тогда так и остались не раскрыты.

## Лукойл: румынский шанс

ЛУКОЙЛ намерен принять участие в приватизации крупнейшей румынской нефтяной компании Petrom. Как сообщил глава министерства промышленности Румынии Дан Иоан Попеску, правительство намерено выставить на продажу 51% акций госкомпании. Предпочтение будет отдано тому стратегическому инвестору, который предложит солидную инвестиционную программу.

## • Комментарий Neftegaz.RU

В сентябре вице-президент ЛУКОЙЛа Л. Федун заявил, что компания не планирует участвовать в тендере по приватизации Petrom.

По его словам, ЛУКОЙЛ уже имел на тот момент пакет акций в румынском НПЗ Petrotel, что с учётом автозаправочной сети даёт контроль над 20% румынского рынка. В случае участия приватизации Petrom доля ЛУКОЙЛа могла бы возрасти до 70%, что вызвало бы антимонопольные меры со стороны правительства Румынии, и компания вынуждена была бы продавать часть своих активов.

Напомним, что интерес к румынской Petrom проснулся в феврале 2012 г. у другой российской компании — Газпром.



## Война за нефть, не за свободу

Несмотря на то, что США утверждают, будто война в Ираке идет за свободу, версия о том, что большое значение имеют нефтяные запасы, получает новые подтверждения. Нефтяные гиганты США и Великобритании играли



активную закулисную роль в военном планировании перед началом войны в Ираке. Они оказали военным неоценимую помощь в подготовке военнослужащих к действиям по обеспечению контроля над нефтяными месторождениями Ирака. Руководителей некоторых фирм приглашали даже на брифинги в Пентагон, где готовились планы действий в случае поджога иракцами нефтяных скважин.

Официально нефтяные компании отказываются подтверждать сообщения о своем участии в планировании послевоенного восстановления нефтяной промышленности Ирака. Однако, аналитики уверены, что нефтяные компании играли значительно более активную закулисную роль в военном планировании операций, чем считалось ранее. Иракская нефть — представляет очень трудную политическую проблему для администрации Буша, которая имела тесные связи с нефтяной отраслью. Действительно, например, нынешний

вице-президент Дик Чейни до 2000 г. возглавлял компанию Halliburton и до сих пор получает от нее премиальные.

## • Комментарий Neftegaz.RU

В ретроспективе стало очевидным, что администрация Буша преднамеренно обманула нацию, чтобы втянуть её в войну. В итоге война ослабила, а не усилила Америку и создала в Ираке режим, склоняющийся, скорее, к Тегерану, чем к Вашингтону.

## На нефть надеяться не стоит?

Прирост экономики РФ за счет темпов роста нефтяной отрасли закончится после 1-го полугодия 2003 г., считает председатель правления нефтяной компании ЮКОС М. Ходорковский. После падения цен на нефть доходы бюджета снизятся на 40%. По его словам, в настоящее время баланс нефтяной отрасли близок к нулю.

Однако М. Ходорковский уверен, что Россия может избежать сокращения доходов в бюджет — в частности,



за счет увеличения добычи нефти с 380 млн т до 500 млн т/год. Он подчеркнул, что больший рост добычи нерентабелен, так как «мы не сможем реализовать больший объем на рынке».

## • Комментарий Neftegaz.RU

Собственно так оно и произошло: добыча нефти была увеличена до названной М. Ходорковским цифры в 500 млн т/год. Именно этот объём и характеризует в последние годы добычу нефти в России. Правда, ни М. Ходорковский, ни ЮКОС — не имеют к этому никакого отношения. К 2030 г. правительство России планирует увеличение добычи нефти до 530 млн т/год. ●

# СУДА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ФЛОТА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БУРОВОЕ СУДНО



**Владимир Таровик,**  
Начальник отдела океанотехники, Крыловский государственный научный центр

В соответствии с программой Развития гражданской морской техники на 2009–2016 гг. в Крыловском государственном научном центре выполнены работы по концептуальному проектированию бурового судна, предназначенного для поисково-разведочных работ на Российском арктическом шельфе.

Разработка и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений связана с активным использованием судов технологического флота, к которым относятся буровые суда. Особые условия арктических морей с тяжелой гидрометеорологией, волновыми и ледовыми нагрузками требуют специальных технических решений при создании таких судов. С точки зрения экономической целесообразности они, в первую очередь, должны соответствовать условиям эксплуатации в западной части арктического шельфа России. Это нефтегазовые месторождения Баренцева, Печорского и Карского морей. В то же время, была поставлена задача обеспечить универсальность этих судов для использования и в восточных областях российской Арктики.

Первым этапом создания судна является разработка его концептуального проекта. В связи

технологической спецификой, требования к буровому судну имеют определенные отличия, но их общими качествами являются высокий ледовый класс, мощная энергетика, надежная система фиксации судна на точке бурения и высокая степень автономности. В проекте особого внимания требует разработка системы экстренного аварийного спасения экипажа и персонала из-за наличия на борту буровых судов технологических комплексов с опасным производством. При пожаре или взрыве, когда судно ещё находится на плаву без крена и дифферента, эвакуационная система должна обеспечивать быструю высадку на ровный, битый или торосистый лед, а также на свободную воду.

При разработке концептуального проекта бурового судна требуется решить ряд задач, среди которых основными являются:

- разработка концепции эксплуатации судна;
- определение номенклатуры бурового оборудования и вспомогательных материалов;
- определение основных параметров и общего расположения судна;
- разработка устройств и технологии постановки с целью удержания судна на точке бурения в заданных волновых и ледовых условиях;
- разработка системы безопасности и аварийной эвакуации.

В разработанной концепции эксплуатации Бурового судна предусматривается его переход в точку проведения буровых работ в сопровождении двух судов-заводчиков якорей, и при необходимости, ледокольного судна. Надежность удержания судна на точке бурения обеспечивается двойной системой, которая состоит из динамической и статической частей, т.е. системы динамического позиционирования и статической якорной швартовной системой. Необходимость такого дублирования обусловлена стремлением повысить автономность судна, избежать больших расходов топлива на длительную работу системы динамического позиционирования и повысить возможность удержания судна в ледовых условиях. Для естественного флюгирования судна, оно выполнено турельным, с подачей буровой колонны и буровых материалов через шахту турели.

Судно удерживается на точке бурения с помощью системы динамического позиционирования на все время постановки статической системы якорного удержания. При ведении буровых работ судно пассивно позиционирует на восьми якорно-швартовых линиях, а система динамического позиционирования дает возможность капитану подбирать турельное судно на оптимальный курсовой угол по отношению к дрейфующему льду или интенсивному волнению. Ледокол обеспечивает управление ледовой обстановкой, и, при необходимости, окалывает лед в зоне буровых работ.

Номенклатура бурового оборудования и его функциональное расположение на судне в большой степени определяет его основные параметры, а технические параметры судна должны соответствовать главным тенденциям развития мирового флота буровых судов. Анализ

перспективных районов расположения российских арктических нефтегазовых месторождений, показал, что максимальные глубины бурения скважин не превысят 7000 м, а шельфовые акватории имеют глубины, не превышающие 500 м. С учетом этих, и ряда дополнительных требований по автономности, винтеризации, обитаемости, мореходности, остойчивости и др., выбраны главные размеры арктического бурового судна.

В соответствии с этими требованиями разработана конструкторская документация судна. Буровое судно выполнено с внутренней турельной системой, над которой расположена буровая вышка. Буровая колонна проходит сквозь шахту турели. Для постановки судна на якорную систему в ледовых условиях, разработан комплекс для выполнения этих операций с помощью специального подводного аппарата. Обеспечивается полная винтеризация подвышечного пространства. Разработан специальный комплекс аварийной эвакуации персонала при взрыве и пожаре.

Для бурового судна и системы его удержания основными являются ветровые, волновые и ледовые нагрузки. Для оценки ветровых нагрузок достаточного расчётов по стандартной методике, а волновые и ледовые требуют использования данных модельных экспериментов. Экспериментальные исследования в мореходном бассейне показали, что перемещения и ускорения в различных точках корпуса

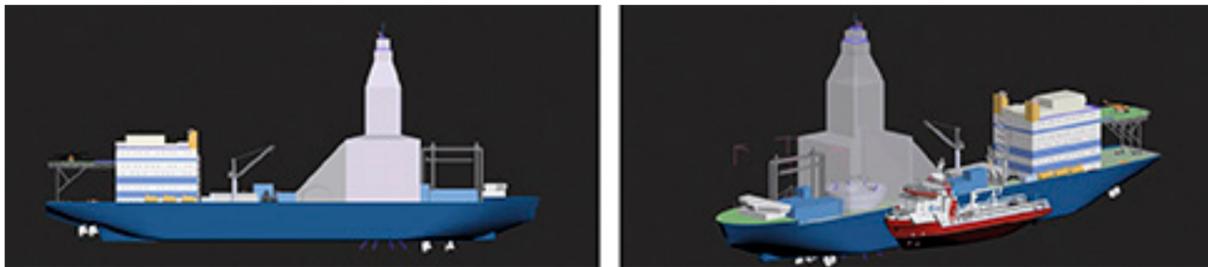
находятся в приемлемых пределах, а волновые нагрузки на якорную систему удержания не превышают спецификационных значений. При столетнем шторме, с высотой волны 17,4 м имеет место заливаемость палубы через шахту турели. Для уменьшения заливаемости на судне использованы специальные турельные дефлекторы.

Модельные исследования якорной системы удержания на спецификационных режимах эксплуатации Бурового судна показали соответствие прочностных характеристик якорно-швартовых линий техническим требованиям.

Ледовые нагрузки определялись на основании испытаний в ледовом бассейне. Буксировочные испытания в ровном и битом льду показали хорошие качества судна при переходе в ледовых условиях, при толщинах льда 1–1,5 м, в точку бурения. При этом сохраняется определенный резерв мощности главной энергетической установки. Определение ледовых нагрузок в эксплуатационном режиме бурения, при проведении предстоящих швартовых испытаний в ледовом бассейне, даст возможность скорректировать прочностные характеристики якорной системы удержания для заданных условий эксплуатации. Кроме того, будут получены данные для оценки эффективности, и технологии использования системы динамического позиционирования в ледовых условиях.

Как было отмечено выше, система удержания бурового судна принята двойной – статической и динамической. При этом силовыми агрегатами динамической системы являются 6 ВРК, расположенные по три в носовой и кормовой части судна, мощностью по 6,0 МВт каждая, с упором 80–100 т. У статической швартовной системы удержания силовыми элементами





Водоизмещение, т	75318,0	Автономность по топливу судовая, сут	94
Дедвейт, т	35749,0	Автономность по трубам и материалам, сут	120
Длина, м	255,0	Расчетное время бурения скважины, сут	60
Ширина, м	38,0	Автономность по продовольствию, сут	45
Высота, м	18,3	Технологические запасы, т	3734,0
Осадка, м	10,5	Вес бурового комплекса, т	2422,0
Двигатели ВРК (ВФШ)	6 x 6,0 МВт	Турельная якорная система, якоря МК6, т	8 x 15,0
Энергетическая установка, 6 x ГДГ, 1 x АДГ	49,36 МВт	Якорно-швартовые линии, шт.	8
Скорость хода, узл	10–12	Длина цепи (калибр 84 мм, разрыв 516 т), м	2 200
		Экипаж + персонал, чел.	150

КМ Arc6 AUT1-ICS DYNPOS-2 POSMOOR EPP HELIDECK WINTERIZATION (- 40°C) DRILL SHIP

являются 8 якорно-швартовых цепных линий 76 калибра, с расчетным разрывным усилием 516 т.

Конструктивно-архитектурное решение судна, общее расположение, выбранная внутренняя турельная система и основные параметры, разработанные в концептуальном проекте дают основания считать, что судно соответствует заданным условиям его эксплуатации на российском арктическом шельфе.

Обсуждение с потенциальными заказчиками основных параметров бурового судна на этапе концептуального проекта дало возможность наметить направления повышения качества проектируемого судна. Основное внимание на следующем

этапе будет уделяться повышению его эксплуатационных качеств за счет увеличения палубного пространства, развития кранового вооружения, повышения автономности, улучшения расположения вертолетной площадки, а также расширения возможностей системы аварийного спасения.

В качестве заключения следует отметить, что создание перспективных судов арктического технологического флота требует углубленной научно-технической поддержки и инновационных проектно-конструкторских решений. В процессе работы, когда начинает формироваться облик судна, необходимо проведение консультаций с

российскими предприятиями и организациями, которые имеют практический опыт эксплуатации судов технологического флота, и, в перспективе, могут быть заказчиками их строительства. Участие потенциальных заказчиков в процессе проектирования в качестве контрагентов и соисполнителей, повысит эффективность проекта и придаст ему большую коммерческую и практическую привлекательность.

Основной целью разрабатываемых в Крыловском государственном научном центре концептуальных проектов судов и морских сооружений является разработка базиса для технического и рабочего проектирования с целью их строительства с максимальным использованием возможностей российских верфей. ●



# Серия YDP

Максимальная мощность: 3.5 ~ 7.4 кВт



Доверьте решение Yanmar

Московское представительство компании «ЯНМАР КО.ЛТД.» (Япония)  
123610, Москва, Краснопресненская наб., 12, подъезд 6, офис 812  
Тел.: +7 (495) 258-1237 Факс: +7 (495) 258-1238  
<http://yanmar-co.ru/>

# СТАНДАРТЫ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

требования к нормативной и технической документации производителей судовых топлив в рамках технического регулирования



**Людмила Белякова,**  
Руководитель Центра  
Подтверждения Соответствия  
Нефтепродуктов  
СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО  
ЦЕНТРА СЕРТИФИКАЦИИ

Можно отметить, что кардинальных изменений для производителей судовых топлив на территории Таможенного союза на данный момент по сравнению с условиями для их производства в прошлом году на территории России не отмечается. Однако, с 1 января 2013 г. вступил в действие топливный регламент Таможенного союза (ТР ТС 013/2011), регулирующий порядок выпуска в оборот, в том числе и судовых топлив на единой территории Таможенного союза. Причем производителям судовых топлив следует обратить внимание на следующие два обстоятельства.

Первое: с января 2013 года введено обязательное требование по содержанию массовой доли серы в судовом топливе не более 1,5 %, а с января 2020 года – не более 0,5 %. Наряду с этим необходимо иметь в виду, что в соответствии с требованиями ИМО МАРПОЛ 73/78 ПРИЛОЖЕНИЕ VI, п. 18 в районах SECA (Балтийское, Северное море, Скандинавские проливы, Ла-Манш, Мексиканский залив, экономические зоны США, Канады и др.) уже с 1

июля 2010 года существуют более жёсткие требования, определяющие предельное содержание серы в топливе, а именно – не более 1%. Кроме того, Европейский парламент с 1 января 2010 года запретил использование в акваториях европейских портов и в территориальных водах судовых топлив с содержанием серы более 0,1 %. Во всех же остальных районах мореплавания с 1 января 2012 г. действуют требования, определяющие содержание серы в топливе не более 3,5 % (по массовой доле).

Также следует учитывать, что в упомянутых районах SECA (перечень которых будет в перспективе расширен) с 1 января 2015 года в судовых топливах допускается содержание серы не более 0,1 %. В остальных районах мореплавания с 1 января 2020 года (возможен сдвиг срока на 1 января 2028) по предельному содержанию серы установлено ограничение 0,5 % (массовой доли). Данные рекомендации были приняты по представлению МЕРС (Marine Environment Protection Committee) и внесены в Приложение VI единогласно на 58 сессии ИМО (Лондон, 06–10 октября 2008 г.)

Строго говоря, MARPOL регулирует выбросы в атмосферу окислов серы и азота выхлопными газами, но для удобства выбросы газов пересчитаны в содержание серы в судовых топливах.

Второе обстоятельство, на которое стоит обратить внимание производителям судовых топлив – это то, что в действующем регламенте ТС четко прописана законодательная ответственность именно продавца продукции, а не только изготовителя. Также, в этом ключе следует учитывать, как изготовителям, так и продавцам судовых топлив – вступившие с 19 января 2012 года изменения к КОАП РФ. Которые в соответствии с 237 ФЗ от 18.07.2011 г. статью 14, ужесточили административную ответственность (в части увеличения штрафов вплоть до 1 000 000 рублей) при несоблюдении обязательных требований действующих технических регламентов.

В действующем регламенте ТС предусмотрены разные схемы декларирования для изготовителей, производящих свою продукцию серийно и производителей (и продавцов) отдельных партий судовых топлив. Следует отметить в этой связи, что при серийном производстве



однородностью компонентного состава продукции. А также наличия на производстве систем обеспечения внутреннего контроля качества и безопасности продукции, включая её постоянные лабораторные испытания.

В целом, у добросовестного изготовителя, в его технической

топлива) на присутствие таких показателей как: общего осадка со старением, являющегося одной из характеристик стабильности топлива, а также содержания алюмосиликатов и коррозионно-активных металлов для предотвращения абразивного и коррозионного износа топливной аппаратуры.

Следует отметить, что с 1 июля 2012 г. вступил в действие Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 54299-2010, являющийся аутентичным переводом международного стандарта ИСО 8217-2010, который позволяет российским изготовителям судовых топлив привести свою нормативно-техническую документацию в соответствие с международными требованиями, в том числе в части отражения в таблицах основных физико-химических показателей их продукции, с учётом последних директив МАРПОЛА.

Обязательным для изготовителей (и продавцов) судовых топлив, как и прежде, является сопровождение каждой выпускаемой партии продукции паспортом качества, то есть документом, устанавливающим соответствие фактических значений показателей качества конкретной партии нефтепродукта техническим требованиям, установленным в документации на выпускаемый нефтепродукт. Здесь следует отметить, что общие требования и рекомендации по оформлению паспорта в настоящее время

**«В действующем регламенте ТС четко прописана законодательная ответственность именно продавца продукции, а не только изготовителя»**

необходимым для заявителя является осуществление им производственного контроля процессов изготовления своей продукции. В этом ключе, обращаясь к ГОСТу 14.004-83 «Технологическая подготовка производства. Термины и определения» под понятием «технологической готовности к производству» описывается критерий наличия на предприятии полных комплектов технологической документации, средств технологического оснащения для возможности выпуска продукции с установленными технико-экономическими показателями. В соответствии с данным определением, у серийных производителей судовых топлив необходимо предполагать наличие технической документации.

В частности, стандартов организации или технический условия, технологических регламентов на производственный процесс, дающих возможность контроля за

документации, помимо обязательных показателей для соблюдения требований безопасности продукции, должны быть четко заданы также физико-химические показатели, определяющие уровень её качества. Как правило, производство судовых топлив, в первую очередь для мало- и среднеоборотных дизелей, представляет собой компаундирование продуктов перегонки нефти (как атмосферной, так и вакуумной) различного уровня вязкости.

В зависимости от области применения (низко-, средне-, высокооборотные дизели) к судовым топливам предъявляются разные требования по физико-химическим показателям. Особенно следует обращать внимание потребителям на наличие в таблицах физико-химических параметров в технической документации изготовителей судовых топлив для мало- и средне- оборотных дизелей (судовые остаточные

С 1 января 2015 года в судовых топливах допускается содержание серы не более 0,1 %



остаются без существенных изменений, но с обязательным требованием указания в нем документа, подтверждающего соответствие техническому регламенту.

В ближайшее время ожидается, что все-таки выйдет национальный стандарт, регулирующий как обязательные, так и рекомендованные требования к оформлению и содержанию паспорта качества на нефтепродукты, в том числе, регулирующий указание штрих- и QR-кодов на неё. Таким образом, в данный момент изготовителю разумно учитывать ранее действующие требования к оформлению паспорта качества продукции и при возникновении затруднений – обращаться к действующему ГОСТ 26098-84 «Нефтепродукты. Термины и определения».

Сейчас при приобретении судового топлива, произведённого по техническим условиям непосредственно от изготовителя, у потребителя есть возможность и право помимо обязательного паспорта качества продукции ознакомиться с техническими условиями на эту продукцию. В случаях приобретения потребителем продукции, произведённой по техническим условиям изготовителя судовых топлив, желательно провести экспертизу технической

документации. При этом, потребителю особо следует обращать внимание на такие моменты как: правильность оформления самих технических условий в соответствии с ГОСТ 2.114-95 «ЕСКД. Технические условия», корректность указанных кодов ОКП (в том числе в соответствии с изменениями НК 31), учёт изготовителем требований нормативных документов и международного стандарта ISO 8217:2010, корректность заявленных изготовителем методов испытаний, которые должны позволять провести надежное позиционирование продукции по последним трем разрядам кода ТН ВЭД ТС. И главное – корректность таблиц показателей качества продукции. В частности, четкое разделение их на обязательные и факультативные.

Также следует обращать внимание на наличие у изготовителя каталожного листа на его продукцию, то есть регистрацию его технической документации во всероссийской информационной базе данных выпускаемой продукции. Особенно важно обращать внимание на структурированность перечня методов испытаний, в том числе присутствие первоочередных арбитражных методов, корректность самого наименования продукции в соответствии с заявленной областью её применения, учёт изготовителем директив МАРПОЛА и при бункеровке иностранных судов (стран Евросоюза) – принятие им во внимание распространения на европейские суда действия Директивы ЕС 1907/2006 (REACH) – Европейского Регламента по Регистрации, Оценке и Авторизации Химических веществ.

В этой связи, следует напомнить, что с 2009 г. обязательным при бункеровке иностранных судов является предъявление бункеровщиками MSDS (Material

Safety Data Sheet) паспорта безопасности на продукцию, информирующего потребителя в 16-ти обязательных разделах о маркировке, идентификации опасности, содержании опасных и вредных веществ, транспортировке, хранению, обращению с ней и т.п. Здесь стоит упомянуть о том, что в ближайшее время и отечественный потребитель будет иметь возможность получать продукцию с аналогичной сопроводительной документацией. Данный вопрос скорее всего будет регулироваться Техническим регламентом «О безопасности химической продукции».

Согласно этому документу (на данный момент он существует как проект) – вся химическая продукция, в перечень которой включены все нефтепродукты, будет допущена в обращение на территории Таможенного Союза только при наличии зарегистрированного паспорта безопасности, в соответствии с которым продукция должна быть также классифицирована по опасным свойствам, иметь маркировку и элементы маркировки, информирующие об опасных свойствах. Такой паспорт должен быть зарегистрирован в государственном Регистре. Паспорт безопасности будет являться обязательной составной частью сопроводительной документации и должен оформляться до начала выпуска продукции в обращение.

Конечно, стоит оговориться, что в тенденции требования к содержанию и структуре паспорта безопасности для отечественного потребителя должны быть гармонизированы в соответствии с требованиями международного законодательства, регулирующего область безопасности химической продукции.

Таким образом, можно констатировать, что актуальная ситуация в сфере национального технического регулирования свидетельствует об общей тенденции к регламентированию отношений между потребителем и изготовителем в сторону повышения ответственности изготовителя за качество выпускаемой продукции. ●



**MIOGE**

**25–28  
ИЮНЯ 2013  
МОСКВА  
ЭКСПОЦЕНТР**



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



**11–й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
КОНГРЕСС**



**RPGC**

**25–27  
ИЮНЯ 2013  
МОСКВА  
ЭКСПОЦЕНТР**

**ГЛАВНЫЕ  
МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА  
ДЛЯ ГЛАВНОЙ  
ОТРАСЛИ РОССИИ**



[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)  
[www.mioge.com](http://www.mioge.com)

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

**ITE GROUP PLC**  
+44 (0) 207 596 5000  
oilgas@ite-exhibitions.com

# ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И МИРОВОЕ ИННОВАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ

**Юрий Плаkitкин,**  
 Действительный  
 государственный советник  
 Российской Федерации III кл.,  
 д.э.н., проф., академик РАЕН

В последнее время в прессе и научных изданиях довольно много внимания уделяется инновационному развитию различных секторов экономики. При этом политиками многих стран в системе противодействия финансовому кризису провозглашается направленность на развитие новых технологий. В целом, поддерживая такую направленность, представляется актуальным с позиций современной фундаментальной науки дать ответ на вопрос: куда же всё-таки будет направлен вектор долгосрочного технологического развития мировой экономики, и как он повлияет на развитие глобальной энергетики. С целью ответа на вышеуказанный вопрос в процессе исследования были осуществлены «замеры» интенсивности инновационного развития мировой экономики. Для этих целей была использована статистика мировых заявок на технологические патенты, приуроченная к 1 млн. чел. численности населения мира. Глубина ретроспективного

временного ряда соответствовала достаточно большому периоду – 120–130 лет. Это позволило исследовать устойчивые закономерности инновационного развития, проявленные на длинных временных рядах. В качестве мировых патентных заявок в исследовании приняты только так называемые заявки на «тройные» патенты, зарегистрированные в трех мировых патентных офисах (Америка, Европа, Азия).

В результате статистического исследования была получена кривая, получившая название «ступени технологического роста» (рис. 1).

На представленной статистической кривой существует множество характеристических точек. Не вдаваясь в их детальный анализ, отметим только, что на участках падения интенсивности патентных заявок происходит формирование очередной технологической ступени. В этот период мировая экономика фактически приобретает новый технологический облик. Спрашивается, сколько же таких технологических ступеней было реализовано в XX веке? Всего две. Первая – в период, примерно, 1928–1945 гг., вторая – в период 1970–1990 гг. Когда же начнется очередная технологическая ступень? Проанализировав

представленные на рис. 1 данные, можно сделать вывод о том, что она уже практически начала с 2008 г. свою реализацию.

Итак, 2008 г. – начало мирового финансового кризиса и одновременно начало формирования новой технологической ступени. Фактически 2008 г. – это точка невозврата, когда мировая экономика встала на новый трек своего технологического развития. И уже не объемы ресурсов вовлекаемых в хозяйственный оборот, а эффективное управление ими становится главной доминантой развития мировой экономики.

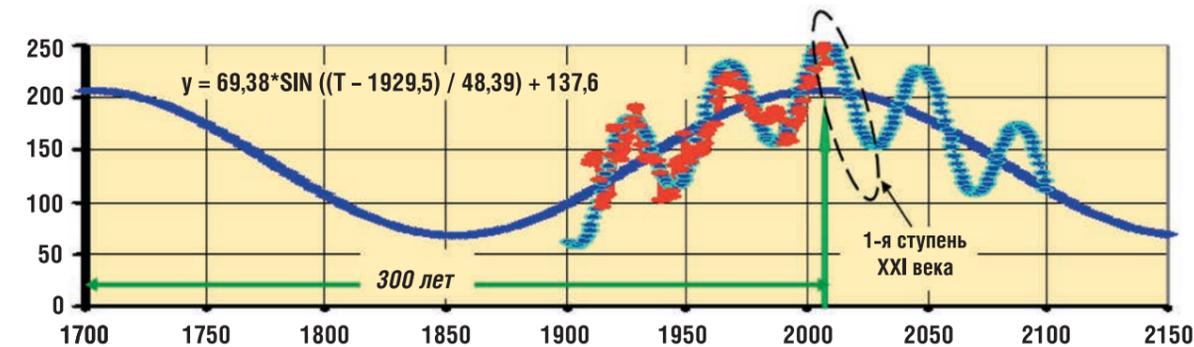
В соответствии с прогнозом новая технологическая ступень – первая в XXI веке, продолжится примерно до 2020–2030 гг. Отметим несколько «политологических» точек кривой, представленной на рис. 1. Каждая ступень начинается с мирового кризиса и заканчивается переделом государственных границ. Так, начало первой ступени совпадает с мировым кризисом, получившим название «Великая депрессия». Вторая ступень также соответствует мировому энергетическому кризису. И, наконец, первая ступень XXI века совпадает с началом текущего мирового финансового кризиса.

Отличается ли первая технологическая ступень XXI века

РИС. 1. Динамика патентных заявок (шт.) на 1 млн. чел. населения мира (интенсивность инновационного развития)



РИС. 2. Результаты гармонического анализа динамики патентных заявок на 1 млн.чел. (шт.)



от тех, которые уже состоялись в XX веке? Да, отличается. Она находится на гребне (рис. 2) ещё одной, более глобальной технологической волны (ступени).

Это означает, что на предстоящей технологической ступени должны быть реализованы не только знания, накопленные за предыдущий двадцатилетний период, но и знания, приобретённые в более длительном периоде. В этой связи, переход к новой технологической ступени, в отличие от уже реализованных, носит глобальный характер.

Какие же прорывные технологические направления – драйверы будут поддерживать развитие новой технологической ступени?

Для ответа на этот вопрос был проведён анализ заявок на технологические патенты по 35 направлениям технологического развития (рис. 3).

В результате выделен пакет направлений, сформированный патентными заявками, обладающими самым высоким удельным весом (в совокупности 25 %). На базе выборки технологических направлений этого пакета была смоделирована динамика реализации патентных заявок в будущие технологии\*. В результате получена динамическая матрица технологий являющихся на предстоящий технологической ступени (до 2030 г.) драйверами технологического развития.

Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что в пакет прорывных технологий на протяжении всего двадцатилетнего перспективного периода, наряду с такими технологиями как: компьютерные, оптоэлектроника, аудиовизуальные, входят

\* Динамическая матрица прорывных технологий

технологии, относящиеся к энергетике. Вот так мировая технологическая мысль расставляет свои приоритеты, ставя вопросы обеспечения Человечества энергией в разряд наиболее главных.

Несомненно, вопросы получения энергии являются одними из важнейших. Однако, рассматривая технологии выше указанного направления, можно констатировать, что речь идёт не просто об объёмах энергии, а о финальном её использовании в машинах и аппаратах. Таким образом, технологии финального

РИС. 3. Динамическая матрица прорывных технологий

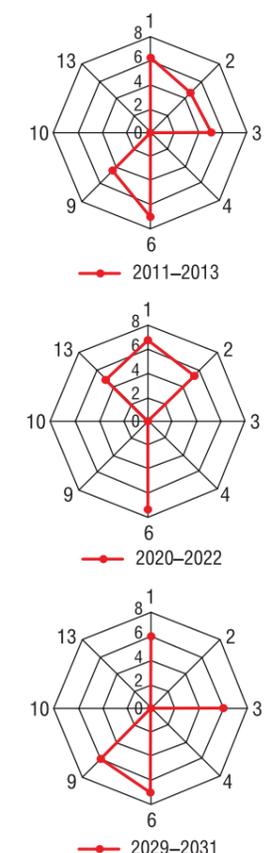
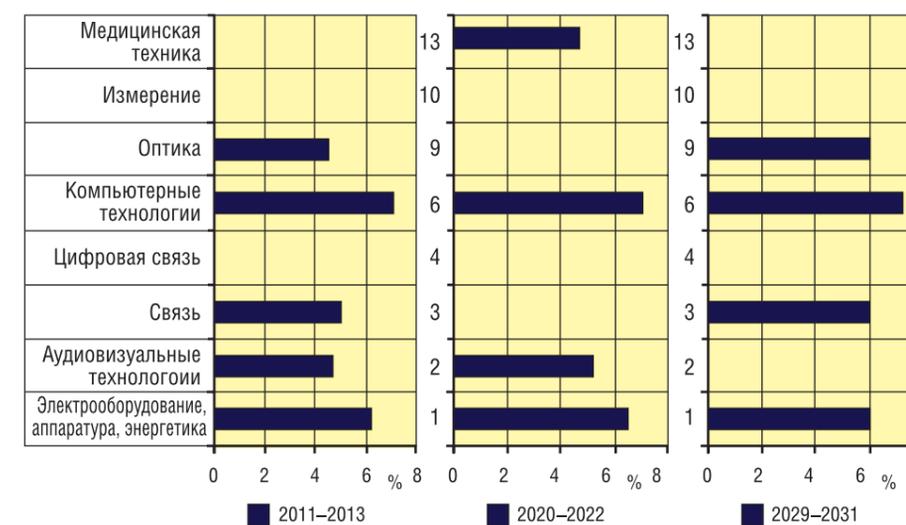
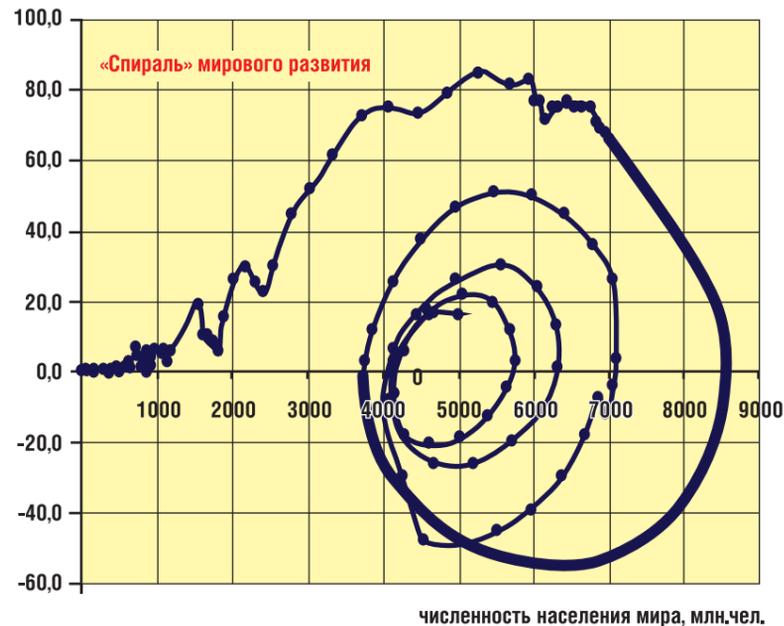


РИС. 4. Прогнозная зависимость прироста численности (млн. чел.) от численности населения мира, млн. чел.



использования энергии являются одними из главных в пакете прорывных технологий.

В связи с выше приведенным, можно сформулировать как минимум изменение трех парадигм развития глобальной энергетики, которые будут действовать в период реализации первой технологической ступени XXI века.

Первая парадигма: от наращивания объемов потребления энергоресурсов к увеличению коэффициента финального использования энергии.

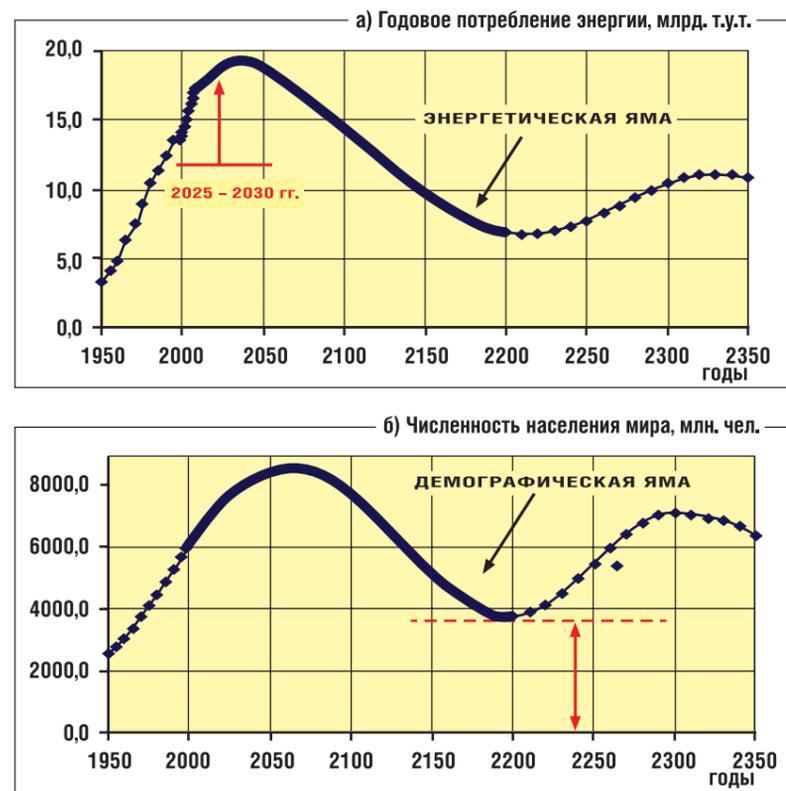
Вторая парадигма: от производства простых, традиционных энергоресурсов к производству высокотехнологичных, инновационных энергопродуктов, повышающих эффективность финального использования энергии. Это означает, что в предстоящем периоде должна быть увеличена вся «линейка» производных энергопродуктов от угля, нефти, газа и т.п.

И, наконец, третья парадигма: от комплексной механизации к автоматизации, компьютеризации и робототехники процессов разведки, добычи и переработки энергоресурсов.

На предстоящей технологической ступени должны быть реализованы не просто технологии, а умные наукоёмкие технологии.

Итак, от ступени к ступени, от кризиса к кризису – вот путь развития мировой экономики. Каким же образом циклы технологического развития будут воздействовать

РИС. 5. Динамика годового потребления энергии и численность населения мира



на потребление энергии? Для ответа на этот вопрос, конечно, же необходимы фундаментальные исследования по установлению закономерностей цикличности потребления энергии.

Заметим, что носителем любого потребления является Человек. И от того, какова будет численность населения мира, зависит развитие и экономики, и глобальной энергетики. В процессе исследований использовалась «глубокая» взаимосвязь между объемом потребленной энергии и численностью населения мира.

По результатам оценки этой взаимосвязи был получен комплекс закономерностей. Среди них так называемые «энергетический стакан», «петля душевого потребления», «энергетические скачки» (пороги) и другие как продолжение учения об Энергетике отечественных учёных-энергетиков Г.М. Кржижановского и Л.А. Мелентьева. Приведем лишь незначительную часть из них с целью продолжения логики дальнейшего изложения позиции.

Так в результате исследований была установлена прогнозная кривая (рис. 4), получившая

название «спираль» мирового развития.

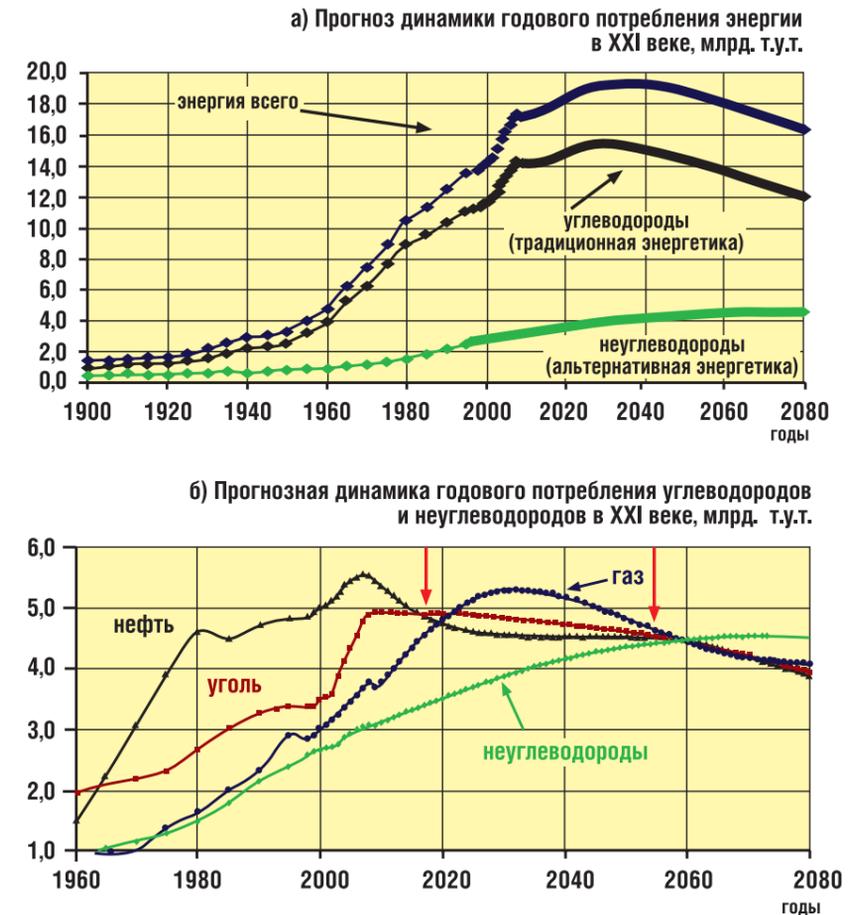
Итак, развитие численности осуществляется по «спирали». Каждый полуоборот «спирали» – это новые изменения в экономике и глобальной энергетике в результате господ. В результате исследования получена такая же «спираль», но только развернутая в координатах времени.

В соответствии с результатами расчетов предел численности населения мира составляет 8,5–9 млрд. чел. И этот предел будет достигнут не когда-нибудь в отдаленной перспективе, а уже примерно к середине XXI века. Далее же будет осуществляться циклическое изменение численности с убывающей амплитудой и стремлением приблизиться к энергетически «комфортному» уровню.

Казалось бы, представленные расчеты ориентированы на достаточно большие прогнозные периоды. Какое они имеют отношение к текущим процессам? Оказывается, имеют. Если, в соответствии с представленной динамикой численности, рассчитать годовое потребление энергии, то можно выявить, что уже примерно с 2025–2030 гг. мировая экономика «попадает» в энергетическую «яму». Эта «яма», в свою очередь, отражает процесс вхождения Человечества в демографическую яму (рис. 5).

Собственно говоря, в эту яму уже «попали» страны Западной Европы. В середине 90-х годов в неё «попала» и Россия. Начинает входить и Северная Америка. Но самое главное – в неё «попадают» и страны, которые в настоящее время являются драйверами мирового экономического развития: это Индия и Китай. Причём для этих стран в диапазоне 2030–2050 гг. наступает период окончания прироста численности населения. Так, к 2030 г. в Китае прирост численности уменьшается с 0,6 % до 0,2 % в год, т.е. в 3 раза. Примерно в 2 раза к этому году сократятся темпы прироста численности населения Индии: (соответственно, с 1,5 % до 0,7 % в год). Необходимо учитывать, что высокие темпы экономического развития этих стран «заточены» на рост численности населения. При этом рост экономики у них сопровождался увеличением

РИС. 6. Прогноз динамики потребления энергии



потребления энергии. Падение же темпов роста численности, конечно, приведёт к замедлению экономического развития, а это, соответственно, приведёт к реализации процессов торможения и в потреблении энергии. Необходимо также учитывать, что и Индия, и Китай нацелены на внедрение новых энергоэффективных технологий (об этом свидетельствует анализ патентных заявок). Это ещё в большей мере означает, что упомянутые страны будут в предстоящем периоде достаточно умеренно наращивать объёмы потребления энергии. Вышеприведенное предопределяет необходимость более взвешенного подхода органов государственного управления России в вопросах оценки будущего экспорта энергоресурсов в упомянутые страны.

В процессе исследований получен прогноз потребления топливно-энергетических ресурсов в XXI веке (рис. 6).

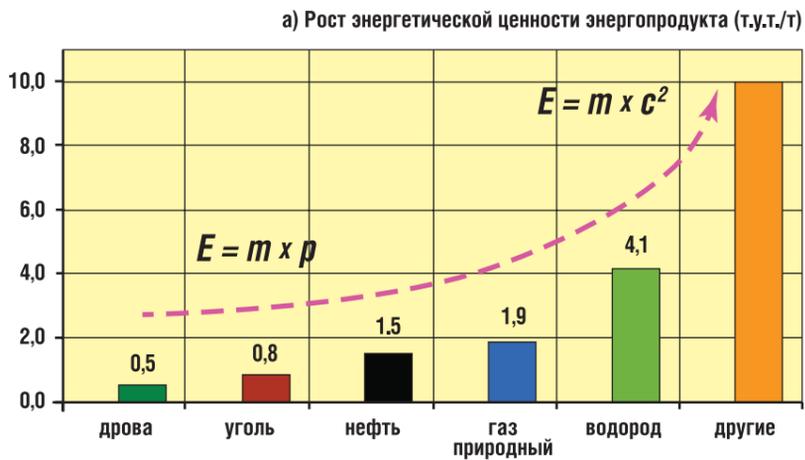
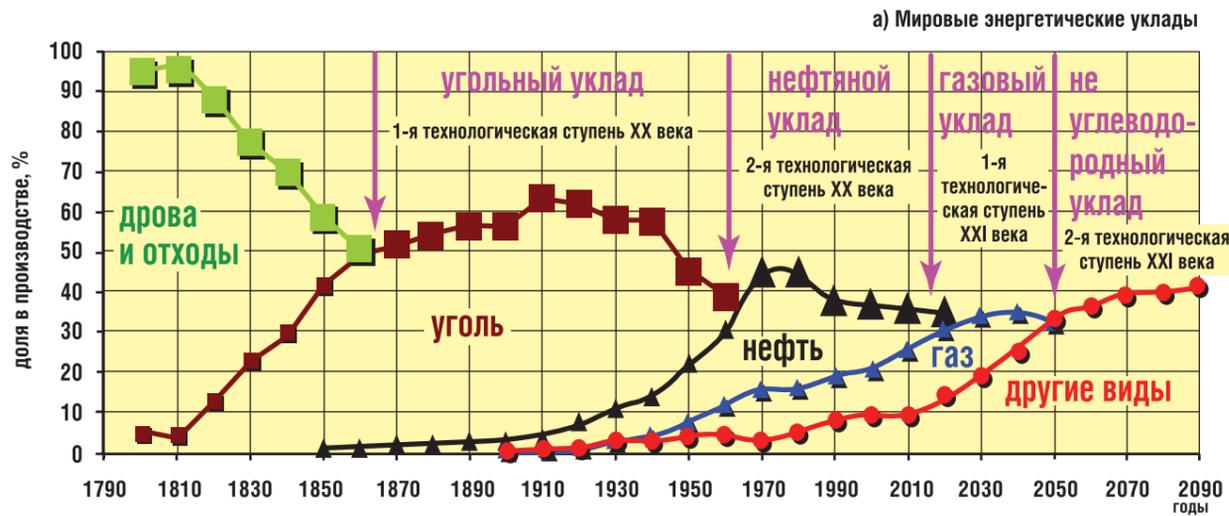
В соответствии с представленным вариантом прогноза уже примерно в 30-х – 40-х годах XXI века общее потребление энергии, достигнув максимума, «ляжет» на «полку» и далее будет подчиняться траектории плавного снижения. Потребление же традиционных энергоресурсов (нефть, газ, уголь) займёт «полку» ещё раньше – примерно в 20-х – 25-х годах XXI века (рис. 6а).

В пакете энергоресурсов потребление нефти и угля перейдёт на траекторию плавного снижения. Потребление газа увеличит свои темпы. Он будет доминирующим энергоресурсом, примерно, до 50-х годов XXI века. После же этого периода последует доминирование неуглеводородных энергоресурсов (развитие альтернативной энергетики).

Что же глобального произойдет в предстоящем периоде в мировой энергетике?

Вероятнее всего, осуществится смена энергетического уклада (рис. 7а).

РИС. 7. Движение мировых энергетических укладов



Точно так же, как в своё время нефтяной уклад заменил угольный уклад, в предстоящем периоде газовый уклад сменит нефтяной. А затем – неуглеводородный уклад сменит газовый. Отметим, что каждый энергетический уклад соответствует реализованным технологическим ступеням. В чём же заключается «философия» перехода от одного энергетического уклада к другому? По всей видимости, она заключается в повышении энергетической ценности энергопродуктов (в данном случае имеется в виду калорийный эквивалент) последовательно вводимых в хозяйственный оборот мировой экономики (рис. 7б). Так, калорийный эквивалент угля, примерно, в 2 раза выше, чем у дров и торфа, у нефти, примерно, в 2 раза больше, чем у угля и т.д. Где же предел этого повышения? Очевидно, глобальная энергетика

«движется» от применения «простых» химических реакций горения топлива, высвобождающих лишь часть внутренней энергии вещества ( $E = \rho \cdot m$ , где  $\rho$  – калорийный эквивалент), к возможности (в пределе) полного высвобождения его энергии покоя ( $E = mc^2$ ). Учитывая, что высвобождающаяся энергия топлива – это лишь часть полной энергии покоя вещества, в процессе исследований были применены элементы корпускулярно-волновой теории для оценки душевого потребления энергии (рис. 8а). В соответствии с ней, каждому виду энергоресурса соответствует своя частота колебания – как часть частоты так называемого «характеристического излучения». На основе реализации применяемых подходов можно сделать два основных вывода.

а) Мировые энергетические уклады

Первый – душевое потребление энергии подчиняется квантово-волновым процессам. И второй – существует глобальная предельная константа предельного потребления массы применяемых энергоресурсов ( $B_{max}$ ). В соответствии с этим текущее потребление массы энергоресурсов может определяться на основе выражения:

$$(1) \quad b_i = \varphi_i \cdot B_{max}, \quad \text{т/чел.}$$

где  $\varphi_i$  – величина, оценивающая уровень научно-технического прогресса, отражается как  $\varphi_i = f(\eta_i)$ ;  $\eta_i$  – средний КПД применяемых энергоустановок.

По всей видимости, наличие такой константы отражает ни что иное, как проявление в хозяйственной практике использования энергоресурсов физического закона сохранения массы вещества.

Используя «волновой пакет» дебройлевских волн, удалось описать динамику душевого потребления массы энергоресурсов:

$$(2) \quad b = \left[ \frac{1,18 \cdot \sin(3 \cdot \eta^{0,8} - 0,02)}{0,65 \cdot (\eta + 0,55)} \right]^2, \quad \text{т/чел.}$$

В соответствии с расчётами, глобальное предельное значение душевого потребления массы топлива соответствует величине, примерно, равной 2–2,2 т/чел. (рис. 11б). Согласно оценкам, этот глобальный предел наступил в период 2008–2010 гг. Скорее всего, он носит цивилизационный

характер. Действительно, на протяжении всей истории развития цивилизации Человечество систематически повышало душевое потребление массы энергоресурсов. И, наконец, этому повышению подошёл предел, после которого глобальная энергетика стала переходить в принципиально иную стадию своего развития. Она из состояния постоянного наращивания душевого потребления массы энергоресурсов стала осуществлять переход к состоянию постоянно увеличивающейся его экономии. Отметим, что наступление этого предела ознаменовано вхождением экономики в мировой финансовый кризис. В этой связи, можно заключить, что текущий финансовый кризис, в отличие от ранее реализованных в мировой экономике, отличается наличием цивилизационного перехода в развитии глобальной энергетике. За последние 300 лет душевое потребление массы топлива

увеличилось в 6 раз. Примерно в 70 раз возросло общее потребление массы топлива. А вот калорийный эквивалент за этот промежуток времени увеличился не более, чем в 2 раза. Складывается впечатление, что Человечество на протяжении долгого периода своего развития не очень «заботилось» о повышении энергетической ценности применяемых энергоресурсов. И вот, после наступления предела душевого потребления массы энергоресурсов, глобальная энергетика, наконец, входит в период высоких и сверхвысоких калорийных эквивалентов. Ясно, что развитие такой энергетике не может быть обеспечено калорийными эквивалентами применяемых в настоящее время энергоресурсов (уголь, нефть, газ). При этом отметим, что за счёт осуществления глубокой переработки выше указанных энергоресурсов в предстоящем периоде можно лишь расширить зону и период действия традиционной энергетике.

В настоящее время не существует общепринятого мнения о долгосрочном развитии душевого потребления энергии. Многие исследователи утверждают о постоянном росте душевого потребления энергии в связи с возрастающими потребностями Человека. В процессе исследований было получено выражение для оценки душевого потребления энергии, свидетельствующее о наличии его глобального предела:

$$(3) \quad b_i = \beta_i \cdot \rho_i \cdot B_{max}, \quad \text{тут/чел.}$$

где  $\beta_i = \frac{\rho_i}{c^2} < 1$  – уровень НТП в подготовке энергоресурсов;

$\varphi_i \leq 1$  – оценка уровня НТП в экономике, зависящая от КПД применяемых энергоустановок;

$\rho_i$  – калорийный эквивалент энергоресурса, т.у.т.

Отметим, что многие исследователи связывают уровень душевого потребления энергии с различными

РИС. 8. Глобальная энергетическая константа душевого потребления энергоресурсов

а) Глобальная энергетическая константа душевого потребления массы топлива (Корпускулярно-волновая теория)

1. Душевое потребление энергии подчиняется волновым процессам

$$E = m \cdot c^2 \quad (1)$$

$$E = h \cdot \nu \quad (2)$$

$$E_i = \frac{\rho_i}{c^2} \cdot m \cdot c^2 \quad (3)$$

$\rho$  – калорийный эквивалент

2. Существует глобальное предельное значение душевого потребления массы топлива

$$E_i = n \cdot h \cdot \nu_i \quad (4)$$

$$\nu_i = \frac{\rho_i}{c^2} \cdot \nu \quad (5)$$

$$\frac{E_i}{\rho_i \cdot n_i} = h \cdot \nu_0 = Const$$

$$\frac{E_t}{\rho_t \cdot l_t \cdot \eta_t} = Const$$

l – численность населения  
h – КПД энергоустановок

б) Прогнозная зависимость душевого потребления массы топлива всего (т./чел.), от КПД энергоустановок, аппроксимированная волновым пакетом дебройлевских волн

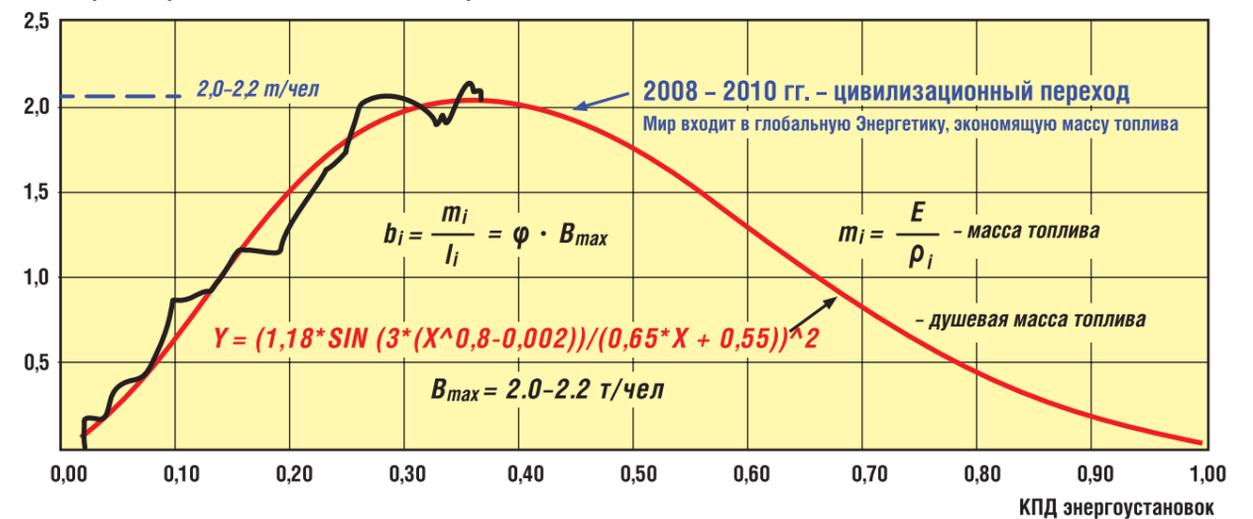


РИС. 9. Результаты моделирования циклов душевого потребления энергоресурсов

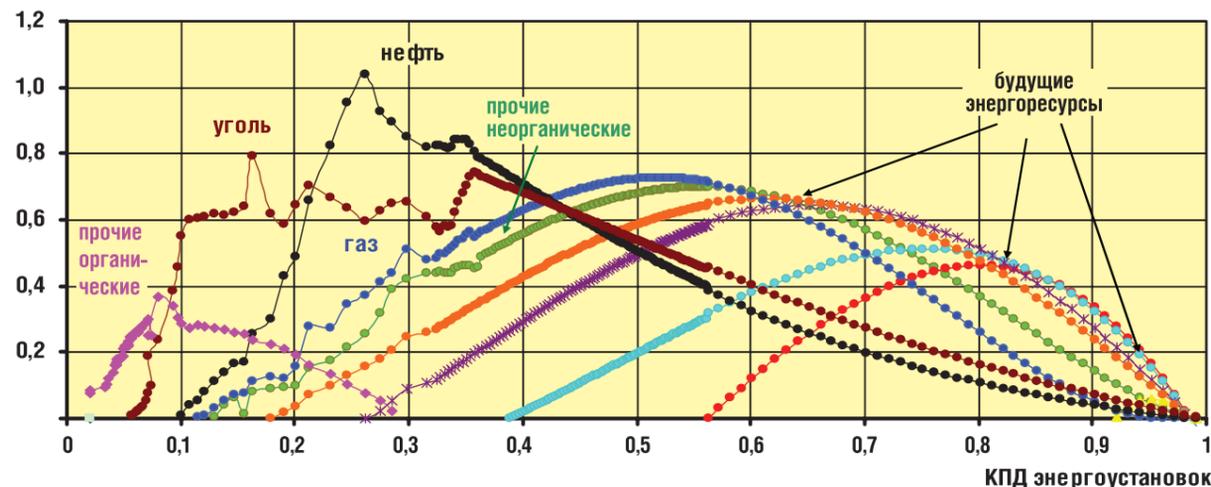
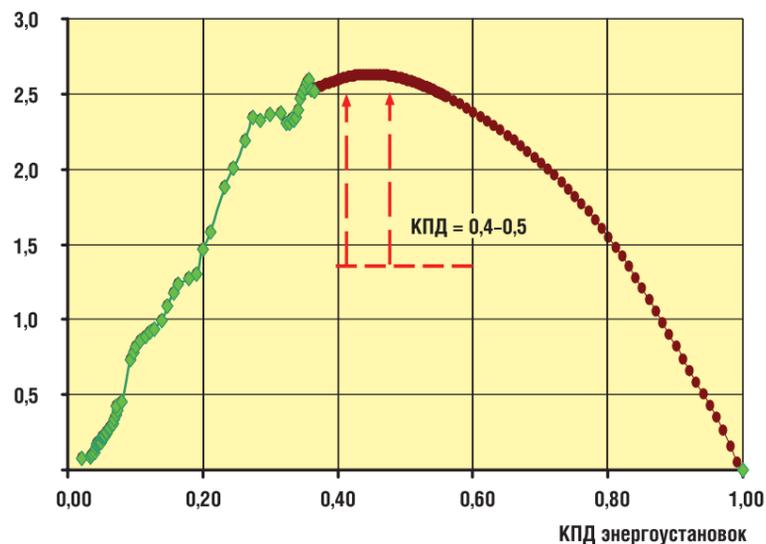


РИС. 10. Зависимость душевого потребления энергии (т.т/чел.) от КПД энергоустановок энергоресурсов



факторами. Однако в процессе настоящего исследования установлено, что душевое потребление фактически зависит от одного фактора: уровня научно-технического прогресса в обществе. И так, в соответствии с выражением (3), глобальный предел душевого потребления энергии существует. Для его эмпирического подтверждения в процессе исследований проведено моделирование душевого потребления применяемых в экономике энергоресурсов в зависимости от КПД энергоустановок (рис. 9).

В результате было подтверждено не только наличие глобального предела, который также носит цивилизационный характер, но и осуществлена оценка его

величины, которая оказалась равной 2,5–2,6 т.т/чел. (рис. 10). По-видимому, наличие глобального предела душевого потребления энергии отражает проявление в экономической практике

ТАБЛИЦА 1. Частоты излучений волн применяемых видов топлива

Вид топлива	Калорийный эквивалент, т.у.т / т	Частота, Гц
Биомасса	0,3–0,5	$0,2 \cdot 10^{11}$
Уголь	0,6–0,8	$0,3 \cdot 10^{11}$
Нефть	1,5	$0,6 \cdot 10^{11}$
Природный газ	1,9	$0,75 \cdot 10^{11}$
Водород	4,1	$1,64 \cdot 10^{11}$
Уран	2,4 млн.	$10^{17}$

физического закона сохранения энергии.

Отметим, что этот глобальный предел наступает при КПД энергоустановок, равном 0,4–0,5. По видимому, этот предел связан с исчерпанием возможного роста КПД тепловой энергетики. Вероятно, за пределами 2030 г. инвестирование в развитие традиционной энергетики будет являться достаточно проблематичным.

Какие же технологии в энергетике будут поддерживать инновационный переход в глобальной энергетике? Для ответа на этот вопрос, в соответствии с элементами корпускулярно-волновой теории, по каждому виду применяемого энергоресурса была рассчитана частота излучения (табл. 1)

Погрузив полученные частоты энергоресурсов в известную классификацию частот источников излучения (от радиоволн до жестких лучей), в процессе исследований, получена систематизированная оценка движения энергетических технологий (табл. 2).

ТАБЛИЦА 2. Классификация частот излучений источников Энергии и движение энергетических технологий

Название диапазона	Частота	Калорийный эквивалент $\rho_i$	Источник излучения	Категория	
Жесткие лучи	Гамма-излучение	более $6 \cdot 10^{19}$ Гц	более 1,5 млрд. т.у.т/т	Ядерные и космические процессы, радиоактивный распад	Космические
	Рентгеновое	$3,0 \cdot 10^{16} \div 6 \cdot 10^{19}$ Гц	730 тыс. ÷ 1,5 млрд. т.у.т/т	Атомные процессы при воздействии ускоренных заряженных частиц	Атомные
Оптическое излучение	Ультрафиолетовое	$7,5 \cdot 10^{14} \div 3,0 \cdot 10^{16}$ Г	18 тыс. ÷ 730 тыс. т.у.т/т	Излучение атомов под воздействием ускоренных электронов	Солнечные, Ветровые, Геотермальные
	Видимое	$4 \cdot 10^{14} \div 7,5 \cdot 10^{14}$ Гц	10 тыс. ÷ 18 тыс. т.у.т/т	Излучение молекул и атомов при тепловых химических и электрических воздействиях,	
	Инфракрасное	$1,5 \cdot 10^{11} \div 4 \cdot 10^{14}$ Гц	$3,6 \div 10$ тыс. т.у.т/т	геотермальное излучение, солнечное излучение	Расширение зоны традиционных Традиционные
Радиоволны	Ультракороткие	$30 \cdot 10^6 \div 1,5 \cdot 10^{11}$ Гц	$0 \div 3,6$ т.у.т/т	Атмосферные явления. Переменные токи в проводниках и электронных потоках (колебательные контуры)	Движение технологий
	Короткие	$3 \cdot 10^6 \div 30 \cdot 10^6$ Гц			

Подчеркнем, что используемые в настоящее время энергоресурсы (биомасса – уголь, нефть, газ, водород) «попали» в классификации на нижнюю границу инфракрасного излучения. Это подтверждает возможность описания энергоресурсов их частотами излучения, так как именно при химических реакциях горения выделяется энергия инфракрасного и видимого излучения. В общем случае развитие энергетических технологий осуществляется в направлении от расширения зоны традиционных технологий к геотермальным, солнечным, ветровым, атомным и далее – к космическим технологиям.

Учитывая наличие зоны расширения традиционных технологий, следует отметить, что в этот период должны быть реализованы

ТАБЛИЦА 3. Систематизация фазовых состояний углеводородных компонент

Фазовое состояние	Углеводородные компоненты		
	«С» + «Н»	«С» углерод	«Н» водород
«Т» твердое	ДРОВА До 1860г.	УГОЛЬ 1860г.-1960г.	Твердотоп. элементы
«Ж» жидкое	НЕФТЬ 1960г.-2020г.	СЖТ из угля	Жидкотоп. элементы
«Г» газообразное	ГАЗ с 2020г.	Синтез ГАЗ из угля	Газовое топливо

технологии, базирующиеся на использовании углеводородных компонентов, но, однако, ещё не нашедшие применения в

хозяйственной практике. Для оценки этих технологий в процессе исследований была построена матрица, приведённая в табл. 3.

РИС. 11. Среднегодовые темпы прироста (в процентах) патентных заявок за 1998–2009 гг. по направлениям развития Энергетики

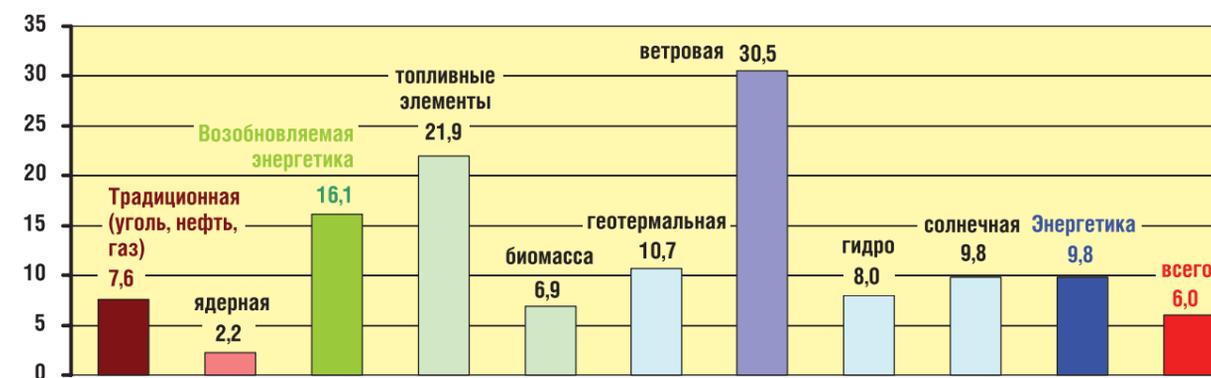
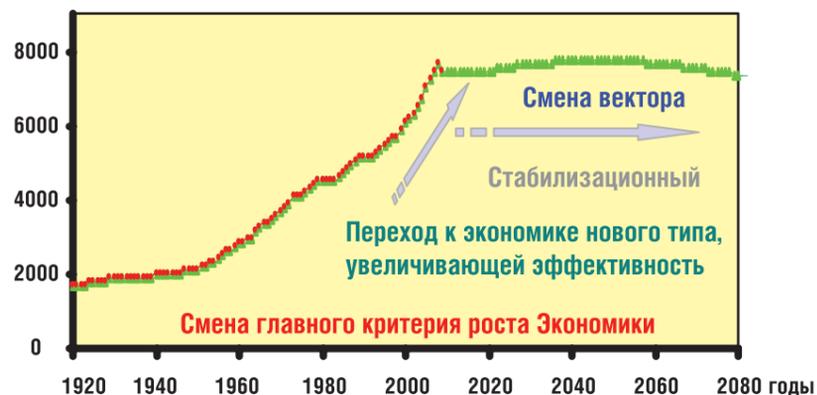


РИС. 12. Прогноз душевого ВВП мира, долл./чел.



Это своеобразная «Таблица Менделеева», позволяющая выявить на основе всевозможных комбинаций фазовых состояний вещества и углеводородных компонентов ещё нереализованные технологии (они в таблице не закрашены). Такими технологиями являются: производство синтетического жидкого топлива из угля, синтез газа из угля, твердотопливных водородных элементов и т.д.

Подтверждает ли патентный анализ выше приведенное движение энергетических технологий? Да подтверждает.

В процессе исследований была систематизирована динамика патентных заявок по энергетике (рис. 11).

Отметим, что в целом по мировой экономике темпы прироста патентных заявок составляют 6 % в год. Что же касается энергетики, то эти темпы равны, примерно, 10 %. Вот так мировая технологическая мысль выстраивает приоритеты в поисках новых технологий,

делая ставку на развитие новых технологий в энергетике (среднегодовые темпы прироста патентных заявок в 1,5 раз выше, чем в среднем по экономике).

Однако, патентные заявки в области энергетики имеют сильную дифференциацию по темпам прироста. Так, традиционная энергетика имеет среднегодовые темпы прироста 7–8 %, а возобновляемая – вдвое больше – 16 %. Среди главных драйверов роста энергетических технологий такие как: топливные элементы (22 % в год), ветроэнергетика (31 % в год), геотермальная энергетика (11 % в год), солнечная энергетика (10 % в год).

Реализация первой технологической ступени XXI века, цивилизационный переход в глобальной энергетике, поддержка Правительствами многих стран новых энергетических технологий, а также демографический переход приведёт к изменению параметров развития мировой экономики. Вероятнее всего, вектор душевого ВВП

мира изменит своё направление от постоянно растущего к стабилизационному (рис. 12).

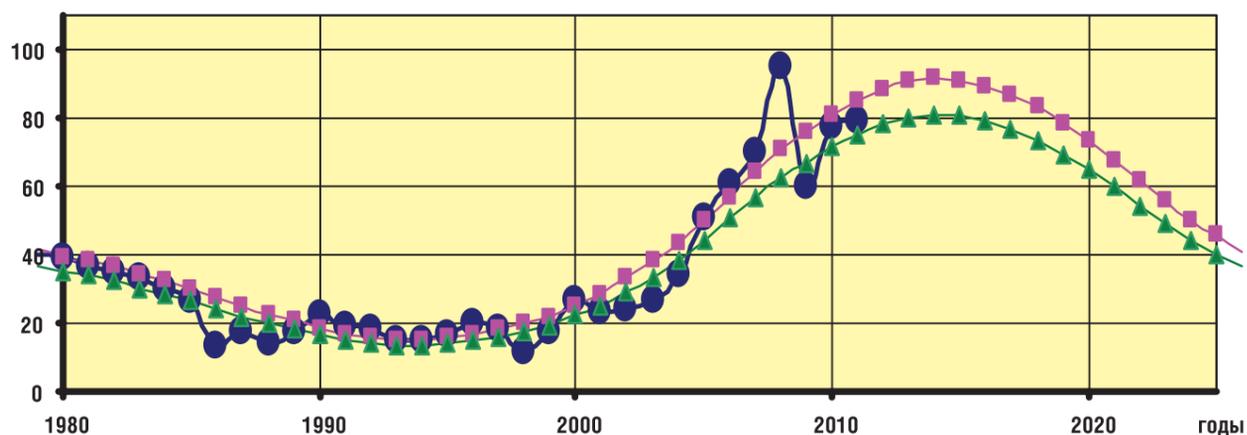
Такая смена вектора будет свидетельствовать о трансформации мировой экономики в экономику повышающейся эффективности. В соответствии с этим, изменится и вектор развития ВВП мира. Среднегодовые темпы прироста ВВП мира, примерно, с 3–4 % достигнутых в прошлое десятилетие снизятся, примерно, до 1–1,5 %, и далее мировая экономика будет постепенно входить в фазу «так называемого» нулевого роста.

Что же касается главного ценового параметра мировой экономики – цены на нефть, то, в соответствии с выше приведенным прогнозом потребления энергоресурсов и показателей развития мировой экономики, её траектория, по всей видимости, может перейти от 4-х-летнего, почти «полочного» состояния, в коридор системного снижения (рис. 13).

В этой связи, по всей видимости, вторая волна современного финансового кризиса может быть связана со снижением цены на нефть.

Выше приведенные закономерности развития глобальной энергетики, выявленные на основе междисциплинарных исследований, дают возможность для более «глубинного» понимания основных «движущих сил» этого развития. Полученные оценки и выводы могут стать ещё одной «точкой отсчёта» при формировании новых прогнозов долгосрочного развития ТЭК России. ●

РИС. 13. Прогноз душевого ВВП мира, долл./чел.



# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

## АПРЕЛЬ

### 1–3 апреля

6-я международная конференция «Нефтепереработка и экспорт нефтепродуктов Республики Беларусь»

Минск

### 8–12 апреля

Hannover Messe 2013

Ганновер

### 8–11 апреля

Московский международный энергетический форум и выставка

«ТЭК России в XXI веке»

Москва

### 15–17 апреля

Выставка

WETEX 2013

Дубай

### 16–18 апреля

Atyrau Oil & Gas 2013

12-я Северо-Каспийская Региональная выставка

«Атырау Нефть и Газ»

Атырау

### 19 апреля

IX Международный Технический Симпозиум

Трубопроводный транспорт-2013

Москва

# ХВАТИТ ОТАПЛИВАТЬ УЛИЦУ КАКИМ ДОЛЖНО БЫТЬ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ



**Леонид Соркин,**  
Генеральный директор  
компании  
Honeywell в России

В России проблема повышения энергоэффективности особенно актуальна, в связи с общим отставанием в этой области от стран с развитой экономикой. Дополнительные возможности для её повышения создаются за счёт внедрения энергосберегающих технологий и повышения общего уровня автоматизации производства на основе применения современных средств управления. В топливно-энергетическом комплексе нашей страны данная проблема стоит особенно остро. Это связано с планами по реализации высокотратных энергетических решений в нефтегазодобыче и переработке углеводородов (добыча трудноизвлекаемых запасов и повышение степени переработки сырья в нефтепереработке). Какие решения для увеличения показателей энергоэффективности предлагают компании?

– Исторически энергоэффективность в нашей стране не относилась к самым приоритетным направлениям внутренней политики. Когда ситуация начала меняться?

– Если говорить о Советских временах, то можно вспомнить очень низкие цены на топливо. Условно говоря, литр бензина стоил как литр воды. Сама экономическая модель не способствовала созданию ценовых

драйверов, стимулирующих энергосбережение. В 90-е годы мы столкнулись со всеми проблемами, характерными для перехода от одной экономики к другой. Период «нулевых» отмечен стабилизацией и стремлением к развитию экономической системы России. Тема энергосбережения стала одной из самых приоритетных, появилось сознание необходимости экономить энергетические ресурсы. Отражение этого сознания – принятые законодательные меры, благодаря которым на проблему обратили более пристальное внимание.

– Очевидно, что энергосберегающие технологии являются наилучшим вложением инвестиций, но почему не делается больше в этой области в России и странах СНГ?

Один из самых острых вопросов – энергосбережение в зданиях. До сих пор, по большей части, мы топим не помещения, а улицу. Под энергоэффективностью зданий,

в первую очередь, понимается использование современных теплоизоляционных материалов, систем вентилирования и кондиционирования. Большинство современных офисов, школ, музеев и т.д. эксплуатируются в сменном режиме. Они не нуждаются в круглосуточном и равномерном освещении и отоплении. При наличии автоматизированной системы становится возможным задавать энергоэффективные параметры, например, пониженные температуры. Но, к сожалению, подобные системы автоматизированного контроля из-за своей стоимости фактически недоступны для зданий, находящихся на муниципальном балансе. Они остаются прерогативой состоятельных собственников.

Сегодня государство заинтересовано в том, чтобы внедрять современные технологии. Но для того, чтобы было выделено необходимое финансирование, придётся перешагнуть через множество бюрократических барьеров и, главное, через консервативную психологию управленцев на местах.

В США, например, достаточно давно существует практика, при которой сервисные компании работают с малобюджетными зданиями, находящимися на балансе муниципалитета, на основе Performance Contracting (контракта от достигнутого результата). Именно компания (в частности, в качестве таковой выступает и компания Honeywell) финансирует затраты, связанные с оснащением или переоборудованием подобного здания. При этом возврат вложений осуществляется при помощи средств от экономии энергии. Определенные суммы вкладываются в системы автоматики, более эффективные генераторы, теплоизоляционные материалы и т.д., а в течение нескольких лет сэкономленные средства идут на погашение затрат компании.

– Как быстро окупаются такие вложения?

– Хорошим сроком считается 6–7 лет.

– Кто инициирует такие отношения?

ТАБЛИЦА 2. Сравнительная эффективность направлений по улучшению энергосбережения в нефтепереработке

Направления	Улучшение, %	Экономия энергии, \$ млн/год при производстве 100000 баррелей/сутки
Улучшение управления технологическими процессами	2–4	1.5–3
Улучшение регенерации тепла	4–8	3–6
Внедрение передовых технологий	3–8	3–6
Улучшение работы энергетических установок	2–3	1.5–2.5
Итого	11–23	9–17.5

– Если говорить об американской практике, то инициатива исходит от администрации соответствующих регионов. В России сейчас пытаются запустить подобный пилотный проект с региональной администрацией. Конечно, это не просто. Предлагаемая нами система сотрудничества непривычна для руководителей. Сталкиваясь с иными принципами сотрудничества, управленцы понимают, что придется согласовывать каждый шаг со всеми контролирующими инстанциями.

– Как можно сравнить Европу, США и Россию по скорости внедрения энергосберегающих технологий?

– Наиболее быстро энергосберегающие технологии внедряются в США. Это происходит во многом благодаря тому, что именно государство активно занимается проблемой энергосбережения в муниципальных зданиях. Европа несколько уступает, так как законодательство несовершенно, а деятельность региональных властей менее сфокусирована. Россия пока значительно отстаёт. Если говорить о развивающихся регионах, то самые лучшие показатели энергоэффективности демонстрирует Азия и, в частности, Китай.

– На ваш взгляд, кого в первую очередь должно озадачивать внедрение энергосберегающих технологий?

– Заинтересованность промышленности в этом вопросе

очевидна. Независимо от формы собственности промышленное предприятие находится в конкурентной среде, поэтому использование энергосберегающих технологий, позволяющих значительно сократить затраты, одно из самых важных условий для того, чтобы оставаться конкурентоспособным на рынке. Если предприниматель использует современные энергосберегающие технологии, то и прибыль он получает более высокую, чем конкурент, который их не использует.

Другое дело здания. Если мы говорим о собственниках отдельного дома, то наблюдается большая заинтересованность в экономии энергии. Владельцы квартир не слишком мотивированы. Они живут в доме, где еще сто жилых помещений. Когда же вопрос касается муниципальных объектов, то инициатором внедрения инновационных технологий должно выступать государство, причём на всех уровнях: федеральном, региональном, городском и так далее.

– С какими еще проблемами приходится сталкиваться?

– Одним из важных аспектов успешного решения проблемы повышения энергоэффективности в России и мире в целом, является наличие квалифицированных кадров. Все мировые компании, работающие в области высоких технологий, озабочены этой проблемой.

Ключ к её решению лежит в повышении уровня сотрудничества

ТАБЛИЦА 1

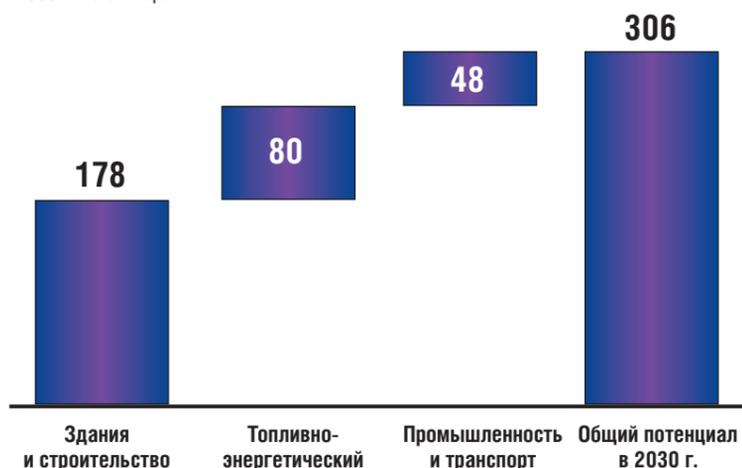
Пути наращивания энергоёмкостей	Срок окупаемости	Влияние на окружающую среду
Уголь	10-15 лет	Плохое
Атомная энергия	20+ лет	Допустимое
Возобновляемые источники энергии: ветер, солнечная энергия и т.п.	Превышает целесообразный срок службы оборудования	Не ухудшают
Энергосберегающие технологии	3-5 лет	Не ухудшают

компаний с университетами и создании специальных программ и средств переподготовки персонала.

Особенно эффективно применение таких стратегий, как привлечение студентов к работе в компаниях еще на стадии обучения, чтение лекций в университетах специалистами компаний, которые работают над конкретными проектами, оборудование лабораторий кафедр современной техникой при помощи компаний. Для повышения эффективности обучения студентов и переподготовки кадров большое значение также имеет использование специальных инструментов: компьютерных средств моделирования технологических процессов и тренажеров, позволяющих подготовить персонал к эффективному управлению еще до выхода на реальный технологический объект.

Московское подразделение Honeywell (ЗАО «Хоневелл») реализует программу сотрудничества с ведущими университетами России, специализирующимися в областях, представляющих интерес для корпорации. Мы имеем тесные связи с Московским физико-техническим институтом, Российским государственным университетом нефти и газа им. Губкина, Санкт-Петербургским государственным технологическим институтом, Уфимским государственным нефтяным техническим университетом,

РИС. 1. Потенциал сокращения потребления энергии за счет энергоэффективных мер в 2030 г. по секторам



Ташкентским государственным техническим университетом им. А.Р. Беруни

Наша компания предоставляет университетам на безвозмездной основе или по академическим лицензиям свои продукты и помогает в их освоении. Сотрудники компании читают студентам курсы лекций о решениях, предлагаемых корпорацией в области средств автоматизации. Магистранты и студенты проходят стажировку в отделениях ЗАО «Хоневелл», а лучшие из них поступают на работу в компанию после окончания учебы.

– **Насколько премиальным является российский рынок в сегменте энергосбережения?**

– В промышленности энергосберегающие технологии очень востребованы. В нефтегазовом секторе услуги Ханивел пользуются очень хорошим спросом. Что касается энергосбережения в сегменте коммерческого зданий (крупные торговые центры и т.д.), положительные тенденции также наблюдаются. С бюджетными – сложнее. Это тот сектор, который наиболее сильно нуждается в экономии, но пока еще не пришел к окончательному пониманию того, как можно этой экономии достичь. Прежде чем он станет премиальным, придется приложить множество усилий.

– **Каков ваш прогноз на ближайшие 10 лет, на какой уровень экономии можно будет выйти за счет внедрения энергосберегающих технологий?**

– Вероятно, возможно будет выйти на уровень экономии в 15%.

В международном масштабе энергоэффективность в промышленности можно повысить на 10–15% без значительных капиталовложений и в относительно короткие сроки с помощью новых подходов к работе оборудования, основанных на расчете оптимальных режимов эксплуатации, внедрения современных программных продуктов и методик. ●

**Honeywell**



**Качественная спецтехника для транспортировки нефтепродуктов на отечественных и импортных шасси**

**AT3-15 на шасси Scania**

Топливозаправщик ёмкостью 15м<sup>3</sup>. Полное соответствие разрешенным весовым нагрузкам для эксплуатации на дорогах общего пользования.



**AЦ-17 на шасси Volvo**

Автоцистерна ёмкостью 17м<sup>3</sup>. Транспортировка максимального количества полезного груза на популярной модели импортного шасси.



**AT3-4,9 на шасси Hyundai**

Топливозаправщик ёмкостью 4,9 м<sup>3</sup>. Техника городского типа: маневренная, удобная, приспособленная для эксплуатации в местах со сложными подъездными путями.



**ППЦА-30 подкатная тележка BPW (3-х осная)**

Ёмкость 30м<sup>3</sup>. Прочная конструкция спецнадстройки позволяет перевозить максимальное количество полезного груза при полном соответствии весовым нагрузкам и минимальном риске возникновения опасных ситуаций.



**ГРАЗ – техника возможностей и перспектив**



# RUSSIA POWER – ЛАКМУСОВАЯ БУМАЖКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

Александр Власов

Прошедшую в начале марта выставку «Russia POWER» можно назвать лакмусовой бумажкой, отражающей состояние электроэнергетической отрасли страны. Ключевые игроки рынка оборудования для ТЭС, ГЭС, АЭС, автоматизации, информационных технологий в энергетике, из более, чем 60 стран мира представили свои последние разработки. В числе 200 компаний были такие лидеры рынка, как ALSTOM, ANDRITZ HYDRO, ANSALDO ENERGIA, EMERSON, GE POWER & WATER, GEA HEAT EXCHANGERS, MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, PRATT & WHITNEY POWER SYSTEMS CIS LLC, RAFAKO, SIEMENS AG ENERGY SECTOR, SULZER PUMPS, SULZER TURBO SERVICES, TURBOMACH, VOITH TURBO GMBH & CO KG и другие, которые представили свои экспозиции на площади 5 000 кв. метров.

Россию на выставке представляли порядка 100 фирм и предприятий, в числе которых – «Атомэнергомаш», Подольский машиностроительный завод, Холдинг «Союз», ОАО «Силовые машины», ОАО «Русгидро», ОАО «Техпромэкспорт», Уральский турбинный

завод, ОАО «Зарубежэнергопроект» и многие другие.

Тематически выставка разделилась на несколько направлений: «Новая система регулирования», «Конкурентный рынок», «Новые ведущие участники рынка», «Эффективные инвестиции», «Грядущие проекты», «Тендеры и контракты», «Выбор технологий».

В рамках мероприятия прошла конференция, традиционно состоящая из двух направлений: стратегического и технического. На стратегическом направлении ведущие эксперты отрасли обсудили структуру рынка и его функционирование, возможности инвестирования в России, особенности работы на конкурентном рынке и сценарии развития российской энергетики. Второе – техническое направление, собрало специалистов, рассказавших о современных технологиях производства электроэнергии, развитии рынка «устойчивого» производства энергии, оптимизации работы электростанций в условиях конкурентного рынка, переоборудовании, модернизации и реконструкции.

Каково идеальное соотношение технологий и методов генерации электроэнергии в России, какие технологии производства электроэнергии и мощности должны войти в программу модернизации? – один из основных вопросов прошедшей конференции. В своем докладе «Обеспечение надежного энергоснабжения региона на примере Курганской области» Ярослав Сигидо, отвечая на этот вопрос рассказал, что в настоящее время в России заканчивается реализация

полномасштабной программы ввода энергетических мощностей по договорам поставки мощности. Однако не во всех регионах были расширены или построены новые энергообъекты по программам ДПМ. Генерация некоторых регионов зависит от усилий местных властей и частных инвесторов, которые вкладывают средства в расширение энергетических мощностей, не имея заведомо льготных условий по тарифам. Курганская область сегодня является энергодефицитной. В Кургане действует только Курганская ТЭЦ 1, мощностью 450 МВт. В то время как в пики потребления области необходимо около 860 МВт электроэнергии,

поэтому половину необходимой мощности Курган закупает на рынке. В советские времена рядом с Курганом проходила линия 500 кВ, которая шла из Казахстана, Экибастузского энергоузла. В конце 80х 90е годы линия была выведена, и остались лишь одна угольная станция, которая выдавала не более 200 МВт и одна линия 220 кВ В то время в Кургане случались «блэкауты», когда линия 220 полностью выходила из строя, а станция из-за огромной нагрузки «садилась на ноль». Позже станция была модернизирована на средства частных инвесторов, и вышла на проектную мощность, также была построена вторая линия 100 кВ. Однако в Кургане до сих пор один централ изованный источник тепловой энергии – Курганская ТЭЦ -1. С целью решения проблем энергодефицита, в насто ящее время в Курганской области реализуется целевая программа «Модернизация систем коммунального теплоснабжения Курганской области на 2010–2015 годы», к оторая принята с целью повышения надёжности и экономической эффективности работы систем коммунального теплоснабжения Курганской области. В реализации программы активное участие принимает группа компаний «Интертехэлектро». Компания Интертехэлектро реализует сразу несколько проектов по возведению разных по мощности и технологиям энергетических объектов. Первым этапом программы стало строительство ТЭЦ-2 в Кургане. Ввод станции в эксплуатацию позволил укрепить энергобезопасность региона, снизить на 40 процентов энергодефицит, решить задачу стабилизации тарифа на электрическую и тепловую энергию, обеспечить возможности для развития промышленности и нового жилищного строительства. Электрическая мощность Курганской ТЭЦ-2 составляет 222 МВт т, тепловая – 250 Гкал/ч. КПД станции при работе в конденсационном режиме составляет более 50%, а в комбинированном режиме КИТ – более 80%. Курганская ТЭЦ-2 стала первой станцией в России, на которой установлены газовые турбины General Electric 6FA. Проект строительства ТЭЦ-2 стал уникальным примером государственно – частного партнерства в сфере энергетики.

Строительство станции велось за счёт кредита Чешского экспортного банка и собственных средств инвестора. Схема выдачи тепловой мощности построена на средства Инвестиционного фонда РФ и бюджета Курганской области и после окончания строительства находится в собственности региона. Другим объектом тепловой и электрической генерации, который будет построен в рамках данной Программы станет Курганская мини-ТЭЦ мощностью 25 МВт, которая будет возведена на территории выведенной из эксплуатации котельной. Проект станции предусматривает установку трех газопоршневых агрегатов мощностью по 8 МВт каждая с водогрейными котлами – утилизаторами. Использование газопоршневых двигателей обеспечит высокую эффективность работы ТЭЦ и соблюдение самых строгих требований по охране окружающей среды. Ввод станции запланирован на 2014 год.

Всего в ходе реализации Программы планируется модернизация 700 котельных. В качестве одного из мероприятий по обеспечению надежного энергоснабжения Курганской области группа компаний «Интертехэлектро» рассматривает использование альтернативных

источников энергии. В январе 2012 года создано совместное предприятие с немецкой компанией SoWiTec – ООО «Курганская ВЭС». Целью создания предприятия является реализация проекта по строительству ветропарка суммарной установленной мощностью 50 МВт в Шумихинском районе Курганской области. Выбор площадки обусловлен благоприятным климатическими условиями и развитой энергетической инфраструктурой. С конца 2011 года на площадке проводятся ветроизмерения. Курганская область может стать первой, где потребители будут получать «зеленую» энергию в промышленных масштабах.

В результате реализации описанной программы, Курганский энергетический регион не только станет самодостаточным по объему выработки электрической и тепловой энергии, но и показательным регионом, в котором будет сформировано оптимальное соотношение технологий генерации электроэнергии. В том числе доля выработки электроэнергии с использованием возобновляемых источников составит около 6%, что соответствует целевым показателям, установленным правительством РФ для всей территории России.



**Наиболее актуальные проблемы, с которыми сталкиваются крупные потребители электроэнергии в условиях нестабильного рынка осветили Марина Волосникова и Ольга Козлова, в докладе «Новые правила функционирования розничных рынков электрической энергии: взгляд глазами потребителей».**

Как правило, электроэнергия занимает значимую долю в структуре себестоимости продукции крупных потребителей (3–10%), и изменение ситуации на рынке электроэнергии может оказать значительное влияние на их деятельность.

Реформа электроэнергетики формально завершилась с наступлением 2011 года, когда были окончательно «отпущены» розничные цены на электроэнергию. Фактически же с начала 2011 года положение в отрасли характеризуется регулярным обновлением законодательства и последующим изменением правил функционирования рынка. Последние два года стали периодом повышенной законодательной активности в сфере электроэнергетики.

На следующих нормативных документах, имеющих статус «знаковых», стоит остановиться подробнее.

1. Постановление Правительства Российской Федерации No1242 от 31.12.2010 г. «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования розничных рынков электрической энергии».

Ключевые моменты:

- название основополагающего документа для розничных рынков изменено на «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии»;
- введён раздел «Порядок определения и применения гарантирующими поставщиками предельных уровней нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) и структура нерегулируемых цен», который будет выделен позже в отдельный документ;
- введены понятия одноставочного и двухставочного предельных уровней нерегулируемых цен для расчётов за электроэнергию в 2011 году и понятия шести ценовых категорий для расчётов с 01 января 2012 года;
- описан порядок выбора потребителем ценовой категории с учётом имеющихся приборов учёта и выбранного тарифа на услуги по передаче. Несмотря на то, что данный документ был опубликован в официальных источниках 14.03.2011 г. он применялся к правоотношениям, возникшим с 01 января 2011 года. Фактически это означало, что Гарантирующие поставщики должны перерассчитать стоимость электроэнергии за январь и февраль и выставить предприятиям корректировочные счета-фактуры. Данный факт вызвал немало вопросов со стороны предприятий, так как не всем был понятен механизм перерасчета и его необходимость.

Пока продолжалась кампания по перерасчетам, прорабатывался вопрос по выполнению поручения премьер-министра В.В. Путина о недопустимости роста тарифов на электроэнергию свыше 15%. Напомним, что по итогам первых месяцев 2011 года в ряде регионов Российской Федерации рост конечных цен для потребителей существенно превысил эту цифру, в том числе в результате индексации тарифов на услуги сетевых компаний с учетом RAB-регулирования. Итогом работы по сдерживанию цен стал пересмотр тарифов сетевых компаний в сторону уменьшения и принятие местными органами исполнительной власти в области регулирования тарифов нормативных актов, утверждающих новые величины регулируемых услуг. Указанные нормативные акты вступали в силу «задним числом», с 01 января 2011 года, что вновь привело к необходимости перевыставления документов на оплату за предыдущие месяцы. Данная неразбериха доставила потребителям массу неудобств с учетом документов (необходимость подачи уточнённой налоговой декларации в случае изменения цены на 1 В «Собрании законодательства РФ» ранее поставленную электроэнергию), а также сложность с прогнозированием затрат на энергоресурсы (а значит, с формированием предсказуемых денежных потоков).

2. Постановление Правительства Российской Федерации No877 от 04.11.2011 г. «О внесении изменений в некоторые акты Правительства

Российской Федерации в целях совершенствования отношений между поставщиками и потребителями электрической энергии на розничном рынке».

Ключевые моменты:

- упразднение с 01 апреля 2012 года дифференциации групп потребителей по числу часов использования мощности (ЧЧИ);
- изменение методики расчёта фактической мощности (для потребителей, выбравших 3–6 ценовые категории)
- с 01 апреля для определения величины фактической мощности предлагается применять не диапазоны часов плановой пиковой нагрузки, установленные Системным оператором, а часы фактического пикового потребления Гарантирующего поставщика, обслуживающего данного потребителя;
- расширение перечня информации, раскрываемой Гарантирующими поставщиками: вводится обязанность публикации составляющих предельных уровней нерегулируемых цен, в том числе первой ценовой категории, формируемой по «остаточному» принципу. Принятие данного постановления вызвало множество вопросов как у потребителей, так и у поставщиков электроэнергии. Основным камнем преткновения стала отмена ЧЧИ, главным обоснованием для которой было намерение лишить Гарантирующих поставщиков «сверхприбылей», получаемых за счёт продажи электроэнергии потребителям по более низкому ЧЧИ, чем при закупке на оптовом рынке.

По мнению НПП и ЭСК, представляющего интересы сбытов, данное нововведение, во-первых, может привести к ухудшению финансового состояния сбытовых компаний, так как указанные «сверхприбыли» давали возможность покрыть издержки, не включенные в сбытовую надбавку, а во-вторых, ведёт к отсутствию стимула для потребителей вкладываться в мероприятия по повышению энергоэффективности. Нужно заметить, что именно с этой целью – повышение стимула к энергоэффективности – понятие «ЧЧИ» и вводилось.

Предприятия, сглаживающие график нагрузки в течение суток, относились к более высокой группе ЧЧИ и платили по более низкому тарифу, чем те, кто потреблял электроэнергию неравномерно и в часы максимальной нагрузки системы. Безусловно, отмена дифференциации по ЧЧИ пошла на руку предприятиям, которые до этого относились к группам менее 5500. До 1 июля 2013 г. фактически складывающаяся по этому принципу цена не может быть выше цены, соответствующей ЧЧИМ 57502.

3. Постановление Правительства Российской Федерации No1178 от 29.12.2011 г. «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Ключевые моменты:

- утверждены Правила государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике и Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике;

– дата ежегодной индексации тарифов на услуги, подлежащие регулированию, перенесена с 01 января на 01 июля, с ограничением верхнего предела роста

– не более 11% от уровня тарифов, действовавших до 01 июля. Перенос срока индексации тарифов обсуждался еще с середины 2011 года. Тогда аналитики и эксперты выдвигали несколько причин сдерживания роста тарифов с начала 2012 года: По материалам НП ГП и ЭСК

а) официальное обоснование

– так как летом из-за благоприятных погодных условий потребление энергоресурсов сокращается, повышение их стоимости не должно сильно «ударить» по бюджетам потребителей;

б) неофициальная версия

– отказ от повышения тарифов в преддверии выборов Президента.

Мониторинг данных о стоимости электроэнергии по крупным промышленным предприятиям выявил, что фактический рост цен с 01 июля 2012 года составил 7–17%.

Резкое увеличение обусловлено не только индексацией тарифов на электроэнергию, но и ростом цен на оптовом рынке. Согласно данным аналитиков, цены на оптовом рынке подскочил и в этот период на 15%, что подтверждается анализом динамики индексов цен РСВ, публикуемых ОАО «АТС». Основной версией причины столь резкого скачка цен является повышение так же с 01 июля тарифов на газ – основное топливо для ТЭС (70% в топливном балансе данной группы генераторов).



По данным Федеральной Службы по тарифам, рост цен (регулируемых тарифов и рыночных цен) на электроэнергию в 2013 году составит 9–11% по отношению к уровню 2012 года, в том числе рост сетевых тарифов в июле – 10%; рост цен на газ составит 15%, в том числе индексация регулируемых тарифов в июле – 15%. Таким образом, можно ожидать в 2013 году похожей тенденции: довольно ровного уровня цен в 1 полугодии и резкого скачка с июля.

4. Постановление Правительства Российской Федерации No117 9 от 29.12.2011 г. «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)».

Ключевые моменты:

- утверждены «Правила определения и применения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)», существовавшие ранее только в виде раздела «Основных положений...»;
- детально прописана методика расчета предельных уровней нерегулируемых цен, исключающая возможность двойного толкования формул или понятий;
- утверждена форма публикации гарантирующими поставщиками предельных уровней не регулируемых цен в довольно понятном и наглядном для потребителей формате. Данный

документ имеет большое значение для потребителей, вникающих в процесс поставки электроэнергии и старающихся держать под контролем затраты на энергоресурсы. Впервые методика формирования конечных цен изложена в более – менее доступном виде и позволяет потребителю составить представление о том, как происходит ценообразование для его предприятия.

5. Постановление Правительства Российской Федерации No442 от 04.05.2012 г. «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». Документ опубликован в официальных источниках 04.06.2012 г., но применяется при расчете обязательств по продаже и покупке электрической энергии (мощности) на оптовом рынке электрической энергии (мощности) (далее – оптовый рынок) и розничных рынках начиная с апреля 2012 г. Данным постановлением были утверждены два документа: «Основные положения функционирования розничных рынков электроэнергии» в новой редакции с существенными изменениями относительно предыдущей и «Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии».

Ключевые моменты:

- Предприятия в Самарской, Саратовской, Курской, Тульской областях (напряжение – ВН).

- изменена методика расчёта фактической (генераторной) мощности
- теперь для её определения используется пиковый час региона, а не гарантирующего поставщика;
- установлены сроки разработки и внедрения стандартов качества обслуживания потребителей Гарантирующими поставщиками (до 01 мая 2013 г.);
- повышены требования к раскрытию информации Гарантирующими поставщиками и другими субъектами рынков;
- намечены сроки для разработки методики дифференциации бытовых надбавок по группам потребителей;
- облегчена процедура перехода от гарантирующего поставщика к другой энергосбытовой организации для не крупных потребителей (с максимальной мощностью менее 1,8 МВт): теперь им нет необходимости компенсировать затраты гарантирующего поставщика при расторжении договора в течение года;
- продлены сроки расчёта и публикации гарантирующими поставщиками предельных уровней нерегулируемых цен;
- детально прописана методика расчёта «трёх ставочных» ценовых категорий (4 и 6), включающих две ставки за мощность: ставка за мощность нерегулируемой цены в рамках ставки за мощность предельного

уровня (применяется к так называемой «генераторной» мощности, рассчитываемой в пиковые часы региона) и ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии за содержание электрических сетей (применяется к так называемой «сетевой» мощности, рассчитываемой по диапазонам часов контроля системы, которые устанавливаются Системным оператором);

- исключена возможность выбора потребителями с максимальной мощностью свыше 670 кВт первой и второй ценовых категорий с 01 июля 2013 года, а для потребителей, чьи энергопринимающие устройства присоединены к объектам электросетевого хозяйства, входящим в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, выбор ограничен четвертой и шестой ценовыми категориями;
- повышены требования к приборам учёта для потребителей, конкретизирована процедура установки и допуска в эксплуатацию приборов учёта;
- прописаны расчетные способы учета электроэнергии (мощности) на розничных рынках, применяемые в случае отсутствия и ли неисправности приборов учёта. Несмотря на безусловную важность этого документа, он всё же оставил ряд проблем нерешенными. Например, запрет с 01 июля 2013 го да на выбор первой и второй ценовых категорий для предприятий

с максимальной мощностью свыше 670 кВт, очевидно, имеет целью стимулирование крупных предприятий на установку интервальных приборов учёта и сглаживание графиков потребления, чтобы меньше платить за мощность. Проблема заключается в том, что это «добровольно-принудительная» мера, а такие меры применяются тогда, когда не работают экономические стимулы. Вероятно, если бы расчёт по «двухставочным» ценовым категориям действительно был выгоден крупным предприятиям, они бы переходили на указанные категории самостоятельно, в добровольном порядке. Мы же сейчас по ряду потребителей наблюдаем обратную картину: из-за того, что цена по первой категории складывается таким образом, что соответствует ценам для предприятий с ЧЧИ 7 000 и выше, у потребителей отсутствуют реальные стимулы для ухода с этой категории. И с их точки зрения, запрет на выбор данной категории выглядит несправедливым. Кроме того, если взглянуть на ситуацию реально, далеко не у всех потребителей есть приборы учёта, позволяющие снимать данные в почасовом разрезе, что необходимо для расчёта по третьей и шестой ценовым категориям. В этом случае у них остается два выхода: устанавливать систему коммерческого учёта (что совсем не дешево и не

всегда окупаемо) или применять расчётные способы, описанные в «Основных положениях...», так же ведущие к значительному завышению стоимости электроэнергии. В связи с усложнившейся процедурой расчета предельных уровней нерегулируемых цен, потребители получают счет-фактуру в среднем не ранее 15 числа месяца, следующего за расчётным, что вынуждает их учитывать затраты на электроэнергию в следующем месяце, так как у многих установлены программы учета (например, Oracle) с жесткими ограничениями по срокам ввода первичных данных. К несомненным плюсам можно отнести повышение прозрачности энергосбытовой деятельности (обязательная публикация предельных уровней нерегулируемых цен и их составляющих; публикация форм договоров энергоснабжения и др.), работу над комфортом потребителя при взаимодействии с гарантирующим поставщиком (внедрение стандартов качества обслуживания).

6. Приказ ФСТ от 11.09.2012 г. No209-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям».

Документ направлен на снижение стоимости технологического присоединения и сокращение сроков этой процедуры. В нём прописывается порядок расчёта платы и ставок для различных



групп потребителей (напряжение не ниже 35 кВ и (или) максимальная мощность не менее 8900 кВт, напряжение ниже 35 кВ и максимальная мощность менее 8900 кВт) и для разных ситуаций (ввод устройств в эксплуатацию, увеличение мощности ранее введенных в эксплуатацию устройств, изменение категории надежности электроснабжения и т.д.). Важным нововведением является исключение из состава расходов, включаемых в размер платы, затрат на организацию автоматизированного учета электроэнергии, телемеханики (телеуправление, телеизмерение), устройств релейной защиты и автоматики, связи и др., а также учет затрат только по тем мероприятиям «последней мили», которые предусмотрены техническими условиями, выданными сетевой организацией данному потребителю. Согласно мнению аналитиков, с принятием этого документа снижение стоимости тех присоединения может составить порядка 20–30%, а расчет платы станет прозрачнее, так как все мероприятия, включаемые в нее, можно проверить.

7. Приказ ФСТ №703-э от 30.10.2012 г. «Об утверждении Методических указаний по расчету бытовых надбавок гарантирующих поставщиков и размера доходности продаж гарантирующих поставщиков». Данный документ устанавливает методику расчета бытовых надбавок гарантирующих поставщиков в соответствии с Основными

положениями функционирования розничных рынков электрической энергии. Главным нововведением является то, что теперь бытовые надбавки для потребителей, относящихся к группе «прочие потребители», устанавливаются в виде формулы как процент от цен (тарифов) на электрическую энергию и (или) мощность исходя из размера доходности продаж ГП, дифференцированного по подгруппам потребителей. Группа «прочие потребители», в свою очередь, подразделяется на подгруппы в зависимости от величины максимальной мощности (менее 150 кВт, от 150 до 670 кВт, от 670 кВт до 10 МВт, не менее 10 МВт). Разговоры о необходимости дифференциации бытовых надбавок по группам потребителей велись уже давно.

В основе дифференциации лежит различие в затратах на обслуживание гарантирующим поставщиком разных групп потребителей. Наиболее затратной группой является население, а с возрастанием размера потребителей затраты на их обслуживание пропорционально уменьшаются. Теоретически, дифференциация бытовых надбавок должна положительно сказаться на стоимости электроэнергии для крупных потребителей, но эффект вряд ли будет существенным – доля бытовой надбавки в структуре конечной цены для потребителя составляет всего 3–4%. Несмотря на то, что за последнее время действительно многое было сделано, зачастую многие мероприятия проводятся

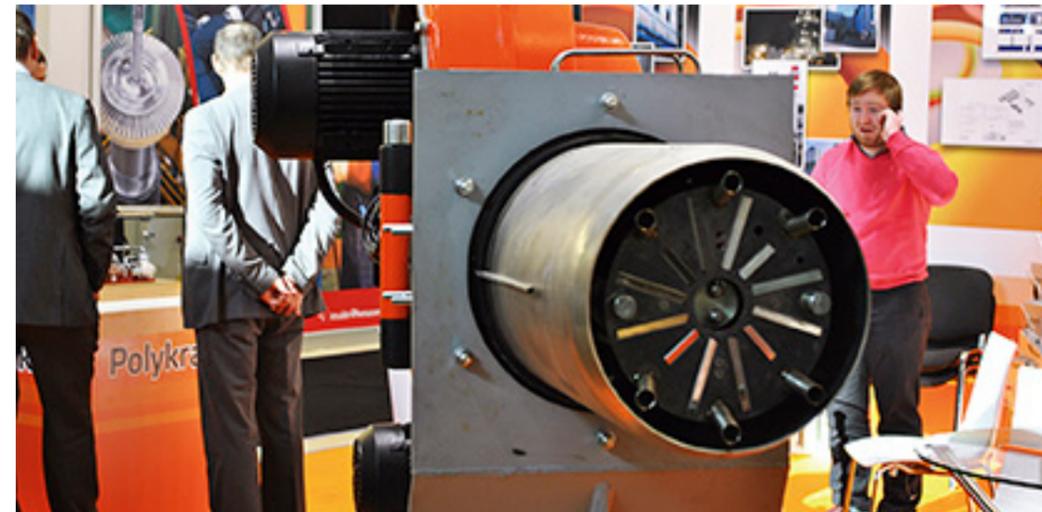
по принципу «латания дыр», не вписываясь в общую систему. В среде представителей различных сторон в энергетике (генерирующие компании, сбыты, сети, потребители) неоднократно звучали мнения о том, что необходимо создавать новую модель функционирования рынка, а не пытаться «отремонтировать» старую. С точки зрения потребителей, постоянное изменение правил функционирования отрасли представляет угрозу для устойчивого функционирования предприятия. Как можно строить долгосрочные планы, если нет уверенности в том, что через полгода все кардинально не изменится? Помимо нестабильности рынка, потребителей (особенно тех, у кого энергоёмкое производство) беспокоит продолжающийся рост цены на электроэнергию. Согласно данным аналитиков, цены на электроэнергию в России уже достигли психологически важной отметки – уровня цен в США, и по ряду регионов приближаются к ценам Евросоюза. Парадокс заключается в том, что многие из европейских стран являются импортерами энерго ресурсов, и затраты на их приобретение, естественно, включаются в тариф. Кроме того, в Европе с развитием альтернативной энергетики, которая является пока частично дотационной отраслью, создана система «зеленых надбавок» к тарифам, которые так же оплачивают потребители. В России этого нет, и, тем не менее, цены стремятся только

вверх. Очевидно, что львиную долю этого роста обеспечивает ежегодное повышение тарифов на услуги сетевых компаний, которые предполагается направлять на модернизацию изношенной сетевой инфраструктуры. Однако давайте опять же обратимся к окружающим странам: нигде сетевая составляющая в общей структуре цены на электроэнергию не составляет 40 и более процентов, как мы это видим во многих регионах России. Неуверенность в постоянстве правил рынка и растущие цены вынуждают многих потребителей искать альтернативные способы сокращения затрат на энергоресурсы: от внедрения энергосберегающих технологий до строительства собственной генерации. Популярность слов «энергосбережение» и «энергоэффективность» в последнее время бьет все рекорды. О них говорят на конференциях, о них пишут средства массовой информации, главные лица страны подчеркивают их важность. Принят закон №261-ФЗ от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», подписано Распоряжение №1794 об утверждении Плана мероприятий по совершенствованию государственного регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в Российской Федерации.

К сожалению, реализация закона «Об энергосбережении» пока

является достаточно спорной из-за отсутствия четко прописанного механизма ответственности за неисполнение указанных в нём требований. Согласно данному закону, ряд организаций обязаны уже до конца 2012 года предоставить так называемые энергетические паспорта, в которых должны быть указаны показатели энергоэффективности, потенциал энергосбережения, меры по снижению энергозатрат и т. д. На практике же значительная часть проводимых энергетических обследований проводится формально, «на бумаге», ради получения «корочек». Этому способствует и ненадлежащий контроль за исполнением требований к организациям или индивидуальным предпринимателям, же лающим получить разрешение на проведение энергетических обследований (для организаций обязательно вступление в СРО), в результате чего сейчас существует множество компаний, проводящих энергоаудит в «облегченном варианте». Органы государственной и муниципальной власти; компании, добывающие и транспортирующие нефть, газ, уголь; организации, которые тратят на покупку топлива или электроэнергии более 10 млн. руб. в год. Что же касается строительства собственной генерации, то на 1 января 2011 года совокупная установленная мощность электростанций промышленных предприятий составляла 11,6 ГВт, или 5,4% от мощности всех станций в России (в 2010 г. – 5,1%), согласно

материалам «Системного оператора». По прогнозам, совокупная доля промпредприятий может достичь 6,3–6,7%. Наиболее популярно строительство собственной генерации среди предприятий металлургической и химической отраслей, и это неудивительно, ведь их производство очень энергоёмкое, и даже незначительное повышение цены на электроэнергию может вылиться в существенный рост затрат. Кроме того, строительство собственных генерирующих блоков может быть оправдано при наличии в достаточном количестве таких побочных продуктов производства как газ, пар, и необходимость их утилизации. Во время правительственного часа в Совете Федерации вице-премьер Аркадий Дворкович рассказал, что Правительство сейчас занимается разработкой новой модели энергорынка, которая должна обеспечить привлечение инвестиций в отрасль. Работу над новыми правилами планируется завершить до конца года, за тем они будут вынесены на обсуждение с участниками рынка и экспертами отрасли. А. Дворкович сообщил, что Правительство выйдет с предложениями, решения по модели рынка будут приняты в первой половине 2013 года. Хочется надеяться, что в рамках разработки новой модели будут учтены интересы потребителей, ведь всё-таки они – первичное звено цепочки. Если рассуждать логически, то энергетическая инфраструктура – для потребителей, а не потребители – для энергетики. ●



# СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ ЗАЩИТЫ

## Качественные и долговечные антикоррозионные покрытия



**Юрий Бузинер,**  
Генеральный директор  
ООО «Индустриальные  
покрытия»

### – Как можно классифицировать деятельность вашей компании?

Компания «Индустриальные покрытия» появилась на современном лакокрасочном рынке относительно недавно, но уже успела зарекомендовать себя как производителя качественных и высокотехнологичных материалов под брендом Massco. Наша техническая политика направлена на производство, разработку и внедрение современных материалов, отвечающих растущим требованиям потребителей.

Успеху компании мы обязаны работе высококвалифицированных специалистов, применению новейших технологий, зарубежного

и отечественного опыта разработок, а также использованию импортного сырья в создании рецептур. На сегодняшний день, мы предлагаем широкий ассортимент материалов для антикоррозионной защиты металлических и железобетонных конструкций в нефтегазовой, химической и металлургической промышленности, энергетике, судостроении, машиностроении, транспортном строительстве и других отраслях.

### – За счет чего вам удается удерживать прочные позиции на рынке и оставаться конкурентоспособными?

Одним из главных преимуществ компании является наличие собственного производства на территории РФ, что, в свою очередь, обеспечивает не только доступную стоимость наших материалов, но и постоянство поставок, и наличие ассортимента. Широкий ассортимент продукции позволяет нам решать различные технические задачи, стоящие перед заказчиком. При необходимости, осуществляется техническое сопровождение и инспекционный контроль нанесения материалов по всей стране.

### – Насколько актуальна и необходима антикоррозионная защита для нефтегазовой отрасли?

Защита от коррозии в нефтегазовой индустрии является одним из ключевых вопросов. Это своего рода «инструмент», позволяющий в первую очередь значительно повысить промышленную безопасность технологического оборудования и предотвратить экологические катастрофы. Более того, применение качественных антикоррозионных материалов позволяет получить не только экономическую выгоду, но и как следствие, уменьшить затраты на проведение ремонтных работ.

### – Какие разработки ведутся Вашей компанией для обеспечения антикоррозионной защиты в этой отрасли?

Учитывая специфику нефтегазовой индустрии, наиболее актуальным для нас является осуществление комплексной антикоррозионной защиты металлических конструкций внутренней и внешней поверхности резервуаров и емкостей, предназначенных для хранения и транспортировки углеводородов. В последнее время, для защиты наружной поверхности металлоконструкций широкое распространение получила эпоксиполиуретановая двухслойная система:

- **Masscopoxy 1264 – 170 мкм**
- **Masscopur 14 – 70 мкм**

Общая толщина системы – 240 мкм. Система получила заключения ЦНИИС, ЦНИИ ПСК им. Мельникова с прогнозируемым сроком службы более 20 лет.

#### Masscopoxy 1264

- Наносится за один слой, толщина сухой пленки до 300 мкм;
- Высокий сухой остаток;
- Может применяться при повышенной влажности;
- Наносится при отрицательных температурах от – 10°C (зимняя версия LT);

#### Masscopur 14

- Наносится и отверждается при температуре от - 10°C (зимняя версия LT);
- Покрытие хорошо сохраняет цвет и глянец;
- Устойчивость к атмосферному и абразивному воздействию химических веществ умеренной агрессивности.

**Срок службы более 20 лет.**

Для защиты внутренней поверхности резервуаров компания «Индустриальные покрытия» предлагает эпоксидно-новолачную систему, которая обеспечивает надежную защиту на длительный срок и сохраняет качество продукта в условиях воздействия широкого ряда агрессивных химических веществ.

- **Masscotank 11 – 400 мкм**

Система проходит испытания в ВНИИСТ. Прогнозируемый срок службы более 15 лет.

#### Masscotank 11

- Материал тиксотропен (толщина сухой пленки до 400 мкм за один слой)
- Высокая стойкость в нефти и нефтепродуктах при температуре до 90°C, в загрязненной и подтоварной воде при температуре до 100°C,
- Нанесение стандартным оборудованием безвоздушного распыления

**Срок службы более 15 лет.**

Для обеспечения долговечности, безаварийности и минимального риска повреждений внутренней поверхности трубопроводов компания рекомендует применять эпоксидную эмаль **Masscopoxy Term**. Главным преимуществом эмали для заказчика является способность наноситься в заводских условиях толщиной 400 мкм/слой.

#### Masscopoxy Term

- высокая противокоррозионная стойкость:
  - к сырой и товарной нефти, нефтепродуктам,
  - к минерализованной сточной, морской и пресной воде,
  - к сероводороду;
- широкий рабочий интервал температур от минус 40 до 100°C;
- эмаль тиксотропная, позволяет наносить покрытие толщиной не менее 400 мкм за один слой;

**Срок службы более 15 лет.**

### – Какие требования предъявляются к защитным покрытиям резервуаров или сооружений нефтегазовой отрасли?

Как правило, для заказчика стоит главная задача – это получить качественное и долговременное покрытие.

Поэтому, специалисты нашей компании учитывают не только условия воздействия внешней среды: температуры, влажности, УФ воздействия, механического износа, воздействия кислот или щелочей, но и необходимый срок службы. Только исходя из реальных требований, мы можем рекомендовать подходящую окрасочную систему с гарантированным сроком службы.

### – Каким был 2012 год для ООО «Индустриальные покрытия»?

В результате работы с крупными объектами произошел качественный подъем компании. В конце прошлого года, для проведения

научно-исследовательских работ, мы закупили дополнительное лабораторное оборудование. Это позволяет нам исследовать и прогнозировать потенциальный уровень антикоррозионной защиты, и в результате улучшать качество выпускаемой лакокрасочной продукции.

Исходя из растущих требований заказчиков и более сложных технических задач, были разработаны новые лакокрасочные материалы, которые сейчас проходят апробацию, и мы уверены в положительной оценке потребителя. На мой взгляд, использование лакокрасочной продукции Massco дает преимущество нашим клиентам и позволяет быть более гибкими и конкурентоспособными на российском и мировом рынках.

### – Как вы видите ближайшую перспективу?

На сегодняшний день, компания «Индустриальные покрытия» нацелена на разработку новых рецептур ЛКМ, соответствующих растущим требованиям заказчика. Прежде всего, это производство полиуретановых материалов с низким содержанием или не содержащих растворителей (с высоким сухим остатком). Такими материалами являются **Masscopur 17** (80 мкм/слой) и **Masscopur 18** (400 мкм/слой), предназначенные для окрашивания металлических поверхностей резервуаров и наружных стенок трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях воздействия агрессивной атмосферы и жидких и парогазовых сред.

Главным образом, компания ориентирована на разработку широкого ассортимента лакокрасочных материалов различного назначения, которые позволят комплексно подойти к решению задач по антикоррозионной защите металлических конструкций в нефтегазовой отрасли. ●



**ООО «Индустриальные Покрытия»**  
ПРОИЗВОДСТВО: Ленинградская обл., г. Никольское, Ульяновское шоссе, д. 5Н, здание 1, лит. Н-1  
ОФИС ПРОДАЖ: г. Санкт-Петербург, ул. Магнитогорская, д. 51, лит. 3  
**Тел./факс: (812) 677-55-09, (812) 677-55-10**  
[www.incoat.ru](http://www.incoat.ru)

Назначение антикоррозионной защиты	Основа	Название линейки
Металлические конструкции: • резервуаров • мостовых сооружений • конструкций общего назначения	Эпоксидная Полиуретановая Акрилатная Алкидуретановая Полиолефиновая	Masscopoxy Masscopur Masscoat A Masscodal Masscoat
Бетонные конструкции	Водно-эпоксидная Водно-эпоксикакрилатная	Masscopoxy Wep Masscopoxy Lat
Мостовые и транспортные сооружения	Эпоксидная Полиуретановая	Masscopoxy Masscopur
Машиностроение, судостроение	Полиуретановые	Masscopur
Гидротехнические сооружения	Эпоксидные	Masscopoxy 1264
Нефтегазовый комплекс, трубопроводы	Эпоксидные Полиуретановые	Masscopoxy Masscopur
Внутренняя поверхность резервуаров	Эпоксидная	Masscotank
Емкости и резервуары под пищевую продукцию	Эпоксидная	Masscopoxy 1267
Металлические поверхности, находящиеся в зоне погружения в землю или воду	Эпоксидная	Masscopoxy 1265
Наливные полы	Эпоксидная Полиуретановая	Masscofloor

# СИНЕРГИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ

**Андрей Холин,**  
Руководитель проектов,  
ООО «Промышленно-  
инжиниринговая  
компания»

ООО «Промышленно-инжиниринговая компания» работает в строительной нефтегазовой сфере с 2004 года. Восемилетний опыт в предоставлении профессиональных инжиниринговых услуг определяет репутацию компании и ее ответственность перед заказчиками.

Выполнение функций монтажа, контролёра качества и соблюдения технологии при реализации проекта характеризуют компанию как бизнес-единицу, которая несет наивысшую ответственность за выполняемые работы. Принимая участие в комплексных решениях вопросов по созданию систем тепло и шумоизоляции объектов, зданий и сооружений, «Проминком», в первую очередь, делает ставку на внедрение передовых технологий, качество используемых материалов, безопасность и энергоэффективность конструкций, а также высокую культуру проведения работ.

В основе своих работ по теплоизоляции мы используем пеностекло, как материал, полностью отвечающий самым

высоким требованиям нормативов к качеству, долговечности, надёжности...

Исключительные свойства теплоизоляционного материала из пеностекла FOAMGLAS® позволяют использовать его в тех случаях, когда никакой иной утеплитель не может обеспечить соответствие техническим требованиям и мерам безопасности.

Пеностекло – это строительный материал, созданный более 70 лет назад, в СССР, по аналогии с природной вулканической пемзой,

**Пеностекло – химически инертно, абсолютно водо- и паронепроницаемо, поэтому пеностекло выполняет для оборудования функцию защиты от коррозии**

но состоящий по химическому составу из стекла. Вспененное стекло (ячеистое стекло или пеностекло) в зависимости от производителя, используемой технологии, структуры и назначения имеет различные торговые марки.

Пеностекло FOAMGLAS® – в отличие от аналогов, является теплоизоляционным материалом со структурой пены. Основой для его производства является измельченное специальное стекло, а в качестве пенообразователя используется тонкодисперсный угольный порошок. Наружная

поверхность пеностекла состоит из множества пор (ячеек), образованных при механической обработке. Внутри стеклянные пузырьки герметичны и не имеют с соседними пузырьками общих отверстий или пор. Именно такая структура обеспечила низкую плотность материала, необычайную легкость и колоссальную прочность.

Пеностекло FOAMGLAS® – экологически чистый негорючий и долговечный продукт. Его основным преимуществом перед другими утеплителями является

нулевая паропроницаемость, низкие значения теплового расширения и отсутствие усадки, это значит, что пеностекло никогда не отсыреет, конструкция из пеностекла никогда не разгерметизируется.

Для транспортировки природного газа создается система трубопроводов, для функционирования которой проектируются и строятся специальные сооружения и объекты системой коммуникаций и обслуживания.

Примером таких сооружений являются Компрессорные Станции, наземные трубопроводы которых являются мощным источником шума.

По данным исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ» наземные технологические трубопроводы технологической обвязки нагнетателей являются одним из основных источников интенсивного шума Компрессорных станций, уровни которого на 15–25 дБА превышают действующие гигиенические нормативы. К наиболее эффективным средствам снижения шума, излучаемого наземными технологическими трубопроводами, относятся звукоизолирующие кожухи (покрытия).



Установка сборной детали на отвод



Сборка сегментов на прямом участке трубопровода

Объективные требования создания комфортных и безопасных условий труда на газотранспортных объектах, ставят одновременно вопросы снижения риска возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций, а также негативного воздействия на окружающую среду применяемых звукоизолирующих конструкций.

Специфика климатических, а также технологических условий эксплуатации звукоизолирующей конструкции на КС накладывает определенные ограничения на применение того или иного ЗПМ в ее составе. Поэтому звукопоглощающие материалы для звукоизолирующих конструкций надземных трубопроводов должен подбираться по следующим критериям: а) материал должен относиться к классу негорючих материалов (класс НГ); б) материал не должен способствовать коррозионным процессам наружной стенки трубопровода, т.е. обладать низким водопоглощением и малой гигроскопичностью.

Проведенный специалистами ООО «Проминкома» анализ международного опыта по обеспечению высокой акустической эффективности и выполнению вышеперечисленных условий подбора материалов для применения в звукоизолирующих покрытиях показал, что наилучшие показатели имеют конструкции, состоящие как из пористых, так и из волокнистых материалов.

Пористые материалы достаточно прочны, обладают хорошими теплоизоляционными свойствами, низким водопоглощением, надежно изолируя защищаемую конструкцию от негативного воздействия внешней среды. Однако к недостатку пористых материалов можно отнести сравнительно небольшую акустическую эффективность. Наш выбор остановился на пеностекле FOAMGLAS®, так как свойства и характеристики этого материала позволяют при помощи герметизирующих эластичных составов получить абсолютно замкнутый воздушно-

влагонепроницаемый контур, а это в свою очередь увеличивает шумозащитные характеристики пеностеклянного покрытия.

Волокнистые материалы являются более эффективными с акустической точки зрения. Однако они обладают значительной гигроскопичностью, что может явиться причиной возникновения коррозии наружной стенки и привести к возникновению аварийной или чрезвычайной ситуации.

В связи с этим принято решение о применении двух видов материалов (пеностекла FOAMGLAS® и матов на основе минерального волокна) в составе звукоизолирующей конструкции.

Звукоизолирующая конструкция состоит из следующих слоев (изнутри-наружу):

- технологический трубопровод с антикоррозионной защитой;
- пеностекло FOAMGLAS® с герметизированными швами непосредственно прилегающее к трубопроводу;



Покрытие антикоррозионным составом



Закрывание ячеек пеностекла специальным составом



Закрывание ячеек пеностекла специальным составом



Монтаж второго слоя шумоизоляции из минеральной ваты



Устройство кожуха из листового металла

- минеральная вата;
- облицовка из листовой оцинкованной стали или алюминия.

Опыт и знания, которыми обладают специалисты «Проминкома» позволили получить полное соответствие результатов теоретических расчетов параметров звукоизолирующих конструкций с результатами натурных исследований шумоизоляционных покрытий технологических трубопроводов газоперекачивающих агрегатов. Применение этой звукоизоляционной конструкции позволило снизить уровни звука в зонах обслуживания трубопроводов на 25–30 дБА для сравнения конструкции с одним видом звукопоглощающего материала снижают уровень шума не более чем на 10–20 дБА.

Исключительным примером служит теплошумоизоляция на трубопроводах с природным газом Невиномысской ГРЭС, где по результатам замеров после выполнения сборочных работ

звукоизолирующего кожуха, фактическое снижение уровня шума больше, чем расчетное и составляет 34 дБА.

Для устройства теплошумоизоляции трубопроводов и технологического оборудования по транспортировке газа, из пеностекла выпускаются специальные изделия – полуцилиндры и сегменты. Геометрические размеры изделий из пеностекла зависят от фактического наружного диаметра трубопровода с учетом толщины его антикоррозионного покрытия. Изделия из пеностекла FOAMGLAS® применяются для трубопроводов диаметром до 1420 мм, цилиндрических поверхностей оборудования диаметром до 5000 мм вкл., поверхностей с радиусом кривизны более 5000 мм и более, а также плоских, сферических, эллиптических и конических днищ оборудования. Допускаемая температура эксплуатации пеностекла FOAMGLAS® от минус 260 градусов Цельсия до плюс 485 градусов Цельсия.

Крепление сегментов на поверхности трубопровода без их приклеивания к ней является несложной технологической операцией и производится с помощью временно удерживающих лент с дальнейшей установкой оцинкованных металлических стяжек.

Полуцилиндры и сегменты из пеностекла являются экологически чистыми и обрабатываются простыми инструментами, их можно применять без особых мер для защиты окружающей среды или здоровья людей

Инженерно-технический персонал ООО "Промышленно-инжиниринговой компании" прошел обучение в учебном центре компании Pittsburgh Corning Europe NV/SA в г. Тессендерло, Бельгия.

Специалисты «Проминкома» постоянно совершенствуют способы монтажа изделий из пеностекла на трубопроводах предварительно подготавливая детали крупных размеров (рисунок) исключая трудоемкую сборку сегментов вокруг трубы.

Специалистами компании были выполнены, и выполняются в настоящее время работы на следующих объектах: КС Грязовецкая, КС Волховская, КС Елизаветинская, ГКС Сахалин, КС Пикалевская, КС Сосногорская, КС Чикшинская, КС Интинская, КС Синдорская, КС Новомикуньская, КС Микуньская, КС Ржевская, КС Торжок, КС Ивановская, КС Байдарацкая, КС Бабаевская, КС Новгородская, КС Нюксеницкая, КС Новонюксеницкая, КС Шекснинская, КС Холм-Жирковская, ГКС на Заполярном НГКМ. ●

ООО «Проминком» обладает всеми необходимыми разрешениями для выполнения работ. Получено экспертное заключение №082 от 15.08.2008 о готовности к выполнению работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов ЕСГ ОАО «Газпром».

Имеется свидетельство об оценке соответствия №ИО-00046-0004 от 23.10.2009 года (Единая система оценки соответствия на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору).

ООО «Проминком» лицензировано в МЧС России по производству работ по монтажу, ремонту и обслуживанию средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений (Лицензия №8-2/0004 от 15.04.2009).

С 2010 года является членом СРО Некоммерческого партнерства «Объединение строителей газового и нефтяного комплексов» (НП «ОСГинк»).

Компания сертифицирована в системе менеджмента качества (ISO 9001:2000) при выполнении изоляционных, кровельных, отделочных и фасадных работ, устройства полов, защиты конструкций, технологического оборудования и трубопроводов, осуществления функций заказчика-застройщика.

15–17  
октября  
2013 года,  
Москва, ВВЦ,  
павильон 75



Системы газоснабжения  
Контрольно-измерительные приборы.  
Автоматизация  
Теплоэнергетика. Котельное и отопительное  
оборудование  
Автономное и бесперебойное энергоснабжение  
Промышленная безопасность на объектах  
тепло- и газоснабжения

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



Тел.: +7 (495) 935-73-50  
e-mail: [cityenergy@ite-expo.ru](mailto:cityenergy@ite-expo.ru)  
[www.ite-expo.ru](http://www.ite-expo.ru)



## КИТАЙ ПРИСТУПАЕТ К КОММЕРЧЕСКОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ

BarentsObserver.com  
Cross-border news

Трюде Петерсен

Китайская пароходная компания планирует на это лето первый коммерческий рейс по Северному морскому пути. К 2020 году по арктическому маршруту пойдет уже 15% китайского внешнеторгового грузопотока.

В условиях таяния арктического ледового щита, ускоряющего открытие новых судоходных маршрутов и месторождений полезных ископаемых, Китай стремится занять в регионе определенные позиции.

В 2012 году ледокол «Сюэлун» («Снежный дракон») первым из китайских судов прошел по Севморпути в Баренцево море.

Желая приобрести влияние в регионе, Китай настойчиво добивается статуса постоянного наблюдателя в Арктическом совете, образованном восемью представленными в Арктике государствами.

Напомним, по сравнению с маршрутом через Суэцкий канал Севморпуть позволяет сократить путьевое расстояние между Шанхаем и Гамбургом на 5200 км.

## СИ ПОВОРАЧИВАЕТСЯ К МОСКВЕ



Джон Гарно

Что новый китайский лидер хочет сказать своей первой зарубежной поездкой?

Си Цзиньпин, который 14 марта, завершил официальную процедуру вступления в должность председателя КНР в первую очередь собирается посетить Москву.

Станет ли мартовский визит Си к В. Путину в Россию – бастион авторитарного государственного капитализма – символическим отражением пути развития Китая, каким когда-то стала поездка Дэна в США?



Пока еще слишком рано делать какие-либо выводы, однако Си, несомненно, прилагает массу усилий к тому, чтобы этот визит в Москву оказался удачным.

Сможет ли Россия открыть свою энергетическую артерию перед Китаем, будет в первую очередь зависеть от цены. В течение многих лет эти два государства вели переговоры о заключении сделок, согласно которым объемы импорта российской нефти в Китай должны были увеличиться вдвое.

## РОССИЯ ВОЗВРАЩАЕТСЯ В СРЕДИЗЕМНОЕ МОРЕ



Фикрет Эртан

Одна из важнейших зон стратегической борьбы в условиях конфликта между Западом и советским блоком в период холодной войны –



Средиземноморье – в течение последних нескольких лет стала приобретать новое стратегическое значение.

Несомненно, это во многом обусловлено актуальными геополитическими тревогами крупных сил, недавно обнаруженными в регионе нефтегазовыми резервами, а также не утихающим сирийским кризисом и его вероятными стратегическими последствиями.

Согласно планам, постоянное оперативное соединение военно-морского флота России будет состоять из 6–10 единиц боевых кораблей и, как запланировано, начнет функционировать в 2015 году.

## ГАЗ ДЛЯ УКРАИНЫ ПОДШЕВЕЕТ НА 160 ДОЛЛАРОВ

### СЕГОДНЯ

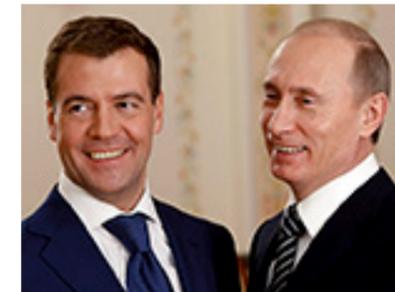
Дмитрий Коротков

Благодаря новым договоренностям с российским «Газпромом» украинский «Нафтогаз» наконец-то станет безубыточным

Газотранспортный консорциум на двоих, похоже, вопрос решенный – Европа не захотела предпринимать никаких шагов, чтобы помочь своим компаниям войти в этот альянс (а желающие были).

В изменившейся ситуации Киев решил согласиться на предложение Москвы, но на своих условиях: сохранение трубы в собственности Украины, гарантия объемов прокачки – не менее 65 млрд м<sup>3</sup>, пересмотр газового договора 2009 года. Сейчас Кремль еще готов пойти на это: «Южный поток» – пока только проект, на который надо выложить \$23 млрд (не считая отвода трубы в России), и вложение в украинскую ГТС стоит намного дешевле. Однако у Москвы свои условия. Она выдвигает два встречных предложения: труба передается в аренду консорциуму не менее чем на 20 лет, а Украина законодательно закрепляет невозможность разрыва договоренности. Потому главная задержка – за парламентом, который должен принять законы.

Уже можно назвать и цену газа, которую получит Украина после подписания, – \$260 за тысячу кубов (сейчас – \$420).



## МЕДВЕДЕВ – ЭТО ЖИВОЙ ПОЛИТИЧЕСКИЙ ТРУП, А ПУТИН ЛИКВИДИРУЕТ ЕГО РЕФОРМЫ В РОССИИ

The Washington Times

Марк Беннетт

Премьер-министр Дмитрий Медведев, бывший когда-то одним из самых популярных российских лидеров, сегодня превратился в живой политический труп. Бывший наставник Медведева президент Владимир Путин ослабляет его позиции, а это заставляет многих выступать с прогнозами о том, что безжалостный президент собирается избавиться от своего протеже, настроенного на реформы.

Путин разворачивает реформы Медведева вспять. Он снова превращает клевету в преступление и устанавливает кремлевский



контроль над прямыми выборами российских губернаторов.

Аналитики в целом согласны, что отставка и политическое небытие Медведева – не за горами.

## ВЕНЕСУЭЛА И РОССИЯ: СВЯЗУЮЩИЕ НИТИ

FINANCIAL TIMES

Изабель Горст

Кремль отправляет Игоря Сечина на похороны президента Венесуэлы Уго Чавеса, который скончался 5 марта.

Руководитель компании «Роснефть» сыграл ключевую роль в установлении тесных связей с Венесуэлой, с которой Россия заключила чрезвычайно



прибыльные договора на добычу нефти и поставки оружия. Однако проводив в последний путь боливарианского лидера, Сечин должен будет заняться гораздо более непростым делом, а именно сохранить эти деловые отношения.

Исторические связи между Россией и Венесуэлой обрели новую основу после визита горячего лидера Венесуэлы в Москву в 2001 году, когда Чавес наладил отношения с Путиным.

Как Россию, так и Венесуэлу не обошел стороной «ресурсный национализм», охвативший их, когда мировые цены на нефть резко выросли после 2000 года. В то время как Путин со своим близким помощником Сечиным поддерживал резервы «Роснефти» за счет частных нефтяных компаний, Чавес пошел гораздо дальше, разорвав контракты с Exxon и Conoco после того, как эти американские нефтяные гиганты отказались пересмотреть условия. ●

# ВНИМАНИЕ, БЕНЗ(А)ПИРЕН!

## КАНЦЕРОГЕННЫЙ БЕНЗ(А)ПИРЕН КАК ПРОДУКТ НЕПОЛНОГО СГОРАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ



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



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



**Роза Галиулина,**  
Научный сотрудник  
ИФПБ РАН

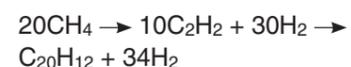


Бенз(а)пирен (C<sub>20</sub>H<sub>12</sub>) является ароматическим углеводородом, обладающим сильно выраженным канцерогенным действием, то есть способным инициировать в живой клетке злокачественную опухоль. Вместе с тем бенз(а)пирен известен как продукт неполного сгорания углеводородов, который может образовываться и загрязнять окружающую среду, например, при возгорании аварийных разливов нефти и нефтепродуктов или при сжигании на факельных установках некондиционных газовых и газоконденсатных смесей, образующихся при работе соответствующего оборудования или аварийных сбросах

### Реакция образования и риск воздействия

Факт образования бенз(а)пирена как продукта неполного сгорания углеводородов подтверждается посредством проведения специального камерального эксперимента в строго контролируемых условиях. При этом основными причинами неполного сгорания углеводородов являются недостаток окислителя (кислорода), пониженная температура в камере сгорания или недостаточное время пребывания продуктов сгорания в ее высокотемпературной зоне. Образование бенз(а)пирена при горении, в частности метана (CH<sub>4</sub>), как основного составляющего вещества природного газа (до

70–99%), согласно Н.В. Лаврова и соавторов (1972) описывается реакцией вида:



Установлено, что образование бенз(а)пирена может быть представлено тремя группами реакций, связанных с продуцированием ацетилена (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), малых ароматических молекул и дальнейшим ростом ароматических колец. Формирование первого ароматического кольца связано в основном с образованием радикала C<sub>6</sub>H<sub>5</sub> и его последующей циклизацией в фенил (-C<sub>6</sub>H<sub>5</sub>). Дальнейшая циклизация происходит при взаимодействии фенила и молекулы ацетилена в

ходе последовательных реакций полимеризационного типа.

Бенз(а)пирен может поступать в окружающую среду, например, при возгорании аварийных разливов нефти и нефтепродуктов или сжигании на факельных установках некондиционных газовых и газоконденсатных смесей, образующихся при работе соответствующего оборудования или аварийных сбросах. Именно в этих условиях происходит нерегулируемое горение углеводородов, которое обуславливает их неполное сгорание и, как следствие, образование бенз(а)пирена. Установлено, что более 80% аэротехногенно выделяющегося бенз(а)пирена мигрирует в сорбированном на частицах сажи и пыли состоянии с воздушными потоками, в результате чего данное вещество обнаруживается в достаточно высоких концентрациях на значительных расстояниях (до 5–10 км) от источника загрязнения. Упомянутая здесь сажа (С) представляет собой мелкодисперсное вещество с размером частиц менее 1 мкм и является конечным продуктом неполного сгорания углеводородов.

О высоком геоэкологическом риске загрязнения окружающей среды бенз(а)пиреном свидетельствует его предельно допустимая концентрация (ПДК), разработанная для различных компонентов окружающей среды (табл. 1).

Между тем нередко случаи загрязнения бенз(а)пиреном атмосферного воздуха и почвы в количествах до десятков раз больше его ПДК, что представляет высокий риск воздействия данного канцерогенного вещества на человека при попадании в его организм через вдыхаемый воздух или пищевые цепи. Так, исследованиями С.А. Мун и соавторов (2006) установлена прямая существенная корреляционная связь (r=0,81–0,97) между годовыми среднесуточными концентрациями бенз(а)пирена в атмосферном воздухе и стандартизованными показателями заболеваемости раком легких и желудка у мужчин и женщин, а также раком кожи, щитовидной железы и яичников у женщин. Повышение частоты заболеваемости злокачественными новообразованиями пищевода и молочной железы отмечено в некоторых регионах добычи нефти, вследствие загрязнения окружающей среды бенз(а)пиреном. Это не случайно, так как недавние исследования Г.С. Серковской (2011) показали значительное содержание (240–8050 мкг/кг) бенз(а)пирена в нефти различного месторождения. Именно воздействием данного вещества можно также объяснить возникновение рака почки и мочевого пузыря при многолетнем контакте с такими нефтепродуктами как бензин и керосин. Следует отметить, что наибольший риск воздействия бенз(а)пирена на человека

создается в густонаселенных районах с плотным размещением предприятий нефтегазовой отрасли.

### Загрязнение окружающей среды

В связи с вышесказанным важное значение имеет оценка загрязнения окружающей среды бенз(а)пиреном как продуктом неполного сгорания углеводородов, что необходимо для оперативного принятия профилактических мер, позволяющих максимально избежать риск воздействия данного канцерогенного вещества на человека. В качестве объекта исследования была выбрана территория г. Челябинска, где на предприятиях теплоэнергетики (ГРЭС, ТЭЦ и котельные) сжигается природный газ и топочный мазут (рисунок). Получаемая в этих условиях информация по образованию бенз(а)пирена и загрязнению данным веществом окружающей среды вполне приемлема для экстраполяции на ситуацию, складывающуюся, например, при возгорании аварийных разливов нефти и нефтепродуктов или сжигании на факельных установках некондиционных газовых и газоконденсатных смесей.

С этой целью в районе озера Первое отбирали пробы дождевой воды, в реке Миасс и водотоке, впадающем в озеро Первое – пробы воды (с глубины до 20 см), в прибрежной полосе реки и озера – пробы растений в виде коры тополя серебристого (*Populus alba*) и надводной биомассы тростника обыкновенного (*Phragmites communis*), и, наконец, в прибрежной полосе реки Миасс и озера Первое, а также на садово-огородных участках и сельскохозяйственных угодьях

ТАБЛИЦА 1. Предельно допустимая концентрация (ПДК) бенз(а)пирена в различных компонентах окружающей среды

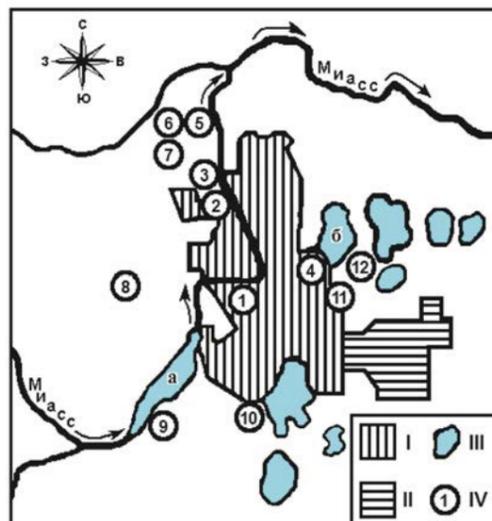
Компонент	Норматив	Значение норматива
Воздух	ПДК в рабочей зоне	0,15 мкг/м <sup>3</sup>
То же	ПДК среднесуточная для населенных мест	0,001 мкг/м <sup>3</sup>
Вода	ПДК	0,005 мкг/л
Почва	ПДК	20 мкг/кг

в окрестностях города – пробы почвы (из слоя 0–15 см). Далее специально подготовленные пробы в виде их гексановых вытяжек анализировали на содержание бенз(а)пирена хромато-масс-спектрометрическим методом.

Одним из доказательств загрязнения атмосферного воздуха бенз(а)пиреном явилось его обнаружение в дождевой воде в количестве 0,022 мкг/л, что в 4,4 раза превышает ПДК для воды. Это не случайно, так как ранее на исследуемой территории службой Росгидромета было зафиксировано содержание бенз(а)пирена в атмосферном воздухе в количестве 97 ПДК. Данное канцерогенное вещество обнаруживалось также в воде одного из участков реки Миасс в количестве в 2,4 раза больше ПДК, что могло произойти, в частности в результате его поступления в водный объект промышленными стоками. Другим доказательством загрязнения атмосферного воздуха бенз(а)пиреном явилось его обнаружение в многолетней фитомассе – коре тополя, где вещество накапливалось за счет внешнего захвата из воздушной среды. Известно, что кора древесной растительности отличается высоким содержанием липидов (жироподобных веществ) и накапливает на каждый квадратный см поверхности до сотни раз больше липофильного бенз(а)пирена, чем листья. Несколько меньшее содержание бенз(а)пирена обнаруживалось в надводной биомассе тростника, как представителя нижнего яруса местной флоры.

Бенз(а)пирен обнаруживался также в почвах прибрежной

Карта-схема исследуемой территории



I – г. Челябинск;  
II – г. Копейск;  
III – водоемы: проточное Шершневское водохранилище (а), озеро Первое (б) и другие озера; IV – участки отбора проб дождевой воды (4), поверхностной воды (1–4), растений (1–4) и почвы (1–12)

полосы реки Миасс и озера Первое, что свидетельствует об аэротехногенном пути поступления данного канцерогенного вещества посредством его выпадения с атмосферными осадками и в адсорбированном на частицах сажи и пыли состоянии (табл. 2).

Миграцию бенз(а)пирена с воздушными потоками на значительные расстояния от источников загрязнения подтверждает факт обнаружения вещества в почвах садово-огородных участков и сельскохозяйственных угодий, находящихся в окрестностях города. При этом максимальное содержание бенз(а)пирена отмечалось на садово-огородных участках южного направления, а минимальное содержание – в западном направлении. Это могло быть обусловлено местами размещения объектов теплоэнергетики и

направлениями ветров. Если содержание бенз(а)пирена в почвах садово-огородных участков и сельскохозяйственных угодий превышало ПДК до 13,6 раз, то в почвах прибрежной полосы реки Миасс – до 28,8 раз, а озера Первое – 5,2 раза. Между тем территория, дренируемая рекой Миасс, оказалась более загрязненной бенз(а)пиреном, чем район озера Первое, так как содержание этого вещества в почвах прибрежной полосы реки было больше в 5,6, в коре тополя – в 1,7 и в воде – в 2,7 раза.

Таким образом, оценка загрязнения окружающей среды бенз(а)пиреном как продуктом неполного сгорания углеводородов, проведенная на примере территории г. Челябинска, установила высокий риск поступления данного канцерогенного вещества в количествах превышающих его ПДК. Это служит веским основанием, во-первых, для осуществления гигиенического контроля содержания бенз(а)пирена в атмосферном воздухе, воде и почве, подтверждающего возникновение неблагоприятной геозоологической ситуации, например, в связи с возгоранием аварийных разливов нефти и нефтепродуктов или сжиганием на факельных установках некондиционных газовых и газоконденсатных смесей, во-вторых, для оперативного принятия профилактических мер, позволяющих максимально избежать риск воздействия этого вещества на человека. ●

ТАБЛИЦА 2. Содержание бенз(а)пирена в различных компонентах окружающей среды на территории г. Челябинска. В скобках минимальное и максимальное содержание вещества

Компонент	Содержание бенз(а)пирена
Поверхностная вода	0,0067 (0,0044–0,0120) мкг/л
Кора тополя	13,6 (10,3–17,5) мкг/кг
Надводная биомасса тростника	9,1 (7,7–10,5) мкг/кг
Почва прибрежной полосы реки Миасс и озера Первое	339 (103–575) мкг/кг
Почва садово-огородных участков и сельскохозяйственных угодий	115 (17,3–271,0) мкг/кг





# КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

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

Д. Менделеев

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

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

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

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

Полная версия классификатора представлена на сайте [www.neftegaz.ru](http://www.neftegaz.ru). На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

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

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

## КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

### 1. Оборудование и инструмент в НГК



### 2. Сервис, услуги и технологии в НГК



### 3. Сырье и материалы в НГК



### 4. Нефтепродукты, нефть и газ



## МГБУ «СИГМА» (Переносная серия)

### 1. Оборудование и инструмент в НГК

#### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

##### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Применяется при производстве скважин вертикального и наклонного направлений. Подходит для бурения пород I-XII кат. по буримости.

#### Основные сферы применения:

- инженерно-геологические изыскания;
- инъецирование грунтов;
- бурение на воду;

- сейсморазведочные и технические скважины;
- шнековое бурение.

**Мощность установки** до 6 кВт.

**Габариты установки** (в.д.ш): 230/140/150 см. или 230/110/100 см.

#### Глубина бурения:

- с промывкой 100 м.
- с продувкой 25 м.

- с шнеками 10 м.  
Диаметр бурения 250 мм.  
Скорость бурения до 15 м/ч.  
Усилие вверх 1200 кг.  
Давление на бур 100–1500 кг.  
Ток питания от сети 220/380 В. ●

Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	120/200 180/260
- в рабочем состоянии								
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	аи-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты – 110/100

# МГБУ «ГАММА» (Переносная серия)

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Популярная модель для бурения пород I–XII категории по буримости, может применяться для выполнения работ в стесненных условиях.

#### Основные сферы применения:

- бурение на воду;
- инженерно-геологические изыскания;
- шнековое бурение;

- сейсморазведочные и технические скважины.

**Мощность установки** до 6 кВт.

**Габариты установки** (в.д.ш): 220/140/90 см.

#### Глубина бурения:

- с промывкой 80 м.
- с продувкой 20 м.

- с шнеками 10 м.

Диаметр бурения 250 мм.

Скорость бурения до 15 м/ч.

Усилие вверх 1200 кг.

Давление на бур 130–500 кг.

Ток питания от сети 220/380 В. ●

Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	120/200 180/260
- в рабочем состоянии								
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	аи-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты – 110/100

# БУРОВАЯ УСТАНОВКА «ДЕЛЬТА»

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Современная буровая техника легкой серии на шасси.

Установка предназначена для бурения инженерных скважин в породах I–XII кат. по буримости. Позволяет производить скважины Ø до 500 мм.

#### Основные сферы применения:

- инженерно-геологические изыскания;
- буроинъекционные скважины;
- скважины на воду;
- инъецирование грунтов;
- геологоразведочные скважины;

- анкера;
- технические скважины;
- и др.

**Мощность установки** до 8 кВт.

**Габариты транспортные:** 110/125/244 см.

**Габариты установки в рабочем состоянии:** 280/125/344 см.

**Высота мачты:** 200 см.

#### Глубина бурения:

- с промывкой 100 м.
  - с продувкой 30 м.
  - с шнеками 15 м.
- Скорость бурения до 20 м/ч.  
Усилие вверх 1200 кг.  
Усилие вниз (давление) 100-1500 кг.  
Ток питания от сети 220/380 В. ●

Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	120/200 180/260
- в рабочем состоянии								
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	аи-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты – 110/100

# БУРОВАЯ УСТАНОВКА «ДЕЛЬТА-Д»

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Современная буровая техника легкой серии на шасси.

Крытая модель. Отлично подходит для неблагоприятной климатической обстановки. На дверцах установлены замки для безопасного хранения оборудования и комплектующих.

Установка предназначена для бурения инженерных скважин в породах I–XII кат. по буримости. Позволяет производить скважины Ø до 500 мм. Предназначен для работы от сети переменного тока 220/380В.

Основные сферы применения:

- инженерно-геологические изыскания;

- буроинъекционные скважины;
- скважины на воду;
- инъектирование грунтов;
- геологоразведочные скважины;
- анкера;
- технические скважины;
- и др.

Мощность установки до 8 кВт.

Габариты транспортные: 110/125/244 см.

Габариты установки в рабочем состоянии: 280/125/344 см.

Высота мачты: 200 см.

Глубина бурения:

- с промывкой 100 м.
- с продувкой 30 м.
- с шнеками 15 м.

Диаметр бура 300 мм.

Скорость бурения до 20 м/ч.

Усилие вверх 1200 кг.

Усилие вниз (давление) 100-1200 кг.

Ток питания от сети 220/380 В. ●

Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	120/200 180/260
- в рабочем состоянии								
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	ai-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты - 110/100

# МБУ «АЛЬФА»

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Является одной из самых малогабаритных установок.

Облегченный вариант переносной серии буровых установок.

Снабжен колесами для быстрой транспортировки с места на место. Наиболее подходит для шнекового бурения, в особенности когда надо бурить неглубокие ямы в большом количестве. Также можно использовать в гидробурении и для проведения геологических испытаний.

Очень хорошо подходит для строительных фирм занимающихся укреплением грунтов. Для работы на установке достаточно одного человека.

Основные сферы применения:

- бурение под опоры столбов;
- скважины на воду до 50-ти метров;
- инженерно-геологические изыскания;
- шнековое бурение;
- инъектирование грунтов;
- неглубокие буроинъекционные сваи.

Мощность установки до 4 кВт.

Габариты установки (в.д.ш): 205/100/80 см.

Глубина бурения:

- с промывкой 50 м.
- с шнеками 10 м.

Максимальный диаметр бурения 250 мм.

Усилие вверх 1200 кг.

Давление на бур 100–1500 кг.

Ток питания от сети 220/380 В. ●

Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	120/200 180/260
- в рабочем состоянии								
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	ai-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты - 110/100

«Одни жмут на газ,  
другие – на нефть»

**Георгий  
Александров**



«Нефть и демократия  
не смешиваются»

**Рамзи Кларк**



«Вывозим нефть,  
деньги и людей!»

**Леонид  
Григорьев**

«Деньги – впереди.  
Все остальное – это  
разговоры»

**Дмитрий Медведев**



«За последнее время политика  
очень часто пахнет нефтью,  
а нефть – политикой»

**Феликс Дзержинский**

«У России и Украины был  
многообещающий шанс, но В. Янукович  
и его финансовые спонсоры больше  
заинтересованы в идентификации  
собственной территории...»

**З.Бжезинский**



«Бизнес, который  
приносит мало денег –  
плохой бизнес»

**Генри Форд**

# ТЕНДЕРНЫЙ КОНСАЛТИНГ

Поможем выиграть в государственном тендере (по ФЗ №94)

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

Более 30 специалистов,  
которые очень любят  
выигрывать тендеры!

Юридическая компания «ПРИОРИТЕТ»

**+7 495 987 18 50** (многоканальный)

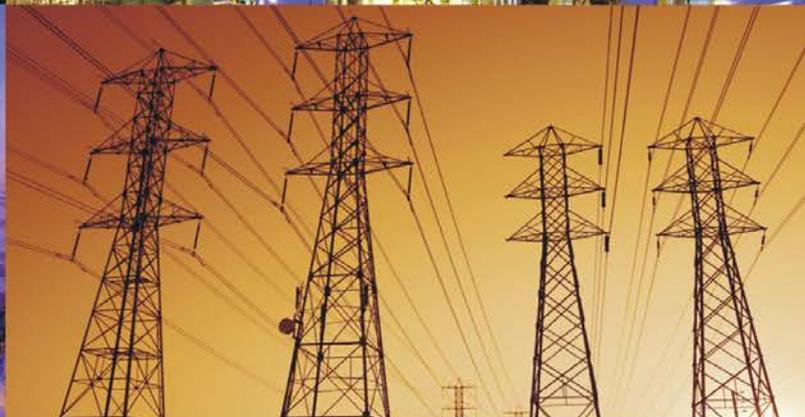
Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



**ПРИОРИТЕТ**  
юридическая компания



# ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ БАНК



## Надежный сибирский банк!

- Ханты-Мансийский банк – один из крупнейших банков России, Западной Сибири и Урала.
- Высокие международные кредитные рейтинги.
- Банковские услуги, кредиты, депозиты для бизнеса.
- Private Banking – банковские услуги для VIP-клиентов.



[khmb.ru](http://khmb.ru)

(3467) 390-800

ОАО ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ БАНК, генеральная лицензия ЦБ РФ № 1971