

ИНТЕГРАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ
КОМПАНИЙ

ГОНКА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ВООРУЖЕНИЯ

ТАЙНЫ
СИБИРСКИХ
ПОДЗЕМЕЛИЙ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

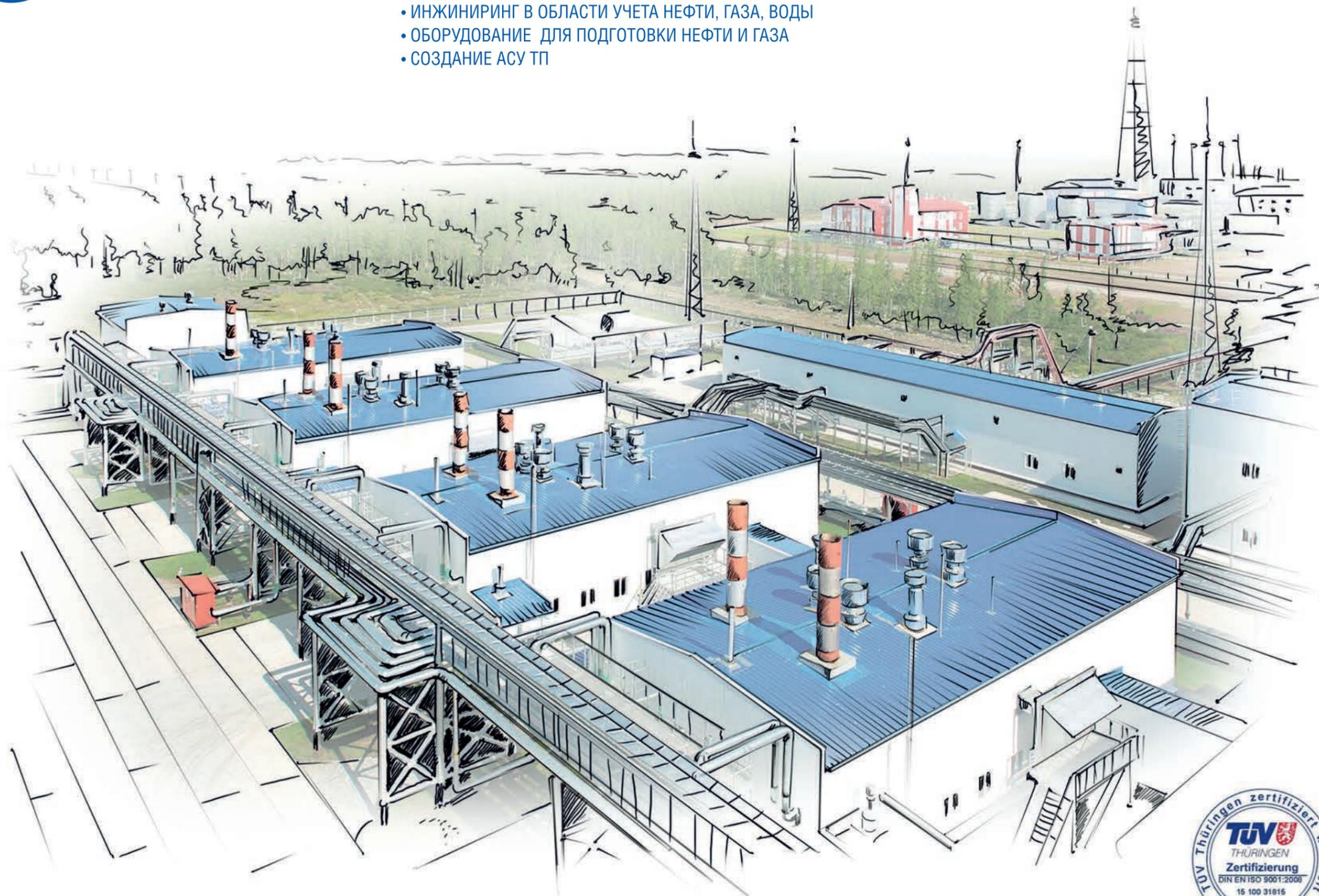
[6] 2012 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

СТОИТ ЛИ ИДТИ
ЗА НЕФТЬЮ
В АРКТИКУ?





- ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ
- ИЗГОТОВЛЕНИЕ, СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
- ИНЖИНИРИНГ В ОБЛАСТИ УЧЕТА НЕФТИ, ГАЗА, ВОДЫ
- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА
- СОЗДАНИЕ АСУ ТП



Комплексные решения для нефтегазовой отрасли

Центр технической поддержки
(347) 246-01-08(09)

www.ozna.ru

Форум технической поддержки
www.ozna.ru/forum

Проектирование, производство, поставка, ввод в эксплуатацию

- Оборудование для измерения продукции скважин
- Оборудование для систем поддержания пластового давления
- Оборудование для систем подготовки и перекачки нефти, воды
- Оборудование для компримирования и подготовки газа
- Блочно-модульные автоматизированные установки предварительного сброса, подготовки и закачки пластовой воды
- Аппаратура управления
- Запасные части к буровым насосам
- Запасные части к измерительному оборудованию
- Системы измерения количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов, газа и воды
- Противопожарное оборудование
- Запорная и трубопроводная арматура

Предоставляемые услуги

- Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы, пусконаладочные работы
- Гарантийное и постгарантийное обслуживание
- Капитальный ремонт и модернизация АГЗУ
- Техническое обслуживание систем автоматизации, КИП, средств измерений, охранно-пожарной сигнализации, объектов энергетики, метрологическое обеспечение средств измерений
- Обслуживание ПО АСУ ТП нефтедобывающих объектов
- Техническое обслуживание коммерческих и оперативных СИКН, СИКНС, СИКНП, узлов учета газа, АСУ ТП и КИП (средний и верхний уровень)
- Строительство инженерных систем кустовых площадок
- Определение газового фактора нефти при помощи передвижной лаборатории промышленных исследований
- Монтажные и наладочные работы по электрооборудованию
- АСУ ТП нефтедобычи, энергетики и нефтехимии

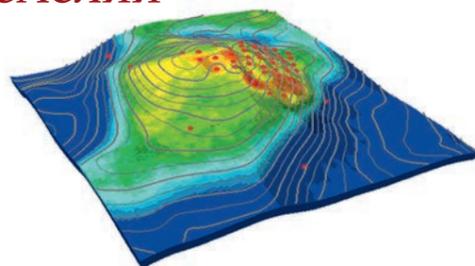
Инженерно-строительные изыскания
Проектно-изыскательские работы
Экологические работы



Новый вектор
энергостройки
12

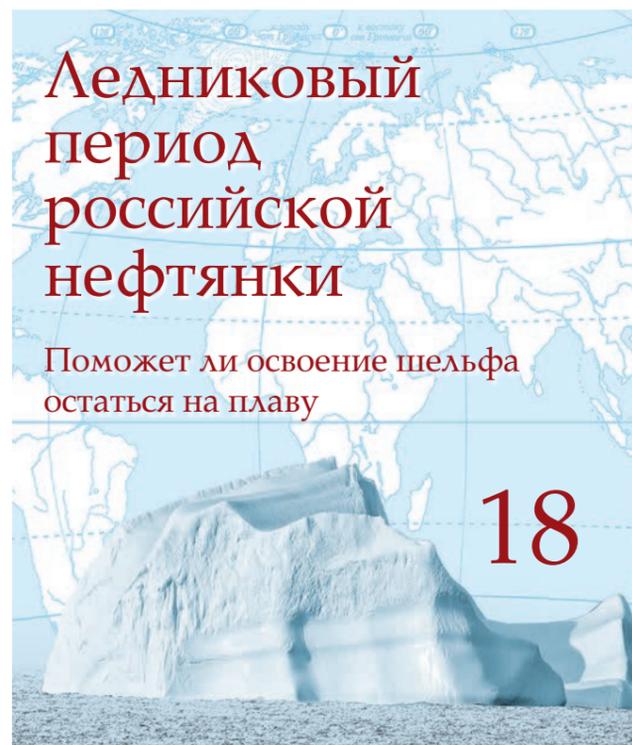


Тайны сибирских
подземелий
36



СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Россия главное	6
Арктика: перспективы освоения	9
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Буровые установки: вызов времени	24
Электрификация Крайнего Севера	28
Оцифровка нефтегазовых месторождений	40
Прошлое и настоящее российского насосостроения	46



Интеграция
нефтяных
компаний:
перезагрузка
60



Безопасность резервуарных парков	48
От скважины до выработки	52
Большое значение маленьких деталей КИПиА в полевых условиях	58
Опыт реализации проектов «под ключ» группы ГМС	70
Гонка технологического вооружения	80



НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>	86
Хронограф О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад	88
Россия в заголовках	90
Классификатор продукции и услуг в НГК	92
Цитаты	96

Роль присадок
в производстве
современных
топлив
74



189 лет назад

В 1823 году братья Дубинины открыли нефтеперерабатывающий завод в Моздоке для переработки нефти, собираемой с близлежащего Вознесенского нефтяного месторождения.

155 лет назад

В 1857 году промышленники В.А.Кокорев и П.И.Губонин заложили в Сураханах около Баку нефтеперегонный завод, работающий на природном газе. Продукция завода впервые составила конкуренцию американскому керосину на российском рынке. Годовой объем нефтедобычи на Бакинских промыслах составил в 1862 году 4126 тонн.

150 лет назад

В 1862 году на Всемирной промышленной выставке в Лондоне первый российский керосин – «фотонафтиль», был удостоен серебряной медали. Наряду с фотонафтилем на выставке были представлены и другие нефтепродукты Сураханского нефтеперегонного завода – петролен, нефтагиль, нефтяная сажа, парафин.

139 лет назад

В 1873 году в России был проведен первый аукцион по продаже участков нефтяных месторождений.

135 лет назад

В 1877 году на шведской судоверфи братья Нобели строят первый в мире железный танкер-пароход «Зороастр» (грузоподъемностью 250 тонн), положивший начало наливному способу перевозки нефти и нефтепродуктов.

101 год назад

В 1911 году в России появились первые заправочные станции на основании договора Императорского Автомобильного Общества с Товариществом «Бр. Нобель» относительно «бензиновых станций».

94 года назад

В 1918 году принят декрет о национализации нефтяной промышленности в масштабах всей страны и введена государственная монополия на нефтяную торговлю.

В 1943 году в СССР введен в эксплуатацию первый магистральный газопровод Бугуруслан-Похвистнево-Куйбышев.

24 года назад

В 1988 году открыто Штокмановское газоконденсатное месторождение.

23 года назад

В 1989 году Министерство газовой промышленности СССР преобразовано в государственный газовый концерн «Газпром».

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор

Виктория Юдина

Шеф-редактор

Анна Павлихина

Ведущий аналитик

Артур Гайгер

Журналисты

Анна Игнатьева, Александр Власов

Ответственный секретарь

Юлия Иванова

Дизайн и верстка

Елена Валетова

Корректор

Юлия Иванова



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор

Ольга Бахтина

Отдел рекламы

Александр Боднар

Олег Куприянов

Дмитрий Аверьянов

Служба технической поддержки

Прибыткин Сергей

Бродский Алексей

Самвел Аванесов

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@neftgaz.ru

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

Отпечатано в типографии
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 10000 экземпляров



РОСНЕФТЬ НА БЛАГО РОССИИ





ЧЕРНАЯ, ЖИРНАЯ, ПРОДАЖНАЯ...

Стоит ли идти за нефтью в Арктику?

Освоение углеводородных месторождений на шельфе – одна из главных задач России, если она хочет сохранить имеющийся уровень экспорта энергоресурсов. По нефтегазовому потенциалу лидируют арктические моря, где сосредоточено 85% потенциальных извлекаемых ресурсов газа, нефти и конденсата. В настоящее время ресурсы шельфа разведаны на 10%, более 2/3 сосредоточены в сложных для добычи районах крайнего севера, где практически отсутствует инфраструктура, добавьте к этому плохо развитую нормативно-правовую базу и постоянно меняющийся налоговый режим, и станет понятно, насколько непривлекательно выглядит минерально-сырьевая база российского шельфа в глазах иностранных инвесторов

АВТОР
Анна Павлихина

Но это не все. Закон «О недрах» предоставляет право добычи только государственным компаниям, имеющим не менее чем 5-летний стаж, т.е. «Роснефти» и «Газпрому». Но, даже при этом, волшебное слово «углеводороды» оказывается настолько притягательным, что все преграды на пути к ним не кажутся такими уж серьезными, и обходные пути находят сами собой. Дорогой к шельфу для частных инвесторов стало создание с госкомпаниями СП, как, например, «Штокман Девелопмент», «Сахалин Энерджи» и др.

И, в общем-то, без них нам не обойтись, потому что собственных технологий для работы в арктических условиях у России нет. Нет их, впрочем, и у других стран. Норвегия, которую любят упоминать в этом контексте, работает в условиях теплого Гольфстрима и даже самые северные ее моря, благодаря ему, не замерзают. Наиболее продвинулись в этом отношении США и Канада. Но, несмотря на то что их технологии позволяют работать в условиях льдов и айсбергов, которые они научились обходить, те же технологии неприемлемы для наших северных морей.



Получается, что в своем стремлении добраться до нефти северного шельфа, российским компаниям придется бороться с его льдами в одиночку. Насколько успешны отечественные компании были в этом до сих пор?

На шельфе Баренцева моря «Газпром» детально изучено Штокмановское газоконденсатное месторождение, запасы которого по категории С1 составляют до 3,9 трлн. м3. В настоящее время завершено строительство 2-х полупогружных плавучих буровых установок ледового класса «Полярная Звезда» и «Северное Сияние».

Но, как утверждают эксперты, они не приспособлены для работы в Арктике. Эти ПБУ построены с целым рядом недочетов, дефектные ведомости содержат около 700 замечаний. Когда и каким образом недостатки будут устранены, непонятно. Ситуацию может дополнительно осложнить откладываемое освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения.

Высокие технологии для освоения северных месторождений, по замыслу правительства, должны были создаваться федеральной программой «Мировой океан». Сегодня ее финансирование практически прекратилось. Вместо этого отечественные предприятия, которые могли бы создавать собственные ноу-хау, выполняют заказы для иностранных фирм.

Так, компания «Океан» разрабатывает роботов, способных работать на больших глубинах при низких температурах в автономном режиме. «Севмашпредприятие» строит конкурентоспособные на мировом рынке платформы и танкеры, работающие в условиях севера. «Северсталь» создает хладостойкие стали. Многие другие предприятия продолжают работать на нефтесервисные иностранные компании в то время, пока в России ждут неизвестно откуда новые технологии.

К слову, приход иностранных компаний на российский шельф, и даже создание СП – не гарантирует, что когда-то продвинутые европейские партнеры поделятся своими технологиями. И не вышло бы, как в сказке про Теремок, в который постепенно вселялась лесная фауна, пока он не «затрещал, упал на бок и весь развалился».

Чтобы решить проблему себестоимости добычи углеводородного сырья на шельфе в области добычных шельфовых технологий необходим технологический прорыв.

Проводимое группой экспертов компаний «Роснефть» и «Газпромнефть» исследование так и не дало ответ на вопрос стоит ли осваивать северный шельф или достаточно ограничиться южными акваториями. ●

ГАРАНТИРОВАНО НЕФТЬЮ

В списке 15 стран с крупнейшими запасами «черного золота» РФ занимает 7 место. При нынешних темпах потребления, нефти нашей стране хватит еще на много десятков лет. А значит, среди ведущих нефтяных стран Россия еще долго будет удерживать топовые позиции

АВТОР
Александр Власов

Первое место в мире Россия занимает по многим, не самым приятным, позициям. В числе наиболее безобидных из них наша страна лидирует по числу психических заболеваний и миллиардеров. Связано ли это между собой, не беремся судить.

Второе место нашей стране принадлежит среди долларовых миллиардеров (после США). А также по экспортным поставкам вооружений и размерам подводного флота.

Третье место среди ведущих экономик мира по росту ВВП, пропустив вперед только Китай (9,5%) и Индию (7,8%). Опять же, за счет спасительных углеводородов. Экспорт нефти составляет 95 % экспорта, 75 % доходов страны и 45% ВВП.

14 место в мире по объему золота, находящегося в государственном резерве.

16 место в мире по валовому национальному доходу.

21 место в мире по количеству запатентованных изобретений.

32 место в экологическом рейтинге стран.

43 место в мире по конкурентоспособности экономики.

62 место в мире по уровню технологического развития (между Коста-Рикой и Пакистаном).

70 место в мире по использованию информационных и коммуникационных технологий.

97 место по доходам на душу населения.

182 место в мире по условиям ведения бизнеса. Пунктом ниже находится Эритрея, африканская страна, разрушенная гражданской войной.

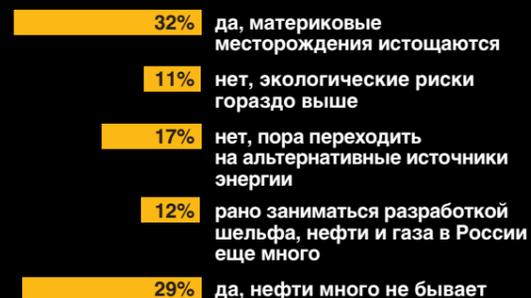
Вот такое у нас свое, особое, место в мире. Россия вполне попадает в десятку ведущих стран, во всем, что касается торговли углеводородами. В остальном стране следует подтянуться... хотя бы до уровня Пакистана. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Эксперты никак не сойдутся во мнении, сколько же нефти осталось у России. Кто-то говорит, хватит на 100 лет, кто-то – на 20

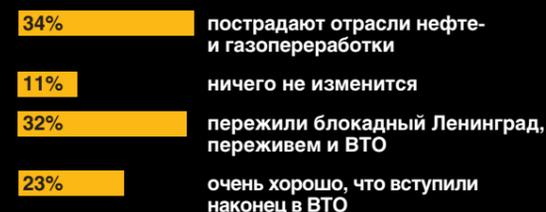
Поэтому, когда мы спросили, нужны ли России углеводороды шельфа большинство ответили – нужны! Конечно, нужны, а вдруг правы те эксперты, которые говорят, что ее хватит на 20 лет – считают 32 % респондентов. Еще 29% признались, что нефти много не бывает. И не важна ни экология, о которой беспокоятся 11%, ни альтернативные источники, про которые вспомнили 17%. Остальные 12% верят, что нефти еще много.

Нужно ли осваивать месторождения континентального шельфа?



Осталось два месяца до окончания срока ратификации соглашения по присоединению России к ВТО. И хотя за это время вряд ли что-то изменится, большинство опрошенных (34%) считают это губительным для перерабатывающих отраслей. Почти столько же респондентов (32%) присоединяются к мнению большинства, но полагают, что в числе прочих «катаклизмов» страна переживет и ВТО. 11% не надеются ни на что, полагая, что ничего не изменится, а 23% оптимистов верят, что 11 лет борьбы за членство в этой организации – неизменное благо для страны..

Что ждет Россию после вступления в ВТО?



АРКТИКА: ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ

Освоение углеводородных ресурсов Арктики – одно из приоритетных направлений Энергетической Стратегии России до 2020 г. Значительная часть запасов нефти и газа сосредоточена в ее Северо-Западном регионе. О перспективах Тимано-Печорской и Баренцево-мурской нефтегазоносных провинций рассказывает и.о. министра природных ресурсов и лесопромышленного комплекса Архангельской области **Сергей Швелев**

АВТОР
Сергей Швелев,
и.о. министра природных ресурсов и лесопромышленного комплекса Архангельской области

Сырьевая база региона связана, в первую очередь, с Тимано-Печорской провинцией, расположенной на территории республики Коми и Ненецкого АО, в пределах которой уже выявлено более 230 месторождений нефти и газа (в том числе на территории НАО). Начальные суммарные ресурсы провинции и месторождений шельфа Печорского и Баренцева морей оцениваются более чем в 35,8 млрд. тонн условного топлива, из них запасы Тимано-Печорской провинции – 8,2 млрд. тонн условного топлива.

Запасы нефти и газа распределены в регионе неравномерно: 55% приходится на шельф Баренцева моря, 26% – на Ненецкий АО, 12% – на республику Коми, 7% – на шельф Печорского моря. Наибольшие запасы газа сосредоточены на шельфе Баренцева моря, основные запасы нефти – в Ненецком АО.

Тимано-Печорская провинция и прилегающая часть Печорского моря являются относительно слабо освоенными, несмотря на небольшую удаленность как от потребителей внутри региона, так и за его пределами.

Разведанность и освоенность недр суши и моря далеко не одинаковы. В ненецком АО открыты такие крупные месторождения, как Харьянгинское (нефть), Южно-Хылчурское (газ-нефть), Торавейское (нефть), Наульское (нефть), им. Р. Требса (нефть), им. Титова (нефть),

Лаявожское (нефть, газоконденсат), Василковское (газоконденсат). В настоящее время на них добывается свыше 18 млн. тонн нефти в год. Но разведанный потенциал НАО освоен не более, чем на 10%, газовый – менее, чем на 2%.

На шельфе Баренцева моря открыто уникальное Штокманское газоконденсатное месторождение с запасом более 3,2 трлн куб. м. К значительным открытиям здесь следует отнести Ледовое и Лудловское месторождения.

На шельфе Печорского моря выявлено 6 месторождений, наиболее крупные нефтяные – Доблинское, Приразломное, Медынское-море и нефтегазовое Северо-Гуляевское. Территория шельфа изучена недостаточно и здесь следует ожидать открытия не менее 20 крупных морских месторождений.

Геолого-геофизическая изученность территории и шельфа Северо-Западного региона остается достаточно низкой и неравномерной, что не позволяет дать полную оценку перспектив нефтегазоносности.

Добыча углеводородов в Тимано-Печорской провинции ведется только в пределах суши, начато бурение на платформе Приразломной, установленной в Печорском море, где в 1-й половине 2012 г. ожидают получить первую нефть.

Наращивание добычи в период до 2020 г. планируется

за счет месторождений северо-восточной части НАО и освоения месторождений в Печорском море – Приразломное, Варандей-море, медынское-море, Долгинское и др. Рост объемов добычи возможен до 2020 г. с уровнями отборов 50 и 60 млн. тонн в год.

Годовая добыча газа проектируется на уровне 10 млрд куб. м., при условии ввода в разработку Штокманского месторождения. При более интенсивном варианте разработки газовых месторождений на шельфе Баренцева моря уже через три года после начала освоения можно говорить о первой очереди освоения с объемами годовой добычи газа до 40 млрд куб. м.. В дальнейшем, в течении следующих 6 лет ее можно довести до 90–130 млрд куб. м (на базе Штокманского месторождения и его сателлитов).

В Северодвинске завершены строительно-монтажные работы на буровой платформе «Арктическая» в ОАО «Центр судоремонта «Звездочка». В декабре 2011 г. первая самоподъемная плавучая буровая установка «Арктическая» прибыла к месту постоянного базирования в порт Мурманск. У причала мурманского филиала СПЗ №35 выполняются работы по вводу в эксплуатацию комплекса бурового оборудования.

Буровая платформа «Приразломная» уже установлена в Печорском море. На платформе проведены пуско-наладочные работы всех систем, начато бурение скважины. Результаты освоения месторождения Приразломное позволят более обоснованно оценить перспективы развития добычи нефти на шельфе.

Таким образом, ресурсная база Северо-Западного региона России позволяет, начиная с 2015 г., обеспечивать годовую добычу нефти в объеме до 60 млн. тонн на протяжении более 15 лет и природного газа в объеме до 90 млрд куб. м. на протяжении более 30 лет.

Освоение нефтегазовых ресурсов шельфа Арктики позволит обеспечить долгосрочное устойчивое развитие экономики и энергетики в регионе и в стране в целом. Восполнение запасов газа в регионе возможно за счет выявления новых месторождений в пределах шельфа на основе выполнения соответствующих объемов геолого-разведочных работ. Реализация развития нефтедобычи и газодобычи потребует существенных инвестиций, как частных компаний, так и федерального бюджета. ●

Персонажи

Дюков
 Магаздинов
 Подорковский
 Миллер
 Худайнатов
 Сечин
 Донской
 Дворкович
 Трайцберг



Сечин Игорь Иванович

В 1984 году окончил ЛГУ по специальности филолог-романист со знанием португальского и французского языков, что и привело его в Мозамбик и Анголу, где он трудился военным переводчиком.

В 1991 – 1996 гг. был начальником Аппарата у председателя Комитета по внешним связям мэрии г. Санкт-Петербург В. Путина.

В 2004 г. стал председателем совета директоров Роснефть.

В 2011 г. WikiLeaks отметил, имея ввиду Роснефть, что «Неоспоримым достижением И.Сечина является тот факт, что он превратил самую отставшую нефтяную компанию России в конкурентоспособного на мировом уровне лидера российского рынка».

В период подготовки к выборам в Гос. Думу И.Сечин «взял на себя» Ставропольский край, причем так активно, что эксперты заговорили о возможном губернаторстве там И.Сечина. В это было сложно поверить, потому что И.Сечин уже давно занимается общероссийскими проблемами.

Возглавив Роснефть после вступления В.Путина на пост Президента в мае 2012 г., И.Сечин не удивил экспертов. Остаться в правительстве по известным причинам он не стал бы.

Не удивительно участие И.Сечина в лоббировании альянса Роснефти с ExxonMobil.

Еще осенью 2011 г. появилась информация о недовольстве Э.Худайнатовым, вероятно, на всякий случай. Да, и эпопея с ТНК-ВР, начавшаяся еще в 2008 г., похоже, не закончится без участия И.Сечина. Добавьте к этому недавно анонсированный проект создания нефтегазосервисного холдинга с уклоном на континентальный шельф

под эгидой Роснефтегаза. И. Сечин консолидирует действительно гигантские нефтегазовые активы под «крылом» Роснефтегаза.

Любопытно, что в 2004 г. власть большей частью национализировала частные нефтегазовые компании, говоря о необходимости соблюдать стратегические интересы страны. Теперь тренд иной. Компании с государственным участием попадают в списки на приватизацию.

Любопытно также, что в Администрации президента нет куратора ТЭК.

Либеральный Дворкович сможет вести независимую политику на уровне правительства.

И. Сечин, создавая «нефтяной клуб», пытается консолидировать круги ТЭК, вероятно, не только российского? Очевидно, в «нефтяной клуб» будут приглашены нефтяные элиты СНГ наднационального уровня.

На обед 8 июня 2012 г. по случаю обсуждения перспектив «нефтяного клуба» пришли практически все приглашенные, но некоторые – не пришли. Так что интрига сохраняется. ●

Экономический кризис

Выборы президента

ШРФУ: быть или не быть

Сильные капиталы

Газовые войны

Отмена пошлин

Обвал рынка акций

Цены на нефть

Северный поток

Увеличение производственных мощностей

В Уфе прошел форум «Большая химия-2012», в ходе которого состоялось подписание протокола о намерениях по строительству магистрального продуктопровода ШФЛУ «Западная Сибирь – Урал – Поволжье»

Подписанию документа приписывают «ключевое значение для российской экономики». Но сам по себе протокол о намерениях означает лишь готовность сторон работать в заданном направлении. А обещать, как известно, – не жениться. Никакую ясность по вопросам сырьевой базы, перерабатывающих мощностей и даже сырьевой специализации документ не вносит. Не последовало конкретных разъяснений и из докладов выступающих.

Раньше речь шла конкретно о ШФЛУ проводе, теперь его называют продуктопроводом нефтехимического углеводородного сырья, к которому относится и широкая фракция легких углеводородов и газовый конденсат. В качестве сырьевой базы, на которую раньше претендовал

ХМАО, теперь называют ЯНАО. Да и сам маршрут, Западная Сибирь – Урал – Поволжье, теперь обозначают Ямал-Поволжье. Ответа на вопрос о перерабатывающих мощностях, которые должны будут обеспечить загрузку трубы, также не последовало.

Затягивание вопроса строительства ШФЛУ провода выглядит странно. Его необходимость очевидна, особенно, учитывая кластерный подход в развитии НГХК.

Сегодня в структуре сырья этиленовых производств России преобладает нефтяное сырье – до 50-52 %, а доля этана и сжиженных газов составляет 35 %. Для сравнения в США эта цифра составляет 50 %. Страны Ближнего Востока ориентировали большую часть перерабатывающих мощностей на газовое сырье, в результате страна постепенно становится лидером базовых полимеров на внешнем рынке. Составить им достойную конкуренцию могла бы Россия, имеющая сравнимые запасы газовых фракций,

пригодных для переработки в газохимическом цикле. Но, вместо этого, Россия упорно продолжает перерабатывать нефть, которую, кстати, можно благополучно использовать для производства высокооктанового бензина. Но для этого необходимо вводить мощности риформинга и ориентировать НГХК на использование ШФЛУ, этана и сжиженных газов.

Если разделить затраты до 2020 г. на оставшееся время, то продуктопровод окупит себя уже в первый год работы.

26 апреля состоялись Парламентские слушания, в ходе которых были приняты, в том числе, и рекомендации Правительству РФ «Включить проект строительства магистрального продуктопровода «Западная Сибирь-Уралоповолжье» и других продуктопроводов ШФЛУ в «План развития НГХК РФ до 2030 года». Решений ждали от «Большой химии». Но пока только рекомендации и намерения. ●





НОВЫЙ ВЕКТОР ЭНЕРГОПЕРЕСТРОЙКИ

Когда несколько лет назад, в условиях начала экономического кризиса, новая администрация США в поисках драйверов роста экономики указала на «зеленую энергетику» как на одно из основных направлений возможного прогресса, было совершенно неясно, насколько это может оказаться продуктивным. Нет в этом отношении достаточной ясности и сейчас – слишком мало времени прошло. Но по ряду направлений прогресс обозначился, а, значит, еще более значительные ресурсы будут направлены для поисков путей «прорыва». Куда ведут эти пути?



Владимир Фейгин,
президент Института
энергетики и финансов

ОБ АВТОРЕ

Фейгин Владимир Исаакович
В 1967 г. окончил механико-математический факультет МГУ. С 1970 по 2004 гг. старший научный сотрудник, затем заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник и заведующий сектором ВНИИЭГазпрома. С 1990 г. исполнительный директор и основатель Исследовательского Центра «ЭНГО». С 1999 г. заместитель генерального директора Фонда «Деловое сотрудничество Восток - Запад». Консультант Правления ОАО «Газпромбанк» (с 2003 г.). С 2004 г. зампред правления НП «Координатор рынка газа». Член тематической группы по стратегиям, прогнозам и сценариям ЭнергодIALOGA РФ-ЕС (с 2008 г., с 2012 г. – группа по рынкам и стратегиям); координатор Подгруппы по экономике энергетики (с 2012 г. – Подгруппа по сценариям и прогнозам). Член Консультативного Совета по газу при Координаторах ЭнергодIALOGA РФ-ЕС, спикер Совета с российской стороны (с 2011 г.). Президент Фонда «Институт Энергетики и Финансов». Автор более 100 публикаций. Кандидат физико-математических наук.

Наиболее видимый успех связан со сланцевым газом и, в последнее время, со сланцевой нефтью. Речь идет о возможности предстоящего значительного роста добычи нефти в Северной Америке – вплоть до удвоения общего уровня добычи. Конечно, для этого необходим целый ряд факторов, и среди них – стабильные и достаточно высокие нефтяные цены, а также снижение сопротивления разработкам глубоководных нефтяных ресурсов, ресурсов на зарезервированных территориях и в целом – переход к более реалистичной политике в отношении масштабов и темпов контролирования объемов выбросов парниковых газов.

Крупные усилия и значительные финансовые ресурсы направлены на стимулирование (включая прямое субсидирование) использования возобновляемых и нетрадиционных источников энергии и в других регионах – от Евросоюза до Китая.

Итак, спектр предложения достаточно широк – от «сверхдешевых» сланцевых ресурсов США до, по-прежнему требующих для своего коммерческого применения значительных дотаций, ветровых и солнечных установок.

При этом долгосрочная экономика (а также экологические ограничения и последствия) разработок сланцевого газа до сих пор не вполне ясны. Хотя выборочная эксплуатация наиболее выгодных (в т.ч. с высоким содержанием жидких фракций и наиболее продуктивных) пластов и их частей в совокупности с льготами и использованием финансовых инструментов стабилизировали ситуацию в краткосрочном плане. А технологии продолжают развиваться, в том числе в направлении снижения издержек. Преобладает мнение, что

для стабильного развития добычи сланцевого газа в США нужны более высокие уровни цен, чем нынешние, – в диапазоне 4–7 долл./млн. БТЕ. Определенный рост цен уже обозначился в последнее время. При этом надо учитывать, что на либерализованных и высококонкурентных рынках типа американского участники принимают риски того, что в течение тех или иных промежутков времени цены не будут обеспечивать полноценного возврата их инвестиционных издержек, и лишь будут покрывать операционные издержки.

В условиях трансформации на передний план выходят два типа факторов – технологический прогресс и политико-регулятивные факторы. Оба сопряжены с большой неопределенностью. При этом, стоит отметить, что темп уже происходящих изменений беспрецедентен, и надо понимать, что традиционное «предсказание будущего», характерное для прогнозных исследований в энергетике, в сложившемся виде является все менее осмысленным занятием. Это в нынешних условиях можно отнести и к более широкому кругу вопросов – неопределенность в экономике и финансовой системе также чрезвычайно затрудняет прогнозирование.

Какие же вопросы могут стать узловыми, и каким, в целом, является предмет современного анализа, если традиционная парадигма не адекватна складывающейся логике и темпу развития?

Как представляется, важно попытаться выделить те или иные устойчивые (или, как минимум,



представляющиеся таковыми) тренды и выстроить механизмы адаптации и непрерывного анализа ключевых технико-экономических и политико-регуляторных факторов.

Пойдем по этим направлениям. Что касается устойчивых факторов, то отмечу, что, несмотря на противоречивые тенденции, в целом время дешевой энергии ушло. Последней попыткой уцепиться за эти возможности было бесконтрольное продление срока эксплуатации безнадёжно устаревших реакторов первого поколения (Германия, Япония). Теперь, после Фукусимы, надо выбирать из реальных альтернатив, при этом с растущей ориентацией на рост энергоэффективности, экологичности (включая заботу о сохранении климата), безопасности поставок и спроса, наличии ресурсов и проверенных технологий, потенциала модернизации.

недостатки – нестабильность поставок.

Прогнозы международных агентств начинают учитывать эти тенденции – все больший реализм демонстрируют МЭА, КЭРА, крупнейшие энергетические компании, Международный газовый союз. Складывается общее понимание, что объемы использования газа в мире могут увеличиться в 1,5–2 раза в перспективе до 2030–2035 гг. А доля газа в мировом энергобалансе

По всем этим показателям газ – безусловный фаворит на перспективу ближайших 10–15 лет

резко вырастет с нынешних 20% и, при благоприятных обстоятельствах, достигнет доли нефти. Вырисовывается глобальная перспектива достижения сбалансированного мирового энергоснабжения – близкие уровни поставок нефти, газа, угля и ВИЭ/атомной энергии – подлинная диверсификация мирового энергобаланса.

Крупнейшими потребителями газа в перспективе станут Китай и другие страны азиатско-тихоокеанского региона. Развивая собственную добычу, они вместе с тем предполагают масштабный рост импорта газа.

А как же роль сланцевого газа, который многими видится как реальная угроза ценовым уровням, приемлемым для многих производителей газа? Ясно, что сланцевый газ – важный фактор изменения правил игры на ряде региональных рынков – прежде всего, североамериканском. Пока эта ситуация находится в стадии развития, как с точки зрения самой технологии, так и сопутствующих вопросов экологического характера, и рано делать окончательные выводы. Тем не менее, становится ясно, что на таких рынках, как страны ЕС, этот процесс будет значительно менее выраженным, менее масштабным, а, в силу ряда ограничений, затраты на добычу сланцевого газа будут сопоставимы с существующими ценами. Так что, как пока представляется, «сланцевая революция», если она и распространится на эти страны, то приведет к гораздо менее радикальным изменениям на рынке.

Конечно, мировой кризис сказался на развитии как энергетики в целом, так и поставок газа. Темпы выхода из кризиса пока далеко не ясны.

Тем не менее, эксперты считают, что ситуация относительного избытка газа к середине этого десятилетия будет преодолена, и это также снизит сформировавшееся в период кризиса понижательное давление на цены газа на торговых площадках.

Особняком в этом ряду пока стоит позиция Евросоюза, который упорно ставит задачи резкого – на 80–95% к 2050 г. – снижения выбросов парниковых газов и «декарбонизации» энергетики и экономики в целом. При этом

если ключевые технологии типа «улавливания, хранения и использования углерода» (CCS) в предстоящий период достигнут необходимого уровня зрелости и эффективности, то «декарбонизация на выходе» – в смысле резкого снижения выбросов CO₂ может стать достижимой, но не за счет «декарбонизации на входе» – т.е. по существу отказа от широкого использования углеводородов. При нормальном развитии событий в этом направлении роль газа не уменьшится, т.к. «декарбонизация на выходе» наиболее эффективна именно для установок, использующих природный газ.

В этой связи важно понимать новые риски для энергобезопасности, которые сейчас становятся актуальными. В отношении европейского рынка газа они все больше связаны с неопределенностью долгосрочного спроса на газ, вызываемого политическими факторами. При этом бизнес занимает противоположную позицию – компании уверены в перспективах природного газа. Вторым фактором риска и неопределенности является нестабильность и даже непредсказуемость регуляторной среды на этом рынке. И связанная с этим тенденция сломать механизмы долгосрочных контрактов и их ценообразования.

Надо отметить, что крупнейшие экспортеры газа, объединенные в ФСЭГ, в условиях кризиса на деле столкнулись с этими рисками. Те, кто недостаточно защитили свои инвестиции посредством долгосрочных контрактов, существенно пострадали (Алжир, Катар).

Газовые рынки глобализируются, развиваются новые технологии

добычи и использования природного газа. Анализируя эти процессы и участвуя в них, не стоит поддаваться алармизму и склонности к погоне за сенсациями.

Действительно, можно полагать, что развитие технологии добычи сланцевого газа, газа угольных пластов и в целом нетрадиционного газа внесет свой вклад в обеспечение растущих мировых потребностей в газе. Это диверсифицирует в определенной мере источники поставок газа, но не приведет ни к массивному поступлению на мировой рынок дешевых ресурсов, ни к дестабилизации глобальной структуры поставок газа. Вне США и Канады, с их специфическими условиями, предпосылками и стимулами для развития добычи сланцевого газа, эти процессы будут развиваться значительно медленнее, добываемый газ будет стоить сопоставимо с ценой традиционного газа. Да и в самих США растет озабоченность, связанная с экологическими аспектами его добычи. В Европе же ряд стран уже запретили такую добычу.

Природный газ находит новые сферы применения и расширяет традиционные – его модернизационный и инновационный потенциал далеко не исчерпан. Расширяется использование газа на транспорте. Газ играет важную роль в расширении децентрализованной выработки электроэнергии и тепла.

Трудно ожидать (если не произойдет глобального экономического «обвала») долгосрочного падения нефтяных цен ниже уровней порядка 80–100 долл/барр

Важнейшей представляется перспектива использования ресурсов «жирного» (богатого высшими углеводородами) газа в нефтегазохимии. Целый ряд стран ФСЭГ уже развили эти производства и стали крупными поставщиками газохимической продукции на мировой рынок, тем самым диверсифицируя свою экономику и создавая добавленную стоимость в своем ТЭК. В структуре добычи газа в РФ доля «жирных» газов будет быстро расти. Предстоит полностью использовать открывающиеся в этой связи возможности и развить в РФ один из мировых центров переработки нефтегазовых ресурсов и газохимии.



Конечно, будет трансформироваться и организация газовых рынков. Но в этих вопросах важно избегать идеологизации и «наклеивания ярлыков». Те, кто считали, что в сложнейшей инфраструктуре газовых поставок на европейском континенте быстро произойдет «либерализация», которая волшебным образом снимет все проблемы, снизит цены на газ, – просчитались. Реальностью является сложный процесс реорганизации рынков, их реструктурирования,

высоким ценами на бензоколонках.

А что касается газовых цен, то перспективы также не выглядят катастрофическими – с учетом затрат на сжижение СПГ, транспорт и регазификацию и по мере глобализации этих рынков вполне реалистичной представляется формирование «мировых цен» в диапазоне 7–10 долл./млн. БТЕ, т.е. таких уровней цен арбитража между крупнейшими региональными рынками, осуществляемого поставками СПГ.

Тем не менее, неопределенность в энергетике высока, как, впрочем, и в целом в мировой экономике. Для энергетики эта ситуация ощущается особенно болезненно, поскольку для нее характерны долгосрочные инвестиции, а нынешние и ожидаемые изменения в ней идут сразу по нескольким направлениям, причем результативность каждого из них еще не ясна.

Кроме того, на изменения технико-экономического и технологического характера наслаиваются сложные сдвиги в регулировании ряда региональных рынков. В тех случаях, когда все эти изменения существенно затрагивают несколько субъектов межгосударственных отношений, резко возрастает роль процессов, получивших в последние годы общее определение как Энергодialogи. Наиболее содержателен опыт и продолжительна история Энергодialogа между Россией и Евросоюзом, насчитывающая около 12 лет.

Процесс ЭнергодIALOGA Российской Федерация – Евросоюз носит официальный межгосударственный характер, что закреплено в соответствующих документах, причем в случае Евросоюза, из-за сложной и эволюционирующей правовой природы этого образования, необходимо участие как Еврокомиссии, так и представителей стран-членов. Как и большинство вопросов в Евросоюзе, принятие любых решений, формирование позиции ЕС проходит через неизбежные процедуры согласования различных органов ЕС и стран-членов. Полномочия Еврокомиссии, как исполнительного органа Евросоюза, еще недавно в сфере энергетики были очень ограниченными. Они постепенно расширяются за счет функций в отношении формирования единых энергетических рынков ЕС, вопросов безопасности энергоснабжения и в целом тех сфер, которые не могут быть эффективно решены на уровне отдельной страны.

Это является отражением исходной задачи образования Общего рынка, ставшего прообразом ЕС, и базового принципа развития самого ЕС – субсидиарности, т.е. передаче на наднациональный уровень тех полномочий, в отношении которых страны-члены приходят к выводу, что так они могут быть решены более эффективно.

В этой связи важно отметить, что, например, формирование структуры энергетики (“energy mix”) стран-членов ЕС по-прежнему отнесено к их собственной компетенции. Поэтому на уровне Еврокомиссии возникает парадокс, который отражается и в работе ЭнергодIALOGA, – Комиссия все больше внимания уделяет работе по перспективам развития энергетики ЕС – например, в последнее время – декарбонизации, и мерам по достижению этих целей, при этом формируя различные сценарии. В то же время она не может их

рассматривать как реальные программы развития энергетики или даже прогнозы такого развития. К слову, при этом до самого последнего времени идеология Комиссии заключалась в том, что именно моделирование сценариев является полноценным средством обоснования таких важных решений, как достижение знаменитых целей «20-20-20» к 2020 году.

Недостаточное понимание на российской стороне ограниченности возможностей органов ЕС (действующих в меру получения ими полномочий от стран-членов) и одновременно того, что игнорирование роли этих органов (и стремление продолжать осуществлять контакты преимущественно на уровне отдельных стран и сложившихся бизнес-партнеров) сейчас уже невозможно, является характерным фактором в ряде аспектов взаимодействия. Со своей стороны, Комиссия, представляя себя полноценным выразителем интересов почти 500 миллионов граждан ЕС, старается скрыть слабые стороны своей позиции.

В результате, например, когда в острой фазе украинского транзитного кризиса 2009 года Комиссия примерно на две недели затянула формирование корпуса экспертов, это могло расцениваться как нежелание активно участвовать в разрешении кризиса, а на деле, видимо, было вызвано сложностями согласования со странами-членами и даже, возможно, тем, что бюджет Комиссии не предусматривал такого рода расходов.

Возвращаясь к конкретике

ЭнергодIALOGA РФ-ЕС, отметим, что в последние годы он переживает процессы углубления и все большего вовлечения в него экспертного сообщества и представителей бизнеса. Российская сторона еще в 2008-2009 гг. стала инициатором этой трансформации, осознав, что этого требуют многие вопросы, возникающие в ходе диалога. Сейчас мы видим, что процессы такого рода характерны и в более широком контексте – упомянем усиление роли общественных советов, обращение к идее Открытого правительства и т.п., в целом новое понятие “crowd-sourcing”. Общим в этой потребности видится усложнение стоящих задач, их многомерность и часто то, что в их решении «дьявол скрывается в деталях».

В ЭнергодIALOGE привлечение экспертов и перенос большого объема анализа на экспертный уровень были инициированы тем, что в своих документах (начиная с “Second Energy Policy Review” 2008 года), Еврокомиссия стала все более остро ставить вопрос о том, что роль газа в энергобалансе ЕС, как минимум, не возрастет, и что такая оценка является результатом моделирования экономического равновесия на энергетическом рынке ЕС в условиях применения регуляторных мер Евросоюза. Второй движущей силой стала необходимость анализа последствий и рисков, связанных с принятием в

2009 г. Третьего энергопакета ЕС, прежде всего в отношении рынка газа.

Были сформированы экспертные площадки – в рамках подгруппы по экономике энергетики Тематической группы по стратегиям, прогнозам и сценариям и в виде отдельного процесса консультаций российских экспертов с регуляторами энергетики Евросоюза. Сформировались международные группы экспертов, и развернулась активная работа.

При этом в области анализа сценариев и прогнозов эта работа совпала по времени с резким ростом активности генерирования сценариев в мире – в опубликованном в 2011 г. экспертами ЭнергодIALOGA отчете “Energy Scenarios and Forecasts” проанализированы около 100 таких сценариев.

В отношении Третьего Энергопакета и в целом реформирования рынка газа ЕС все более ясным становится сложность и противоречивость процесса реального формирования новых правил, что, очевидно, потребует еще больших усилий и займет ряд лет. В самом Евросоюзе в соответствующей работе и дискуссиях участвуют сотни экспертов и, наряду с уже сложившимися площадками типа Мадридского Форума, стали регулярно проводиться специализированные семинары, конференции. Очевидно, что роль взаимных связей Евросоюза и России в энергетике и, прежде всего, в газовой сфере, обосновывает и необходимость двусторонних форм экспертного анализа преобразований, которые могут оказать серьезное воздействие на эти отношения.

В конце 2011 г. стороны ЭнергодIALOGA, учитывая особую важность отношений в газовой сфере, приняли решение сформировать специальный экспертный орган – Консультативный Совет по газу при Координаторах ЭнергодIALOGA. Совет рассматривает наиболее актуальные вопросы двусторонних отношений, требующие экспертного анализа, ведет их экспертную разработку и выносит на рассмотрение Координаторов свои предложения, выводы и рекомендации. Совет включает по 15-17 ведущих экспертов каждой стороны, в т.ч. представителей органов власти и бизнеса (действующих на



индивидуальной основе, в личном качестве). Упомянутые выше действующие экспертные площадки ЭнергодIALOGA взаимодействуют с Советом, предоставляя ему свои экспертные ресурсы, координируют с ним свою работу. Одним из основных преимуществ формирования Совета является потенциальная действенность его работы, связанная с четкостью повестки дня и прямым выходом на ответственных лиц сторон ЭнергодIALOGA.

Несколько уже определившихся направлений работы Совета:

- Формирование газового раздела Дорожной карты сотрудничества в энергетике между Россией и ЕС на период до 2050 года (ДКС)
- Роль и обоснованность сценариев Дорожной карты энергетики ЕС на период до 2050 года (ДКЕС)
- Методология формирования сценариев и ее увязка со структурой ДКС, принятием решений по развитию энергетике и их мониторингом
- Учет неопределенности развития рынков и меры по ее снижению
- Роль внешних факторов (типа зависимости от импорта, рисков т.п.) в этом процессе
- Правовые аспекты развития энергетики ЕС и взаимодействия сторон ЭнергодIALOGA
- Анализ среды, формируемой документами Третьего Энергопакета ЕС, и выработка предложений по снижению соответствующих рисков.

Работа Совета только разворачивается, но уже прошедшие заседания показали их эффективность.

Некоторые результаты этой работы и консультаций с энергорегуляторами ЕС:

- Инициатива разработки в ЕС «Целевой модели рынка газа ЕС» (отметим, что в РФ еще в 2004 г. Партнерством «Координатор рынка газа» была согласована с основными участниками рынка, включая Газпром, и с органами власти российской «Модель рынка газа», целый ряд положений которой был реализован)
- Согласование принципа предоставления (при необходимости – создания) операторами транспорта газа Евросоюза газотранспортных мощностей в соответствии с долгосрочными потребностями грузоотправителей (в т.ч. поставщиков газа)
- Понимание того, что ДКС должна отражать цели усиления взаимодействия сторон, снижения рисков и на этой основе формирования совместных «сценариев сотрудничества», которые должны существенно отличаться от представленных в ДКЕС сценариев «декарбонизации» в позитивную сторону.

Стороны решили, что результаты (в т.ч. промежуточные) работы Совета должны носить публичный характер, в частности, быть представлены в Интернете. Необходимая информация представлена на сайте Института энергетики и финансов www.fief.ru.

ЛЕДНИКОВЫЙ ПЕРИОД РОССИЙСКОЙ НЕФТЯНКИ

ПОМОЖЕТ ЛИ ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА ОСТАТЬСЯ НА ПЛАВУ



Анатолий Золотухин,
Проректор по международной
работе РГУ нефти и газа
им. И. М. Губкина, Д.т.н.,
профессор, действительный
член РАЕН

ОБ АВТОРЕ

Золотухин Анатолий Борисович
С 1972 по 1992 гг. научный
сотрудник, доцент кафедры
разработки и эксплуатации
нефтяных месторождений РГУ
нефти и газа им. И. М. Губкина.
С 1999 г. руководитель проектов
по России компании «Статойл»,
с 2004 г. – технический директор
московского представительства
компании. Профессор Университета
Ставангера, Норвегия. Член
общества инженеров-нефтяников
США, член общества инженеров-
нефтяников Норвегии, член
Европейской ассоциации ученых
и инженеров-геологов (с 1998), член
Американской Ассоциации нефтяных
Геологов, действительный член
РАЕН. Автор свыше 140 научных
работ. Лауреат премии им. И. М.
Губкина. Награжден медалью им.
Вернадского и Эйнштейна
за достижения в области науки
и техники.

Континентальный шельф России – самый большой в мире. Его площадь превышает 6,2 млн км². Более трети этой территории перспективны для разработки нефти и газа. Суммарные углеводородные ресурсы составляют около 100 млрд. тонн нефтяного эквивалента. При этом разведаны только 12% ресурсов шельфа. По нефтегазовому потенциалу ведущее место принадлежит недрам арктических морей и, в первую очередь, Баренцеву, Печорскому, Карскому, где сосредоточены около 85% потенциальных запасов газа, нефти и конденсата. Все это северные территории, для освоения которых потребуются создание новых уникальных технологий и оборудования. Готова ли Россия осваивать свои северные территории и так ли необходимо приступать к этому уже сейчас?

– По запасам нефти и газа Россия находится на первом месте в мире, этих ресурсов хватит на много десятков лет. Так ли необходимо начинать углеводородное освоение северного шельфа?

– Все, что дано человеку или государству – это Божье благословение. Но использовать это надо не в угоду некоторым отдельным личностям, а на благо народа и на благо человечества. Наша страна, наверное, самая богатая в плане ресурсов, у нас всего много, в том числе угля, нефти и газа. Россия богата и нетрадиционными источниками, такими, как сланцевый газ, которого не меньше, чем в США, а по оценкам отечественных аналитиков – даже больше, а запасы газогидратов еще больше!

Велики запасы тяжелой нефти и битумов, насчитывающие около 100 млрд тонн, а запасы жидких углеводородов в нефтяных сланцах исчисляются в триллионах тонн. Если потребуется, то добыча этих углеводородов для обеспечения мирового сообщества может продолжаться многие и многие десятки лет, т.е. настолько долго, насколько потребуется человечеству.

По предварительным оценкам суммарные ресурсы углеводородов континентального шельфа составляют порядка 100 миллиардов тонн условного топлива, около 80% из данных запасов составляет газ. Большая часть запасов углеводородов (свыше 80%) сосредоточена в недрах Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей. При этом в месторождениях Карского и Баренцева морей преобладают конденсат и газ, в Печорском море – нефть, а Охотское море обладает запасами и газа, и нефти. По оценкам американских ученых, в Арктике содержится до 30% мировых запасов газа и 13% процентов мировых запасов нефти.

Из представленных цифр следует, что углеводородных ресурсов у России много и важно этими богатствами правильно распорядиться. Вопрос о том, нужно ли нам заниматься шельфом – вполне справедлив, учитывая, что у нас всего так много. А много – это сколько? По российским оценкам ресурсная база традиционных углеводородов составляет порядка 355 млрд. тонн нефтяного эквивалента ТНЭ). Это очень большая цифра, треть которой, т.е. порядка 95 млрд. ТНЭ – доказанные запасы. Называя эти цифры, мы имеем ввиду только традиционные источники углеводородов. Основные ресурсы сосредоточены в Сибири. На долю шельфа северных морей России приходится порядка 100 млрд. ТНЭ, – чуть меньше трети.

С учетом того, что в этом регионе сосредоточена одна треть запасов,

ответ на вопрос о том, нужно ли заниматься его освоением, будет утвердительным. Конечно, разрабатывать шельф Арктики нужно. Но это – не первоочередная задача. Есть более выгодные, в плане условий добычи, регионы, например, Западная и Восточная Сибирь, п-ов Ямал. Более глубокое промышленное освоение этих территорий позволит к тому же

По оценкам американских ученых в Арктике содержится до 30% мировых запасов газа и 13% запасов нефти

решить очень важный вопрос развития инфраструктуры целых регионов. Нельзя концентрировать усилия только на разработке месторождений и продаже продуктов добычи, т.е. жирного газа и сырой нефти. В результате такой политики страна рискует остаться ни с чем. Необходимо вкладывать средства и технологии в собственную инфраструктуру, в развитие нефте- и газохимии. Развитие Западной и Восточной Сибири, Камчатки – великая задача! Это потребует значительных финансовых ресурсов, грамотной, целенаправленной государственной политики. Сегодня это – одна из первоочередных задач. При этом хотя шельф и не является, по нашему мнению, первоочередной задачей, но готовиться к его освоению надо уже сейчас. Ведь в соответствии со стратегией развития России к 2030 году мы должны ежегодно добывать из арктических морей, включая Охотское море и Каспий, около 300 млн ТНЭ, что составляет около 20% от планируемой совокупной годовой добычи углеводородов.

– Что, в первую очередь для этого нужно?

– Это новое не только для нашей страны, но и для всего мира направление и система

работы на северном шельфе очень многослойна. Разработка шельфа требует громадных инвестиций и не только в технологии, но (даже в большей степени!) и в охрану окружающей среды, безопасность и подготовку персонала.

Один из таких вопросов – подготовка специалистов. Выпускник ВУЗа, сколь бы теоретически подкован он ни был,

окунувшись в производственную среду, становится специалистом только через несколько лет. А если специалист нужен сегодня – поднимать этот вопрос и готовить специалистов надо было лет пять назад. Эту проблемы университеты берут на себя. Частично в ее решении помогает Минобрнауки, Минэнерго, Минприроды. Но за исключением нескольких специализированных групп в отдельных высших учебных заведениях, таких, как Мурманский государственный технический университет, Северный Арктический федеральный университет в Архангельске, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Национальный Исследовательский университет минерального сырья и ресурсов (бывший горный институт) и политехнический университет г. Санкт-Петербурга, систематическая подготовка кадров для работы в области освоения нефтегазовых ресурсов шельфа России, по существу, отсутствует. Это связано с отсутствием квалифицированных педагогических кадров, необходимой учебно-технической базы, слабой корпоративной и государственной поддержкой развития нового направления подготовки кадров.

Задача подготовки специалистов международного уровня – не из легких, и помощь в этом направлении оказывает сотрудничество с международными университетами. В этом отношении Губкинский институт находится на хороших позициях, не многие ВУЗы могут похвастаться такими партнерами, как Imperial College (Лондон), Robert Gordon University (Абердин, Шотландия), Университет Лидса – и это только наши Британские партнеры. У нас традиционно сильное сотрудничество с





университетами Норвегии, где лидером является университет Ставангера. Приятно отметить, что буквально на днях прошел выпуск первых специалистов нашей совместной программы с этим университетом по технологиям освоения морских нефтегазовых месторождений, где все наши выпускники защитили свои магистерские диссертации на «отлично»!

– Системам образования Великобритании и Норвегии есть, чем поделиться с нами, а на кого стоит делать ставку в плане технологий, ведь ни британский, ни норвежский шельф не замерзают... На сколько остро вообще стоит вопрос технологического обеспечения?

– Действительно, Северное море, расположенное между Великобританией и Норвегией, а также Норвежское и норвежский сектор Баренцева моря и не замерзают. А на российском шельфе ситуация другая! В Баренцевом море могут появляться айсберги, а Печорское, Карское и другие арктические моря ежегодно покрываются льдами, Ну а Чукотское море 44 из 52 недель в году покрыто льдами! Лыдины на Сахалине достигают 1,5-2.5 м в толщину, к тому же это

– сейсмоопасный регион. Иными словами – условия на российском шельфе абсолютно уникальны! Из сказанного следует, что необходимы разработка новых концепций и технологий освоения углеводородов, создание принципиально нового оборудования следующего поколения, способного обеспечить круглогодичное бурение, добычу и транспорт продукции на акваториях замерзающих морей. Для акваторий Печорского, Карского и Охотского морей из-за сплошного льда в течении длительного времени, при обустройстве месторождений должны использоваться либо стационарные ледостойкие платформы, либо подводные комплексы, включающие фонтанную арматуру, сепараторы, соединительные трубопроводы, манифольды и возможно подводное насосно-компрессорное и энергетическое оборудование. Необходимо обеспечить надежный транспорт добываемых углеводородов, который также будет отличаться своей спецификой. В случае использования танкеров для транспортировки сжиженного природного газа (СПГ) и газового конденсата необходимо создание танкерного флота в ледостойком исполнении. Освоение отдаленных от транспортных коммуникаций

и относительно «мелких» месторождений можно будет осуществлять с применением плавучих заводов СПГ и газозавозов ледового класса. Новые технологии потребуются не только для добычи и транспортировки нефти и газа, но также, что немаловажно, для развития береговой инфраструктуры (специализированные порты с отгрузочными терминалами для транспортировки СПГ, базы ремонта технологического оборудования, технического обслуживания судов обеспечения, базы утилизации отходов бурения, обработки и очистки загрязненных вод и т.д.) Самостоятельно российские производители оборудования пока не в состоянии обеспечить отрасль всем необходимым оборудованием. Поэтому первоначально оборудование придется закупать. Наибольший опыт работы в условиях льда накоплен у Канады и США, при работе на Аляске, где сходные суровые условия (море Бофорта, дельта р. Макензи и т.д.). Управление ледовой обстановкой в этом регионе поставлена на прочную основу, здесь научились хорошо работать даже с крупными айсбергами, вес которых может достигать миллиона тонн и которые канадцы научились отводить.

– А зарубежные компании готовы делиться технологиями?

– Думаю, да. Ведь они приходят на российский шельф и сами заинтересованы в эффективной работе.

– Можно ли здесь говорить о конкуренции?

– Начинается некое подобие конкуренции и в этом отношении приход иностранных компаний радует. Exxon Mobil, EMI – итальянская компания, работающая на Каспии, Statoil получил ряд интересных проектов в северных территориях (бывшая спорная зона взаимных претензий между Россией и Норвегией), в Баренцевоморском регионе, на Камчатке. Я работал 10 лет в этой компании и считаю, что ей есть чем поделиться с Россией, даже не столько в плане технологий (хотя и это тоже), сколько выработкой правильных отношений к окружающей среде и безопасным условиям работы персонала. В России зачастую, из-за обилия природных ресурсов, к этим вопросам иногда относятся с некоторым снобизмом.

– А с чем выйдут на этот, уже конкурентный рынок, Россия, ведь своего оборудования нет?..

– В российских компаниях сильная кадровая составляющая, история работы многих компаний не знает ни одной аварии. Однако практически на всем оборудовании написано «сделано в США», «сделано в Канаде», сделано где угодно, только не в России. Наверное, можно отделаться от всего мира и сделать все самим, думаю, что интеллектуальные возможности для этого в стране есть. Но это будет очень дорого и далеко не эффективно. К тому же опыт, драгоценный опыт, накопленный ведущими иностранными компаниями, может оказаться незаменимым при освоении арктического региона. Освоение северного шельфа очень масштабная задача, в одиночку с ней трудно справиться. Можно ведь не только покупать, можно приглашать предприятия организовывать СП в России. Необходимо объединять материальные, финансовые, научно-технические активы.

– Насколько открыт рынок для прихода иностранных игроков

и с какими трудностями им придется сталкиваться?

– Для иностранных компаний существуют специфические входные барьеры. Зарубежные компании вынуждены адаптировать свои производственные процессы к требованиям российского законодательства. Технологии и оборудование должны пройти процесс сертификации, специалисты должны иметь аттестаты, проектно-сметная документация должна отвечать требованиям российских нормативов. Кроме того, иностранные компании не имеют права самостоятельно проводить изыскания и разработку месторождений на российском шельфе. По закону «О недрах» правом добычи на офшорных месторождениях пользуются только государственных компании, имеющие, как минимум, пятилетний опыт. Это компании «Роснефть» и «Газпром», в ближайшее время к ним планирует присоединиться «Зарубежнефть». Такая политика обеспечивает строгий государственный контроль, что в этой отрасли совершенно логично. Также есть ряд объективных проблем, с которыми приходится справляться не только зарубежным компаниям, но и отечественным

вкладывать надо сейчас и много, а отдача будет через десятки лет? И как правильно выстроить стратегию работы государства и бизнеса?

– Чтобы добыть 1 тонну нефтяного эквивалента необходимо затратить порядка 50 долл, а зачастую и больше, особенно в новых регионах, к которым относится шельф северных морей России. Продать такое количество нефти можно за 400 долл. Конечно, из этой суммы будут вычтены налоги, возможные займы, но в результате все равно цифра получается не маленькая. Нефтяная и газовая промышленность остаются самым привлекательным бизнесом. Однако для того, чтобы вложить миллиарды долларов нужны четкие гарантии. Такая же ситуация и с технологиями. Необходимо убедить потенциальных иностранных партнеров в привлекательности бизнеса в России. Иногда это удается, пришли же на наш рынок крупные западные игроки, значит верят и готовы инвестировать. В качестве примера приведу опыт Норвегии. Норвежский шельф – один из самых дорогих шельфов в мире. Норвежцы используют сложную многоуровневую систему налогообложения

Себестоимость добычи одной тонны нефти составляет: на Ближнем Востоке – \$5-10; на разрабатываемых сегодня месторождениях в России – \$30-60; на арктическом шельфе – \$200-300

компаниям, осваивающим северный российский шельф. Во-первых, мало изучена минерально-сырьевая база континентального шельфа страны. Во-вторых, неблагоприятное географическое размещение большинства месторождений и перспективных районов – более двух третей ресурсов приходится на шельфы северных морей (Баренцево и Карское моря). В-третьих, слабая развитость инфраструктуры по добыче на шельфе и транспортировке углеводородов и их продуктов. А также постоянно меняющийся налоговый режим и недостаточно развитая нормативно-правовая база.

– Учитывая эти проблемы, насколько инвестиционно привлекательны углеводороды северного шельфа, ведь

нефтегазовой отрасли. После открытия в 60-х гг. первых нефтегазовых месторождений на норвежском участке Северного моря, правительство страны провозгласило политику, согласно которой нефтяные ресурсы «принадлежат норвежскому народу и должны быть использованы на благо нынешнего и будущего поколений». К освоению этих месторождений были допущены только три компании – государственная нефтяная компания Statoil, Norsk Hydro и Saga Petroleum. Правительство создало нефтяной фонд, который решено было сохранить до момента, когда нефтяные месторождения будут исчерпаны. Средства от экспорта нефти, поступающие в фонд, вкладываются в наиболее доходные ценные бумаги, а прибыль возвращается в фонд.

На сегодняшний день активы фонда выросли до \$70 млрд, что составляет почти \$15 тыс. на каждого норвежца. Норвежский закон «О налогообложении подводных нефтегазовых месторождений», в дополнение к обычному подоходному налогу, ввел так называемый специальный налог. Ставка подоходного налога – 28%, ставка специального – 50%.

И при том ни одна компания не ушла с рынка. Одна из причин – предсказуемость законов, их прозрачность и устойчивость. В России закона о природных ресурсах в окончательной редакции так до сих пор никто и не видел. Законы должны быть твердыми и необсуждаемыми, идти на поводу у бизнеса нельзя. Очевидно, что и государству, и нефтяным компаниям в вопросе освоения шельфа необходима взаимопомощь. На освоение шельфовых месторождений нужны значительно более существенные средства, чем для реализации аналогичных проектов на суше. Государству необходимо пополнять бюджет, а основными налогоплательщиками остаются нефтяные компании. У бизнеса цель – получение прибыли, и надо поставить условия, которые важны для государства, но чтобы и бизнес при этом получал прибыль.

– Если добыча углеводородов на шельфе сопряжена с рядом таких значительных трудностей, не проще ли перейти на добычу нетрадиционного топлива, например, сланцевого газа?

– Как я уже говорил, Россия, с ее природными ресурсами, является

богатейшей страной мира. Надо уметь воспользоваться данными природой благами. У нас есть и сланцевый газ и газогидраты, но это ресурсы будущего. Настоящий «традиционный» нефтяной и газовый ресурс проще, дешевле, более безопасен с точки зрения влияния на окружающую среду. В США сланцевый газ разрабатывают не от хорошей жизни, а потому,

В прошлом году в России было добыто 1 млрд. 64 млн. тонн. Т.е. через 20 лет почти треть мы должны добывать на шельфе.

что другого выхода нет, если они хотят освободиться от импорта и даже перейти в экспортеры. Месторождения сланцевого газа в этой стране отдалены от населенных территорий и расположены в районах непосредственной близости к источникам воды, и в этом отношении Америке повезло.. Это то, что нужно для его разработки, т.к. это шумное производство, сопровождающееся вибрациями и производственными выхлопами. А также добыча сланцевого газа очень водоемкий процесс, при котором в одну скважину необходимо закачивать порядка 10 тыс. тонн воды. Таких водных ресурсов в Европе нет, но есть население, которое живет как раз в местах, богатых сланцевым газом. И это самое население совсем не радуется перспективе организации добычи газа вблизи от дома или даже на собственном огороде. Поэтому добыча сланцевого газа в Европе в ближайшее время –

вопрос спорный. А потреблять газ надо, и самый разумный вариант, как нам кажется, – газ России и Норвегии.

Россия может снабжать газом себя и другие страны в течение многих десятков лет. Однако заставить европейские или любые другие страны покупать наш газ невозможно. Нужно убедить потенциальных потребителей, что

российский газ – один из наиболее выгодных источников энергии для Европы и стран азиатско-тихоокеанского региона. А это – вопрос дипломатии.

В соответствии с энергетической стратегией до 2030 г. добыча углеводородов на шельфе северных морей России должна вырасти до 150 млн. тонн в нефтяном эквиваленте в год. А с учетом Каспийского шельфа и Сахалина – почти до 300 млн. ТНЭ. В прошлом году Россия добыла 1 млрд. 64 млн. ТНЭ, а к 2030 году добыча должна вырасти до 1,4-1,5 млрд ТНЭ в год, а добыча на шельфе составит более 20% этого количества.

– Это в связи с тем, что заканчиваются ресурсы на суше или в связи с необходимостью разрабатывать шельф?

– Ресурсы на суше не заканчиваются. Все ресурсы надо расходовать бережно. Но нельзя откладывать разработку шельфа на десятки лет. Вполне возможно такое развитие событий, когда появится новый источник энергии, более привлекательный, чем используемые сегодня, и тогда, что также возможно, потребность в углеводородах может резко сократиться.. Изначально в качестве топлива человечество использовало дерево, потом это стало дорого и в качестве альтернативы перешли на уголь. Промышленная революция потребовала более калорийного топлива и широкое применение нашли нефть и газ. Но наступит время и на смену им придут другие, более удобные, дешевые и экологичные источники. И если хранить топливо, которое нужно сейчас, то в конце концов оно может морально устареть и страна просто не воспользуется имеющейся возможностью. Вот это и есть

энергетическая стратегия. Ресурса у нас много и расточительно относиться к нему нельзя. Но нельзя и откладывать его использование на неопределенную перспективу, потому что к тому времени он может оказаться невостребован.

– Какие новые задачи освоения арктического шельфа стоят перед наукой?

– Когда страна была занята перестройкой, российская наука, академическая и прикладная, значительно потеряла темпы своего развития. На западе технологическая гонка шла каждый день. Мы отстаем не только в технологиях, но и в менталитете, в понимании важности ключевых вопросов, касающихся безопасности, окружающей среды и т.д. Это, наверно, самый важный момент. Технологию делают лидеры, те, кто убежден, что делает правое дело. Так же в науке. Россия сейчас находится на подъеме, у нас все начинается. И сейчас самое главное правильно выстроить приоритеты, определить, что для России является главным. Это вопросы, связанные с технологиями, социальные вопросы и вопросы образования, подтягивание науки до мировых рубежей. Как можно заставить ученого работать с полной отдачей, если он работает за копейки? Еще Ш. Монтескье говорил, что прежде, чем заниматься философией и математикой, человеку нужно есть, пить и во что-то одеваться. Профессура должна быть уважаемой, и выпускники университетов должны стремиться стать ее частью. Но при таких зарплатах у них нет стимула и, в результате, сегодня в высшей школе возник большой возрастной разрыв. Когда уйдут сегодняшние профессора, настанет трудное для страны время: может случиться так, что учить будет некому (и некого!), и интеллектуальный потенциал исчерпывает себя. О каких новых технологиях может идти речь, если этими технологиями некому будет заниматься? Посмотрите, что происходит: мы нанимаем иностранцев для выполнения сложных конструкторских работ, сами уже разучились делать что-то серьезное. Да, сегодня в России можно купить что угодно, но Россия в основном, начинает жить только продажами (и привыкает к этому, что очень опасно!), больше мы не

умеем ничего. По Гумилеву такое состояние развития общества – это начало упадка. Хотелось бы, чтобы мы оба ошибались...

Задача перед наукой стоит много, но прежде надо готовить специалистов, которые будут решать эти задачи.

Добыча на месторождениях Печорского моря должна начаться уже в этом году, т.к. на этом нефтяном месторождении уже стоит платформа Приразломная. Уже сейчас должен идти набор специалистов для работы на платформе. Помимо профессиональных знаний технологий и техники добычи, их надо будет научить правильному отношению к природе и технике безопасности, безопасности своей собственной и своих коллег. Должны быть тренинги по безопасности, персонал должен пройти подготовку работы в экстремальных условиях. И отрабатывать методы безопасных технологий надо не только на уровне рядового персонала, но и на уровне руководства компаний. Для этого нужны тренинговые центры. Один из таких центров создан в г. Астрахани компанией «Лукойл» совместно в норвежской компанией «Фальк Нютек». Такие же центры надо создавать в Мурманске, Архангельске и Южно-Сахалинске. Сегодня в нефтегазовой промышленности России задействовано около миллиона человек, а к 2030 году около 300 тысяч будут связаны с добычей на шельфе.

– Ваш взгляд в перспективу освоения российского арктического шельфа.

– Уверен, что в перспективе на шельфе России будут задействованы лучшие российские и зарубежные компании, которые будут работать в условиях конкуренции и по принципу объединения знаний и усилий. Думаю, что будет успешно решена и задача вовлечения местного населения в развитие пришельфовых регионов. Многие иностранные специалисты считают, что с нашим местным населением работать гораздо проще. Они сами заинтересованы в том, чтобы их регион развивался. Я надеюсь, что здесь тоже будет найден «consensus», и оленеводы и рыболовы будут мирно сосуществовать с нефтяниками. Надеюсь, что через 20 лет так и будет. ●

Добыча нефти и газа на шельфах арктических морей создаст для России в перспективе возможность стать крупнейшим экспортером ресурсов на мировой рынок в условиях формирующегося сейчас нового экономического порядка. Для обеспечения прироста запасов на шельфе требуется пробурить 17 млн м скважин глубокого бурения в сложнейших природно-климатических условиях,

Министерство природы России подготовило программу освоения месторождений Арктического шельфа, согласно условиям которой до 2030 года в данный масштабный проект будет вложено более 6-7 триллионов рублей, из которых 1 триллион рублей выделит правительство. Остальные средства планируется привлечь из частных источников, причем инвесторы, решившие вложить собственные финансы в развитие добычи углеводородов на шельфе Арктики, получат различные таможенные и налоговые льготы. Также власти могут облегчить доступ к проекту для российских частных компаний, однако ограничения для иностранных инвесторов будут сохранены.

Согласно российской программе освоения месторождений углеводородов на арктическом шельфе, срок действия которой рассчитан до 2030 года, будет проходить комплексное обустройство крупнейшего Штокмановского месторождения, а также его спутников, расположенных в Баренцевом море. Кроме того, в Печорском море будет проводиться совместная разработка Долгинского и Приразломного нефтяных месторождений.



БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ: ВЫЗОВ ВРЕМЕНИ

Появление новых технологий бурения непременно сказывается на деятельности производителей бурового оборудования. После кризисного спада в 2008-2009 гг. российские производители находятся вновь на подъеме. Основные игроки модернизируют свои производственные мощности в ожидании дальнейшего роста рынка. Практически все отечественные предприятия предлагают заказчикам станки, отвечающие новейшим требованиям. Но для полного соответствия современным технологиям бурения отечественные производители по-прежнему оснащают свои установки импортными узлами и системами, аналогов которым в России пока нет. В чем конкурентоспособны отечественные производители и какие ниши полностью принадлежат зарубежным компаниям на российском рынке бурового оборудования?



Сергей Чирков,
директор департамента
маркетинга, филиал
ООО «Уралмаш НПО Холдинг»

ОБ АВТОРЕ

Чирков Сергей Александрович
В 1996 г. окончил Уральскую Государственную Горно-Геологическую Академию по специальности инженер-механик.
В 1996-2001 гг. – маркетолог, начальник отдела информации Управления стратегического маркетинга ОАО «Уралмаш». 2001–2004 гг. – начальник отдела внешней информации ОАО «Объединенные машиностроительные заводы». 2004-2007 гг. – начальник отдела оперативного маркетинга ООО «Уралмаш-Метоборудование»; 2007–2008 гг. – начальник отдела маркетинга ЗАО «Уралмаш – буровое оборудование»; 2008–2009 гг. – руководитель проекта ООО «Уралмаш-Инжиниринг»; 2009-н.в. – директор департамента маркетинга филиала ООО «Уралмаш НПО Холдинг», г. Екатеринбург.

Рынок бурового оборудования непосредственно связан с рынком буровых услуг. Именно буровые подрядчики, независимые и входящие в состав ВИНГК, являются владельцами и заказчиками буровых установок.

Объем рынка бурового оборудования в настоящее время оценивается приблизительно в 20 млрд. руб.

Потребность буровых подрядчиков в буровом оборудовании определяется в основном требуемыми объемами бурения и необходимостью обновления парка буровых установок.

За последние 10 лет объем бурения в России вырос в два раза (с 9087 тыс. м в 2002 г. до 18745 тыс. м в 2011 г.). В соответствии с основным вариантом прогноза Минэкономразвития к 2014 году ожидается рост объемов бурения на 33,3% к уровню 2011 года. Имеющиеся буровые мощности российских компаний вряд ли справятся с таким ростом. В 2011 году парк действующих буровых установок

насчитывал более 800 единиц, еще около 200 единиц числятся на балансе компаний, но не вовлечены в работу по причине полного физического износа. Около 35% парка БУ в России эксплуатируется более 20 лет, и это несмотря на то, что за последние 10 лет российским буровым и сервисным компаниям было поставлено более 320 новых БУ. Только для поддержания

парка в рабочем состоянии в ближайшие пять лет российским компаниям потребуется еще не менее 340 новых БУ. Таким образом, по нашим расчетам, объем рынка бурового оборудования в ближайшие 5 лет будет составлять 30–32 млрд. руб. в год или 75–80 БУ.

Состояние буровых парков отдельных компаний весьма различно как по величине, так и по техническому состоянию. Лидер бурового сектора, БК «Евразия», на долю которой пришлось около 30% объемов на рынке бурения РФ, имеет самый большой парк – более 220 БУ (с учетом приобретенных активов «Schlumberger»). Основу парка составляют уралмашевские буровые установки старого образца (типа 3000 ЭУК и ЗД-86) изготовленные в 1988–1991 гг. Начиная с 2006 года в «Евразии» идет постоянное обновление парка, закуплено 39 современных буровых установок как отечественного, так и импортного производства. В парке компании присутствуют современные установки производства ВЗБТ и Уралмаш, немецкие Bntec, американские Lewco, китайские SJ Petroleum Machinery и Sinoprec, а также установка совместного российско-американского производства «Ермак».

Номер два на рынке бурения – «Сургутнефтегаз», на долю которого приходится 26%. Буровые подразделения компании имеют более 150 БУ и постоянно обновляют парк. В парке компании присутствуют современные установки производства ВЗБТ и Уралмаш, китайские Haihua Industry Group и SJ Petroleum Machinery, а также американские мобильные БУ и подъемники NOV. Основу парка составляют буровые установки



производства Уралмаш (поставки 1989–1991 гг.) и ВЗБТ (поставки 1996–2001 гг.). За последние 10 лет «Сургутнефтегаз» закупил около 60 БУ, в начале 2011 года был подписан контракт на поставку еще 24 установок.

Таким образом, два крупнейших игрока рынка буровых услуг –

Газпром хоть и покупал румынские и немецкие буровые установки, но основную долю в обновлении парка занимают российские производители

«Сургутнефтегаз» и БК «Евразия», которые осуществляют почти 60% объемов бурения в России, используя порядка 400 БУ или около половины действующих в стране буровых установок.

Большинство буровых компаний, так же как и лидеры рынка, активно обновляют свой парк буровых установок. РН-бурение, Газпром бурение, ССК, Weatherford, ОБК все эти компании закупают новые современные буровые установки.

Несмотря на то, что основную часть парка ведущих российских буровых компаний составляют отечественные установки, их доля постепенно снижается. На возросшую потребность в новом оборудовании активно отреагировали иностранные производители. В начале 2000-х поставки импортных буровых установок в Россию были единичные, в 2006 году доля импорта составила уже более 40%, а к 2010 году импортные установки уже занимали более 70% российского рынка. На первой волне возросшего спроса (2007–2008 гг.) в Россию организовали поставки буровых установок около 20 иностранных компаний. В их числе американские Aker Kvaerner, Le Tourneau, National OilWell Varco, немецкий Bntec, румынский Upretom, итальянский Drillmec, остальные две трети составили китайские производители.

Но закрепиться на российском рынке удалось не всем. Поставки американских тяжелых установок оказались единичными, сказалась их высокая стоимость. Отсеялись многие китайские производители, сказались низкое качество. В настоящий момент основными иностранными поставщиками тяжелых буровых установок на российский рынок являются китайские компании Honghua International, RG Petro-Machinery, SJ Petroleum Machinery, Hebei Haihua Development Group,

немецкий Bntec и румынский Upretom. Основную конкуренцию им составляют российские «Уралмаш НПО Холдинг» и «Волгоградский завод буровой техники». Но и те иностранные компании, которым не удалось сразу закрепиться в России, не опускают руки и продолжают предпринимать

попытки зайти на российский рынок через совместные предприятия. Таким образом действуют Drillmec и Discovery, которые открыли свои производства соответственно в Белоруссии и Украине.

Конкуренция на российском рынке буровых установок достаточно сильная. Китайские производители подтянулись по качеству изготовления, освоили новые для себя типы установок: эшелонные для кустового бурения (которые раньше выпускали только Уралмаш и Bntec); сверхтяжелые грузоподъемностью до 900 тонн, которые на данный момент не изготавливает ни один отечественный производитель. Западные производители снижают цены благодаря размещению производств в других странах.

У независимых российских буровых компаний нет каких-либо особых предпочтений и склонностей к какому-то одному производителю буровых установок. Наглядным примером может служить «БК Евразия», которая с 2006 года закупила 17 китайских буровых установок, 12 российских, 7 немецких, 2 американских, а также совместно с американской компанией создала буровую установку собственной разработки. «Сургутнефтегаз» тоже не складывает все яйца в одну корзину, с 2006 года его парк пополнился 15-ю буровыми установками китайского производства и 12-ю российского, к тому же в этой компании достаточно большой парк легких американских установок, который также регулярно обновляется.

У компаний с государственным участием наблюдается несколько другая картина. Здесь предпочтения отдаются в основном отечественным производителям. Газпром, хоть и покупал в последнее время румынские и немецкие буровые установки, но основную долю

в обновлении парка занимают российские производители. Парк же Роснефти состоит исключительно из отечественных буровых установок, за исключением нескольких мобильных китайского и румынского производства.

У иностранных компаний, работающих на российском рынке, перевес в обновлении парка буровых установок уходит в сторону

заказчику различные варианты финансирования производства и поставок бурового оборудования тоже является одним из основных конкурентных преимуществ среди производителей БУ. Сейчас получают широкое распространение лизинговые схемы приобретения бурового оборудования.

Отечественные производители используют в той или иной степени

В целом производство бурового оборудования в России сейчас находится вновь на подъеме после спада в кризисные 2008–2009 гг.

зарубежных производителей. Так Weatherford, выкупив в 2009 году сервисные предприятия у ТНК-ВР, начал модернизировать их только импортными установками производства Drillmec и Discovery. Немецкий KCA Deutag с 2006 года закупил 7 буровых установок производства Ventec и только одну российскую.

Особенностью российского рынка бурового оборудования является его неоднородность. Российские буровики используют как старые станки типа ЗД, постоянно их модернизируя, так и современные установки последнего поколения, осваивая новые технологии бурения. Поэтому производитель буровых установок для того чтобы успешно работать на этом рынке должен учитывать все его потребности и предлагать заказчикам оборудование соответствующее используемым технологиям бурения. Возможность предложить

эти конкурентные преимущества, тем самым стараясь соответствовать требованиям заказчиков. Основной российский производитель тяжелых буровых установок «Уралмаш НГО Холдинг» на сегодняшний день предлагает наиболее широкую гамму технических решений для модернизации производственных мощностей буровых компаний. Типоразмерный ряд производимого бурового оборудования включает современные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 600 тонн, разработаны проекты для установок грузоподъемностью 125 и 900 тонн. Сервисные подразделения «Уралмаш НГО Холдинг» осуществляют проекты по модернизации практических любых буровых установок по индивидуальным требованиям заказчика. Коммерческая служба оперативно снабжает заказчиков запасными частями к буровому оборудованию с собственного склада.

Появление новых технологий бурения, таких как бурение обсадной колонной или бурение на сжатом воздухе непременно сказывается на деятельности производителей бурового оборудования. Теперь для осуществления эффективной проходки скважин требуются высокопроизводительные установки с большой грузоподъемностью, системой частотного регулирования главных приводов, буровыми насосами повышенной мощности, четырех- пятиступенчатой системой очистки буровых растворов и многим другим. Практически все отечественные производители буровых установок сейчас предлагают заказчикам станки, отвечающие современным технологиям бурения.

Справедливости ради стоит отметить, что для соответствия современным технологиям бурения отечественные производители оснащают свои установки импортными узлами и системами (СВП, очистное оборудование и пр.) аналогов которым пока нет в России.

В целом производство бурового оборудования в России сейчас находится вновь на подъеме после спада в кризисные 2008–2009 гг. ВЗБТ выиграл тендер и производит 24 буровые установки для Сургутнефтегаза, «Уралмаш НГО Холдинг» имеет в своем портфеле заказ на 26 буровых установок от шести различных заказчиков. Основные производители модернизируют свои производственные мощности в ожидании дальнейшего роста рынка. ●



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.



(3467) 390-800

ОАО ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ БАНК, генеральная лицензия ЦБ РФ № 1971



**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
И ПРОИЗВОДСТВО
БУРОВЫХ УСТАНОВОК, АР1 4F**

КАНАДСКОЕ КАЧЕСТВО
СОБЛЮДЕНИЕ КОДЕКСА АР1
БЕЗОПАСНОСТЬ
ВЫСОКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

**30 часов на монтаж
и демонтаж**

Представитель по России и СНГ:
ООО «Интера», Россия, 117420,
Москва, ул. Профсоюзная, 57,
Тел./факс: +7 (495) 565-37-20
E-mail: info@highkelly.ru
web: www.highkelly.ru



Ждем Вас
25-29 июня 2012
Павильон 8
Зал 3, Стенд 83B54



ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ КРАЙНЕГО СЕВЕРА



Уже более полутора лет в Ямало-Ненецком автономном округе работает Ноябрьская парогазовая электростанция. Станция стала первым крупным энергообъектом, построенным частным инвестором после реформирования РАО ЕЭС России и первым крупным объектом тепловой и электрической генерации введенным в эксплуатацию на территории ЯНАО с 1992 года



Станислав Моисеенко,
Главный инженер
ЗАО «Интертехэлектро»

Ноябрьск в качестве места для строительства новой электростанции был выбран не случайно. Местный энергоузел считался наиболее сложным на Ямале с точки зрения нагрузок и энергодефицита. При этом энергопотребление в округе продолжало увеличиваться, а собственные крупные генерирующие мощности отсутствовали. Ввод станции в эксплуатацию позволил покрыть существовавший дефицит и обеспечить растущий спрос на электроэнергию и мощность предприятий нефтегазового комплекса региона, а также надежность и бесперебойность тепло- и электроснабжения потребителей Ноябрьска. Электрическая мощность станции составляет 122,6 МВт, тепловая – 95 Гкал/ч. Строительство станции осуществила группа компаний «Интертехэлектро».

Одной из важнейших особенностей строительства Ноябрьской ПГЭ стал тот факт, что она строилась «с нуля». В связи с этим требовалось создать всю инфраструктуру на площадке, получить необходимые разрешения и согласования, а также обеспечить строительство объектов внешней

инфраструктуры станции (схема выдачи электрической мощности, газопровод).

Другой особенностью реализации проекта стала необходимость вести работы в сложных климатических условиях Крайнего Севера. Период положительных температур в Ноябрьске составляет всего 3–4 месяца. Низкая температура наружного воздуха препятствовала проведению монтажных и высотных работ на открытом воздухе, серьезно ограничивала использование техники. В связи с этим часть работ, в том числе заливка фундаментов основного оборудования, проводилась в специально оборудованных укрытиях с постоянной подачей теплого воздуха, а такие работы как, например, теплоизоляция дымовых труб выполнялись только при положительной температуре. Проведение работ в условиях вечной мерзлоты требовало значительных финансовых и временных затрат на использование специальной техники. В отдельных случаях выборку грунта на площадке строительства приходилось проводить ручным способом после длительного прогрева. При прокладке газопровода от АГРС к станции возникла необходимость преодоления линз в вечной мерзлоте, которая вынудила потратить длительное время на поиск и прохождение мягких грунтов. При этом часть газопровода была проложена с использованием метода бестраншейной прокладки.

Климатические условия предъявляли особые требования к выбору и подготовке основного оборудования станции. Ноябрьская ПГЭ стала первой электростанцией в России, для которой компания General Electric поставила газовые турбины. Между поставщиком турбин и группой компаний «Интертехэлектро» был заключен контракт CSA, включающий в себя поставку, монтаж и сервисное обслуживание оборудования. Газотурбинные установки General Electric PG 6581 изготовлены специально для использования на Ноябрьской ПГЭ в соответствии с техническими условиями заказчика. В частности, заводом-изготовителем была выполнена модернизация первых ступеней компрессоров турбин с использованием специальных сплавов, обеспечивающих работу оборудования при температуре до минус 60 градусов. Установки оснащены системами подогрева масла и системами антиобледенения для КВОУ. Котлы-утилизаторы производства ОАО «ЗИОМАР» являются головными образцами данного типа и также созданы в соответствии с требованиями заказчика к эксплуатации в условиях Крайнего Севера. Паровые теплофикационные турбины Т-15,5/20,3-5,4/0,2 мощностью 20 МВт производства ОАО «Калужский турбинный завод» изготовлены с учетом технических характеристик котла-утилизатора.

В качестве охладителя на станции используется естественный водоем

Электрическая мощность – 122 МВт, тепловая – 95 Гкал/ч

Два блока ПГУ. В состав каждого блока входит:

- газовая турбина PG 6581, 42 МВт (General Electric, США);
- паровая турбина Т-15,5/20,3-5,4/0,2, 20 МВт (ОАО «Калужский турбинный завод»);
- котел-утилизатор паровой (ОАО «ЗИОМАР» г. Подольск)

вместо градирен. Работа парового цикла станции обеспечивается обессоленной водой, для приготовления которой установлена водоподготовительная установка, в которой вода проходит осветление на механических фильтрах и дополнительное обессоливание.

Газ на станцию подается с магистрального газопровода через автоматическую газораспределительную станцию (АГРС) с понижением давления. В связи с этим на АГРС установлены специальное оборудование, которое производит подогрев газа до температуры, требуемой для подачи его в газовую турбину.

Проект строительства Ноябрьской ПГЭ был уникальным и с точки зрения логистики. Например, газовые турбины, изготовленные во Франции доставлялись морским путем до Санкт – Петербурга, откуда с использованием самолетов АН-124 – в Когалым, а из Когалыма железнодорожным и автомобильным транспортом перевозились на площадку строительства. При этом хранение всего основного оборудования до начала монтажа в условиях отрицательных температур, также как и в случае с проведением строительных работ, потребовало сооружения специальных укрытий с подогревом внутри.

В период строительства Ноябрьской ПГЭ на объекте одновременно было занято более

500 специалистов и рабочих. Ввод станции в эксплуатацию позволил создать 130 новых рабочих мест. Весь персонал Ноябрьской ПГЭ прошел обучение по специальной программе компании General Electric.

По итогам первого года работы станции удельный расход топлива для выработки одного киловатт-часа составил 267 г. условного топлива/Квт.ч., что оказалось ниже планировавшихся показателей. Благодаря использованию современного оборудования и технологий концентрация выбросов оксида углерода, оксида и диоксида азота из дымовых труб в 1,5–2 раза ниже предельно допустимых норм. По результатам замеров содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в пределах санитарно-защитной зоны станции уровень вредных выбросов был ниже предельно допустимых концентраций в 3–5 раз.

В настоящее время, с учетом сохраняющейся потребности региона в дополнительных энергетических мощностях, рассматривается возможность строительства третьего энергоблока Ноябрьской ПГЭ с максимальным использованием существующей площадки и схем газо- и электроснабжения. Существующая инженерная инфраструктура станции позволит произвести ее расширение блоком мощностью до 110 МВт. ●

За период с 1 июля 2010 г. по 1 ноября 2011 г.:

- Выработка электроэнергии – 1 086 895,2 тыс. кВт.ч
- Средняя нагрузка – 120.1 МВт
- Расход натурального топлива – 255 626 млн. куб.м.
- Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии – 267 г/кВт.ч
- Коэффициент использования установленной мощности – 100%
- КПД при работе в конденсационном режиме (выработка электроэнергии) – 45,9 %.

Объем средств, инвестированных в строительство – 8,9 млрд.руб.;
Источники финансирования проекта – 2,91 млрд.руб. – собственные средства инвесторов, 5,99 млрд.руб. – кредит Сбербанка России.



ТЕХНОЛОГИИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ НА СЕВЕРНОМ ШЕЛЬФЕ

Ежегодно в воду попадает почти 1,5 млн. куб. м. нефти и нефтепродуктов. Наибольшее количество аварий происходит в Мексиканском заливе, в Средиземном Море, в Персидском заливе и в Северном Море. С 1995 по 2005 г. на каждый 1 млн. тонн добытой или хранимой нефти, приходилось 0,94 утечек, в результате которых в море, реку, озеро попадало 3,06 тонны нефти или нефтепродуктов. Долговременный эффект нефтяных катастроф точно неизвестен. Одни ученые считают, что разливы нефти оказывают негативное воздействие на протяжении многих десятилетий, другие – что краткосрочные последствия крайне серьезны, но в долгосрочной перспективе пострадавшие экосистемы восстанавливаются. От разливов нефти страдает не только животный и растительный мир. Серьезные убытки несет экономика. Применяющиеся технологии ликвидации последствий аварий требует не только миллиардных сумм, но и большого количества времени. Еще более острым вопрос технологического обеспечения безопасности добычи нефти становится когда речь заходит о освоении северного шельфа. В условиях ледяных морей Арктики, последствия катастрофы, даже наполовину аналогичной той, что произошла в 2010 г. в Мексиканском заливе, могут стать непоправимыми. А, следовательно, прежде, чем идти на арктический шельф, необходимо иметь не только технологии добычи нефти в условиях севера, но и технологии ликвидации возможных аварий в экстремальных климатических условиях. Существуют ли сегодня такие технологии?

АВТОР
Александр Иванов

Крупнейшие нефтяные катастрофы

Крупнейший разлив нефти в истории был организован по приказу. В 1990 году Ирак захватил Кувейт, готовясь к обороне, иракцы открыли задвижки на нефтяных терминалах и опорожнили несколько нагруженных нефтью танкеров, чтобы затруднить высадку десанта. До 1,5 млн. тонн нефти вылилось в Персидский залив. Нефть покрыла примерно 1 тыс. кв. км. поверхности залива и загрязнила около 600 км. побережий. Для того, чтобы предотвратить дальнейший разлив нефти, авиация США разбомбила несколько кувейтских нефтепроводов.

В 1979 г. произошла крупная авария на мексиканской нефтяной платформе Ixtoc I. В результате, в залив вылилось до 460 тыс. тонн сырой нефти. Ликвидация последствий заняла почти год. В том же году произошел разлив нефти в Карибском море, когда столкнулись два танкера Atlantic Empress и Aegean Captain. В море попало почти 290 тыс. тонн нефти.

В 1983 году загорелся танкер Castillo de Bellver, в 100 км от города Кейптаун, в Индийский океан вылилось более 250 тыс. тонн нефти. В 1978 Корпус танкера Amoco Cadiz раскололся, и в море вытекло более 230 тыс. тонн нефти.

С тех пор прошла почти треть века, пока в 2010 г. не случился пожар на принадлежащей BP буровой платформе Deepwater Horizon, превосходившей по размерам два футбольных поля. В первые дни после аварии в воду ежедневно попадало около 760 тысяч литров нефти. BP предпринимала многочисленные и большей частью безуспешные попытки устранить утечку. Залить скважину тяжелой технологической жидкостью, чтобы затем зацементировать ее не удалось. Подводные роботы на глубине срезали выходящую из аварийной скважины буровую трубу выше противовыбросового превентора. На срезе был размещен защитный сифон, благодаря которому нефть и газ из аварийной скважины частично стали поступать в резервуары находящегося на поверхности танкера. В результате работ удалось откачать порядка 7,7 тыс. баррелей и выжечь 479 тыс. куб. м. попутного газа.

Международная Федерация Владельцев Танкеров (International Tanker Owners Pollution Federation) отмечает, что в последние десятилетия количество катастроф танкеров, результатом которого стал разлив нефти, неуклонно снижается. Так, в 1970-е годы произошло 252 подобных аварии, в 1980-е годы – 93, в 1990-е – 78. С 2000 по 2006 год таких аварий было лишь 17. В результате, в 1970-е годы в море попало 3.14 млн. тонн нефти, в 1980-е – 1.17 млн., в 1990-е – почти 1.14, в 2000-е – около 170 тыс. тонн.

В современном мире действуют несколько конвенций, призванных предупредить разливы нефти. В 1954 году была принята Международная Конвенция по Предупреждению Нефтяного Загрязнения Моря. В 1971 г. – Международная Конвенция по Созданию Международного Фонда Компенсации Ущерба, Нанесенного Нефтяными Загрязнениями. В 1974 г. – Международная Конвенция по Безопасности Жизни на Море (в ней особые статьи были посвящены безопасности танкеров). В 1990 г. – Международная конвенция по Подготовке, Реагированию и Сотрудничеству в деле

Ликвидации Последствий Нефтяных Загрязнений. В 1969 г. была принята Международная Конвенция по Ответственности за Нефтяное Загрязнение Моря, которая предусматривает, что танкеры должны быть в обязательном порядке застрахованы, чтобы страховка могла покрыть расходы за ликвидацию последствий аварии. В 1978 году был создан Международный Фонд Компенсаций Нефтяных Загрязнений, максимальная сумма компенсации, которую он может выплатить составляет \$305 млн. Для сравнения, авария BP обошлась в 1,6 млрд. долл. Ущерб, нанесенный Exxon Valdez в 1989 г. был оценен в \$3,14 млрд.

Сегодня для ликвидации нефтяных аварий используются плавающие заграждения, специальные суда для сбора нефти, сорбенты, химические вещества (некоторые из которых сами крайне токсичны), способные "разложить" нефть или превратить ее в гель. Эксперименты с микроорганизмами, способными "питаться" нефтью, обнадеживающих результатов пока не дали. В ряде случаев нефть просто поджигают.

Национальная Администрация США по делам Океана и Атмосферы (National Oceanic and Atmospheric Administration) утверждает, что все эти технологии борьбы с крупномасштабными разливами нефти пока малоэффективны. И все же, какие технологии предлагают сегодня отечественные и зарубежные специалисты?

Ликвидация нефтяных аварий

Есть два типа аварий при буровых и промысловых работах. Один из них охватывает сравнительно редкие ситуации катастрофического характера. Такие эпизоды могут возникать при вскрытии зон с аномально высоким пластовым давлением, когда обычные технологические приемы глушения скважин не помогают и приходится прибегать к чрезвычайным мерам, скажем, бурить наклонные скважины для остановки выброса. Вероятность таких экстремальных ситуаций составляет один случай на 10 тыс. скважин, а необходимость аварийного бурения возникает в среднем в 3 % аварийных эпизодов. При использовании технологии колтюбинга (подробнее



о технологии рассказывает портал «Время колтюбинга») нет необходимости глушить скважину, что обеспечивает практически полную гарантию от открытого фонтанирования и других катастрофических нефтегазопроявлений при работах на скважинах.

Другая группа аварийных ситуаций включает в себя регулярные, "нормальные" эпизоды технологических утечек и выбросов углеводородов в процессе буровых и промысловых работ. Эти выбросы удаётся сравнительно быстро ликвидировать с помощью противовыбросового оборудования и регулирования плотности бурового раствора. Аварии такого рода не столь впечатляющи, как редкие катастрофические разливы, и потому они обычно не привлекают к себе особого внимания. Однако их экологическая опасность и риск последствий должны быть достаточно значимы именно в силу регулярности подобных событий, приводящих в конечном счете к хроническому воздействию на окружающую среду. И в этих случаях колтюбинг, исключая наиболее опасные операции разрыва циркуляции и разема буровой колонны, резко снижает риск аварийных утечек и выбросов, обеспечивая экологическую безопасность работ.

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов предусматривает выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств. Независимо от характера аварийного разлива нефти и нефтепродуктов (ННП) первые меры по его ликвидации должны быть направлены на локализацию пятен во избежание распространения дальнейшего загрязнения новых участков и уменьшения площади загрязнения

АВТОРЫ

Ф.В. Чурсин,
доцент кафедры
аварийно-спасательных работ
Академии гражданской защиты
МЧС России,

С.В. Горбунов,
доцент кафедры
аварийно-спасательных работ
Академии гражданской защиты
МЧС России,

Т.В. Федотова,
аспирант кафедры радиационной,
химической и экологической защиты
Академии гражданской защиты
МЧС России



после загрязнения, до образования эмульсий с водой. Этот метод, как правило, применяется в сочетании с другими методами ликвидации разлива.

Физико-химический метод с использованием диспергентов и сорбентов рассматривается как эффективный в тех случаях, когда механический сбор ННП невозможен, например при малой толщине пленки или когда разлившиеся ННП представляют реальную угрозу наиболее экологически уязвимым районам.

Биологический метод используется после применения механического и физико-химического методов при толщине пленки не менее 0,1 мм.

При выборе метода ликвидации разлива ННП нужно исходить из того, что работы должны быть проведены в кратчайшие сроки и их проведение не должно нанести больший экологический ущерб, чем сам аварийный разлив.

Скиммеры

Для очистки акваторий и ликвидации разливов нефти используются нефтесборщики, мусоросборщики и нефтемусоросборщики с различными комбинациями устройств для сбора нефти и мусора.

Нефтесборные устройства, или скиммеры, предназначены для сбора нефти непосредственно с поверхности воды. В зависимости от типа и количества разлившихся нефтепродуктов, погодных условий применяются различные типы скиммеров как по конструктивному исполнению, так и по принципу действия.

Боновые заграждения

Основными средствами локализации разливов ННП в акваториях являются боновые заграждения. Их предназначение – предотвращение растекания нефти на водной поверхности, уменьшение концентрации нефти для облегчения процесса уборки, а также отвод нефти от наиболее

экологически уязвимых районов. В зависимости от применения бонны подразделяются на три класса: I класс – для защищенных акваторий (реки и водоемы); II класс – для прибрежной зоны (для перекрытия входов и выходов в гавани, порты, акватории судоремонтных заводов); III класс – для открытых акваторий.

Боновые заграждения бывают самонадувные – для быстрого

разворачивания в акваториях; тяжелые надувные – для ограждения танкера у терминала; отклоняющие – для защиты берега, ограждений ННП; несгораемые – для сжигания ННП на воде; сорбционные – для одновременного сорбирования ННП.

Все типы боновых заграждений состоят из нескольких основных элементов: поплавок, обеспечивающего плавучесть бонны; надводной части, препятствующей перехлестыванию нефтяной пленки через бонны (поплавков и надводная часть иногда совмещены); подводной части (юбки), препятствующей уносу нефти под бонны; груза (балласта), обеспечивающего вертикальное положение бонны относительно поверхности воды; элемента продольного натяжения (тягового троса), позволяющего боннам при наличии ветра, волн и течения сохранять конфигурацию и осуществлять буксировку бонны на воде; соединительных узлов, обеспечивающих сборку бонны из отдельных секций; устройств для буксировки бонны и крепления их к якорям и буям.



При разливах ННП в акваториях рек, где локализация боннами из-за значительного течения затруднена или вообще невозможна, рекомендуется сдерживать и изменять направление движения нефтяного пятна судами-экранами, струями воды из пожарных стволов катеров, буксиров и стоящих в порту судов.

Дамбы

В качестве локализирующих средств при разливе ННП на почве применяют целый ряд различных типов дамб, а также сооружение земляных амбаров, запруд или обваловок, траншей для отвода ННП. Использование определенного вида сооружений обуславливается рядом факторов: размерами разлива, расположением на местности, временем года и др.

Для сдерживания разливов используются сифонная и сдерживающая дамбы, бетонная дамба донного стока, переливная плотинная дамба, ледяная дамба. После того как разлившаяся нефть удастся локализовать и сконцентрировать, следующим этапом является ее ликвидация.

Методы ликвидации

Существует несколько методов ликвидации разлива ННП: механический, термический, физико-химический и биологический.

Одним из главных методов ликвидации разлива ННП является механический сбор нефти. Наибольшая эффективность его достигается в первые часы после разлива. Это связано с тем, что толщина слоя нефти остается еще достаточно большой. При малой толщине нефтяного слоя, большой площади его распространения и постоянном движении поверхностного слоя под воздействием ветра и течения процесс отделения нефти от воды достаточно затруднен. Помимо этого осложнения могут возникать при очистке от ННП акваторий портов и верфей, которые зачастую загрязнены всевозможным мусором, щепой, досками и другими предметами, плавающими на поверхности воды. Термический метод, основанный на выжигании слоя нефти, применяется при достаточной толщине слоя и непосредственно



По способу передвижения или крепления нефтесборные устройства подразделяются на самоходные; устанавливаемые стационарно; буксируемые и переносные на различных плавательных средствах. По принципу действия – на пороговые, олеофильные, вакуумные и гидродинамические.

Пороговые скиммеры отличаются простотой и эксплуатационной надежностью, основаны на явлении протекания поверхностного слоя жидкости через преграду (порог) в емкость с более низким уровнем. Более низкий уровень до порога достигается откачкой различными способами жидкости из емкости.

Олеофильные скиммеры отличаются незначительным количеством собираемой совместно с нефтью воды, малой чувствительностью к сорту нефти и возможностью сбора нефти на мелководье, в затонах, прудах при наличии густых водорослей и т.п. Принцип действия данных скиммеров основан на способности некоторых материалов подвергать нефть и нефтепродукты налипанию.

Вакуумные скиммеры отличаются малой массой и сравнительно малыми габаритами, благодаря чему легко транспортируются в удаленные районы. Однако они не имеют в своем составе откачивающих насосов и требуют для работы береговых или судовых вакуумирующих средств.

Большинство этих скиммеров по принципу действия являются также пороговыми.

Гидродинамические скиммеры основаны на использовании центробежных сил для разделения жидкости различной плотности – воды и нефти. К этой группе скиммеров также условно можно отнести устройство, использующее в качестве привода отдельных узлов рабочую воду, подаваемую под давлением гидротурбины, вращающим нефтеоткачивающие насосы и насосы понижения уровня за порогом, либо гидрожекторам, осуществляющим вакуумирование отдельных полостей. Как правило, в этих нефтесборных устройствах также используются узлы порогового типа.

В реальных условиях по мере уменьшения толщины пленки,

связанной с естественной трансформацией под действием внешних условий и по мере сбора ННП, резко снижается производительность ликвидации разлива нефти. Также на производительность влияют неблагоприятные внешние условия. Поэтому для реальных условий ведения ликвидации аварийного разлива производительность, например, порогового скиммера нужно принимать равной 10–15% производительности насоса.

Нефтесборные системы

Нефтесборные системы предназначены для сбора нефти с поверхности моря во время движения нефтесборных судов, то есть на ходу. Эти системы представляют собой комбинацию различных боновых заграждений и нефтесборных устройств, которые применяются также и в стационарных условиях (на якорях) при ликвидации локальных аварийных разливов с морских буровых или потерпевших бедствие танкеров.

По конструктивному исполнению нефтесборные системы делятся на буксируемые и навесные.

Буксируемые нефтесборные системы для работы в составе ордера требуют привлечения буксиров с хорошей управляемостью при малых скоростях; вспомогательных судов для обеспечения работы нефтесборных устройств (доставка, развертывание, подача необходимых видов энергии); судов для приема и накопления собранной нефти и ее доставки.

Навесные нефтесборные системы навешиваются на один или два борта судна. При этом к судну предъявляются следующие требования, необходимые для работы с буксируемыми системами: хорошее маневрирование и управляемость на скорости 0,3–1 м/с; развертывание и энергообеспечение элементов нефтесборной навесной системы в процессе работы; накопление собираемой нефти в значительных количествах.

Специализированные суда

К специализированным судам для ликвидации аварийных разливов ННП относятся суда, предназначенные для проведения отдельных этапов или всего комплекса мероприятий по ликвидации разлива нефти на водоемах. По функциональному назначению их можно разделить на следующие типы:

нефтесборщики – самоходные суда, осуществляющие самостоятельный сбор нефти в акватории;

бонопостановщики – скоростные самоходные суда, обеспечивающие доставку в район разлива нефти боновых заграждений и их установку;

универсальные – самоходные суда, способные обеспечить большую часть этапов ликвидации аварийных разливов ННП самостоятельно, без дополнительных плавтехсредств.

Диспергенты и сорбенты

В основе физико-химического метода ликвидации разливов ННП лежит использование диспергентов и сорбентов.

Диспергенты представляют собой специальные химические вещества и применяются для активизации естественного рассеивания нефти с целью облегчить ее удаление с поверхности воды раньше, чем разлив достигнет более экологически уязвимого района.

Для локализации разливов ННП обосновано применение и различных порошкообразных, тканевых или боновых сорбирующих материалов. Сорбенты при взаимодействии с водной поверхностью начинают немедленно впитывать ННП, максимальное насыщение достигается в период первых десяти секунд (если нефтепродукты имеют среднюю плотность), после чего образуются комья материала, насыщенного нефтью.



Биоремедитация

Биоремедитация – это технология очистки нефтезагрязненной почвы и воды, в основе которой лежит использование специальных, углеводородоокисляющих микроорганизмов или биохимических препаратов.

Число микроорганизмов, способных ассимилировать нефтяные углеводороды, относительно невелико. В первую очередь это бактерии, в основном представители рода *Pseudomonas*, а также определенные виды грибов и дрожжей. В большинстве случаев все эти микроорганизмы являются строгими аэробами.

Существуют два основных подхода в очистке загрязненных территорий с помощью биоремедитации: стимуляция локального почвенного биоценоза и использование специально отобранных микроорганизмов.

Стимуляция локального почвенного биоценоза основана на способности молекул микроорганизмов к изменению видового состава под воздействием внешних условий, в первую очередь субстратов питания.

Наиболее эффективно разложение ННП происходит в первый день их взаимодействия с микроорганизмами. При температуре воды 15–25°C и достаточной насыщенности кислородом микроорганизмы могут окислять ННП со скоростью до 2 г/м² водной поверхности в день. Однако при низких температурах бактериальное окисление происходит медленно, и нефтепродукты могут оставаться в водоемах длительное время – до 50 лет.

Необходимо также отметить, что каждая чрезвычайная ситуация, обусловленная аварийным разливом нефти и нефтепродуктов, отличается определенной спецификой. Многофакторность системы "нефть-окружающая среда" зачастую затрудняет принятие оптимального решения по ликвидации аварийного разлива. Тем не менее, анализируя способы борьбы с последствиями разливов и их результативность применительно к конкретным условиям, можно создать эффективную систему мероприятий, позволяющую в кратчайшие сроки ликвидировать последствия аварийных разливов ННП и свести к минимуму экологический ущерб. ●

ТАЙНЫ СИБИРСКИХ ПОДЗЕМЕЛИЙ

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПОЛЕЙ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ МЕТОДАМИ 3D МОДЕЛИРОВАНИЯ



Владимир Щергин,
ЗАО «Недра-Консалт»



Елена Щергина,
«КогалымНИПИнефть»

Распределение газа и флюида в пласте имеет ряд особенностей. При создании геологической модели недостаточно использовать простые методы интерполяции насыщенности только по скважинным данным. Необходимо привлекать все имеющиеся материалы по характеру пространственного изменения параметров. В настоящее время для трехмерного геологического моделирования насыщенности предлагается множество методов. Как построить куб насыщенности с учетом априорной информации в виде 1D-, 2D- и 3D-трендов, какие выбрать варианты моделирования насыщенности с учетом трехмерных трендов, что представляют собой методы получения зависимостей и расчета трендовых кубов и в чем основные преимущества и недостатки вариантов и области их возможного применения?

Характер распределения газа и флюида в пласте имеет ряд особенностей, связанных как с морфологическими критериями строения природного объекта, так и с характером изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) резервуара. Соответственно в процессе создания геологической модели необходимо учитывать закономерности изменения распределения нефтенасыщенности и газонасыщенности коллекторов залежи (K_n , K_g).

В связи с этим, недостаточно использовать простые методы интерполяции насыщенности только по скважинным данным. Необходимо привлекать все имеющиеся материалы по характеру пространственного изменения параметров K_n и K_g .

В настоящее время для трехмерного геологического моделирования насыщенности предлагается достаточно

большое число методов, а также специальных алгоритмов, непосредственно встроенных в программный продукт. Каждый из вариантов построения определяется геологическими особенностями изменения свойства, основанными на физических законах распределения газа, нефти и воды в пласте и представленными в математической форме.

Обычно при расчете куба насыщенности в качестве основного набора данных используются значения коэффициента нефтенасыщенности или газонасыщенности по исходным скважинным данным, а также вспомогательная информация (1D-, 2D- и 3D- тренды).

Вертикальные (1D) тренды – $P = f(z)$. Для расчета кубов литологии, пористости, проницаемости, вертикальный тренд представляет собой геологостатистический разрез (ГСР), оценка которого выполняется относительно границ объекта моделирования. Для моделирования насыщенности 1D тренды имеют определенную спецификацию,

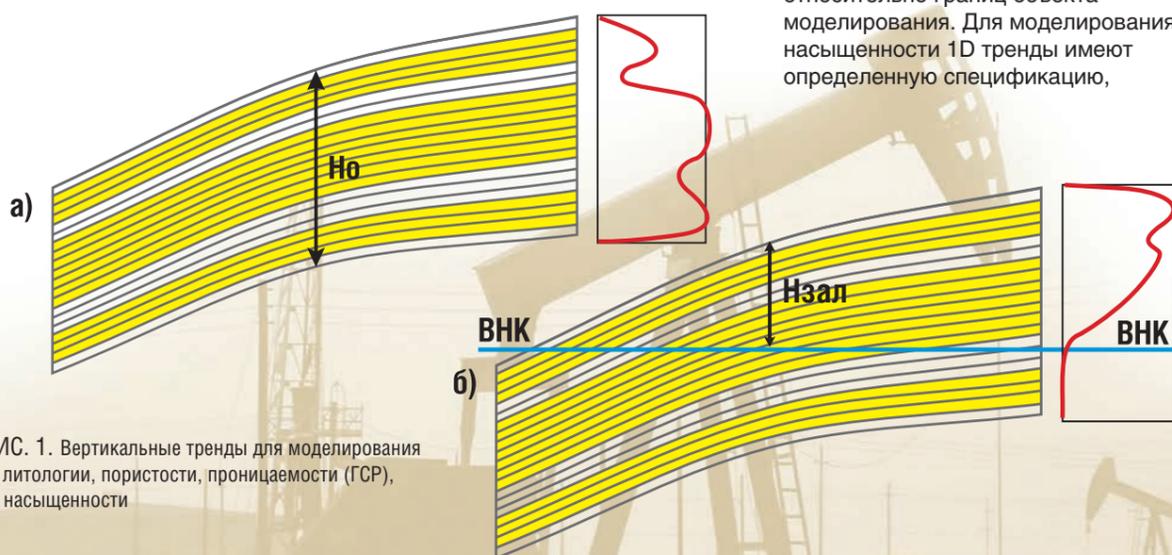


РИС. 1. Вертикальные тренды для моделирования
а) литологии, пористости, проницаемости (ГСР),
б) насыщенности



в отличие от других свойств. В этом случае набор статистических признаков вертикального тренда оценивается, исходя из величины превышения над уровнем контакта (*рис. 1*). Применение только 1D тренда имеет ряд ограничений. Решение задачи моделирования насыщенности с учетом вертикального тренда будет давать положительные результаты только для однородных и выдержанных резервуаров. Если пласт неоднороден и представлен чередованием как высоко- так и низкопроницаемых коллекторов, необходимо использовать другие варианты трендов или проводить его рекомбинацию.

Латеральные (2D) тренды представляют собой набор карт геологических параметров в координатах $P = f(x, y)$. Вариант использования карт нефтенасыщенности или газонасыщенности позволяет получить корректную модель только в случае, если двумерный вариант имеет высокую степень доверия. Обычно при построении двумерных карт бывает достаточно сложно правильно выполнить картирование водонефтяной и приконтактной зоны, площадное распространение параметра может вызывать ряд сложностей и давать неоднозначный результат. Также осреднение скважинных данных дает не всегда верную оценку, ввиду недостаточной охарактеризованности определений коэффициента нефтенасыщенности или газонасыщенности по материалам ГИС.

Объемные (3D) тренды для моделирования насыщенности обладают большей практической

значимостью и достаточно уверенно зарекомендовали себя при решении сложных задач расчета параметра. В качестве дополнительных данных предлагается рассмотреть вариант использования куба капиллярно-гравитационных равновесий (КГР). Куб КГР характеризует связь насыщенности резервуара от фильтрационных характеристик и превышения над уровнем контакта. Формирование трендовых кубов прогноза изменения насыщенности можно рассчитать несколькими способами с использованием различных типов данных.

Рассмотрим три варианта тренда насыщенности, рассчитанные с учетом зависимостей, полученных в результате обработки данных капилляриметрических исследований; проведения

многомерного регрессионного анализа от двух переменных, пористости и превышения над уровнем водонефтяного контакта ($K_n = f(K_p, H_{зал})$) и оценки насыщенности от высоты залежи для различных диапазонов пористости и проницаемости на основании исходных скважинных данных.

Теперь немного подробнее о каждом из них.

ТРЕНД НАСЫЩЕННОСТИ, РАССЧИТАННЫЙ С УЧЕТОМ ДАННЫХ КАПИЛЛЯРИМЕТРИИ

Капилляриметрические исследования образцов пород позволяет оценить характер изменения динамики вытеснения флюида в зависимости от давления. Интерпретируя эти данные, давление будет соответствовать определенному превышению над уровнем зеркала чистой воды. В результате для каждого исследуемого образца имеем набор определений «высота залежи – насыщенность». Данные капилляриметрических исследований образцов пород объединяются в группы по величине фильтрационно-емкостных свойств (пористости, проницаемости). Далее, по результатам анализа капиллярных исследований для диапазонов с различной пористостью/проницаемостью определяются зависимости коэффициента нефтенасыщенности или газонасыщенности от высоты над уровнем ВНК (или уровнем зеркала чистой воды) (*рис. 2*).

РИС. 2. Зависимость коэффициента нефтенасыщенности от высоты залежи для различных диапазонов пористости и проницаемости

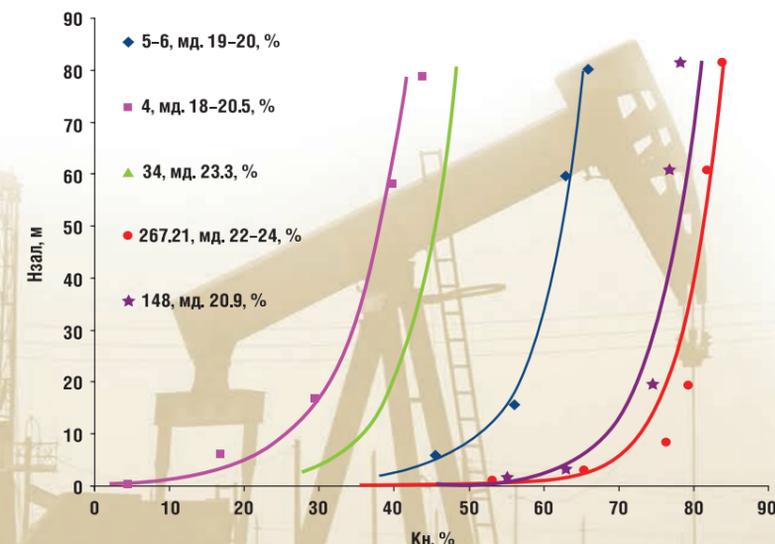
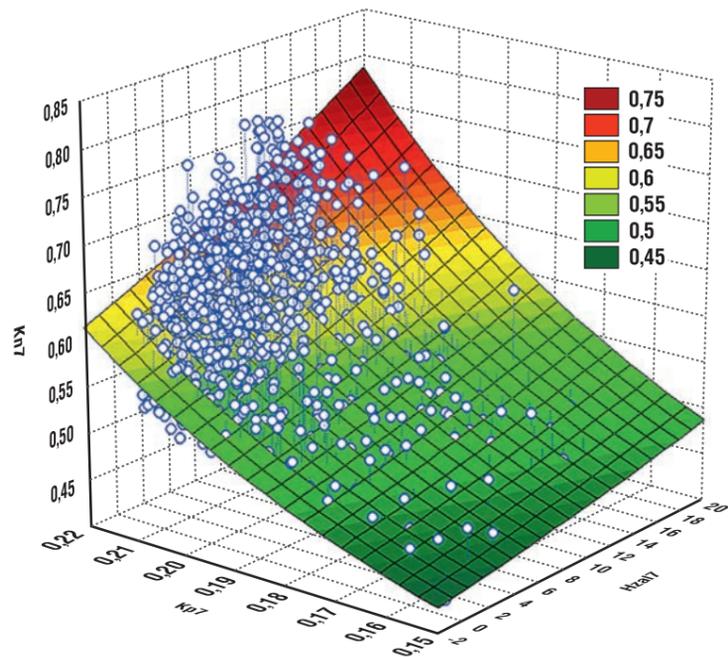


РИС. 3. Многомерная регрессионная зависимость нефтенасыщенности от пористости и высоты залеж



На основании полученных зависимостей рассчитывается трендовый куб. Для этого необходимо предварительно выполнить моделирование пористости/проницаемости и рассчитать куб превышения ячеек (высота залежи – $H_{зал}$) над уровнем контакта раздела фаз. Далее с использованием фильтра по величине пористости/проницаемости последовательно выполняется пересчет по уравнениям вида $K_{нр} = f(H_{зал})$.

Использование такого подхода может ограничиваться по причине недостаточного числа образцов, по которым проведены капиллярные исследования. Также, в случае выделения малого числа диапазонов ФЕС, для которых построены уравнения, в трендовом кубе могут наблюдаться резкие переходы значений насыщенности. Для уменьшения резких изменений насыщенности в трендовом кубе рекомендуется применять функции сглаживания. Несмотря на указанные недостатки, использование данных капилляриметрии в качестве трендовой информации дает положительные результаты.

ТРЕНД НАСЫЩЕННОСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕНИЯ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА

Регрессионный анализ выполняется по данным послонной интерпретации материалов ГИС.

Для каждого интервала залегания коллектора рассчитывается величина превышения над уровнем контакта. Далее проводится оценка связи рассчитанного по ГИС значения коэффициента нефтенасыщенности или газонасыщенности от пористости и высоты залежи. Многомерный регрессионный анализ может быть выполнен в любом программном комплексе статистического анализа, в том числе эта процедура реализована в пакете анализа MSExcel. Рекомендуется использовать для расчета регрессионной зависимости более специализированные программы, которые позволяют создавать многомерные уравнения различных видов. Это дает возможность оценить большее количество вариантов связи параметров и выбрать наиболее надежную зависимость. Многомерная регрессионная зависимость насыщенности от пористости и высоты залежи в графическом виде представляет поверхность (рис. 3).

Необходимо принимать во внимание, что использование этого тренда может быть корректным лишь в случае, если выборка определений K_n или K_g по материалам ГИС является

РИС. 4. Пример зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты залежи для диапазона пористости 21–22% по исходным скважинным данным

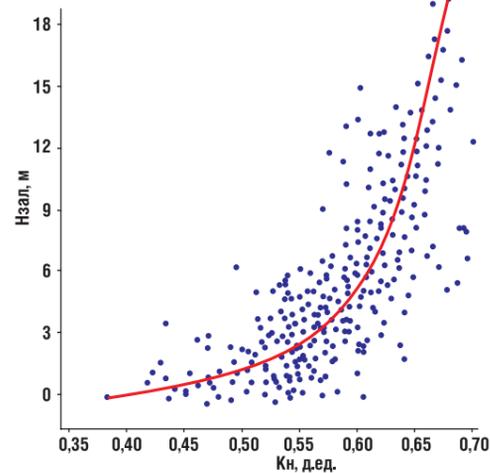
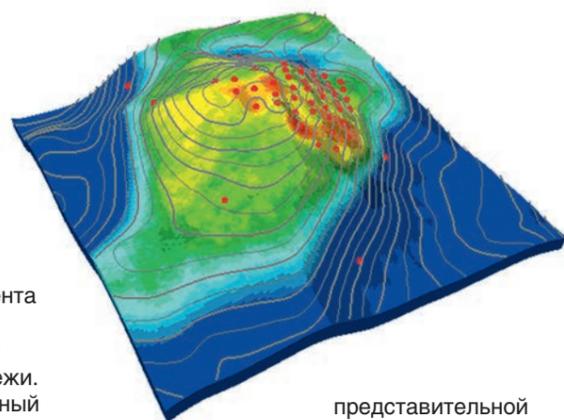


РИС. 5. Куб нефтенасыщенности, построенный с учетом 3D тренда



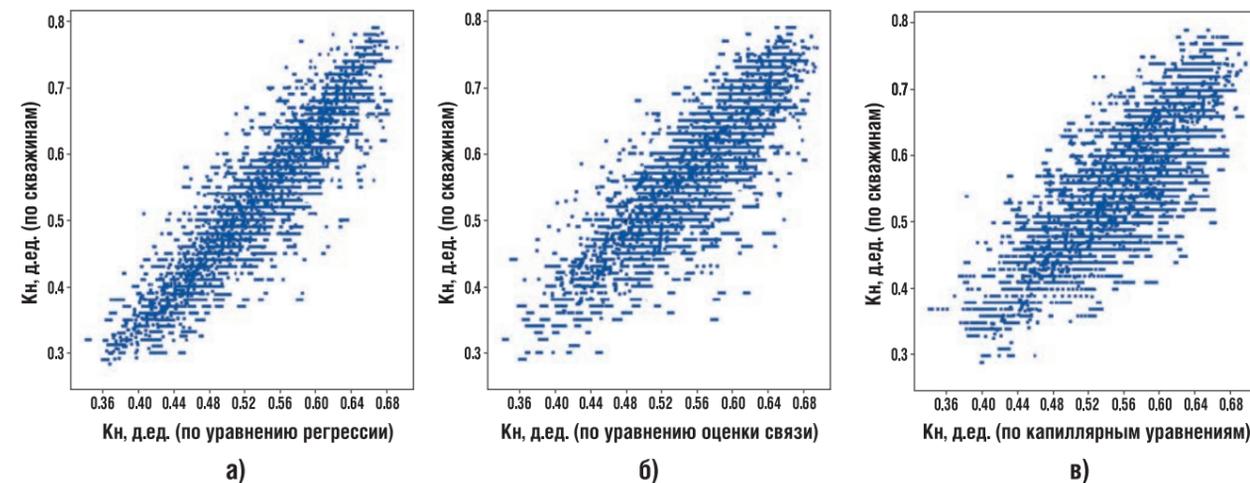
представительной и связь между параметрами является статистически значимой. Далее, на основании полученного уравнения регрессии $K_{нр} = f(K_p, H_{зал})$ и кубов пористости и высоты залежи, рассчитывается трендовый куб насыщенности.

ТРЕНД НАСЫЩЕННОСТИ, ПОЛУЧЕННЫЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПЕРЕСЧЕТА ПО ЗАВИСИМОСТЯМ ОТ ВЫСОТЫ ЗАЛЕЖИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ДИАПАЗОНОВ ПОРИСТОСТИ/ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ИСХОДНЫМ СКВАЖИНЫМ ДАННЫМ (оценка связи)

Восстановление трендового куба насыщенности выполняется согласно следующей последовательности.

Предварительно выбираются диапазоны изменения ФЕС пласта. Здесь следует учитывать, что чем больше выделено интервалов, тем более плавно будут изменяться

РИС. 6. Кросс-плот значений коэффициента нефтенасыщенности исходных скважинных данных и полученных в результате пересчета: а) по уравнению регрессии; б) по уравнениям оценки связи; в) по капиллярным уравнениям



значения насыщенности в тренде. Однако необходимо принимать во внимание, чтобы каждый из диапазонов изменения ФЕС был охарактеризован достаточным количеством определений коэффициента нефтенасыщенности или газонасыщенности, в ином случае зависимости будут малоинформативные и недостаточно достоверные.

Далее для каждого интервала, выделенного по материалам ГИС, определяется связь насыщенности от превышения над уровнем контакта (на рис. 4 представлена одна из группы зависимостей по значениям принадлежащим диапазону

пористости 21–22%). Линии тренда могут проводиться либо согласно существующим вариантам функций, либо их редактирование выполняется в ручном режиме. Именно возможность ручного редактирования позволяет согласовывать данные с достаточно сложной функциональной связью, но при этом вносит субъективный взгляд на характер изменения свойств, что в некоторых случаях бывает недопустимо.

Завершающим этапом является расчет трендового куба насыщенности по полученным уравнениям или линиям связи параметров.

Для оценки достоверности рассмотренных вариантов тренда и выявления эффективности применения каждого из них выполнялось сопоставление $K_{нг}$ исходных скважинных данных со значениями снятыми с трендов. На рис. 6 приведена оценка сходимости скважинных данных со значениями по трем представленным трендам по одному из месторождений, разбуренному по эксплуатационной сетке скважин. Лучшая связь ($R^2=0.65$) наблюдается при расчете значений по данным регрессионного анализа. Применение расчета тренда с учетом оценки связи также имеет высокую степень сходимости $R^2=0.60$. Минимальный коэффициент детерминации $R^2=0.56$ при расчете значений через капиллярные зависимости. Но при этом применение данных капилляриметрии позволяет оценить насыщенность по результатам экспериментальных исследований.

Представленные варианты расчета трендовых кубов для моделирования насыщенности опробованы и успешно применяются на месторождениях Западной Сибири (рис. 5). Выбор того или иного тренда зависит от объема имеющейся информации.

Таким образом, использование трендов при моделировании насыщенности позволяет получать более качественную и объективную информацию для расчета этого параметра. ●



ОЦИФРОВКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Применение компьютерных технологий стало последним «писком» моды в перерабатывающих отраслях промышленности. Сегодня средний компьютер работает в 2 000 раз быстрее и имеет в 500 000 раз больший объем памяти, чем бортовой компьютер космического корабля «Аполлон». Действительно, у обычного iPhone, весящего меньше 150 г, вычислительная мощность больше, чем у 32-килограммового компьютера, обеспечивавшему высадку космонавтов «Аполлона-11» на Луну. Хотя грандиозные перспективы «цифровых месторождений», «е-месторождений» и «i-месторождений» пока относятся к будущему, компьютерные технологии должны применяться в добыче уже сейчас. Исторически, в сфере добычи сложилась определенная предубежденность против применения современных информационных технологий. Хотя первая система усовершенствованного управления процессом добычи была внедрена на морской платформе в Норвегии 12 лет назад, с тех пор в мире появилось всего несколько аналогичных внедрений. Возникает забавное противоречие: несмотря на очевидную необходимость этих технологий для достижения корпоративных целей, они встречают стойкое противодействие со стороны тех, кто более всех должен быть заинтересован в принятии их на вооружение...



Энди Ковард,
Honeywell Process Solutions

Проблемы добычи

Для нефтегазодобывающих предприятий характерны определенные уникальные проблемы эксплуатации, которые исторически отрицательно сказывались на производительности скважин. Применение современных технологий (подводные трубопроводы и гибкие стояки) и практика добычи из отдаленных месторождений привнесли новые проблемы, такие как увеличение доли порционного течения, нестабильность режимов течения и изменения газового фактора. Все это замедляет процесс добычи из-за частых срабатываний системы ПАЗ и эксплуатации оборудования в режимах далеких от проектных.

На одной из платформ в Северном море возникла необходимость в ежедневном проведении полного спускоподъема лифтового оборудования, в результате чего степень использования оборудования снизилась приблизительно на 5% в год. На платформе, производящей около 70 тыс. баррелей в сутки, это равнозначно огромным потерям добычи и, соответственно, выручки и прибыли.

Раньше нередко можно было услышать, что «процесс добычи слишком прост, чтобы ему были нужны оптимизация или усовершенствованное управление»; на этом разговор о новых технологиях, как правило, заканчивался. Однако со временем, вместе с приходом в нефте- и газодобычу специалистов из переработки (где современные

информационные технологии широко применяются для стабилизации технологических процессов и управления ими), пришло и понимание того, что эти технологии способны положительно повлиять на ситуацию. В результате, были получены невероятно высокие эффекты, что подтолкнуло интерес и готовность восприятия нового.

Задача 1. Оптимизация газлифта

Месторождения и продуктивные пласты стареют с течением времени, поэтому для сохранения рентабельности объекта в долгосрочной перспективе необходимы усовершенствованные технологии нефтедобычи. Такие методики, как оптимизация газлифта, могут оказать существенное влияние на нефтеотдачу месторождений поздней стадии разработки, в некоторых случаях увеличив ее на 70–80%.

Оптимизация газлифта – сложная тема из-за рециркуляционной природы газа, нагнетаемого в оправки в стояке. При газлифтной добыче весь газ, подаваемый с платформы, возвращается в технологическое оборудование вместе с дополнительным газом за счет увеличения дебита, что влияет на компрессорный контур газлифта. Кроме того, объем газа, используемого для газлифтной эксплуатации скважины, может достичь оптимальной точки до того, как он достигнет физического ограничения по возможностям

оборудования; поэтому оптимизация газлифта по сути представляет собой задачу поиска безусловного нелинейного оптимума и является динамической точкой, зависящей от забойного давления в скважине, рабочего давления входного сепаратора и мощности газлифтного компрессора, а также от таких факторов, как температура окружающей среды, состояние газовой турбины или приводного механизма, общего баланса давления и состава (молекулярного веса) используемого газа.

При оптимизации необходимо учитывать два фактора, которые в этом случае очень сильно отличаются друг от друга: время установления и динамика пласта, измеряемая в неделях или месяцах; время установления и динамика технологического оборудования (сепараторов, компрессоров и трубопроводов).

Можно утверждать, что краткосрочные изменения в таких показателях, как расход газа для газлифта одной скважины, не будут иметь значительного долгосрочного эффекта на общую нефтеотдачу пласта, при условии соблюдения таких ограничений, как гидродинамическое давление в забое. Инерционность пласта и общее прохождение скважинных флюидов через пласт свидетельствуют в пользу этого утверждения.

При более пристальном рассмотрении расхода газа в газлифте можно увидеть, что изменения расхода нагнетаемого газа могут снижать или увеличивать общий дебит скважины на 1–2%. При умножении этого эффекта на все количество скважин, эксплуатируемых газлифтным способом, он способен оказывать заметное воздействие на общую нефтеотдачу месторождения.

Безусловный нелинейный оптимум существенно влияет на оптимизацию расхода нагнетаемого газа. Из приведенного графика видно, что повышение расхода газа не всегда увеличивает дебит. На самом деле, увеличение расхода может производить отрицательный эффект, называемый «запирание». Это снижает дебит скважины, означая использование

ограниченного ресурса без получения какого-либо общего прироста производительности.



Задача состоит в том, чтобы определить истинную форму кривой для выяснения идеального распределения дополнительного газа. Какая из скважин демонстрирует самый крутой градиент при выделении ей фиксированного объема газа? После того, как это определено, следующий вопрос – какое количество газа имеется для распределения между скважинами?

Эта задача становится невероятно сложной, если принять во внимание количество скважин – если на объекте 20 скважин эксплуатируется газлифтным способом, как распределить газ для повышения дебита, и наоборот, как уменьшать расход газа с минимальными последствиями, когда мощность компрессора ограничена (например, в дневное время суток, когда окружающая температура выше, что накладывает ограничения на температуру отходящих газов газовой турбины)?

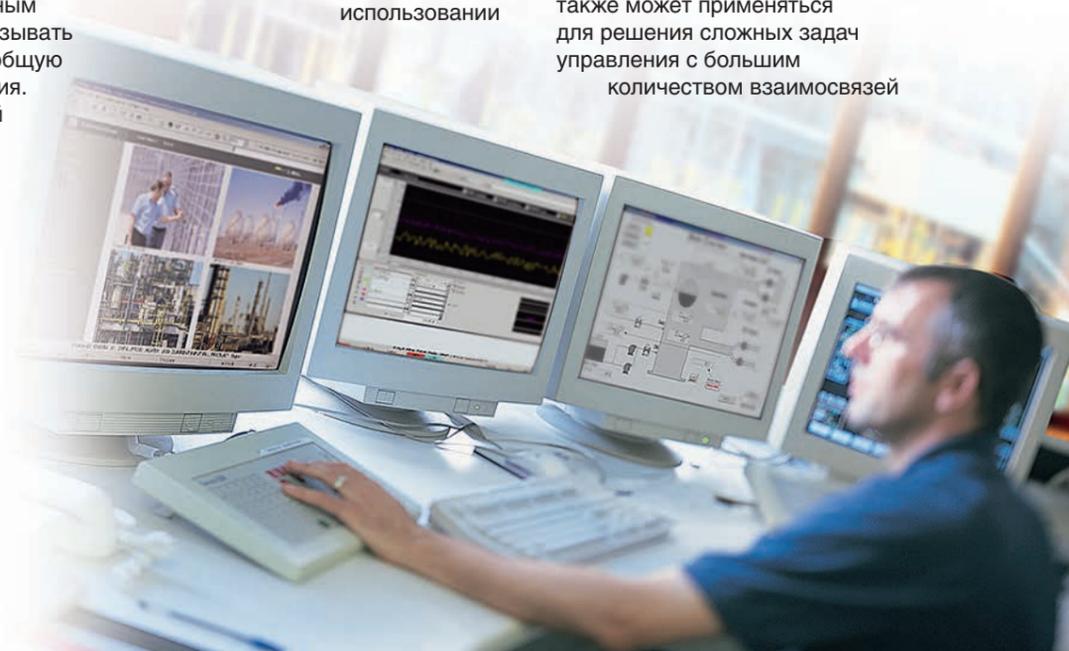
Традиционный подход заключается в использовании

специализированного программного обеспечения для имитационного моделирования пласта и трубопровода, связывающего скважину с сепаратором, в целях определения оптимального распределения газлифта. Это занимает достаточно много времени. В связи с динамической природой процесса при выводе одной скважины из эксплуатации для ремонтных работ или опробования, либо при изменении температуры или условий эксплуатации весь сценарий приходится оптимизировать заново.

В нефтеперерабатывающей промышленности вот уже около 30 лет применяют технологию многопараметрического прогнозирующего управления или управления на основе прогнозирующей модели (Model Based Predictive Control – MPC; используют также термин «APC» – Advanced Process Control, что означает «Усовершенствованное управление технологическим процессом»).

MPC – хорошо известный метод решения задач управления с линейными ограничениями. Например, когда характеристики процесса не изменяются в рабочей области и оптимальная рабочая точка находится где-то в одном из углов этой области, MPC находит этот «оптимальный угол» и ведет процесс в этой рабочей точке, тем самым обеспечивая экономический эффект. Однако оптимизация газлифта не обладает этими характеристиками, поэтому задача состоит в поиске оптимальной рабочей точки при оптимизации без ограничений.

Хотя такие подходы не столь широко распространены, MPC также может применяться для решения сложных задач управления с большим количеством взаимосвязей





между переменными, часто переопределенных, т.е., например, таких, когда число ограничений превышает число степеней свободы – «рычагов управления» процессом. Такова и задача оптимизации газлифта, поэтому MPC может помочь. Представляя собой динамическую технологию управления в режиме реального времени, обеспечивающую возможность вычислять новые уставки для многих контуров управления одновременно, MPC устраняет необходимость в решении трудоемкой задачи перераспределения газлифта по скважинам при всяком изменении условий, тем самым доказывая, что эта технология способна решить задачу неограниченной нелинейной оптимизации.

Недавно мы моделировали плавучую систему нефтедобычи (платформу типа FPSO) с использованием методов динамического моделирования. Тепловой и материальный балансы полученной имитационной модели с точностью до $\pm 2-3\%$ соответствовали реальным. Это позволило получить

«виртуальный» объект, с которым можно было работать из офиса эксплуатационной компании при дистанционном доступе к производственным данным. Были приведены в действие имеющиеся модели пласта, трубопровода и газлифта – они были использованы в качестве источника данных, которые сводились в специальные таблицы для передачи в имитационную модель по месту использования газлифта. В результате была получена полная модель объекта – от пласта до резервуаров, что позволило вносить ступенчатые возмущения в процесс добычи (т.е. проводить так называемое «пошаговое тестирование» процесса) без какого-либо риска для реального рабочего режима. При изменении расхода нагнетаемого газа изменялись поведение и дебит скважин, что в свою очередь влияло на технологическое оборудование и загрузку компрессоров и, следовательно, на объемы газа, доступного для распределения.

Ниже графически представлены расход нагнетаемого газа,

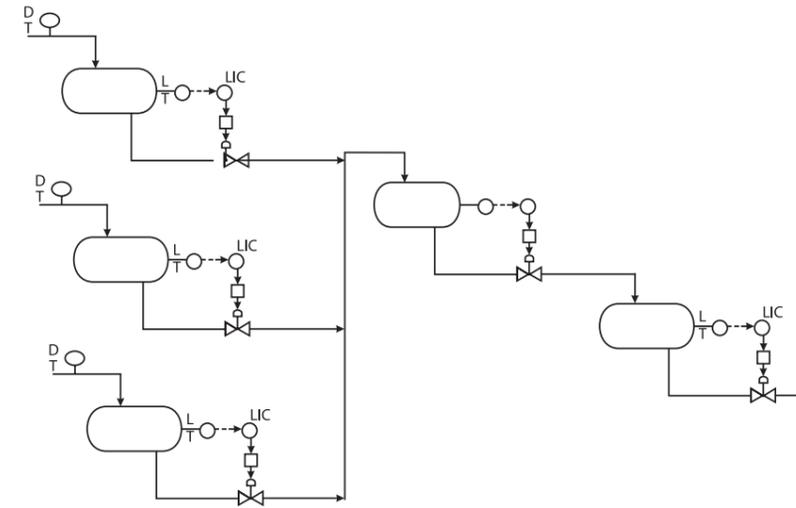
гидродинамическое давление в забое и дебит нефти.

Применение этой модели позволило разработать кривые газлифта для каждой скважины и запрограммировать их в виде полиномиальных уравнений, которые были использованы в реальном времени в сочетании с решением задачи квадратичного программирования MPC. Путем создания такой динамической «карты» программное приложение реального времени могло находить линейные соотношения между компрессорным и стационарным оборудованием на платформе, общий баланс давления газлифта и оптимальные отдельные расходы газа в зависимости от заданного суммарного дебита. Это дало возможность динамически находить нелинейный неограниченный оптимум и, тем самым, распределять нагнетаемый газ для достижения оптимума 1 раз в минуту.

Результат: использование MPC-приложения внутри динамической имитационной модели обеспечило увеличение дебита нефти на 2–3% благодаря более эффективной оптимизации газлифта.

Задача 2. Перемежающийся поток

Неравномерный характер потока – постоянная проблема для большинства нефтедобывающих предприятий: из-за него оборудование, рассчитанное на постоянную работу с трехфазным потоком (нефть, газ и вода), периодически работает с чисто жидкостным или чисто газовым. В результате компрессоры резко переходят из режима падения напора в режим помпажа, а в сепараторах, рассчитанных на постоянный поток, происходят



резкие колебания от высокого уровня к низкому.

Возникновение режима перемежающегося потока может быть вызвано рельефом, когда для добычи используется подводные надставки, или в результате изменения с течением времени профиля добычи пласта с созданием специфических условий для агрегированного потока, что и становится причиной возникновения «снарядного» режима.

Существует два испытанных метода предотвращения такой ситуации: управление импульсами давления на стояке для предотвращения агломерации жидкости и интеллектуальное управление штуцерным клапаном стояка для отсекаания газовых или жидкостных пробок и предотвращения их слишком быстрого попадания в сепаратор.

Есть и третий вариант – более рациональное управление добытым сырьем.

На любом нормальном промысле углеводородное сырье проходит через последовательные ступени сепарации трех фаз, где каждый сепаратор является источником

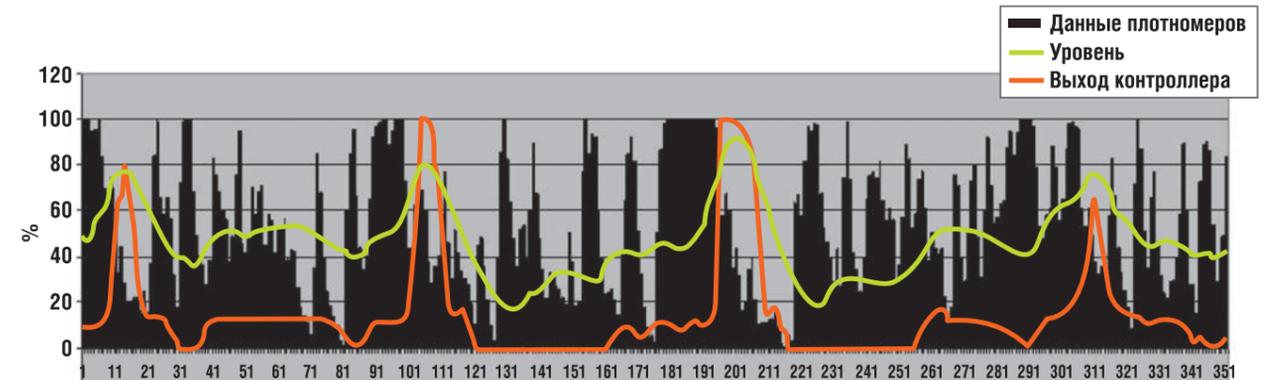
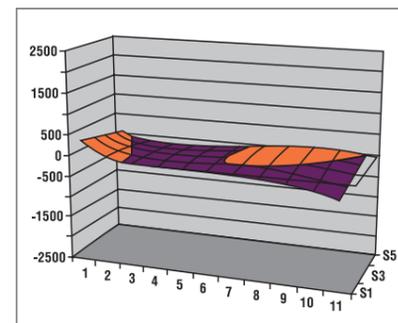
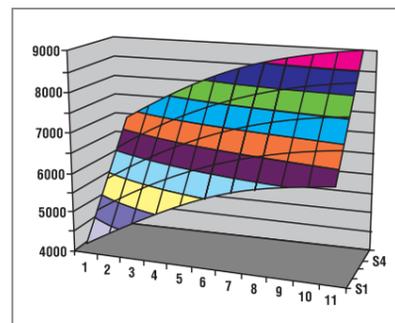
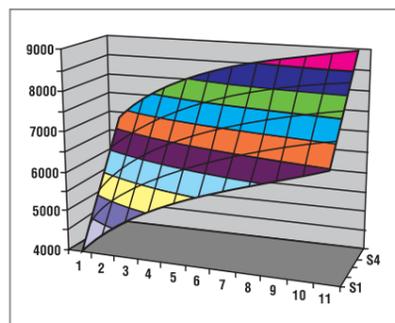
сырья для следующего, причем каждый последующий сепаратор работает под более низким давлением, выделяя больше газа и удаляя воду из пластовых флюидов. Последующие сепараторы обычно меньше предыдущих, что приводит к проблемам управления уровнями. Алгоритмы управления уровнем на сепараторах обычно настроены на жесткий контроль уровня и предполагают поддержание стабильности уровня за счет оттока жидкости, особенно когда приток жидкости сильно варьируется, как в ситуациях с газовыми или жидкостными пробками. Это приводит к резким колебаниям уровня и регулярным остановам на последней стадии сепарирования. Дополнительная сложность возникает в ситуациях, когда два или три сепаратора первой ступени питают общий сепаратор второй и третьей ступени – подобная компоновка показана на рисунке.

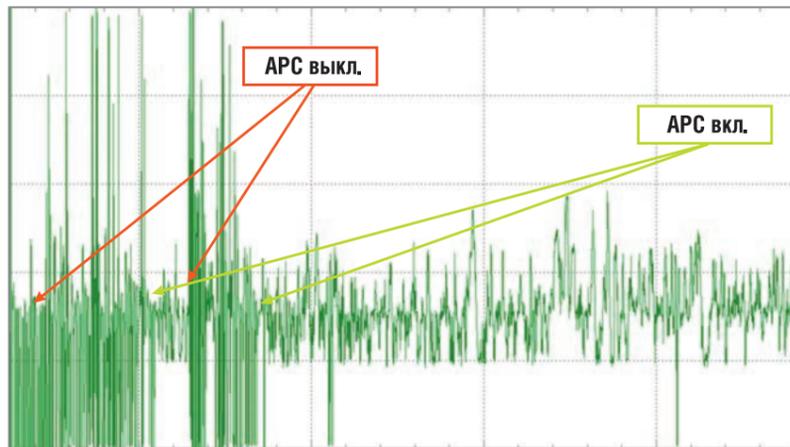
Поступающие пробки обнаруживаются с помощью плотномеров на входных трубопроводах. Эти плотномеры измеряют изменение плотности пластовых флюидов – четкий

предвестник поступления пробки в сепаратор. Приведенный график иллюстрирует эту корреляцию. Он построен по реальным данным с плавучей системы нефтедобычи, на которой имели место регулярные остановки в силу описанных выше проблем с неравномерностью потока.

Подается предупреждающий сигнал о поступлении увеличенного объема жидкости либо увеличенного объема газа, что позволяет принять превентивные меры для нейтрализации воздействия изменения газового фактора на процесс. При использовании технологии MPC содержимое всех сепараторов может быть уравновешено путем управления положением клапана регулирования уровня и моделирования взаимосвязей между сепараторами.

При разомкнутых контурах регулирования и непосредственном манипулировании клапанами регуляторов уровни в сепараторах ведут себя как набор последовательных интеграторов. Таким образом, если уровень в резервуаре первой ступени повышается, открытие клапана регулирования уровня приведет к понижению этого уровня, однако уровень в следующем сепараторе будет при этом повышаться. Аналогичным образом можно смоделировать отношение между сепараторами второй и третьей ступени и управлять им. В сочетании с предупреждающей информацией от плотномеров это означает, что содержимым сепараторов на всех ступенях процесса можно управлять более плавно. Перед поступлением пробки в сепаратор алгоритм усовершенствованного управления может снизить уровни в сепараторах, что позволит справиться с увеличением объема





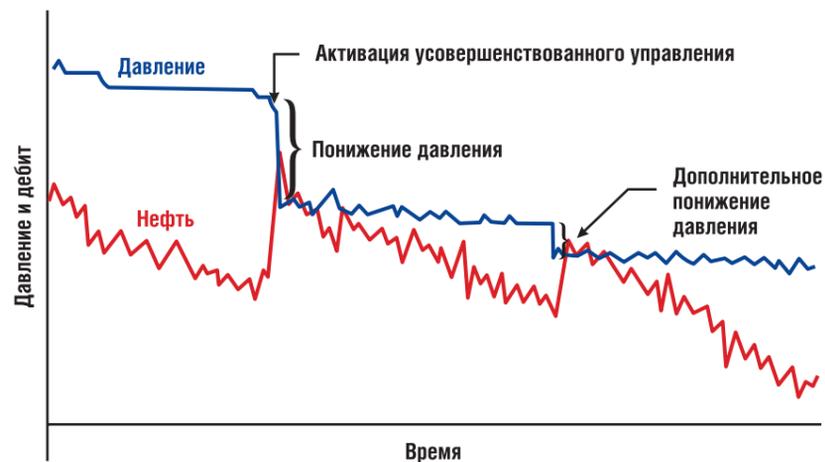
без приближения к нижней или верхней аварийной границе. Приведенный график, на котором показана стабильность процесса при включенной и при отключенной системе усовершенствованного управления, четко иллюстрирует этот подход. Что означает эта стабильность с точки зрения увеличения добычи? – Увеличение дебита приблизительно на 2% за счет устранения «узких мест», что на месторождении производительностью 60 тыс. баррелей в сутки означает ощутимый прирост выручки и значительное сокращение себестоимости добычи!

Поддержание прибыли в долгосрочной перспективе

Технологию усовершенствованного управления на основе модели (MPC) можно сравнить с технологическим оборудованием, которое для обеспечения нормальной работы необходимо

обслуживать и поддерживать. При работе соответствующих программных продуктов на удаленных нефтепромыслах с этим могут возникнуть определенные проблемы. Решение снова дают компьютерные технологии: дистанционная поддержка по Интернету вместо выезда специалистов на объект. Это не только решает проблему «доставки» специалистов на удаленные промыслы, но и позволяет им обслуживать больше объектов, что особенно важно ввиду редкости таких специалистов в нефтедобыче.

Технология MPC упрощает удаленный доступ, поскольку данные о показателях работы программных приложений автоматически архивируются и хранятся во встроенных базах данных. Благодаря этому предоставить эти данные (включая состояние программного приложения, показатели его работы, время во включенном состоянии, деградация) соответствующим квалифицированным специалистам достаточно просто, даже если



физически такой специалист находится на другой стороне земного шара. Проанализировав информацию, специалист из удаленного офиса может выслать на объект свои рекомендации по устранению проблем, или, что важнее, по повышению отдачи от MPC с течением времени.

Итак, как стимулировать применение и обслуживание такой технологии? Очень просто – нужно структурировать плату за ее сопровождение по четким показателям, таким как время во включенном состоянии, время обработки ограничений и качество управления в целом. Таким образом, преимущества получают и разработчик, и пользователь технологии – один благодаря повышению эффективности своей системы, а другой – благодаря тому, что купленная им система работает более эффективно.

Критики могут утверждать, что эта технология слишком сложна и что все, что нужно – это компетентный и прилежный оператор. Приведенный график иллюстрирует противоположное утверждение лучше, чем какие-либо технологические доводы. На нем показан результат внедрения простого MPC-приложения, управляющего мощностью газовой турбины для повышения общего дебита. Совокупный эффект выразился в увеличении добычи платформы более чем 3500 баррелей в сутки – это вполне очевидный, исчисляемый и устойчивый эффект, оправдывающий соответствующие инвестиции.

Устройства и технологии, которые когда-то считались научной фантастикой, все быстрее становятся нормой жизни. Достаточно посмотреть на КПК с GPS-приемником и сравнить его с GPS на автомобиле Джеймса Бонда «Астон-Мартин» из фильма «Голдфингер». Компьютерные технологии сегодня решают проблемы, которые не так давно считались неразрешимыми, причем с потрясающими результатами. На фоне снижения добычи нефти, повышения спроса и ограниченности ресурсов (в особенности квалифицированных кадров) в технологическом решении, способном увеличить добычу на 2–3% и при этом снизить износ оборудования, есть немалый смысл, нет так ли? ●



Промэкоприбор

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ



ПЕРЕНОСНЫЕ И ПОРТАТИВНЫЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ
 ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫБРОСОВ,
 ВОЗДУХА РАБОЧЕЙ ЗОНЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ
 ПЕРСОНАЛА: ПРОИЗВОДСТВО, ПОСТАВКА, ТЕХНИЧЕСКОЕ
 ОБСЛУЖИВАНИЕ, РЕМОНТ, КАЛИБРОВКА, ПОВЕРКА

ООО «Промэкоприбор» 194100, Россия, г. Санкт-Петербург,
 ул. Литовская, д. 10, тел. (812) 295-21-60, 295-20-01
 тел./факс (812) 295-21-43, e-mail: info@promecopribor.ru,
<http://www.promecopribor.ru>, <http://www.промэкоприбор.рф>

ПРОШЛОЕ И НАСТОЯЩЕЕ РОССИЙСКОГО НАСОСОСТРОЕНИЯ



К моменту, когда наша страна вступила в рыночные отношения, на складах не только производителей, но и потребителей образовался большой запас насосного оборудования. Эти «залежи» сдерживали рост цен, и так значительно отстающих от потребительских. Продукция российских компаний по многим параметрам уступала по качеству зарубежным производителям, импорт вырос до 22%, что по тем временам было не мало. Спустя пару лет цены на электродвигатели и материалы стали расти, вслед за ними логично стали расти и цены на насосы догоняя цены импортного оборудования при худшем качестве. К концу 90-х – началу нулевых годов импорт уже значительно обогнал отечественных производителей в ценовом сегменте и стал менее привлекательным значительно сократившись к 2000 г. Освободившуюся нишу заняли российские производители, которые, получив возможность вкладываться в развитие, стали более конкурентоспособными. Цены на насосы зафиксировались на уровне потребительских. Нефтеперерабатывающая промышленность обеспечила отрасль заказами и компании стали расширять продуктовые линейки. К 2010 году объемы предложения на российском рынке росли примерно на 7% в год. Объем продукции отечественного производства составил 90% совокупного объема рынка. В дальнейшем рынок насосов продолжал расти. Какова ситуация на рынке производства и потребления насосного оборудования сегодня?



Олег Калмыков,
коммерческий директор,
ОАО «Ижнефтемаш»

Сегодня производство глубинных штанговых насосов (ГШН) в России остается на стабильном уровне. Небольшое снижение в 1% наблюдается по причине сокращения количества скважин с использованием ГШН и их переводом на установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) для поддержания уровня добычи нефти. В 2011 г., в результате роста цен на 16-20% на трубы производства Уралтрубосталь (г. Первоуральск), используемых для цилиндров ГШН, стоимость самих глубинных штанговых насосов увеличилась на 10%.

Сегодня в России ежегодно производится порядка 20 тыс. ГШН. При этом российские производители постепенно завоевывают зарубежные рынки – порядка 35–40% производимого оборудования экспортируются. Но требования западных нефтяных компаний к конструктивному исполнению глубинных штанговых насосов отличаются от тех, которые предъявляют в России, поэтому ассортимент отечественных ГШН не удовлетворяет спрос зарубежных НК. В России же предпочитают насосы отечественного производства. Основным фактором, обуславливающим конкурентоспособность отечественных ГШН, является сбалансированное сочетание цены и качества. Доля импортируемого оборудования предположительно не превышает 5–10%.

Особенностью российского рынка насосного оборудования является то, что отечественные нефтедобывающие компании в основном приобретают насосы с азотированным цилиндром, в меньшей степени с хромированным цилиндром. За рубежом чаще всего используются ГШН, в конструкции которых применены латунные и хромированные цилиндры. Российские нефтеперерабатывающие компании обеспечивают отрасль заказами, позволяя компаниям инвестировать в технологическое развитие. Главным образом это компании с наибольшим фондом скважин, оснащенных ГШН: «Роснефть», «Лукойл», «Татнефть», «Башнефть». Компании-производители насосного оборудования демонстрируют постоянный рост. Эту тенденцию не удалось изменить даже кризису 2008 г., во время которого объемы производства остались на прежнем уровне.

Но проблемы у производителей все же существуют. Во-первых, это борьба за удержание объемов добычи нефти с переходом на УЭЦН и сохранение прибыли (при том, что нефтедобывающие компании несут затраты на внедрение новых технологий и тем самым повышают вероятность продвижения на рынок более дешевой продукции китайских производителей). Во-вторых, возрастают требования заказчиков по увеличению ресурса работы насосов и МРП, что влияет

на снижение рынка в натуральном выражении. В-третьих, удержание конкурентоспособной цены. Доля труб в материальных затратах на ГШН составляет от 30 до 40% в зависимости от типа ГШН. При использовании немецких труб в производстве цилиндров ГШН затраты увеличиваются на 12% по сравнению с трубами российского производства. Но в России не отработана технология изготовления прецизионных труб – очень велика доля брака, поэтому производители ГШН зачастую просто вынуждены закупать импортное сырье, не только немецкое, но даже китайское, кроме цены экономя еще и на качестве. По общему мнению, объем добычи нефти в России стабилизировался и будет в течение нескольких лет держаться на уровне 509–510 млн тонн в год. На старых месторождениях добыча нефти падает, что заставляет нефтяные компании разрабатывать новые месторождения и внедрять новые технологии. Предположительно, до 2015 г. сохранится темп снижения объемов ГШН до 1% в год. В ближайшей перспективе роста потребности ГШН не предвидится ввиду сокращения фонда скважин, оснащенных ГШН, а также, в связи с увеличением ресурса работы самих насосов в результате использования новых коррозионностойких материалов. ●



ФИНАНСОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ КОМПАНИЯ
КОСМОС·НЕФТЬ·ГАЗ

18 лет на рынке нефтегазового оборудования

ООО ФПК «Космос – Нефть – Газ» предоставляет полный комплекс услуг – от разработки проектов до изготовления и поставки оборудования для нефтяной, газовой, химической отраслей промышленности и атомной энергетики

Факельные установки

Модули автоматизированной технологической обвязки скважин и технологического оборудования

Горизонтальные горелочные устройства

Станции управления фонтанной арматуры и ПКО

Запорно-регулирующая арматура

Россия, 394019, г. Воронеж, ул. 9 Января, д.180,
Отдел маркетинга тел/факс : +7(473)247-95-14,
Тел.:+7(473)247-91-00, факс:+7(473)247-91-07
E-mail: office@kng.vrn.ru
www.kng.ru

БЕЗОПАСНОСТЬ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

Сегодня без резервуарных парков не обходится ни одно газо- и нефтеперерабатывающее предприятие. Резервуарные парки обеспечивают равномерную загрузку магистральных трубопроводов, позволяют решить вопрос неравномерности потребления продуктов в пиковые сезоны, дают возможность накапливать стратегический и аварийный резерв, используются для технологических операций по смешению, подогреву и доведению продуктов до определённой кондиции, а также при товарно-коммерческих операциях для замеров количества продуктов и в целом обеспечивают повышение надёжности систем нефтеснабжения. Общая тенденция при строительстве и эксплуатации резервуарных парков – повышение безопасности и сокращение потерь продуктов при их минимальной стоимости. Что обеспечивает эффективность функционирования резервуарных парков для нефтебаз и АЗС?

Общество с ограниченной ответственностью Производственно-техническое предприятие «Поршень», основанное в 1988 году, на сегодняшний день является одним из ведущих предприятий Российской Федерации по выпуску технологического оборудования для резервуарных парков.

В настоящее время предприятие производит надежное высокотехнологичное оборудование для разных климатических зон России и стран мира. Выпускаемое заводом оборудование, обеспечивающее безопасное хранение взрывоопасных газонефтехимических продуктов, заслуженно занимает достойное место на рынке товаров для резервуарных парков, а по уровню надежности и качеству соответствует мировым стандартам, что подтверждается соответствующими сертификатами, разрешениями и стабильным успехом на международных выставках.

Высокому качеству продукции предприятия доверяют такие всемирно известные нефте- и газодобывающие компании, как «Газпром», НК «Лукойл», «ТНК-ВР», АК «Транснефть», НК «Роснефть».

Предприятие постоянно работает над улучшением качества выпускаемой продукции с целью удовлетворения требований заказчика и обеспечения безопасности в эксплуатации.

На предприятии действует система менеджмента качества, соответствующая требованиям международного стандарта ISO 9001:2008 и подтвержденная сертификатом TUV CERT.

В 2005 году предприятием ООО ПТП «Поршень» получен диплом за достижения по обеспечению качества выпускаемой продукции «GRAND PRIX EUROPEEN DELA QUALITE» («Европейский Гран-при за качество»).

Активно развиваются такие направления как станкостроение, черная металлургия.

Дополнительными направлениями деятельности являются: модернизация оборудования, совершенствование технологий, инструментальное, штампо-прессовое, волокнитовое, алюминиевое кокильно-литейное производство, металлообработка, термообработка, газопламенная и лазерная резка, гальваника, изготовление резинотехнических изделий.

Одним из приоритетных направлений деятельности завода является поиск зарубежных партнеров в области машиностроения, инструментального производства по изготовлению точных средних и крупных пресс-форм и штампов.

Предлагается сотрудничество в области обмена технологиями, развития перспективных направлений, организации производства и обучения персонала по евростандартам.

Руководством завода прилагаются усилия по повышению квалификации работников как внутри предприятия, так и в специализированных обучающих организациях, в том числе и за рубежом.

Для подготовки молодых специалистов получена лицензия на осуществление образовательной деятельности, создан учебно-производственный центр. Молодые, активные и грамотные специалисты всех уровней поощряются руководством специальными премиями, обеспечиваются квартирами и легковым автотранспортом.

Предприятие активно работает над расширением номенклатуры выпускаемой продукции.

На базе предприятия создано два научно-производственных направления: по производству зубчатых передач и роторно-поршневого двигателя, принципиально отличающегося в качественную сторону от роторного двигателя Ванкеля (получено 8 патентов на изобретения). Введена в эксплуатацию лаборатория по испытанию двигателя.



ПОРШЕНЬ

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

**Технологии совершенствуются -
качество остается.**

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ДЛЯ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ, ХИМИЧЕСКОЙ, НЕФТЯНОЙ,
ГАЗОВОЙ, СТРОИТЕЛЬНОЙ, АТОМНОЙ, ПИЩЕВОЙ,
ПАРФЮМЕРНО-КОСМЕТИЧЕСКОЙ, СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОЙ,
ФАРМАЦЕВТИЧЕСКОЙ, ЛАКОКРАСОЧНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ, КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА И ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ



Контакты:

+7 (8443) 38-83-31 - Приемная.
+7 (8443) 31-73-39 - Отдел продаж.
+7 (8443) 38-43-12
+7 (8443) 25 36-21 - Технический отдел.

E-mail: porshen@yandex.ru

WWW: www.porshen-hvp.ru, www.porshen-hvp.com



Использование широкоуниверсального оборудования высокого качества и точности позволяет воплощать в жизнь любые инженерные и дизайнерские решения и изготавливать технологическую оснастку любой сложности:

- пятикоординатный обрабатывающий -tewp KITAMYRA MYTRUNNION;
- пятикоординатный обрабатывающий oempMIKRON 1850U;
- измерительная машина GLOBAL;
- гибкие производственные модули 2627ПМФ4 FMS3200, 2B623ПМФ4 FMS3200 ИС800 ПМФ4;
- горизонтально-расточной 2A622 <D4FMS3200J1P213;
- машина термической резки «Крисатл» с ЧПУ;
- координатно-расточные станки мод. 2E470, 2E450ANC110;
- фрезерные станки мод. 65A60 FMS3200, 65A90 FMS3200, ГФ2171FMS3200,6Т13FMS3200;
- токарные станки мод. 16A20NC210;
- токарно-фрезерный VICTOR VTURNII23BCV;
- электроискровой проволочно-вырезной станок SODICK AQ750LH;
- электроискровой прошивной станок SODICK AQ75L;
- заточной станок Cutter Master M6020;
- машина лазерной резки «Salvanini L2», с автоматической подачей листа и выгрузки изделий;
- модернизированный продольно-строгапно-фрезерный станок 7228 с возможностью установки шлифовальной голов- си, с ходом стола 6 м;
- зуборезное оборудование для изготовления прямозубых, косозубых и гипоидных шестерен и шлицевых валов.

Квалифицированный персонал и использование программ CAD/CAM/CAE, Pro Engineer, Epigraphic обеспечивают выполнение сквозного проектирования от разработки конструкции и технологического процесса до изготовления оснастки и подготовки управляющих программ для станков с ЧПУ.

Наличие на предприятии новейшего оборудования позволяет проектировать и изготавливать прецизионную оснастку в рекордно короткие сроки и наивысшего качества. Завод предлагает свои услуги в проектировании и изготовлении следующей продукции:

- штампы вырубные, формовочные, чеканочные и ковочные, холодной листовой штамповки совмещенного последовательного стационарного и блочно-пакетного исполнения;
- литьевые формы для металлических сплавов, термопластичных, терморезистивных материалов, стационарного и блочно-пакетного исполнения, в том числе многоместные для крупносерийного и массового производства;
- пресс-формы для прямого прессования;
- приспособления для механической обработки деталей, для сборочно-монтажных работ, для проведения испытаний;
- режущий инструмент (резцы, фрезы и пр.);
- оснастка из всех известных материалов, применяемых в машиностроении, а также из высококачественных материалов иностранных фирм.

Выполняются любые работы по механической обработке материалов (фрезерование, токарная обработка, шлифование, расточные работы).



Завод имеет возможность выпуска любой инструментальной продукции с точностью обработки до 2 мкм из заготовок весом до 8000 кг, максимальными габаритами 2600x2250 мм и любой сложности обрабатываемого контура.

Предприятие располагает широкой дилерской сетью, позволяющей проводить контролируемую региональную маркетинговую политику на всей территории России и свое- временно реагировать на потребности рынка.

Руководством предприятия используется гибкий подход к ценообразованию, а специалисты коммерческого отдела проконсультируют потребителя по всем интересующим вопросам.

Имея значительные производственные площади, предприятие за короткий срок наладило и выпускает оборудование для резервуарных парков и автозаправочных станций, которое зарекомендовало себя как надёжное оборудование высокого технического уровня, выпускаемого с учётом климатических условий России и стран СНГ. Производимое оборудование, обеспечивающее безопасное хранение взрывоопасных продуктов, заслуженно занимает достойное место на рынке товаров для АЗС и нефтебаз, и по уровню надёжности и качеству не уступает импортным аналогам, что подтверждается постоянным успехом на российских и международных выставках.

Специализация предприятия – металлообработка, штампо-прессовое производство, сварка, литейное производство, термообработка, гальваника, изготовление резиновых технических изделий, нанесение лакокрасочных и гальванических покрытий. Широко развита инструментальная база.

За период своей работы предприятие освоило более трёхсот наименований новых видов и модификаций продукции. Широкий номенклатурный перечень продукции ООО ПТП «Поршень» позволяет не только заметно повысить эффективность работы АЗС и нефтебаз, но и обеспечивает экологическую и пожарную безопасность, в соответствии с предъявленным и требованиями к данному виду продукции.

Продукция ООО ПТП «Поршень» позволяет обеспечить максимальную комплектацию технологическим оборудованием резервуаров для нефтебаз и АЗС, и соответствует всем предъявляемым требованиям по экологической и пожарной безопасности.

Оборудование может быть изготовлено из коррозионно-стойких материалов, что позволяет применять его в химической промышленности. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

25–29 июня

14-я Международная Выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса

«Нефтегаз – 2012»

Москва, Экспоцентр

25–29 июня

Авиатопливо: управление рисками и хеджирование

Прага, Чехия

26–29 июня

2-ой Международный конгресс СПГ (The 2nd Annual LNG Global Congress)

Лондон, Великобритания

17–19 июля

Energy Industry EPC Contracts

Лондон, Великобритания

Июнь

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

Июль

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Август

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

30 июля – 17 августа

Школа Нефтетрейдеров 2012

Амстердам, Нидерланды

20–24 августа

Геобайкал 2012

Электромагнитные методы исследования и комплексной интерпретации геофизических данных

Иркутск, Институт земной коры Сибирского отделения РАН

ОТ СКВАЖИНЫ ДО ВЫРУЧКИ

СКВОЗНОЙ УЧЕТ УГЛЕВОДОРОВ НА НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ

Сегодня одной из главных проблем нефтегазодобывающих компаний является отсутствие единой системы сбора и учета производственной информации о добыче, подготовке и транспортировке углеводородов. Совершенствуя методики учета, многие компании стремятся повысить прозрачность производственных бизнес-процессов, осуществлять более детальный анализ производственных издержек, полнее оценивать эффективность инвестиций и факторы на них влияющие. Для предприятий, имеющих ряд активов, реализация единых регламентов учета позволяет проводить оценку по единым показателям и анализировать работу всех активов в единых плоскостях, более эффективно обмениваться технологической информацией с подрядными организациями, точнее составлять планы и формировать бюджеты. С какими проблемами при этом приходится сталкиваться и как найти правильное решение?



Павел Михайлов,
Старший консультант
Tieto

ОБ АВТОРЕ

Михайлов Павел Геннадьевич окончил Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина, факультет автоматизации и вычислительной техники. Карьеру начал в компании «ПетроАльянс» в должности бизнес-аналитика. В настоящее время старший консультант компании Tieto

В последнее время в нефтегазовой отрасли остро стоит вопрос учета углеводородов. Ответственность за достоверную информацию об управлении промышленными процессами, позволяющими контролировать выполнение всех технологических операций и формировать картину текущей обстановки на предприятии, которая доступна в любой момент времени в разных разрезах и удовлетворяет потребностям бизнеса, лежит на информационной системе. Операционная эффективность, оптимизация производства и сквозной учет привлекает все больше и больше внимания со стороны бизнеса. Все чаще востребовано углублённое понимание производственной деятельности, логистики, качества и количества добываемых из скважин нефти и газа на всех этапах добычи и транспортировки. Не менее актуален раздел отчетности, в котором все больше востребована оперативность и наглядность сформированных фактических данных. При этом, данные должны предоставляться быстро, наглядно и служить инструментом оперативного управления производством.

В нефтегазовой отрасли можно выделить два основных направления разработанных IT-систем, удовлетворяющих основным потребностям разведки и добычи. Первое – геологические и геофизические системы, предоставляющие данные по моделированию, разработке, исследованию и интерпретации пластов. Второе – управление производством, предоставляющее

данные по добыче и информацию об операционной деятельности предприятия.

Полный контроль добычи, транспортировки и продажи углеводородов с возможностью составления необходимых отчетов позволяет определить стоимость нефти и газа из различных источников с учетом сложных договорных соглашений.

Но решающее значение имеет расчет фактической добычи, поскольку предприятию необходимо предоставлять эти данные акционерам, органам власти, контрагентам и научно-исследовательским организациям. Все чаще встает вопрос предоставления информации о движении добытой продукции, поступлениях, отгрузках, запасах и о том, каковы финансовые результаты от реализации в конкретный момент.

Анализ производственных данных позволяет производить оптимизацию производства. Предоставление данных о разработке пласта позволяет получать более точную картину о потенциальных запасах и уточнять планы разработки месторождения. Кроме того, оптимизация потоков данных повышает эффективность управления компанией в целом, предоставляя ей единый массив информации, позволяющий отслеживать производственную цепочку на всех производственных активах.

На каждом активе может быть своя методика, например, процедура составления эксплуатационных отчетов и подготовки регламентной отчетности, учета попутного



нефтяного газа, оценки эффективности инвестиционных проектов. При этом в масштабе всего предприятия может не быть единой стандартизированной системы учета, позволяющей собирать воедино производственную информацию каждого актива. Бывает, что в пределах одного предприятия набор программного обеспечения кардинально отличается на каждом активе, из-за чего возникают проблемы сбора всей информации воедино.

Полный контроль добычи, транспортировки и реализации углеводородов с возможностью составления необходимых отчетов позволяет определить стоимость нефти и газа из различных источников с учетом сложных договорных соглашений

Также для всей производственной цепочки характерны свои узко-специализированные продукты, закрывающие несколько бизнес задач, при этом сложно интегрирующиеся с другими системами. Зачастую, ситуация складывается так, что IT-архитектура представляет собой большое количество систем, сложно интегрирующихся друг с другом, при этом закрывающим свою небольшую область. Картина в целом выглядит как паутину, которую очень сложно распутать.

В IT-архитектуре занимают свою нишу и Excel-документы с выгрузками данных и формулами, на основе которых может готовиться отчетность добывающего предприятия.

Если на предприятии внедрена информационная система для производственного учета и расчета показателей, она представляет собой «черный ящик», сложна в поддержке и обслуживании. Конечные бизнес-пользователи имеют слабое представление о реализуемых алгоритмах, а внесение изменений в логику и создание дополнительных отчетов представляет собой довольно сложную задачу, которую могут выполнить только опытные

программисты или служба поддержки. Тиражирование таких систем проблематично, так как сопряжено с большими рисками, как в части производительности, так и в части унификации бизнес-процессов на различных активах предприятия. Еще одним фактором, влияющим на время и качество подготовки информации, является слабая интеграция производственного учета с другими системами автоматизации бизнес-процессов предприятия на разных уровнях. Данные систем метрологии не всегда централизованы, отсутствует единая система сбора производственной информации о добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья. Большое количество

данных вводится вручную. Специалисты тратят большую часть своего времени на проверку данных, чем на анализ и принятие производственных решений. Инженерная, технологическая и геологическая службы реализуют свой собственный учет, результаты которого могут быть не консолидированы и сложны для анализа руководством. Таким образом, на предприятии не прослеживаются потоки от пласта скважины до узла коммерческого учета трубопровода.

Среди основных функций, которыми должна обладать система учета, следует перечислить, во-первых, сбор данных с объектов нефтегазодобычи и легкость интеграции с другими системами как в автоматическом, так и ручном режиме (например пакетная загрузка данных через Excel). Во-вторых, планирование производства как в виде внесения плановых показателей, так и их расчета. В-третьих, система должна максимально покрывать производственную цепочку, обеспечивать единый источник данных для бизнес-процессов, взаимодействующих с производственными операциями, быть основой для принятия технологических и бизнес-решений и позволять прослеживать движение продукции от пласта скважины до сдачи контрагентам.

Современные нефтегазовые компании все больше внимания уделяют операционной эффективности, основной фокус ложится на рациональное

использование информационных систем, автоматизирующих производственную деятельность

Для приложений производственного учета не достаточно просто выполнять функцию калькулятора, рассчитывающего фактическую добычу до пласта или пересчитывающего объемы по СРП. Системы учета должны предоставлять детальную информацию об операциях на предприятии по всей технологической цепочке, определяя количество и качество каждой фазы, давать сводку по операционной деятельности и предоставлять платформу для детальной аналитики.

Energy Components – мировой лидер среди программных продуктов для учета углеводородов на всех этапах производства: от добычи и транспортировки до переработки и сбыта нефтепродуктов

Программное обеспечение Energy Components представляет собой продукт, который был разработан для производственного учета на нефтегазодобывающем предприятии и соединил воедино опыт ведущих зарубежных нефтегазовых компаний.

Energy Components – это готовый продукт, гибкий и легкий в настройке, не требующий программирования. По опыту всех внедрений, в компании выработалась стандартная методология внедрения, которая включает четко описанные шаги и процедуры от исследования процессов на предприятии до запуска системы в работу. Поддержка продукта может осуществляться как сотрудниками компании Tieto, так и собственными ресурсами компании. Гибкость продукта не требует программирования и глубоких знаний в программировании. Через стандартный функционал системы администраторы сами могут вносить изменения. Это система производственного учета, которая покрывает бизнес-процессы предприятия от добычи до фактической реализации продукта, включая планирование, расчет замерной добычи, учет добычи по скважинам и пластам, пересчет добычи на факт и т.д.

Основная задача системы учета заключается в повышении качества управленческих решений, на

основе оперативного анализа производственным процессом. Правильно внедренная IT-система должна повышать качество и оперативность решения производственных задач, давать возможность принимать правильные управленческие решения, основанные на оперативном анализе основных производственных процессов, поддерживать бизнес-процессы и предоставлять информацию в разных разрезах.

Energy Components обладает множеством технических особенностей, в первую очередь следует отметить те из них, которые делают продукт гибким, легким и востребованным.

Во-первых, продукт модульный, четыре модуля покрывают добычу, сдачу, транспортировку и финансовую часть реализации по контрактам.

На предприятии может быть внедрен один модуль Energy Components, а впоследствии функционал системы может быть расширен, при этом влияние на саму работоспособность Energy Components в целом – минимальное. Согласно методологии внедрения Energy Components перед внедрением системы проводится детальный анализ бизнес-процессов предприятия, составляется документация, на основе которой производится согласование архитектуры и конфигурирование системы. Этот подход позволяет подойти к каждому заказчику индивидуально и реализовать по максимуму все его требования к системе.

Во-вторых, в системе заложен мощный и гибкий механизм вычислений. Вычисления можно производить по каждой фазе (нефть, вода, газ, конденсат и т.д.), для скважин и пластов. Расчет фактической добычи можно производить с любой точки технологической цепочки, будь то узел коммерческого учета или узел подготовки.

В систему Energy Components встроен визуальный редактор формул, с помощью которого

вычисления могут быть реализованы в виде наглядных формул, понятных конечному бизнес-пользователю. Вся логика расчетов с формулами можно выгрузить в документ по нажатию одной кнопки. При изменении в алгоритмах расчета формулы можно редактировать через интерфейс системы в соответствии с правами доступа.

Energy Components тесно интегрирована с Microsoft Excel. Пользователь может осуществлять пакетную загрузку и выгрузку данных, при помощи встроенного механизма может производить расчеты. Система может автоматически делать выборку данных, подставлять данные в Excel, а результаты расчета по введенным формулам записывает обратно в хранилище данных. Каждый расчет и результат вычислений система хранит в виде листа Excel, который пользователь может в любой момент посмотреть и скачать.

В-третьих, Energy Components построена на метаданных, благодаря чему в системе можно хранить любые параметры по оборудованию или технологическим объектам. Параметры на форму ввода добавляются автоматически при добавлении/изменении в метаданных.

В-четвертых, система позволяет хранить информацию о максимальном производственном потенциале для каждого из объектов производственной цепочки, будь то скважина, куст или резервуарный парк. Также хранятся фактические и плановые показатели добычи – система позволяет суммировать их для любого из технологических объектов и, помимо план-факт анализа, проводить сравнения с производственным потенциалом. Energy Components дает возможность выявлять потери, связанные с технологическими ограничениями («узкими» местами), классифицировать потери, анализировать первопричины и рассчитывать потери.

Система Energy Components консолидирует производственную информацию в масштабах добывающего предприятия, как то учет добычи нефти и газа, ППД, подготовка и перекачка нефти и газа, учет простоев и потерь, падение производительности скважин, расчет распределения добычи, расчет недополученной прибыли из-за простоев оборудования, планирование добычи.



ЗНАЕТЕ ЛИ ВЫ, ЧТО...?

- ... Tieto является крупнейшим поставщиком ИТ-услуг в Северной Европе
- ... решение Tieto для сквозного учета углеводородов Energy Components является мировым лидером и фактически стандартом для крупнейших нефтегазовых компаний мира
- ... по всему миру насчитывается более 400 инсталляций продукта Energy Components, каждая из которых охватывает от 5 до 40 000 скважин
- ... Tieto — ведущий поставщик систем автоматического учета в Северной Европе, при участии Tieto было установлено более 1 000 000 интеллектуальных приборов учета электроэнергии
- ... Tieto является крупнейшим в мире поставщиком услуг R&D для телекоммуникационной отрасли
- ... большинство платежных карт в России выпускаются и обслуживаются благодаря решениям Tieto
- ... при помощи Tieto был создан крупнейший в мире интернет-банк



Energy Components – мировой лидер среди программных продуктов для учета углеводородов (hydrocarbon accounting) на всех этапах производства: от добычи и транспортировки до переработки и сбыта нефтепродуктов. Система Energy Components позволяет

обеспечивает ряд преимуществ на этапе эксплуатации, поскольку изменения деловой среды путем конфигурации могут быть отражены гораздо быстрее и с наименьшими затратами по сравнению с традиционным программным подходом.

Решение Energy Components состоит из 4-х основных компонентов: ЕС Добыча, ЕС Транспортировка, ЕС Продажи и ЕС Реализация, позволяющих контролировать бизнес-процессы в нефтегазовой отрасли

управлять нефтегазовым бизнесом в соответствии с лучшими практиками в данной отрасли и обеспечивает соответствие SOX404 на всех уровнях.

Уникальное преимущество продукта Energy Components, заключается в предоставлении возможностей моделирования и настройки для сведения к минимуму потребностей в фактическом программировании при установке бизнес-решений в нефтегазовой сфере. Одним словом, это означает, что поставляемая функциональность, которую часто воспринимают как уникальную для каждого клиента, требует усилий по настройке, а не работ по программированию. Помимо существенного снижения затрат в ходе внедрения данный подход

Решение Energy Components состоит из четырех основных компонентов: ЕС Добыча, ЕС Транспортировка, ЕС Продажи и ЕС Реализация. Они позволяют контролировать бизнес-процессы для производства, транспортировки, продаж и учета выручки в нефтегазовой отрасли.

Ключевым элементом этого подхода является платформа EC Framework, обеспечивающая внедрение всего универсального кода, являющегося общим для всех компонентов Energy Components. Платформа позволяет считывать и интерпретировать метаданные или информацию, хранящуюся в базе данных ЕС, которые определяют поведение системы. Платформа разработана для предоставления широких возможностей по

изменению конфигурации в таких областях, как интеграция данных (входящий и исходящий интерфейс с ЕС, создание отчетов), среды и инструменты для определения отчетов в ЕС, бизнес-правила, определяющие реакцию системы и методы вычисления и обработки данных (в ЕС называемые бизнес-процессами), а также приложение для конечного пользователя – экраны и функции навигации (бизнес-функции).

Продукт разработан для производственного учета на нефтегазодобывающем предприятии. Он предназначен для того, чтобы служить источником как первичной геолого-промысловой информации, так и источником данных о фактической добыче за день/месяц/год, что дает возможность составлять бюджет, проводить анализ плановых и фактических показателей. В России продукт представлен на совместных предприятиях с участием компании Shell: «Салым Петролеум Девелопмент» (Салымская группа месторождений) и «Сахалин Энерджи» (проект «Сахалин-2»). Компания Shell приняла продукт Energy Components как корпоративный стандарт и внедряет его на всех своих активах. Также продукт внедрен в Узбекистане и Казахстане (ТОО «Каракудукмунай» – актив ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг). ●

О компании

Компания Tieto была образована в Финляндии в 1968 году и на протяжении более 40 лет является экспертом в области ИТ-решений в таких отраслях, как банковское дело, лесная промышленность, государственный сектор и здравоохранение. В 70-х, 80-х, 90-х годах Tieto стремительно расширяла свой портфель предложений за счет приобретения отраслевых игроков в банковском секторе, области телекоммуникаций, промышленного производства и розничной торговли и создания совместных предприятий.

Естественным процессом роста стало распространение за пределы финских границ – в Швецию, Норвегию и Латвию. Смелые стратегические решения, предпринятые в начале 90-х, превратили Tieto в международного игрока, каковым он является на сегодняшний день.

В 1999 году произошло слияние компании Tieto и шведского ИТ-интегратора Epator, и объединенная компания стала называться TietoEnator, поскольку обе компании имели примерно одинаковый размер и действовали преимущественно на своих региональных рынках, тем самым не являясь прямыми конкурентами. Благодаря этому слиянию компания TietoEnator стала лидером в девяти основных областях промышленной экспертизы: банковское дело и страхование, телекоммуникация и СМИ, лесная промышленность, здравоохранение, энергетика, государственный сектор,

социальная защита, промышленное производство, розничная продажа и логистика.

В 2008 году компания TietoEnator сменила название на Tieto, что было связано со стремлением сделать бренд Tieto более запоминающимся и простым в использовании.

В России Tieto присутствует с 1998 года, предоставляя решения для банковской сферы, и добилась значительных успехов в этой области.

В 2007 году был открыт офис в Санкт-Петербурге и компания начала предоставлять услуги центра обработки данных и русскоязычной технической поддержки, а также специализированные решения для лесной отрасли, телекоммуникационных и нефтегазовых компаний. В 2010 году в Москве был открыт новый центр обработки данных Tieto, а также создан центр компетенции по продукту Energy Components – ведущему мировому решению в области учета углеводородов.

На сегодняшний день компания Tieto – это крупный европейский ИТ-интегратор, работающий почти в 30 странах мира, штат компании насчитывает более 18 000 экспертов. Tieto является ведущим поставщиком широкого спектра ИТ-услуг в скандинавском и Балтийском регионе, а также крупным игроком в некоторых отраслях на мировом рынке.



ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»



ФГУП «Комбинат «Электроприбор» - многопрофильное предприятие Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом», специализирующееся на выпуске сложной наукоемкой продукции машиностроения и производстве нестандартной высокотехнологичной продукции, а также изготовлении металлоконструкций различного назначения.

Более 150 видов импортозамещающего оборудования, предназначенного для эксплуатации, ремонта магистральных трубопроводов и компрессорных станций:

- запорная арматура на различные условные проходы, задвижки и шаровые краны;
- средства малой механизации для выполнения ремонтных работ и эксплуатации на магистральных трубопроводах в полевых условиях: поршни очистители и разделители, гидравлические насосы, гидродомкраты;
- оборудование для сварочных и газорезательных работ: кольцевые газовые подогреватели, машины для резки труб, центраторы, калибраторы;
- капитальный ремонт и модернизация шаровых кранов для магистральных газопроводов от Ду300 до Ду1400;
- крупногабаритные металлоконструкции.



Ежегодный участник ИННОПРОМа



В 2010 году освоен выпуск затвора быстродействующего байонетного типа ШРК предназначенного для камер запуска/приёма внутритрубных устройств, служащих для обслуживания газо- и нефтепроводов с условным проходом DN1400 и рабочим давлением PN8,0 МПа. Данный затвор запатентован в «Роспатент» и изготавливается по конструкторской документации ООО «УралКомплектСервис» на производственных мощностях ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор».

В соответствии с действующим законодательством на необходимые виды продукции комбинат имеет сертификаты. Система менеджмента качества комбината сертифицирована на соответствие ГОСТ Р ИСО 9001-2008.

Продукция комбината хорошо известна отечественным и зарубежным потребителям. Продукция поставляется предприятиям транспортировки газа и нефти, входящим в ОАО «Газпром», а также широкому спектру строительных организаций России и СНГ.

Всё оборудование для сварочных и газорезательных работ прошло экспертизу в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на безопасность применения конструкций и имеет соответствующие заключения



Контакты

Почтовый адрес: 624200, г. Лесной Свердловской области, Коммунистический проспект, 6А
ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор», отдел маркетинга и сбыта: тел./факс: (34342) 2 65 05; 3 04 48; 2 65 16; 3 75 38
<http://www.ehp-atom.ru>; E-mail: market@ehp-atom.ru

БОЛЬШОЕ ЗНАЧЕНИЕ МАЛЕНЬКИХ ДЕТАЛЕЙ КИПиА В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

Сегодня без систем автоматизированного управления и контроля технологических процессов не может функционировать ни одно современное предприятие. Реализация любой производственной задачи, в каких бы условиях она не осуществлялась – на заводе или в «поле» – предусматривает установку большого количества аналитического и контрольно-измерительного оборудования. В России насчитывается порядка 1135 предприятий нефтегазовой отрасли, многие из них – это производства с коррозионной атмосферой на месте установки КИПиА. Часть промышленных производств расположена на Крайнем Севере. Все это накладывает дополнительные требования, которым должны соответствовать стандарты установки новейших контрольно-измерительных приборов. За счет чего сегодня обеспечивают эффективную, надежную, унифицированную систему защитных укрытий для КИПиА?



Даниил Толоконин,
менеджер по развитию
бизнеса, ООО «СокТрейд»

Не секрет, что допущенные в процессе проектирования ошибки, и неправильно составленные задания для служб по закупке оборачиваются для заказчиков дополнительными затратами при поставке, монтаже, запуске и в процессе эксплуатации. Приобретая оборудование, потребитель часто не осознает, что его цена – это только часть затрат. Полная стоимость становится известна лишь в процессе эксплуатации. Низкие эксплуатационные затраты возможны только при условии многолетней работы дорогостоящей аналитической техники и приборов КИА, при достижении ими максимальных сроков службы. При современной сложности систем автоматического



управления поломка одного прибора негативно отражается на работе целой установки, а значит и всего предприятия.

Завод-изготовитель приборных шкафов и боксов Intertec приближается к 50-летнему рубежу накопления опыта и знаний по универсальной системе установки КИПиА. Широкая номенклатура выпускаемой продукции – от простого козырька до шельтеров-блок-боксов больших размеров – обеспечивает компании лидерство на мировом рынке приборных шкафов. Высокий уровень контроля качества обеспечивает высочайшую надежность нагревателей, систем взрывозащищенного климат-контроля, взрывозащищенных кондиционеров.

Большую роль имеет качество используемого для производства шкафов и боксов композитного материала: удельный вес в 4 раза меньше стали той же прочности, полное отсутствие коррозии, стойкость к ультрафиолету, высокая морозостойчивость (диапазон температур эксплуатации -70°C – +300°C), стойкость к абсолютному большинству химических веществ. Коэффициент теплопередачи в пять раз ниже аналогичного показателя обычного стеклопластика. То есть сравнение со стеклопластиком



Анализаторная с системой взрывозащищенного климат-контроля HVAC

некорректно по прочностным показателям, удельному весу, стойкости к температурным перепадам.

За 47 лет работы был создан банк знаний компании, включающий множество стандартных разработок для самых различных приборов при самых разных условиях установки. Данная система позволяет оперативно предоставить заказчику проектное решение, разработанное под его нужды. Intertec предоставляет Вам возможность самостоятельного подбора технического решения на вебсайте intertec.info

В связи с последними ужесточениями стандартов особую актуальность приобретает необходимость использования систем климат-контроля во взрывоопасных зонах для обеспечения бесперебойной работы аналитического и другого оборудования. Компания СокТрейд успешно поставляет в России как компактные взрывозащищенные кондиционеры типа FKS, так и мощные установки климат-контроля HVAC.

На основе многолетнего опыта поставок и запуска в эксплуатацию анализаторов и анализаторных комплексов для технологического контроля процессов нефте- и газопереработки, а также и контроля качества готовой продукции компания «СокТрейд» предлагает услуги по созданию интегрированных анализаторных комплексов,

которые представляют собой готовые к установке модули, требующие минимальных затрат при монтаже и вводе в эксплуатацию и обеспечивающие максимальную эффективность, удобство и безопасность эксплуатации аналитического оборудования на предприятиях нефтехимического профиля.

Системы создаются на базе приборного шкафа или шельтера, производства компании Intertec (Германия), который объединяет как непосредственно анализаторы для определения требуемых параметров, включая системы подачи, подготовки, калибровки и



Поточный колориметр ICON

КОМПАНИЯ «СОКТРЕЙД» ПРЕДЛАГАЕТ:

- **Анализаторные системы** для автоматизации установок первичной переработки нефти ЭЛОУ, АТ, АВТ;
- **Анализаторные системы** для автоматизации узлов и станций смешения готовой продукции;
- **Анализаторные системы** для автоматизации и контроля процессов риформинга, алкилирования, каталитического и гидрокрекинга;
- **Анализаторные комплексы** для контроля качества товарной продукции, включая оснащение транспортных нефте- и газотрубопроводов;
- **Измерительные комплексы** для мониторинга дымовых выбросов печей и стоков промышленных предприятий, на базе приборных шкафов и шельтеров фирмы INTERTEC-HESS и поточных анализаторов ведущих фирм производителей аналитического оборудования BARTEC-BENKE, PAC, Teledyne Analytical Instruments, Hamilton Sunstrand, GuidedWave и др. и обеспечивает:
- **Комплектацию, поставку и ввод в эксплуатацию** анализаторов, приборных шкафов и шельтеров и интегрированных анализаторных комплексов;
- **Предоставление сертификатов** взрывозащиты, разрешения Ростехнадзора на все оборудование, а также метрологических сертификатов на анализаторы;
- **Техническую и сервисную поддержку** и сопровождение оборудования в течение всего срока эксплуатации.

8-800-5550730 www.soctrade.ru



Шкаф приборный типа Классик

ИНТЕГРАЦИЯ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ: ПЕРЕЗАГРУЗКА



Михаил Косов,
директор по развитию бизнеса
с нефтегазовой отраслью
Microsoft

В условиях жесткой конкуренции главным преимуществом мировых лидеров нефтегазового сектора является, прежде всего, внедрение современных компьютерных технологий управления компанией, начиная от систем SCADA, распределенные системы управления технологическими процессами (DCS) и заканчивая глобальными комплексами управления ресурсами компании в целом (ERP). Какие новейшие технологии уже используют российские нефтегазовые компании, а какие только собираются осваивать?

Процесс автоматизации управленческих процессов сложен и трудоемок, внедрение систем автоматизированного управления производством (АСУП) требует больших временных и материальных затрат, при этом намеченная цель, к сожалению, не всегда достигается. Причина чаще всего в том, что не удается наладить и правильно распределить потоки информации на всех этапах бизнес-цикла от производственных до финансовых и управленческих структур компании. Другими словами, производственные и управленческие системы работают каждая сама по себе, зачастую лишь усложняя процесс управления компанией, приводя к дополнительным финансовым потерям.

По заключению экспертов Gartner Group, отсутствие информационного обмена между уровнями управления, охватывающего все

области деятельности предприятия, приводит к потере до 70% выгоды от внедрения систем АСУ и АСУ ТП. Немалую роль в снижении операционной эффективности компаний играет и территориальная удаленность дочерних производственных компаний от головных офисов, где, зачастую, и принимаются бизнес-решения.

Например, при итерационном процессе принятия решения, в котором участвует завод, расположенный в Комсомольске-на-Амуре, и московский офис, из-за разницы во времени на каждый цикл обмена информацией посредством электронной почты может потребоваться пара суток. Избежать подобной проблемы позволяют корпоративные порталы, информация на которых может изменяться в режиме, приближенном к реальному времени. Данные поступают непосредственно от производственных систем

и отображаются в виде легко читаемых ключевых показателей эффективности, аналитической информации, трендов и т.п. Для руководителей верхнего звена формируются суточные сводки в соответствии с корпоративными стандартами отчетности.

Российские нефтяные компании уже давно с успехом используют порталные решения, но зачастую только для работы с документами. В то же время западные лидеры рынка используют их и для оперативного управления на основе данных реального времени.

В Microsoft давно на собственном опыте оценили все плюсы интегрированного коммуникационного программного обеспечения

Интеграция средств коммуникации непосредственно в порталы позволяют при необходимости оперативно уточнить информацию у конкретного сотрудника или группы, совместно отредактировать документ, провести совещание и т.п. В Microsoft давно оценили все плюсы интегрированного коммуникационного программного обеспечения на собственном опыте: компания также территориально рассредоточена, ее сотрудники разбросаны по всему миру, но, тем не менее, постоянно активно взаимодействуют друг с другом.

Нефтегазодобывающие компании работают с огромными объемами данных, которые могут быть предоставлены в неструктурированном виде. Например, электронные письма, текстовые сообщения, документы, электронные таблицы, голосовые записи и др.. Существуют специальные приложения, предназначенные для обработки как структурированной, так и не структурированной информации. Они используются для хранения и анализа данных, на основе которых осуществляется планирование разведочных работ, пластовое моделирование, управление геологическими изысканиями, производством и другими процессами в добывающих компаниях.

Типичный сценарий работы глобальной группы специалистов добычного подразделения западной нефтегазовой компании включает совместную работу геологов, геофизиков и инженеров-промысловиков, находящихся зачастую в территориально

разделенных офисах. При этом они совместно готовят план разработки месторождения, оценивают экономический потенциал различных третичных методов добычи на ключевом месторождении. Специалисты оптимизируют модель пласта (например, в системе моделирования Petrel компании Schlumberger) с учетом всех доступных геолого-геофизических и производственных данных, а также планируют несколько вариантов потока жидкости вдоль линий тока, используя инструменты

пластового моделирования для оценки потенциала, последствием размещения и временной привязки этих скважин. Команда использует прикладное программное обеспечение для совместной работы над моделями. Однако большое количество сценариев и сложность анализа предполагает взаимодействие в итеративном режиме.

Современные решения объединенных коммуникаций компании Microsoft позволяют специалистам обсуждать варианты и обмениваются идеями с помощью электронной почты и системы мгновенного обмена сообщениями, проводить онлайн конференции, а также предоставляют общий доступ к необходимым документам через защищенный портал команды, что позволяет им параллельно подготовить несколько вариантов и передать их для анализа руководству и партнерам.

Бизнес-факторы, действующие в нефтегазодобывающей промышленности, диктуют необходимость внедрения такой ИТ-архитектуры, которая обеспечит надежную среду, поможет извлечь максимальную пользу из используемых технологий,

будет способствовать повышению эффективности анализа, операций и деятельности в этой отрасли. Эталонная архитектура должна поддерживать деятельность и реагировать на запросы функциональных подразделений нефтегазодобывающих компаний, предоставляя им возможность эффективно и результативно управлять бизнесом.

В своем нынешнем состоянии ИТ-инфраструктура большинства нефтегазодобывающих компаний не способна эффективно поддерживать и удовлетворять потребности аналитиков, производственников и бизнес-пользователей. В большинстве организаций объем хранимой и обрабатываемой информации увеличивается в геометрической прогрессии. Это обусловлено более широким применением цифровых датчиков в различных сценариях разведки и добычи, увеличением числа источников данных, подключаемых к ИТ-системам, а также растущими объемами информации в корпоративных базах данных. Кроме того, большие объемы специализированной информации накапливаются в различных приложениях, используемых в нефтегазодобывающей отрасли. Такое положение вещей приводит к тому, что быстро и эффективно получить необходимую информацию и ответы на поставленные вопросы практически невозможно. Компании стремятся централизовать хранилища данных путем создания собственных дата-центров, наращивают их мощности – следовательно, растут затраты на информационное обеспечение и поддержку инфраструктуры.

Западные системные интеграторы и сервисные компании, имеющие отношение к нефтегазовой отрасли, в настоящее время предлагают



своим заказчикам сервис-ориентированные архитектуры. Это более гибкая альтернатива традиционным жестким связям между приложениями и исходными данными. Сервис-ориентированная архитектура представляет собой набор взаимосвязанных служб. Эти службы могут взаимодействовать в режиме "один-к-одному" для обмена данными, позволяют организовывать связи между несколькими службами и создавать приложения, которые используют службы, "осведомленные" о своем местоположении.

Мы уже давно поняли ценность своевременной и точной информации, необходимой для анализа текущей обстановки и ситуационного прогнозирования

Наиболее популярной современной ИТ-технологией, призванной сократить затраты компании на поддержание ИТ-инфраструктуры, лицензирование программного обеспечения, а также повысить эффективность работы с большими объемами данных является публичное облако – удаленные центры используются для хранения и организации доступа к данным и приложениям через каналы Интернет. Эти системы разработаны с целью экономии средств, в частности за счет снижения потребности в масштабной вычислительной инфраструктуре на местах. Облачная модель идеальна для выполнения сложных операций, в которых задействованы несколько поставщиков и партнеров, при этом огромные объемы данных нужно защищать и передавать только авторизованным партнерам. Microsoft предлагает своим заказчикам полный спектр облачных сервисов: начиная с инфраструктуры и вплоть до полнофункциональной платформы программного обеспечения, включая хранилища данных, разнообразные приложения, среду разработки прикладного ПО и т.п.

Сегодня на отечественном рынке систем производственного управления присутствуют в основном западные компании. Причина кроется в том, что на западе осознали необходимость автоматизации бизнес-процессов гораздо раньше, чем в России. В СССР экономика была плановой с тотальным государственным регулированием цен и отсутствием внутренней конкуренции как таковой. В таких условиях не было

необходимости в повышении эффективности управления производствами, оптимизации технологических процессов в рамках отрасли. То, что мы сейчас называем инновационными решениями, появлялось в то время в виде изобретений или рационализаторских предложений, внедряемых (а чаще всего – и не внедряемых) на конкретных предприятиях для решения определенных локальных задач. В то же время в западных странах развитие капиталистических отношений подталкивало к

постоянному совершенствованию технологий, разработке новых теорий и методов управления, развитию средств автоматизации – все это позволяло повысить экономическую эффективность компаний, снизить издержки, упрочить конкурентоспособность.

В результате сегодня российские предприятия внедряют комплексы и системы ведущих мировых лидеров автоматизации и производственного управления: Honeywell, Siemens, Emerson, Invensys, Aspen Technology, Schlumberger и др. Немногие российские компании сегодня разрабатывают решения, способные успешно конкурировать с западными аналогами. В основном это системы и решения, учитывающие особенности российского законодательства, стандартов и практики ведения бизнеса. Ярким примером такого решения может служить система управления лабораторными исследованиями предприятия, разработанная российской компанией Индасофт, недавно получившей статус Золотого партнера Microsoft в области разработки программного обеспечения. В данной системе изначально заложены методологии исследования образцов в соответствии с ГОСТ РФ, что не всегда возможно сделать без особых затрат при внедрении аналогичного решения западного производителя.

Осознание ценности новых продуктов, технологий и услуг происходит на практике. Она определяется их вовлеченностью в сферы человеческой деятельности, товарно-денежных отношений, перспективами социально-

экономического развития общества в целом. Новые методы удовлетворения насущных потребностей появляются в результате поисковых НИР, проводимых с целью практического освоения научного потенциала теоретических знаний и открытий. Однако они, как известно, не имеют рыночной стоимости и несопоставимы с денежным эквивалентом. На это обращал внимание основатель кибернетики Н. Винер: «Современное общество оценивает стоимость идей в долларах и центах, хотя их ценность гораздо долговечнее ценности денег. Открытие, которое, быть может, только через пятьдесят лет даст что-нибудь практике, почти не имеет шансов оказаться выгодным для тех, кто оплачивал всю работу, проделанную ради того, чтобы оно совершилось».

В нефтегазовой отрасли основные технологические и управленческие процессы разработаны достаточно давно, поэтому что-то действительно новое появляется нечасто. К сожалению, российская автоматизация и ИТ достаточно сильно отстали от мировых лидеров, поэтому при освоении новых технологий отечественные предприятия в своих попытках внедрения инновационных систем и решений зачастую сталкиваются с необходимостью

наращивать базу нижнего уровня управления. Например, на нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах зарекомендовали себя как эффективные такие системы, как APC (Advanced Process Control), пришедшие к нам с «запада» и позволяющие стабилизировать качество технологических процессов (ТП), уменьшить запас по качеству, повысить энергоэффективность производства и т.п. По сути это программное обеспечение моделирования ТП и оптимизационный «движок» – т.е. сплошная математика. Но внедрение такого решения требует существования базы АСУТП достаточно высокого класса, поэтому оно может быть внедрено далеко не везде.

Из недавних новинок, ставших доступными российским компаниям, – те самые облачные технологии, но их нельзя отнести к какой-либо отрасли, это всеобщее достояние.

Выбор схемы внедрения новых систем и решений зависит от многих факторов. Одним из основных является степень новизны решения для компании. Если решение является абсолютно новым, компании легче идти на схему внедрения «под ключ», если же внедрение решения предполагает модернизацию существующих процессов, то

компании обычно настаивают на сохранении существующих наработок и обеспечении бесшовной интеграции с критичными для бизнеса системами. Также в значительной степени на схемы внедрения новых систем влияет наличие в компании проработанной и утвержденной долгосрочной ИТ-стратегии. К сожалению, такой документ имеют далеко не все нефтегазовые компании, что влечет за собой «заплаточный» подход к внедрению ИТ-решений. Следовательно, создается большое количество систем, работающих самостоятельно на собственных моделях данных. При интеграции таких систем возникает проблема их взаимодействия, необходимо вкладываться в разработку интерфейсов обмена информацией между решениями и приложениями. Для того чтобы избежать подобных проблем, Microsoft в июне 2010 года объявила о запуске Microsoft Upstream Reference Architecture (MURA) – инициативы, над реализацией которой корпорация работает совместно со своими партнерами. Однако архитектура MURA не предполагает использование исключительно продуктов Microsoft. Инициатива направлена на развитие общей платформы информационных технологий, которая обеспечивает беспрепятственное

движение информации между различными подразделениями нефтегазодобывающей компании, что выгодно и для партнеров, и для заказчиков. MURA описывает ряд основополагающих принципов, которые призваны обеспечить оптимальные условия для работы пользователей, и специализированную инфраструктуру, позволяющую создать платформу приложений с широкими возможностями и гарантировать их полную совместимость. Партнеры и пользователи получают ощутимые преимущества. Системные интеграторы и поставщики решений смогут использовать устойчивую и согласованную среду, в рамках которой будут создаваться решения. Нефтедобывающие компании получают гарантии того, что прикладные решения будут надлежащим образом функционировать и интегрироваться в их ИТ-среды. Аналогичные инициативы сегодня существуют для химической промышленности и энергетики, ведется работа над референсными архитектурами для нефтепереработки и нефтехимии, машиностроения и других отраслей промышленности.

Мы живем в непростые времена в непростом мире. Природные катаклизмы (землетрясения, цунами и т.п.), войны, террористическая угроза, экономическая нестабильность – все это факторы, влияние которых ощущают ежедневно и бизнес, и простые люди. Мы уже давно поняли ценность своевременной и точной информации, необходимой для анализа текущей обстановки, и ситуационного прогнозирования. Мы научились получать огромные объемы данных, хранить их; современные информационные технологии предоставляют множество инструментов, позволяющих преобразовать данные в информацию. В наше время особо актуальным кажется выражение, которое в свое время употребил Уинстон Черчилль: «Кто владеет информацией, тот владеет миром». Но сегодня владеть информацией недостаточно – необходимо уметь правильно и оперативно распоряжаться ею. И одной из главнейших задач, стоящих перед ИТ-компаниями, является предоставление достоверной и своевременной информации для оперативного принятия высококачественных управленческих решений. ●



ОСОБЕННОСТИ НАЦИОНАЛЬНОГО ЭНЕРГОСТРОИТЕЛЬСТВА

В посткризисные годы на рынке энергостроительства наблюдался значительный подъем. В 2010–2011 гг. по всей стране вводились новые мощности и чтобы обеспечить надежное функционирование энергосистемы страны до 2015 г. также планируется сохранить эту тенденцию. Российский рынок инжиниринговых компаний и производителей оборудования ввиду серьезного уровня планируемых инвестиций в строительство новых ТЭС. Но на российском рынке существуют свои особенности и специфические условия, в которых иностранным компаниям работать зачастую очень не просто. Как встроиться в специфическую систему российского энергостроительства?

АВТОРЫ
Д.Ф. Серант, генеральный директор ЗАО «КОТЭС»
К.Куисма, старший вице-президент «РЮУРУ»

В 2010–2011 годах в России наблюдалась стабильная динамика роста вводов энергетических мощностей на территории РФ. По данным Минэнерго ввод новых мощностей в 2010 году составил 2,9 ГВт. В 2011 год – 7,6 ГВт.

В Таблице 1 представлены крупные ТЭС, введенные за период 2010–2011 гг.

Чтобы обеспечить надежное функционирование энергосистемы страны в 2012–2015 годах также планируется сохранить темпы увеличения установленной мощности.

Российский рынок инжиниринговых услуг в области энергетики становится крайне привлекательным для зарубежных компаний и производителей оборудования ввиду серьезного уровня планируемых инвестиций в строительство новых ТЭС.

Согласно долгосрочным прогнозам Минэнерго РФ, в течение ближайших 10 лет потребуются инвестиции в размере около 80 млрд.

долларов в модернизацию генерирующих мощностей. А

за следующие 20 лет планируется построить более 80 ГВт новых мощностей.

Рынок строительства новых энергетических блоков на территории России неоднороден. Если брать во внимание различные этапы строительства, такие как генподряд и поставка основного оборудования (турбин, котлов), то доля иностранных участников составляет от 15 до 60%. Среди крупных российских генподрядчиков стоит отметить Группу Е4, Технопромэкспорт, Кварц. Основными зарубежными генподрядчиками выступают GE и Gama (консорциум), Enka.

Крупнейшие российские производители турбин, чье оборудование используется при строительстве новых энергоблоков – это Силовые машины и Уральский турбинный завод. Основные зарубежные производители, поставляющие турбины на российский рынок: Siemens, General Electric, Alstom, Mitsubishi. Основные отечественные производители котлов для строительства новых энергоблоков на территории России: ЗиО-Подольск, ЭМАльянс (в т.ч. Красный котельщик). Крупные иностранные производители котлов – это CMI, Харбинский котельный завод, Alstom.

Специфика работы в России

Перед иностранными компаниями возникает целый ряд вопросов, связанных со спецификой работы в непривычном для них правовом, политическом и техническом поле российского энергетического строительства. К таковым вопросам можно отнести необходимость вступления в СРО, сертификацию зарубежного оборудования, требования российских норм и стандартов проектирования и строительства, законодательную базу и менталитет российских заказчиков.

Для осуществления деятельности на территории Российской Федерации участники энергорынка – генподрядчики, проектировщики, строители – должны иметь допуск СРО.

Закон №315-ФЗ «О саморегулируемых организациях» регулирует порядок образования и деятельности, основные цели и задачи саморегулируемых организаций.

Главной идеей СРО стало перекалывание контрольных функций с государства на самих участников рынка. Контроль государства за деятельностью сменился контролем за результатом. Вследствие внедрения этого механизма будут постепенно отменены лицензии на определенные виды деятельности. Для оборудования, произведенного за пределами России,

ТАБЛИЦА. Основные вводы 2010–2011 гг.

Генерирующая компания	Станция	Вид станции	Мощность блока, МВт
2010 год			
Интер РАО	Калининградская ТЭЦ-2	ПГУ	450
ОГК-4 Е.Оп	Шатурская ГРЭС	ПГУ	400
ОГК-6	Рязанская ГРЭС (ГРЭС-24)	ГТУ	110
ТГК-1	Первомайская ТЭЦ-14	ПГУ	180
ТГК-4 Квадра	Воронежская ТЭЦ-2	ПГУ	115
РАО ЭС Востока	Партизанская ГРЭС	К-100-90-6	100
2011 год			
ОГК-4 Е.Оп	Яйвинская ГРЭС	ПГУ	420
ОГК-4 Е.Оп	Сургутская ГРЭС-2	2 ПГУ	400
ОГК-5 Enel	Среднеуральская ГРЭС	ПГУ	420
ОГК-5 Enel	Невинномысская ГРЭС	ПГУ	400
ОГК-6	Киришская ГРЭС	ГТУ	540
ТГК-1	Южная ТЭЦ-22	ПГУ	450
ТГК-2	Новгородская ТЭЦ	ПГУ	210
ТГК-3 Мосэнерго	ТЭЦ-26	ПГУ	420
ТГК-4 Квадра	Северо-Западная котельная Курск	ПГУ	115
ТГК-7	Сызранская ТЭЦ	ПГУ	225
ТГК-8 ЮГК	Краснодарская ТЭЦ	ПГУ	410
ТГК-10 Fortum	Тюменская ТЭЦ-1	ПГУ	230
ТГК-10 Fortum	Челябинская ТЭЦ-3	ПГУ	225

необходимо оплатить пошлину на ввоз и пройти сертификацию. Государственный стандарт – принимаемый Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС), применяется на территории России и стран СНГ.

В России Закон о техническом регулировании № 184-ФЗ разделит понятия «технический регламент» и «стандарт». До принятия технических регламентов в соответствующих отраслях необходимо продолжать руководствоваться ГОСТ.

Постановлением Правительства № 966 утверждена новая редакция «Положения о федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов» и единой

информационной системе по техническому регулированию. Минрегионразвития подготовило «Программу разработки строительных норм и правил в области инженерных изысканий, проектирования, строительства и эксплуатации зданий и сооружений на 2010–2012 годы», которая предусматривает актуализацию строительных норм и правил (СНиП) и ГОСТ. При этом делается акцент на сближении требований российских норм со стандартами Европейского Союза и со стандартами на строительное проектирование – Еврокодами. Также должны быть учтены наиболее успешные национальные нормы и стандарты других зарубежных стран. Недавно была принята «Стратегия развития энергетического машиностроения до 2030 года». Акцент в стратегии делается не

В течение ближайших 10 лет потребуются инвестиции в размере около **\$ 80 млрд.** в модернизацию генерирующих мощностей. А за следующие 20 лет планируется построить более **80 ГВт** новых мощностей



на заградительных мерах, а на выработке промышленной политики, которая есть во многих развитых европейских странах. Конкретные меры тарифного и нетарифного характера должны будут стимулировать не только иностранных, но и российских игроков активно вкладывать средства в создание производства и развитие НИОКР на территории России.

Не последнюю роль играют особенности менталитета российских заказчиков. Например, крайне сжатые сроки проектирования; выполнение функций заказчика в части сбора исходных данных и прохождения государственной экспертизы проектной документации; возможная смена основного оборудования в процессе проектирования; отсутствие авансовых платежей.

Современные технологии на Западе

Некоторые уникальные технологии в энергетической отрасли, внедряемые в настоящее время в России, уже давно успешно применяются в США и Европе. При этом российские энергомашиностроительные заводы способны обеспечить около трети потребности

местного рынка в таком оборудовании и зачастую проигрывают по КПД и экологическим показателям.

Например, парогазовые установки (ПГУ). Причем эта технология зародилась в России, а получила широкое применение сначала на Западе. Результатом стало то, что современная ПГУ на

электротехнического оборудования. Здесь отсутствие инвестиций в разработки аналогично наложило свой отпечаток. Российскими компаниями, например, покупаются лицензии на проектирование, изготовление и монтаж котлов-утилизаторов у ведущих мировых производителей. С дожимными компрессорными станциями тоже

В отношении первого варианта стоит отметить, что иностранные компании заинтересованы в приобретении российских профильных активов в энергетике.

Так, например, Финская компания RÖYRY с 2007 года является 100% акционером Гипробум – крупнейшего проектного института в области целлюлозно-бумажной промышленности. Группа AF, имеющая дивизион «Энергия» и занимающаяся техническим консалтингом в энергетическом секторе, в 2008 году приобрела 75% акций компании Лонас технология.

Широкое распространение в последнее время получило также создание совместных предприятий, консорциумов между российскими и иностранными компаниями.

General Electric совместно с Интер РАО будут заниматься изготовлением, реализацией и сервисным обслуживанием высокоэффективных ГТУ 6FA мощностью 77 МВт и с КПД 55%. Объем производства после запуска завода составит не менее

14 газотурбинных установок в год. Финансироваться проект будет в основном за счет собственных средств участников. На начальном этапе комплектующие части для производства на территории России предполагается поставлять зарубежными филиалами General Electric, в дальнейшем есть намерения привлекать к поставкам квалифицированные российские компании.

Siemens и Силовые машины создадут совместное предприятие по производству и сервису больших газовых турбин. Совместное предприятие будет использовать новейшие конструкторские разработки и технологии Siemens и широкие производственные площади Силовых машин. Локализацию предприятия

технологически проще использовать зарубежный опыт, чем развивать отечественные наработки.

Несколько лучше обстоят дела в других видах машиностроения – пылеугольные котлы на сверхкритические параметры, паровые турбины и генераторы. Отечественные заводы-изготовители этого оборудования имеют возможность поставить на рынок решения, вполне конкурентоспособные по цене и качеству.

Основные варианты сотрудничества российских и зарубежных компаний

Выход из ситуации, связанной со спецификой работы в России и наличием на Западе уникальных технологий, востребованных на российском рынке, возможен в результате приобретения

российских компаний зарубежными, либо в результате заключения соглашений о сотрудничестве, создания консорциумов, совместных предприятий.

Некоторые уникальные технологии в энергетической отрасли, внедряемые в настоящее время в России, уже давно успешно применяются в США и Европе

на российском энергетическом рынке на 30, а то и 50%, состоит теперь из импортного оборудования, которое отечественные заводы-производители не в состоянии изготовить сами. Причина кроется в том, что с 90-х гг. в НИОКР практически не было инвестиций.

Если посмотреть на ГТУ средней и большой мощности (от 200 МВт) – это ноу-хау иностранных производителей. В последние несколько лет импорт этого оборудования получил широкое распространение. По качеству выигрывает Запад, а по цене – Китай. Догнать Запад по этой технологии в ближайшее время представляется маловероятным. Причем иностранные производители, как правило, готовы отдавать по лицензии только часть производства.

В любом случае организация лицензионного производства ГТУ является наиболее перспективным решением для России. Поэтому генерирующим компаниям придется и дальше использовать зарубежные турбины или турбины, произведенные в России, но по лицензии иностранных производителей.

Примерно так же обстоят дела в котлостроении и производстве



планируется осуществить на территории Санкт-Петербурга. Запуск предполагается в течение 2012 года. Мощности совместного предприятия должны покрыть растущий спрос на газовые турбины, газовые электростанции и электростанции комбинированного цикла не только в России, но и странах СНГ.

Атомэнергомаш планирует занять часть рынка традиционной энергетики, продвигая в России оборудование для ТЭС корейской Doosan и трансформаторы китайской TBEA. Причем с TBEA в дальнейшем возможно создание совместного предприятия с локализацией производства на территории России. А с Doosan рассматривается создание совместного предприятия в



Широкое распространение получило создание совместных предприятий, консорциумов между российскими и иностранными компаниями

качестве поставщика оборудования для проектов российских ТЭС как при модернизации, так и в новом строительстве, но без локализации производства.

Евросибэнерго предлагает китайской SGCC создание совместного предприятия по транспортировке электроэнергии из Сибири в Китай и завода по производству трансформаторов.

Toshiba и Силовые машины договорились о локализации в России завода по производству, поставке и сервисному обслуживанию силовых трансформаторов. Объем инвестиций предполагается в размере 5 млрд. рублей за счет заемных и собственных средств участников проекта. Производство будет организовано на площадях Силовых машин в Санкт-Петербурге. Ввод завода в эксплуатацию – 2013 год.

WWE и ЭМАльянс подписали Меморандум о взаимопонимании в сфере технологического сотрудничества в сфере проектирования и строительства котельного оборудования на суперсверхкритических параметрах пара, котельного оборудования, работающего на биомассе, для объектов электроэнергетики и промышленности как на территории России, так и за ее пределами. WWE является источником технологических решений, а

ЭМАльянс – инжиниринговых и производственных возможностей.

Alstom договорились о совместном производстве с несколькими российскими компаниями: Росатом (уже существующее СП по производству паровых турбин для АЭС и ТЭЦ на площадке ЗиО-Подольск), Ростехнологии, РусГидро (создание СП по производству энергооборудования – турбин, генераторов – для ГЭС в Башкирии; старт – 2011 год; инвестиции – 500–1000 млн. евро) и Интер РАО.

Это далеко не полный перечень созданных или планируемых к созданию совместных предприятий в России. Отдельно стоит отметить открытие представительств зарубежных компаний на территории России с привлечением российских специалистов. Примером могут служить ABB Group, Schneider Electric, Siemens, Alstom и многие другие.

Опыт совместной работы

Рассмотрев различные варианты выхода на российский рынок инжиниринговых услуг, компания RÖYRY остановилась на партнерстве с российской компанией КОТЭС. В соответствии с подписанным в начале 2011 года соглашением о стратегическом партнерстве, его действие

распространяется на технико-экономические обоснования, предварительное проектирование, базовое проектирование, рабочую документацию, управление проектом, управление строительством и другие услуги по реализации проекта, услуги по выполнению функций инженера заказчика и услуги по проектам EPCM (управление проектированием, закупками, строительством).

В ходе реализации совместных проектов становятся очевидны как положительные моменты, так и трудности, с которыми приходится сталкиваться.

К положительным моментам, в первую очередь, следует отнести возможность представления клиенту современных технических решений, опробованных на зарубежных объектах с учетом особенностей российской энергетики и нормативов. В качестве второго преимущества выступают предложения услуг под всемирно известным брендом, с учетом соответствующих гарантий качества продукции. И, в третьих, появляется возможность оптимизации цены предложения за счет использования сбалансированной команды российских и зарубежных специалистов.

Но, возникают и сложности. Во-первых, необходимость объединения различных подходов к процессу разработки проектной документации в части стадийности и содержания документов. Во-вторых, необходимость учета российских

стандартов при разработке решений зарубежными партнерами. В-третьих, единых программных продуктов. В-четвертых, работа в едином языковом пространстве – англоязычном. В-пятых, различных подходов к получению исходных данных и согласованию технических решений с заказчиком.

Все эти сложности формируют требования к компаниям для совместной работы на российском

совместному развитию в едином направлении.

Опыт реализации совместных проектов показал, что наиболее эффективной может быть одна из двух схем.

Первая. При реализации внестадийных работ – предварительных ТЭО, концептуальных проектов, обоснований инвестиций – наиболее эффективно привлечение

Последние несколько лет в России наблюдается стабильная динамика роста вводов энергетических мощностей

рынке. Прежде всего, необходимо организовать общение между специалистами и работу с документами на одном языке. Авторы статьи предлагают в качестве такого языка использовать международный – английский. Также необходимо достичь обоюдного понимания стадийности проектирования и содержания документов, выпускаемых сторонами на различных этапах; активно использовать инструменты интерактивного общения и единые программные продукты для планирования проектов, расчетов и выпуска графической документации. Стороны должны быть готовы брать на себя дополнительную ответственность и становиться более гибкими по вопросам финансирования проектов и условий оплаты. И, конечно, стороны должны быть готовы к

зарубежного партнера в качестве лидера по контракту. Российская компания при этом принимает на себя обязанности по проверке и уточнению принимаемых технических решений.

Вторая. При разработке проектной и рабочей документации целесообразно исполнение российской компанией функций генерального проектировщика. Зарубежные партнеры принимают на себя ответственность за разработку концептуальных решений (основных технических решений), подготовку тендерной документации для заказа основного оборудования и разработку основных технологических схем.

В обоих случаях при планировании работ следует резервировать время на согласование принимаемых технических решений, проверку на соответствие российским

стандартам с последующей корректировкой, а также доработку до традиционного для России содержания документов (технологических схем, расчетов, компоновок и т.п.)

Последние несколько лет в России наблюдается стабильная динамика роста вводов энергетических мощностей. Данная тенденция должна быть сохранена и в дальнейшем. На этом фоне российский рынок инжиниринговых услуг в энергетике становится крайне привлекательным для зарубежных компаний и производителей оборудования.

Перед иностранными компаниями возникает ряд вопросов, связанных со спецификой работы в непривычном для них пространстве российского энергетического строительства. Это и вступление в СПО, и сертификация оборудования, и требования российских стандартов проектирования и строительства, а также менталитет российских заказчиков.

В свою очередь многие российские участники энергетического рынка также заинтересованы в приходе иностранных генподрядчиков и производителей оборудования, т.к. сотрудничество с известными зарубежными компаниями предполагает получение доступа к новым технологиям и разработкам, новым подходам к реализации проектов.

Выход из ситуации, связанной со спецификой работы в России и наличием на Западе уникальных технологий, востребованных на российском рынке, возможен в результате различных вариантов: приобретение зарубежными компаниями акций местных профильных компаний; развитие партнерских отношений с российскими инжиниринговыми компаниями или же открытие собственных представительств зарубежных компаний на территории России, укомплектованных отечественным руководящим и техническим персоналом.

Применительно к международной инжиниринговой компании RÖYRY и российской компании КОТЭС развитие партнерских отношений позволило объединить международный опыт и экспертное знание особенностей локального рынка в целях успешной реализации энергетических проектов на территории России и Казахстана. ●



Москва, ЦВК «Экспоцентр»
9-11 октября 2012

XII Международная специализированная выставка

Передовые Технологии Автоматизации

*Мы столько можем, сколько знаем.
Знание – сила.*

Фрэнсис Бэкон

Новые знания только на ПТА:

- Статистика
- Аналитические обзоры рынка
- Новинки оборудования и услуг
- Признанные мэтры и новые игроки
- Инженерное наследие
- Современное образование

Организатор:

Экспоцентр

Москва:

Тел.: (495) 234-22-10

E-mail: info@pta-expo.ru

www.pta-expo.ru



ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ «ПОД КЛЮЧ» ГРУППЫ ГМС



Юрий Осипенко,
заместитель
генерального директора,
ЗАО «ГИДРОМАШСЕРВИС»
(Группа ГМС)



Павел Биленко,
Начальник
департамента ВСТО
ЗАО «ГИДРОМАШСЕРВИС»
(Группа ГМС)

В настоящее время в России активно развивается рынок комплексных инженеринговых решений, в том числе и EPC контрактов (EPC: Engineering, Procurement, Construction). Его становление и формирование обусловлены общемировыми тенденциями вместе с актуальной потребностью в России в комплексной реализации сложных проектов на фоне активного роста капиталовложений в нефтегазовой отрасли и масштаба поставленных целей и задач (проекты Пурпе-Самотлор, ВСТО, Северный поток и т.д.).

В связи с не полной готовностью российских поставщиков и производителей к EPC-контрактам, EPC-проекты выполнялись преимущественно иностранными инженеринговыми компаниями. Однако, зарубежные игроки, обладая значительным

опытом управления проектами, тем не менее, столкнулись с некоторыми особенностями функционирования российской экономики (логистические проблемы, технические нормы, национальные правила и регламенты и т.д.) и многочисленными рисками, которые сильно осложнили их работу. В настоящее время существует недостаточное количество отечественных компаний, способных к квалифицированному выполнению крупных инженеринговых и EPC-контрактов.

Группа ГМС (ОАО «Группа ГМС» – крупный многопрофильный холдинг, обладающий одним из самых мощных научно-производственных потенциалов в области разработки и производства насосного и блочно-модульного оборудования для различных отраслей промышленности: нефтегазовой отрасли, энергетики, трубопроводного транспорта, водного хозяйства и ЖКХ. Важным направлением деятельности Группы является сооружение объектов «под ключ» и комплексное обустройство объектов добычи нефти и газа, водоснабжения и водоотведения), развиваясь как многопрофильный холдинг и расширяя свою деятельность с момента создания компании – от поставок, разработки и производства продукции до предложения комплексных решений и сооружения объектов «под ключ», активно наращивает свои позиции на рынке EPC решений для нефтегазовой промышленности, водного хозяйства и т.д.

Для Группы ГМС реализация комплексных инженеринговых и EPC- проектов стала одним из стратегических направлений развития.

В последнее время доля комплексных поставок, EPC-решений в портфеле контрактов Группы неуклонно растет вместе с ужесточением требований заказчиков к реализации таких проектов.

Предъявляются повышенные требования не только к временным и стоимостным характеристикам проектов, но и к механизмам администрирования, отчетности, технологиям, используемых при

управлении проектами. Зачастую заказчик предлагает совместную работу над проектом на основе своей системы координат, с использованием удобных для него инструментов и методологии.

Этим требованиям полностью отвечают динамично развивающиеся предприятия группы ГМС – проектные институты, машиностроительные предприятия, монтажно-строительные и сервисные компании.

Для реализации комплексных инженеринговых проектов создания, производства и поставки более 50 единиц уникальных насосных агрегатов для нефтепроводов ВСТО и Пурпе-Самотлор широкие возможности компаний Группы ГМС и многочисленных внешних поставщиков комплектующих координировались с помощью корпоративной системы управления проектами (КСУП), включающей все инструменты, необходимые для успешной реализации сложных EPC проектов.

В рамках управления проектами используется матричная схема. На старте проекта создается межфункциональная команда специалистов для последовательного решения совместно с руководителями функциональных подразделений всех проектных задач согласно структурной декомпозиции и сетевых графиков.

Команда включает в себя специалистов управляющей компании (УК), проектных институтов, базовых производственных предприятий и торгово-операционной компании (Системного Интегратора). Формирование команды производится с учетом соответствия профессионального опыта и ключевых навыков специалистов национальным требованиям к компетентности специалистов (см. ниже рис. 1, НТК, круг 01 КСУП).

Команда проекта разрабатывает и представляет заинтересованным специалистам функциональных подразделений и высшему менеджменту УК и предприятий-участников проекта презентацию проекта, структурную декомпозицию работ, матрицу ответственности и

- 01 – круг команды проекта: 55 элементов компетентности
- 02 – круг базовых (установочных) документов проекта
- 03 – круг пакетов работ проекта
- 04 – система инструментов и технологий проекта
- 05 – система управления сроками
- 06 – система управления информацией
- 07 – система управления проектом

устав проекта (базовый пакет инструментов проекта, круг 02 КСУП).

По результатам обсуждения презентации следует доработка, согласование и утверждение данных инструментов.

Структурная декомпозиция работ разрабатывается руководителем проекта совместно с командой (СДР, круг 03 КСУП) и включает в себя основные пакеты работ, декомпозируемые до конечных задач.

На основе СДР строится сетевой график проекта и другие инструменты системы управления сроками (круг 05 КСУП): графики производства, поставок, шефмонтажных и пусконаладочных работ.

Эти графики оперативно утверждаются Куратором (Куратор – доверенное лицо топ-менеджмента, назначенное для контроля над работой проектного менеджера и контролем хода работ на верхнем уровне и обеспечения решения отдельных вопросов проекта, требующих участия топ-менеджмента), Заказчиком проекта, руководителями проектных институтов и размещаются для последующей совместной работы команды проекта в системе электронного документооборота проектной документации (PDM системе, Product Data Management).

PDM система работает как ядро системы управления информацией проекта (круг 06 КСУП) и предоставляет возможности

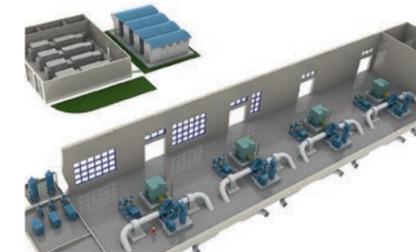


РИСУНОК 2.
3D модель НПС ТС ВСТО-1

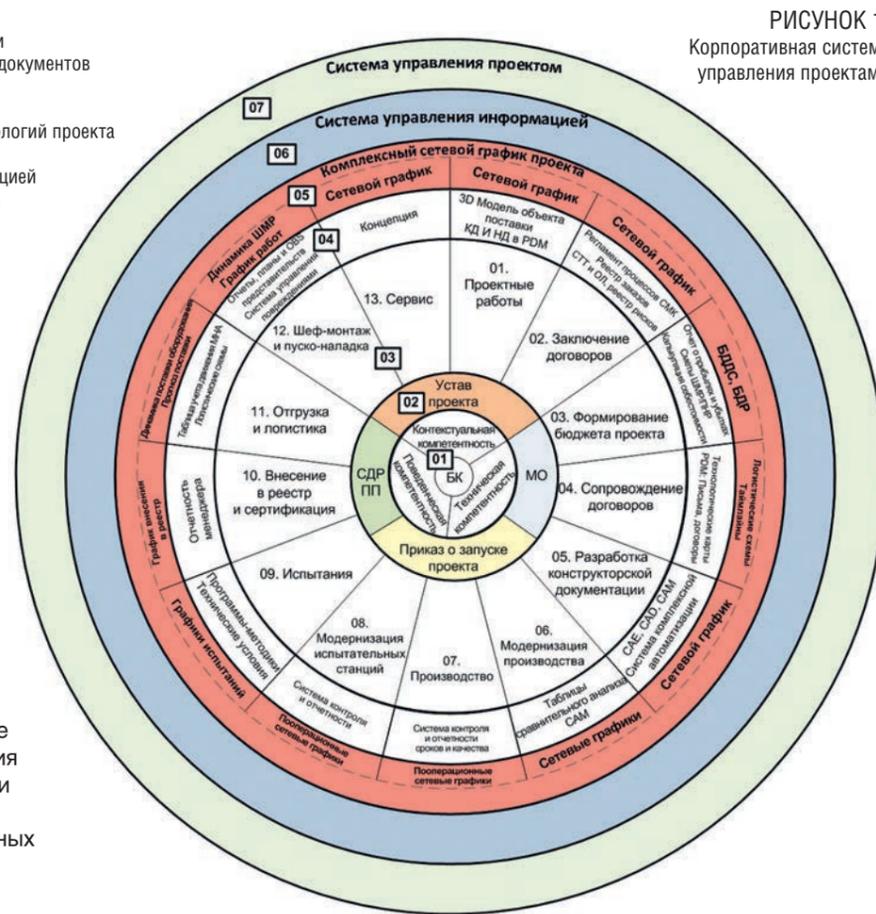


РИСУНОК 1.
Корпоративная система управления проектами

совместной работы над проектной документацией и удаленного доступа с соблюдением норм информационной безопасности.

Благодаря работе системы управления информацией и систематизированному хранению документов в ней, обученный специалист команды проекта находит любой документ проекта из десятков тысяч не более чем за три минуты. При ведении официальной переписки, переговоров, формировании договоров, быстрота взаимодействия с информацией является критическим фактором успешности.

Среди электронной документации в PDM системе содержатся 3D модели и сборочные единицы поставляемого оборудования, используемые на всех этапах работ проекта (рис. 2). Эти модели формируют информационный банк технических решений ключевых поставщиков оборудования для нефтегазовой отрасли и водного хозяйства.

Благодаря информационному банку становится возможным, к примеру, предоставление конечному заказчику комплексной

трехмерной визуализации строящегося объекта, которая разрабатывается с использованием трехмерных моделей всех видов поставляемого оборудования.

С учетом действия двух других основных составляющих КСУП – системы управления сроками и бюджетом проекта, модель объекта поставки становится пятимерной: каждая деталь оборудования помимо геометрических характеристик приобретает временные (срок производства и поставки) и стоимостные (отпускная цена).

В результате слаженной работы специалистов команды проекта с PDM системой комплексную оценку выполнения проекта получают не только руководитель проекта и Куратор проекта, но и конечный Заказчик, для которого это зачастую является критически важным.

При реализации удаленных крупных проектов важную роль для достижения результатов проекта играет сеть региональных представительств Группы ГМС. Так, например, для реализации проекта ВСТО были сформированы команды региональных менеджеров, работающих на протяжении всех

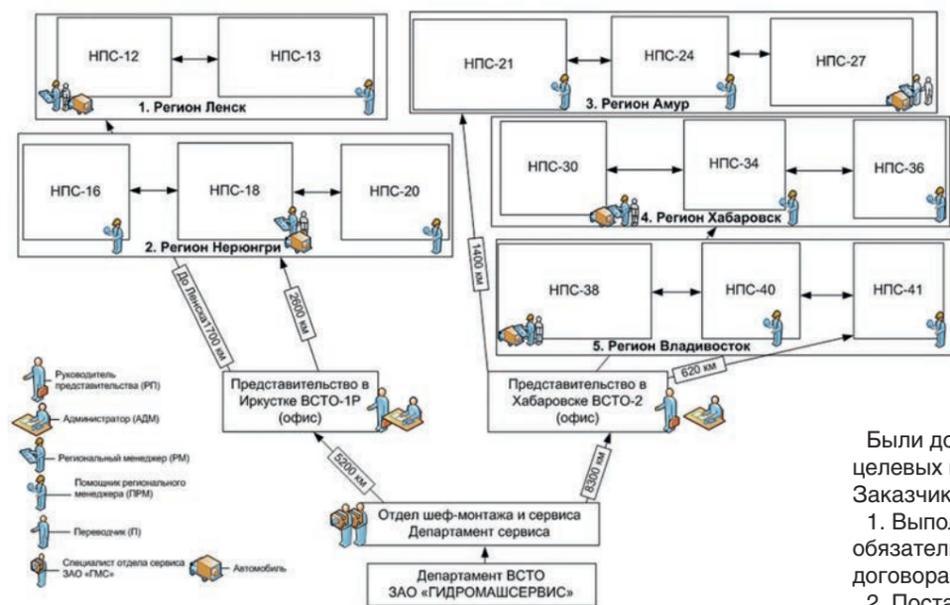


РИСУНОК 3. Организационная диаграмма работы представительств ЗАО «Гидромашсервис» на объектах ТС ВСТО

5000 километров трубопроводной системы.

Благодаря такому подходу, с учетом слаженной работы центрального офиса и региональных представителей с использованием комплекта специально разработанных регламентов, упорядочивающих управление проектом, вопросы заказчика успешно решались 24 часа в сутки 7 дней в неделю.

Описанные элементы корпоративной системы управления проектами, используемые специалистами команды проекта, дают существенный интеграционный эффект, обеспечивающий успех проекта не только для предприятий группы ГМС, но и для конечного Заказчика. При этом основными преимуществами для Заказчика становятся:

- максимальная прозрачность проекта, достигнутая предоставлением недельных технических отчетов о ходе проекта в согласованной с Заказчиком форме;
 - выполнение функций заказчика по управлению проектом через связь Заказчик – Системный Интегратор – Подрядчики;
 - единая ответственность Системного Интегратора за весь проект, включая пусконаладку и выход на полную мощность;
 - оптимизация затрат Заказчика;
 - передача заказчику объекта под ключ, с выполнением всего объема и видов работ по проекту.
- Возвращаясь к вопросу об успехе

проекта, нельзя не упомянуть об опыте американских исследователей Джеффри Пинто и Денниса Слевина, дающих определение понятия «успех проекта» в четырех составляющих:

- проект завершен в плановый срок;
- при реализации проекта достигнуты целевые финансовые показатели, заложенные в бюджет проекта;
- достигнуты цели проекта, оговоренные в уставе проекта;
- заказчик успешно эксплуатирует объект, созданный в результате реализации проекта.

В качестве результата, подтверждающего эффективность работы корпоративной системы управления проектами Группы ГМС, можно привести реализацию проекта поставки магистральных насосных агрегатов для трубопроводной системы Пурпе-Самотлор.

Разработка, производство, испытания, поставка насосного и вспомогательного оборудования были проведены в запланированный срок, а шефмонтажные и пусконаладочные работы в жестких климатических условиях были выполнены за три месяца.

В рамках выполнения проекта Группой ГМС был построен новый испытательный комплекс со стендами для проведения испытаний всех типоразмеров нефтяных магистральных насосов с мощностью до 14МВт и подготовлена инфраструктура для обеспечения эффективного сервисного обслуживания.

Были достигнуты все четыре целевых показателя, утвержденных Заказчиком и Куратором проекта:

1. Выполнены контрактные обязательства по заключенным договорам,
2. Поставлены высококачественные магистральные насосные агрегаты в соответствии с сетевыми графиками,
3. Обеспечено качественное выполнение шефмонтажных и пусконаладочных работ,
4. Разработана и внедрена корпоративная система управления проектами.

Итогом проекта стали современные надежные энергоэффективные магистральные насосные агрегаты нефтеперекачивающих станций, эффективно работающие для транспортирования нефти по трубопроводной системе Пурпе-Самотлор.

В результате успешной реализации комплексных инженеринговых проектов создания и поставки уникальных насосных агрегатов для трубопроводных систем Пурпе-Самотлор, ВСТО, а также строительства «под ключ» головной насосной станции для системы водоснабжения Туркменистана Йылгынагыз (Станция производительностью 126 000 м³/час является основой новой гидротехнической системы – Йылгынагызский магистральный машинный канал, обеспечивающий водой 31000 гектаров орошаемых целинных полей Йылгынагызского и Акалтынского массивов, местные населенные пункты, калийный и цементный заводы), специалисты Группы ГМС сформировали корпоративный банк знаний с упорядоченной структурой информационных источников, регламентов и методик, активно используемый для управления новыми инженеринговыми и ЕРС-проектами. ●



Для жизни и активного отдыха...

Современный элитный поселок на берегу большого озера
 Единый архитектурный стиль «Casa tizolese» (Тирольский дом)
 Прекрасное ландшафтное оформление Двухуровневая охрана
 Дома с мебелью полностью готовы "под ключ"
 26 километров от МКАД по Дмитровскому шоссе

РЕСТОРАН • СУПЕРМАРКЕТ • ДАЙВИНГ • РЫБАЛКА



долгосрочная
АРЕНДА

(495) 780 32 04
 www.spaskamenka.ru

РОЛЬ ПРИСАДОК В ПРОИЗВОДСТВЕ СОВРЕМЕННЫХ ТОПЛИВ



Александр Данилов,
Всероссийский
научно-исследовательский
институт по переработке
нефти

ОБ АВТОРЕ

Александр Михайлович Данилов окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М.Губкина по специальности «Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза». С 1974 г. работал в Электрогорском филиале ВНИИ НП. С 2004 г. заместитель генерального директора ВНИИ НП. Доктор технических наук. Член SAE. Автор около 300 публикаций, включая изобретения и 5 монографий.

К топливам для двигателей внутреннего сгорания предъявляются всё более жёсткие требования. С одной стороны они обусловлены прогрессом техники, с другой – строгими экологическими нормами. Поэтому технологию топлив приходится постоянно совершенствовать. Часто непременным элементом технологии являются присадки, без которых производство качественных продуктов оказывается невозможным или слишком дорогим. Что сегодня предлагает рынку отечественная и зарубежная наука?

Фантазия разработчиков привела к созданию более 50 типов присадок к топливам. Из них на практике используется чуть меньше половины. Более-менее постоянное применение находят около 10 типов присадок, а наиболее важными оказываются только некоторые из них. Для бензинов это антидетонационные присадки, для дизельных топлив – противоизносные и депрессорно-диспергирующие присадки, а также промоторы воспламенения.

АНТИДЕТОНАТОРЫ были первыми присадками к топливам. Они появились почти сто лет назад и предназначались для авиационных бензинов, в которые добавляли около 2% экстралина – технического монометиланилина (ММА). Вскоре в лаборатории фирмы General Motors Res. Corp были обнаружены уникальные свойства тетраэтилсвинца (ТЭС). Это соединение оказалось чрезвычайно ядовитым, но после непродолжительной борьбы с Министерством здравоохранения США победил бизнес, и ТЭС начал триумфальное шествие по миру.

Только в 1990-е годы в связи с установкой на автомобилях каталитических дожигателей отработавших газов,

несовместимых со свинцом, присадки на его основе были запрещены. Россия полностью перешла на выпуск неэтилированных бензинов в 2003 году. Отсутствие ТЭС надо было чем-то компенсировать. Были исследованы тысячи вариантов. Не осталось ни одного химического элемента, который не был бы проверен на пригодность в качестве заменителя свинца. Так появились присадки на основе металлоорганических соединений железа и марганца. На них возлагались большие надежды, но, вследствие существенных недостатков, широкого распространения они не получили.

Однако проблема оставалась, и было найдено два пути её решения: организация многотоннажного производства высокооктановых компонентов и возврат к хорошо забытому экстралину. Технологи предпочитают первый путь: организовать смешение потоков бензиновых фракций легче, чем иметь дело с присадками – продуктами, завозимыми со стороны, для которых требуются

ТАБЛИЦА 1. Оксигенаты – компоненты автомобильных бензинов

Показатели	ДИПЭ	МТБЭ	ЭТБЭ	ТАМЭ	ЭТАЭ
Температура кипения, °С	68	55	73	86	101
Плотность при 20°С, кг/м³	724	740	770	740	766
Октановое число смешения: моторный метод	100	110	105	98	100
исследовательский метод	110	125	118	111	-
Теплота: испарения, кДж/кг	314	337	315	329	308
сгорания (низшая), кДж/л	26400	26040	26750	27900	-
Давление насыщенных паров при 38°С, кПа	-	55,2	20,7	27,6	13,8
Количество эфира, %(об.), требуемого для обеспечения концентрации кислорода в бензине:					
2,7%	17,2	15,1	17,2	17,2	19,4
2,0%	12,7	11,0	12,7	12,4	13,0

ТАБЛИЦА 2. Баланс бензинового фонда России в 2011 году

Компонент	Содержание в бензиновом фонде, %	ОЧ (и.м.)	Доля в октановом фонде, ОЧ
Бензин каталитического риформинга	54,0	95	51,3
Бензин каталитического крекинга	24,4	92	22,4
Изомеризат	14,0	92	12,9
Прямогонный бензин	2,3	60	1,3
Алкилат	2,3	96	2,2
Бутан и другие продукты	1,4	70	1,0
Оксигенаты (МТБЭ, ТАМЭ)	1,6	125	2,0
Суммарное октановое число			93,1

складские помещения, специальные узлы ввода в топливо, особые правила техники безопасности и т.д.

Среди высокооктановых компонентов большой интерес представляют оксигенаты – спирты и их эфиры, наиболее известным из которых является МТБЭ – метил-трет-бутиловый эфир. Впрочем, сырьевой баланс позволяет (или требует) работать и с другими эфирами: ДИПЭ – диизопропиловым эфиром, ЭТБЭ – этил-трет-бутиловым эфиром, ТАМЭ – метил-трет-амиловым эфиром, ЭТАЭ – этил-трет-амиловым эфиром. Их наиболее важные характеристики представлены в табл. 1.

В России вырабатывается и используется преимущественно МТБЭ. В 2010 г. объём его выработки составил 915 тыс. т, причём около 600 тыс. т. было использовано при производстве

автобензинов. Как компонент бензина МТБЭ имеет ряд недостатков. Он кипит при 55 оС и в жаркое время года улетучивается из бензина, унося с собой часть октанового числа. Теплота сгорания у него меньше, чем у нефтяного топлива. При невысоких концентрациях это не особенно заметно, но всё же содержание МТБЭ в бензине приходится ограничивать. Впрочем, это касается всех оксигенатов. Ограничение вводится на максимальное содержание кислорода в бензине, которое не должно превышать 2,7%. Для МТБЭ это означает примерно 15% об. Такое количество может повысить октановое число бензина на 2–4 ед, этого вполне достаточно, если в бензине содержатся фракции каталитического крекинга, изомеризат, алкилаты и другие

высокооктановые компоненты. Если же таких фракций мало, приходится использовать ММА.

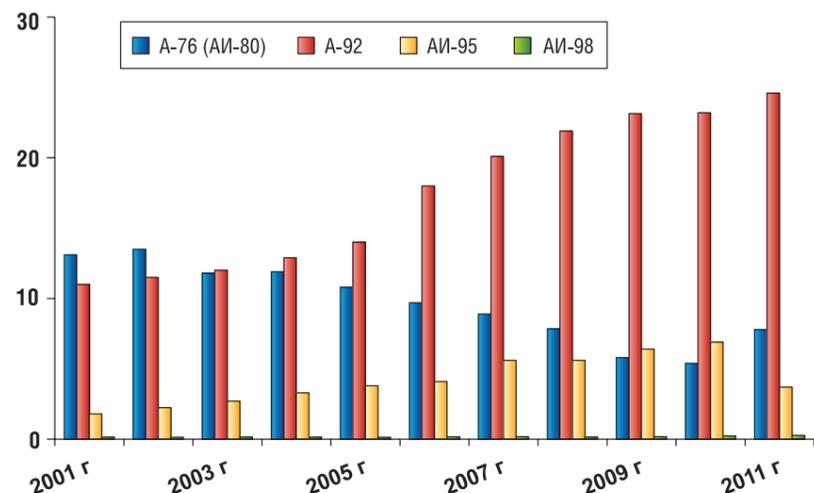
В табл. 2 представлен примерный баланс бензинового и октанового фонда России в 2011 г. Это весьма условный расчёт, так как значения октановых чисел в действительности не бывают точными, а зависят от состава бензина, да и содержание компонентов в балансе тоже подсчитать можно только приблизительно. Всё же можно заключить, что при таком балансе можно обеспечить выработку бензинов типа А-92, а бензины АИ-95 и АИ-98 вырабатываться уже не могут. Разумеется, это средние цифры, не отражающие ситуацию на отдельном заводе. Тем не менее, в России на 18 НПЗ при производстве автомобильных бензинов используют ММА.

И у МТБЭ, и у ММА имеются свои сторонники и противники. Отрицательное отношение к МТБЭ наблюдается, прежде всего, в США, где в течение нескольких лет продолжалась компания по запрету МТБЭ. Не вдаваясь в подоплёку этой компании, отметим, что она увенчалась успехом, и теперь США, а вслед за ними и некоторые другие страны при производстве бензинов МТБЭ не используют или планирует отказаться от него в ближайшее время. Компенсация потери октанового числа в США осуществляется путём использования этанола, в Европе начинают присматриваться к ММА.

Не исключено, что в России, напротив, ММА вскоре окажется под запретом. Причиной является его токсичность и плохие органолептические свойства. С технической стороны передозировка ММА (выше 1,3% об.) приводит к образованию отложений на деталях двигателя и топливной аппаратуры, нарушая нормальный режим процесса. Однако не всё так однозначно.



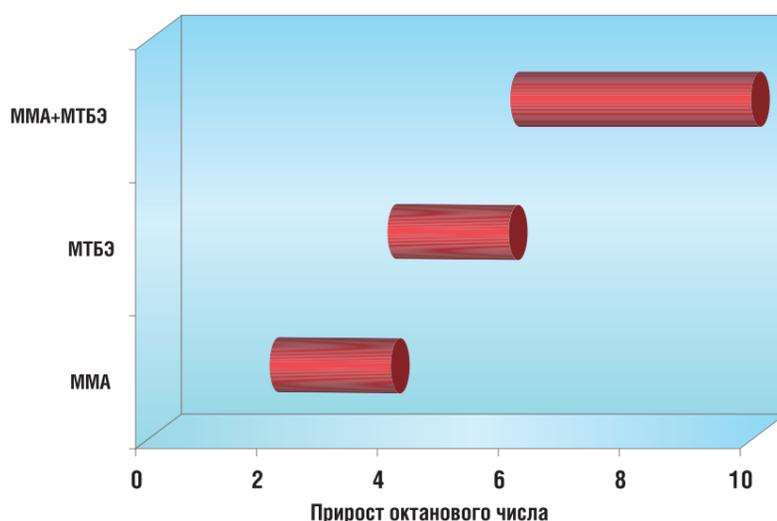
РИС. 1. Выработка бензинов в России в 2001–2011 гг. Данные ЦДУ Минэнерго



практически все страны переходят на выпуск малосернистых (содержание серы не более 350 ррт) и ультрамалосернистых (содержание серы не более 10 ррт) дизельных топлив. В России их выработка также быстро растёт (рис. 3). Однако обесеренные топлива характеризуются неудовлетворительными смазывающими свойствами, что приводит к сокращению ресурса двигателя и топливной аппаратуры. На рис. 4 представлены обобщённые данные по результатам пробегов топливных насосов на топливе, содержащем разные количества серы. Проблема решается путём добавки в топливо специальных противоизносных

Выработка высокооктановых бензинов в России быстро растёт (Рис. 1). Поэтому оба продукта – и МТБЭ, и ММА неизбежно найдут применение. Можно предложить компромиссную дозировку этих соединений в бензине: 10% МТБЭ и 1% ММА. При этом при их смешении наблюдается даже некоторое взаимное усиление их действия (рис. 2).

РИС. 2. Влияние МТБЭ и ММА на повышение октанового числа бензинов



ПРОТИВОИЗНОСНЫЕ ПРИСАДКИ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ МАЛОСЕРНИСТЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ. Чуть ли не основной показатель, характеризующий качество современных дизельных топлив – содержание серы, образующей при сгорании агрессивные оксиды. Поэтому

присадок. Принцип действия такой присадки заключается в том, что она образует прочный адсорбционный слой на трущейся поверхности, защищая тем самым её от износа. Пригодных для этого соединений много. На практике используют наиболее доступные и дешёвые. Это жирные кислоты, выделяемые из талловых масел, их аналоги или эфиры (например, моноолеат глицерина). Для улучшения физико-химических свойств к ним добавляют растворитель и деэмульгирующую добавку.

Рабочие концентрации противоизносных присадок колеблются в диапазоне 0,005–0,030% и зависят от содержания серы в топливе и наличия присадок других типов. Присадки, содержащие

РИС. 3. Выработка дизельных топлив в России в 2003–2011 гг. по содержанию серы. Данные ЦДУ Минэнерго

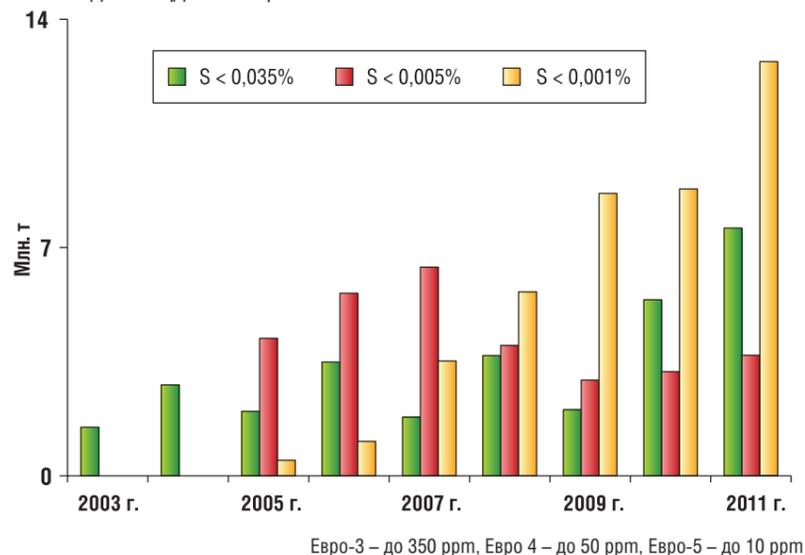
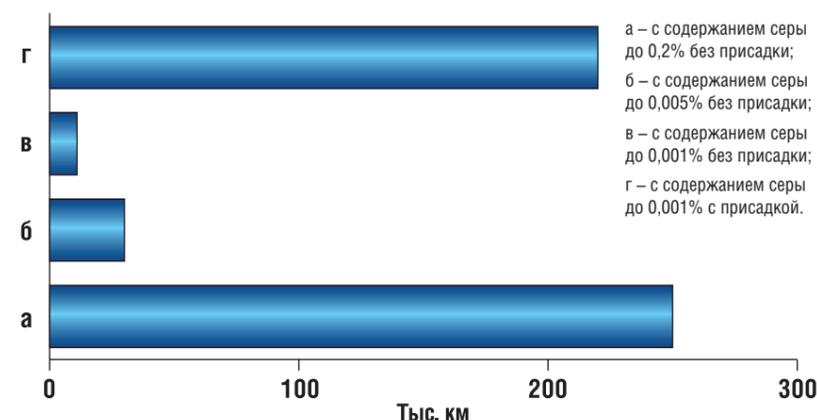


РИС. 4. Пробег топливных насосов высокого давления на топливе



а – с содержанием серы до 0,2% без присадки;
б – с содержанием серы до 0,005% без присадки;
в – с содержанием серы до 0,001% без присадки;
г – с содержанием серы до 0,001% с присадкой.

характеризуются недостаточной воспламеняемостью, так как содержат большое количество низкоцетановых дистиллятов вторичных процессов. Воспламеняемость топлив зависит от их группового углеводородного состава, а также от наличия в нём соединений, легко распадающихся на радикалы. Углеводороды по возрастанию склонности к воспламенению могут быть расположены в ряд: ароматические > нафтеновые > олефиновые > n-парафиновые, при этом цетановое число парафинов по мере разветвления молекулы снижается. Если в топливо добавить небольшое

поверхностно-активные вещества, вступают с ними в конкуренцию за поверхность, затрудняя им доступ и снижая их эффективность. К таким конкурентам относятся, прежде всего, промоторы воспламенения и депрессорно-диспергирующие присадки. С учётом этого ближайшая потребность в противоизносных присадках нами оценивается в 6 тыс. т/год. В перспективе она вырастет в 2–3 раза с ростом выработки малосернистых топлив.

Сначала потребность российских НПЗ в противоизносных присадках удовлетворялась закупками по импорту, так как соответствующих отечественных разработок не было. Открывшуюся нишу быстро заполнили компании Clariant, Lubrizol, BASF, Infineum. Всего за эти годы допущено к применению 8 присадок западных фирм. Однако вскоре были разработаны отечественные присадки, не уступающие по эффективности зарубежным аналогам, но более дешёвые. Вообще практика показывает, что цена противоизносных присадок в большей степени зависит от конъюнктуры, нежели от их себестоимости. Во всяком случае, с появлением на рынке отечественных разработок импортные присадки подешевели буквально в разы. Сейчас цена таких присадок колеблется вокруг отметки 100 тыс. руб/т.

ПРОМОТОРЫ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ.

Цетановые числа дизельных топлив должны соответствовать требованиям использующей их техники. Отклонения в большую или меньшую сторону равно нежелательны. В соответствии

ТАБЛИЦА 3. Энергия термического разрыва связей в некоторых молекулах

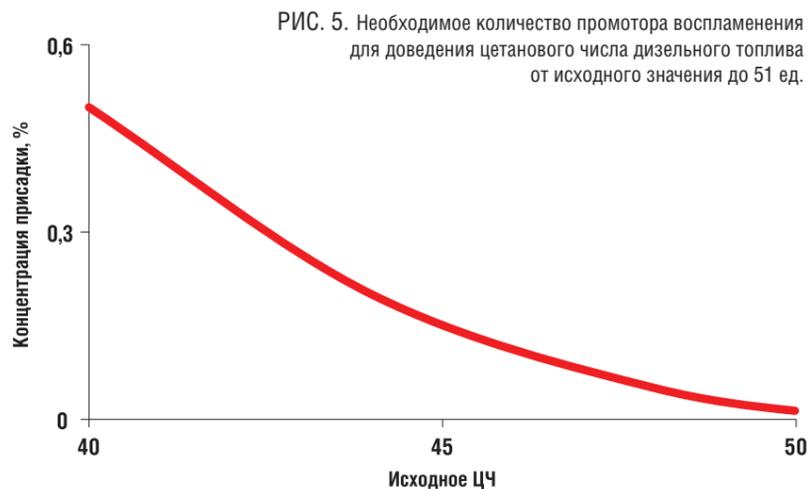
Соединение	Формула	Связь	Ориентировочная энергия разрыва связи, кДж/моль
Ароматические углеводороды	Ar-H	C-H	420
Парафиновые углеводороды	R-R	C-C	310
Алкилнитраты	RONO ₂	O-N	150
Пероксиды	R-O-O-R	O-O	140

со структурой дизельного парка страны требуемое цетановое число должно составлять не менее 45 ед. В перспективе цетановые числа должны вырасти до 51, как это требует Технический регламент «О требованиях к автомобильному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту». Цетановое число дизельных топлив, вырабатываемых сейчас на большинстве отечественных НПЗ России, составляет в среднем 48–50 ед. Поэтому традиционно промоторы воспламенения в России, почти не используются.

В СССР на территории России исключение составляли два завода: Комсомольский и Менделеевский (Ярославль), перерабатывающие нефти нафтенового основания и вынужденные добавлять в топлива изопропилнитрат. За рубежом промоторы воспламенения были более востребованы. Во-первых, требования к цетановым числам топлив для быстроходных дизелей в большинстве стран выше. Сейчас Европа переходит на нормы Евро-5, по которым дизельное топливо должно иметь цетановое число не ниже 55 ед. Во-вторых, дизельные фракции в странах с высокой глубиной нефтепереработки

количество легко распадающихся на радикалы соединений – промоторов воспламенения – то цетановое число топлива существенно вырастет. Специально вводимые в топливо промоторы воспламенения должны отличаться лёгким термическим распадом молекул на радикалы. Таких соединений достаточно много. К ним, например, относятся азосоединения, алкилнитраты, пероксиды, нитроалканы.

Энергии термического распада промоторов воспламенения в сравнении с углеводородами приведены в табл. 3. К сожалению, все они имеют те или иные недостатки: взрывоопасность, токсичность, высокую окислительную активность и т.д.

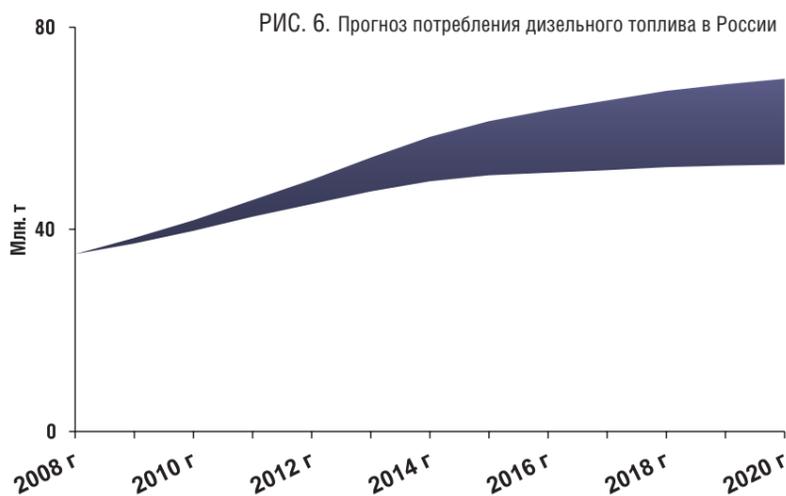


дешевы, с целью их дальнейшего удешевления рассматриваются варианты нитрования спиртосодержащих отходов химии и нефтехимии: кубовых остатков бутиловых спиртов, отходов сахарной и спиртовой промышленности и т.д. Получены интересные результаты, которые до внедрения пока не доведены.

Потребность в промоторах воспламенения при переходе российских НПЗ на выработку топлив с цетановым числом не ниже 51, может оказаться большой. При расчёте требуемой концентрации (для доведения ЦЧ топлива от исходного значения до 51 ед.)

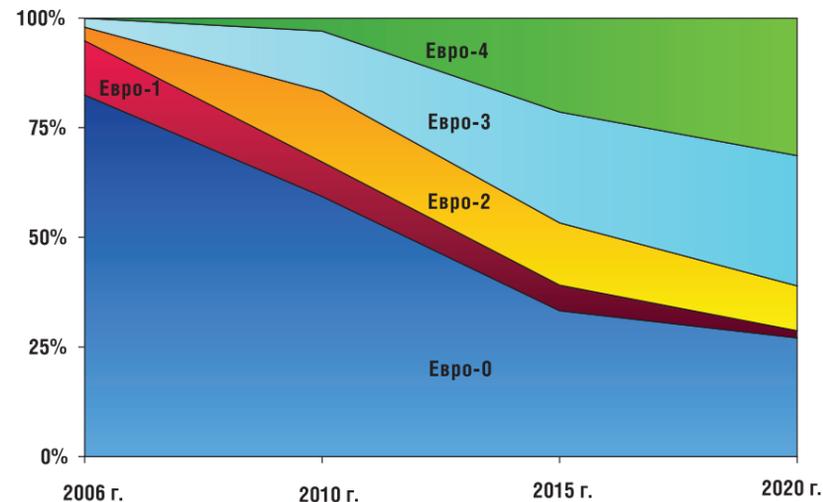
В результате приемлемый выбор свёлся к соединениям двух типов: алкилнитратам и алкилпероксидам. Так как последние слишком дороги, на практике используются почти исключительно алкилнитраты – многотоннажные сравнительно недорогие и безопасные продукты. Их получают нитрованием алифатических спиртов, преимущественно, 2-этилгексанола. Но алкилнитраты имеют и недостатки: они токсичны, коррозионно агрессивны, способствуют окислению топлива при хранении. Поэтому продолжают поиски альтернативных продуктов.

Хотя алкилнитраты при условии выработки в достаточно больших количествах сравнительно



Построено по данным: Рогов С. // Нефтегазовая вертикаль: переработка, химия, маркетинг. Пилотный выпуск. Март 2008. с. 10-14

РИС. 7. Динамика изменения структуры парка грузовых автомобилей в РФ по соответствию нормам Евро



Построено по данным: М.И.Левенбук, В.А.Винокуров, А.В.Бородачёва Основные направления модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России. М.: «МАКС Пресс». 2008. 92 с.

в первом приближении можно пользоваться зависимостью, представленной на рис. 5.

Можно считать, что при исходном значении ЦЧ, равном 48–49, достаточно 0,05% присадки. К 2020 г. потребность страны в дизельном топливе может составить около 60 млн. т/год (рис. 6). Трудно сказать, какое потребуется количество топлива с цетановым числом 51. Если справедлив прогноз, согласно которому к 2020 г. в структуре парка грузовых автомобилей 75 % составят машины класса Евро-3, 4 и 5 (рис. 7), то можно предположить, что присадок этого типа потребуется 20–25 тыс. т/год. Сейчас на российском рынке есть как импортные так и отечественные присадки. В России алкилнитраты могут вырабатываться на нескольких предприятиях, имеющих

соответствующие технологические возможности. Вероятно, основным изготовителем будет ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова», Дзержинск, располагающий установкой мощностью несколько тысяч тонн 2-этилгексилнитрата в год.

ДЕПРЕССОРНО-ДИСПЕРГИРУЮЩИЕ ПРИСАДКИ.

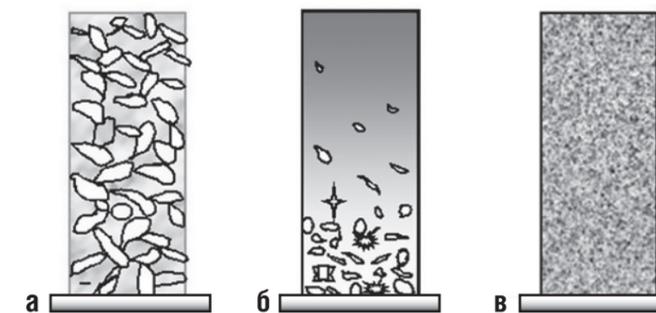
С применением депрессоров в топливах связаны две проблемы. Первая заключается в снижении температуры застывания топлива и улучшении его прокачиваемости. Её начали решать в 1950-е годы после того, как депрессорные присадки стали с успехом применяться в смазочных маслах. К сожалению, все попытки приспособить их для дизельных топлив успеха не имели. Распространилось мнение, что для топлив депрессоры в принципе непригодны. Лишь после нескольких лет упорных поисков было обнаружено, что большую роль играет масса и геометрия молекулы присадки. Это, практически важное открытие способствовало созданию огромного ассортимента присадок этого назначения.

Вторая проблема заключается в расслоении топлива с депрессорной присадкой при холодном хранении. Депрессорные присадки препятствуют слипанию кристаллов парафинов с образованием малоподвижной структуры, но не могут предотвратить начало самой кристаллизации. Поэтому топлива с такими присадками при длительном холодном хранении разделяются на два слоя: нижний, обогащённый кристаллами парафинов и верхний светлый. Оба слоя сохраняют подвижность, но различаются составом и, следовательно, теплофизическими характеристиками.

Этот недостаток устраняется путём введения в топливо наряду с депрессором ещё одной присадки, получившей название диспергатора парафинов. И депрессор, и диспергатор могут подбираться для топлива по-отдельности, но могут использоваться в виде бифункционального пакета. В настоящее время предпочтение отдаётся именно таким пакетам. Некоторая иллюстрация сказанному выше представлена на рис. 8.

Основные технические решения по составу и производству депрессорных присадок сохраняются уже в течение нескольких десятилетий. Собственно, речь идёт о двух технологиях. Первая

РИС. 8. Состояние образцов топлива при охлаждении



а – топливо без присадок. Крупные кристаллы парафинов образуют неподвижную структуру; б – топливо с депрессором. Кристаллы парафинов приобретают форму, препятствующую образованию структуры, но при этом под действием силы тяжести оседают на дно; в – топливо с депрессором и диспергатором парафинов. Мелкие кристаллы равномерно распределяются по объёму топлива

заключается в сополимеризации этилена с винилацетатом при высоких (до 150 МПа) давлении и температуре (100–150°C) с получением ЭВА-сополимера. Вторая – в получении сополимера на основе олефинов и алкилметакрилатов. Эта технология требует более мягких условий, но не позволяет получить присадку, эффективно улучшающую все низкотемпературные показатели топлив, включая предельную температуру фильтруемости. Поэтому предпочтение отдаётся ЭВА-сополимерам, хотя интерес к полиалкилметакрилатам время от времени возникает снова и снова. Впрочем, для печных и котельных топлив эти присадки вполне пригодны.

Рынок депрессорно-диспергирующих присадок имеет особенности, объясняемые спецификой действия депрессоров и связанными с ней конъюнктурными причинами. В отличие от противозаносных присадок и промоторов воспламенения, депрессоры не имеют универсального характера. К каждому топливу необходимо подбирать присадку с определёнными физико-химическими характеристиками. Таким образом, в общем случае требуется достаточно обширный набор присадок. В ассортименте поставщика депрессоров должно быть 20–30 марок депрессоров, из которых для каждого конкретного случая подбирается оптимальный вариант. На российский рынок депрессорных и депрессорно-диспергирующих присадок европейские фирмы вышли в 1991 г., заключая контракты на поставки присадок партиями по 50–100 тонн.

Исходя из сравнительно небольших объёмов выработки депрессоров при широком ассортименте, а также довольно сложной технологии, создавать в России собственное производство депрессоров для дизельных топлив на первый взгляд невыгодно. Но следует учесть, что депрессоры требуются также и для мазутов, и для сырой нефти. При несложных изменениях режима они могут изготавливаться на одной и той же установке. В результате рентабельность производства заметно увеличится. Эти вопросы в комплексе своих проблем окончательно не решены.

В России Ангарский завод катализаторов и органического синтеза по технологии ВНИИ НП освоил производство присадки ВЭС-410 Д, сравнимый по эффективности с зарубежными образцами. Здесь же вырабатывается присадка ВЭС-408 для остаточных топлив. Что касается диспергаторов парафинов, сейчас ведётся разработка отечественных продуктов, которую предполагается завершить в ближайшие годы. Необходимое техническое решение найдено. Однако, требуется набор достаточного количества статических данных, чтобы заявить, что диспергатор парафинов разработан.

ГОНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ВООРУЖЕНИЯ



Ольга Старшинова,
Заместитель генерального
директора по маркетингу
и реализации
Энергостройинвестхолдинг,
д.э.н.

В предыдущем номере Ольга Старшинова рассказала читателям **Neftegaz.RU** о том, какие тенденции доминируют в электроэнергетике за рубежом и какими стратегическими критериями руководствуются компании в своей инновационной деятельности. А как обстоят дела в России? Какие тенденции доминируют сегодня в электроэнергетике и какие цели ставят перед собой отечественные энергетические компании?

Расклад сил

Российские энергетические предприятия существенно отстают от зарубежных по уровню инновационной активности, причем, как в технологической, так и в управленческой сфере. Как правило, в российских компаниях технологические инновации смещены от интеллектуальной составляющей инновационного процесса в сторону его практических, внедренческих стадий. Они выражаются, преимущественно, в приобретении машин и оборудования с целью обновления материальной базы и повышения технологического уровня производства и в гораздо меньшей степени – в выполнении исследований и разработок.

Управленческие инновации практикуются российскими энергетическими компаниями в виде внедрения современных методов управления производственным процессом, персоналом, разработкой и реализацией корпоративной стратегии, новых организационных структур и т.д.

Переход к инновационному развитию в нашей стране в настоящее время является одним из приоритетов государственной политики. Модернизации и инновационному развитию электроэнергетики уделяется

особое внимание, поскольку эта отрасль обеспечивает жизнедеятельность всей экономики и безопасность государства в современном геополитическом пространстве.

В последние годы был принят ряд нормативных актов, имеющих отношение к инновационной деятельности в электроэнергетике:

– Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» во исполнение положений которого была разработана и утверждена распоряжением Правительства «Государственная Программа по энергосбережению и повышению энергоэффективности до 2020 года».

– Указ Президента РФ от 7 июля 2011 г. № 899 «Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации»

– Федеральная целевая программа «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2013 годы».

– Постановление правительства РФ №391 от 01.06.2010 г. «О порядке создания государственной информационной системы (ГИС) в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и условий для ее функционирования».

Также в России реализуется ряд проектов для повышения энергоэффективности. Среди них и программа «Инновационная энергетика», предусматривающая разработку и реализацию прорывных энергетических решений.

Энергоэффективность и энергосбережение были признаны приоритетными направлениями развития российской науки и технологий и включены в федеральную целевую программу «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2013 годы», которую курирует Министерство образования и науки.

На реализацию федеральной целевой программы на 2007–2013 годы (в ценах соответствующих лет) предусмотрено выделение около 172 млрд рублей, в том числе около 111 млрд рублей – из федерального бюджета.

Проекты по энергоэффективности и энергосбережению государство поддерживает в нескольких направлениях. Первое направление – это базовые технологии силовой электротехники. Второе – технологии атомной энергетики ядерного топливного цикла безопасного обращения с радиоактивными отходами отработавшего ядерного топлива. Третье – технологии новых и возобновляемых источников энергии (в том числе и по водородной энергетике). Четвертое – методы создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии,

энергоэффективного производства. Пятое – изготовление техники для преобразования энергии на органическом топливе.

Актуальность инновационного процесса в электроэнергетике России обуславливается существенным износом оборудования, существующим технологическим и техническим отставанием отрасли от электроэнергетики развитых стран. В частности, о состоянии электросетевого комплекса можно судить по данным приведенным в таблице.

ТАБЛИЦА. Срок эксплуатации оборудования магистральных сетей ЕЭС РФ

Срок эксплуатации	Сверхнормативный (более 25 лет)	Аварийный (более 35 лет для ПС и более 40 лет для ВЛ)
Подстанции (ПС)	47%	17%
Линии электропередачи (ВЛ)	67%	26%

Значительным недостатком существующей энергосистемы является также уровень потерь электроэнергии, который в нашей стране достигает 13–14%. В то же время, в Японии этот показатель составляет 5%, Западной Европе – 4–9%, США – 7–9%.

Для решения этих и других проблем, в ФСК ЕЭС и МРСК – крупнейших операторах электросетевого комплекса – разработали масштабные пятилетние программы модернизации и обновления, которые уже реализуются. Объем их финансирования составляет 952 млрд и 1,182 трлн рублей соответственно. Часть этих средств (в частности, ФСК ЕЭС – около 7% или 65,8 млрд рублей) планируется направить на инновации, повышение эффективности и развитие технологического управления электросетевым комплексом.

Существенную роль в инновационном развитии магистральных сетей и всей электроэнергетики, предполагается, будут играть технологии интеллектуальных сетей – Smart Grid в международном варианте (подробнее о технологии Smart Grid см. *Neftegaz.RU №4*).

На заседании Комиссии по модернизации и технологическому развитию в октябре 2010 г., председатель правления ФСК ЕЭС Олег Бударгин представил планы перехода единой

энергетической системы страны к «умным» сетям. Преобразования, являющиеся сутью концепции интеллектуальных сетей, должны стать катализатором дальнейшей модернизации всей электроэнергетики, обеспечивая надежность и эффективность как сектора передачи, так и секторов генерации и распределения электроэнергии. Такое понимание умных сетей, выраженное в одновременном инновационном преобразовании всех кластеров

электроэнергетики делает задачу по созданию умной сети в России уникальной и нерядовой. Завершить процесс создания умных сетей намечено через 20–25 лет.

Стратегия действий

Первая пятилетка началась с подготовительного этапа (2010–2011 гг.) и включила в себя оценку состояния сетевых активов, актуализацию технической политики, формирование концепций и программ инновационного развития ФСК ЕЭС, оценку возможностей отечественных производителей энергетического оборудования, формирование долгосрочных партнерских отношений с поставщиками и подрядчиками, а также начало строительства на территории РФ новых заводов по производству КРУЭ, силовых трансформаторов и других видов энергооборудования. Задачей на 2011 г. являлась также разработка нормативно-технической и правовой базы отрасли, формирование инструментов для привлечения инвестиций, разработка проектов территориальных кластеров интеллектуальной сети (на Северо-Западе страны, Кубани и в ОЭС Востока).

Планы на 2012 г. заключаются в завершении формирования платформы, создающей основу модернизации. А именно, в этот

период планируется создание центра подготовки персонала ФСК ЕЭС, порядка 2 000 человек в год; начнется реализация отдельных пилотных проектов и создание территориальных кластеров интеллектуальной сети (в частности, в ОЭС Востока). На этот же год намечена разработка общесистемного проекта создания интеллектуальной сети в ЕЭС России.

В 2013 году ФСК намерена провести стажировку и обучение персонала на оборудовании

На 2014 год запланирован запуск общесистемного проекта создания интеллектуальной сети в ЕЭС России

интеллектуальной сети, а также оценить результаты первых пилотов и, при необходимости, провести их корректировку. В это же время будут проводиться подготовительные мероприятия по запуску общесистемного проекта.

В 2014 году, как ожидается, начнется выпуск продукции по программе локализации производства современного оборудования на территории РФ, появятся результаты опытно-промышленной эксплуатации интеллектуальных кластеров и будет проведена корректировка нормативно-правовой базы и адаптация проекта под существующие условия. На 2014 год запланирован и запуск общесистемного проекта создания интеллектуальной сети в ЕЭС России.

Повсеместное тиражирование полученных результатов начнется в 2015 году.

Ожидаемая суммарная эффективность проекта составит 50 млрд руб в год и будет складываться из нескольких показателей. Первый – снижение потерь в сетях всех классов напряжения (эквивалентно годовой выработке электроэнергии электростанциями мощностью 7,5 ГВт) – 3 млрд руб. в год. Второй – сглаживание графиков нагрузки – около 15 млрд руб. в год. Третий – повышение пропускной способности линий электропередачи до 30% – около 20 млрд руб. в год и т.д.

В рамках предварительного этапа ФСК ЕЭС заключила соглашение с госкорпорацией «Ростехнологии» о сотрудничестве в области разработки, производства

и поставок современного высокотехнологичного оборудования и систем для Единой национальной электрической сети (ЕНЭС). В активной стадии реализации находится соглашение между ФСК ЕЭС и компанией Hyundai Heavy Industries. В соответствии с документом последняя построит во Владивостоке завод по производству комплектных распределительных устройств. При этом в течение 3–5 лет предполагается локализовать производство комплектующих для

нового предприятия до 70%. Также ФСК и НИИ планируют создать научно-исследовательский центр, который будет обрабатывать различные инновационные технологии перед их внедрением на действующих энергообъектах ЕНЭС.

В конце сентября 2011 г. «Силовые машины» и корпорация Toshiba приступили к строительству завода по производству трансформаторов в поселке Металлострой (Санкт-Петербург). Одним из основных покупателей оборудования трансформаторного завода станет ФСК. Также сетевая компания ведет переговоры с «Сименс» о создании на территории РФ инжинирингового центра. В задачи центра войдет выявление наиболее прогрессивных и универсальных методов конструирования бизнеса в электроэнергетике и проведение системной работы по их внедрению в отрасли.

С ноября 2010 г. в Сколково реализуется уникальный проект по переустройству ЛЭП 500 кВ с воздушного в кабельное исполнение и строительству первых в стране подземных подстанций 220 кВ – Сколково и Смирново. В августе 2011 г. начато строительство подземной подстанции Сколково. Эта подстанция, оснащенная новейшим, высоконадежным электрооборудованием, станет ярким примером внедрения инновационных технологий в энергетике. Подстанция будет оснащена комплектным распределительным устройством с элегазовой изоляцией на напряжение 220 кВ. Также на подстанции будут установлены два элегазовых трансформатора

220/20 кВ мощностью по 63 МВА, разработанных для использования на подземных энергообъектах. Ранее подобные автотрансформаторы в России не применялись. В октябре 2011 г. ФСК ЕЭС приступила к строительству подземной подстанции Смирново.

На подстанции 220 кВ Псоу в Сочи в сентябре завершена установка системы сетевого накопления энергии (СНЭ) для организации бесперебойного электроснабжения собственных нужд ПС. СНЭ являются одним из основных элементов интеллектуальной сети.

В сентябре 2011 г. поставлена под напряжение ЛЭП 220 кВ Зеленый уголь – Русская, часть которой проходит по дну пролива Босфор Восточный и выполнена из бронированного медного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена. Эта линия является частью дальне-восточного кластера интеллектуальной сети на острове Русский.

Осуществляется проектирование (проектировщик – ИЦ Энергетики Урала) электросетевых объектов первого этапа строительства внешнего электроснабжения Эльгинского угольного комплекса, который также является частью дальневосточного кластера интеллектуальной сети. В рамках первого этапа к 2013 году в Амурской области ФСК ЕЭС реконструирует подстанцию 220 кВ Призейская, построит три новые подстанции 220 кВ и линию электропередачи 220 кВ Призейская-Эльгауголь протяженностью 268 км. В ходе реализации проекта будет использован ряд инновационных технологий, таких как аккумуляторные батареи большой мощности (АББМ), активные фильтры, устройства синхронизированных измерений PMU, WACS/WAPS технологии, СКРМ, будет построена цифровая подстанция. Проект предполагается выполнить с минимальным воздействием на окружающую среду.

Задачи внедрения

Основной целью внедрения инноваций в российской электроэнергетике является повышение ее энергоэффективности и надежности. Помимо высокой степени износа генерирующего и сетевого оборудования низкой

эффективности российской энергетики способствует также отсутствие скоординированного, комплексного управления всей отраслью, начиная от генерации тепла и электроэнергии, их транспортировки и разумного потребления энергетических ресурсов.

Следует отметить также, что переход на использование наиболее эффективного современного оборудования не дает должного эффекта при отсутствии современных технологий в организации строительства и дальнейшей эксплуатации энергообъектов. В связи с этим решение глобальных задач Энергостройинвест-Холдинга тесно связано с созданием современной системы управления подрядными организациями, выполняющими не только строительство ЛЭП и подстанций, но и наладку подстанционного оборудования, релейной защиты и автоматики.

Холдинг обеспечивает управление этим процессом, внедряя современные – инновационные технологии проектирования, такие как лазерное сканирование, индивидуальное и трехмерное проектирование (3D), системы управления проектами, а так же другие технологии, включая сетевое планирование.

Индивидуальное проектирование, применяемое в проектных организациях Холдинга, основанное на оптимизации базовых конструкций для условий конкретных ВЛ, является инновационной разработкой, позволяющей улучшить экономические показатели каждой отдельной линии, и, как следствие, – повысить экономическую эффективность электросетевого комплекса в целом.

В дочерних предприятиях Холдинга внедряется система управления проектами на базе Primavera – в 2012г. предполагается ее распространение на всех объектах компании.

Российская практика: технологические инновации в транспортировке и распределении электроэнергии.

Основными подразделениями, генерирующими инновации, в Энергостройинвест-Холдинге

являются проектные институты – базирующиеся в Екатеринбурге Инженерный центр энергетики Урала, Проектно-инженерный центр УралТЭП, Проектный центр Энерго, Санкт-Петербургский Северо-Западный энергетический инжиниринговый центр (СевЗап НТЦ). СевЗап НТЦ



специализируется на разработке электрических сетей всех классов напряжения, а также объектов электро- и теплогенерации. В состав проектного института входит единственная в стране научно-исследовательская лаборатория конструкций электросетевого строительства (НИЛКЭС), которая регулярно патентует новые разработки, затем успешно применяемые инжиниринговыми компаниями Холдинга в ходе реализации проектов строительства и модернизации энергетических объектов.

Специалистами лаборатории разработаны все унифицированные конструкции опор ВЛ напряжением от 35 до 1150 кВ, все крупные переходы ВЛ, в том числе через Амур и Амурскую протоку, через реку Печора и Камское водохранилище, современные конструкции опор ВЛ из многогранного профиля, фундаменты на винтовых сваях и другие уникальные разработки, выполненные в рамках целевых программ ФСК ЕЭС.

Высокая конкуренция на рынке электросетевого строительства ставит новые задачи перед

проектными организациями. В современных условиях требования заказчиков к проектам ВЛ и ПС включают эффективное использование ресурсов: сокращение времени строительства, уменьшение площади постоянного и временного землеотвода, экономию материалов. Именно

поэтому на смену типовому проектированию приходит индивидуальное проектирование, учитывающее условия конкретного объекта. Индивидуальные проекты ВЛ, в том числе с применением базовых и модифицированных многогранных опор и фундаментов, неоднократно разрабатывались специалистами СевЗап НТЦ при проектировании таких объектов, как ВЛ 330 кВ «Восточная- Волхов-Северная» (реконструкция), ВЛ 330 кВ на Калининской АЭС и кабельно-воздушная ВЛ 110 кВ «Кольская АЭС – г. Полярные Зори» (новое строительство). Использование базовых и разработанных модифицированных

конструкций позволили существенно сократить время проектных работ, адаптировав существующие решения к условиям конкретной трассы ВЛ с учетом всех требований заказчика к изготовлению, транспортировке, строительству и эксплуатации линии.

В ноябре 2011 г. завершен проект реконструкции ПС 330 кВ «Южная» в Санкт-Петербурге, (Генеральное проектирование – проектный центр «СевЗап НТЦ», генеральный подрядчик – «Инжиниринговый центр Энерго» с привлечением ОАО «Севзапэлектросетьстрой»). В ходе реконструкции подстанция была оснащена комплектными распределительными устройствами с элегазовой изоляцией (КРУЭ) напряжением 330, 220 и 110 кВ.

Это первая закрытая подстанция в Санкт-Петербурге. По сравнению с традиционными подстанциями открытого типа, закрытые подстанции значительно компактнее и надежнее в эксплуатации. Суммарная трансформаторная мощность подстанции в результате реконструкции выросла на 25% процентов и составила 1526 МВА, а занимаемая ею площадь

сократилась в 3,5 раза. При строительстве ПС 330 кВ «Южная» применен ряд уникальных решений в проектировании и строительстве. Проектом предусмотрено использование колонн из сталежелезобетона, обладающих большей прочностью и несущей способностью при компактных размерах. Управление подстанцией полностью автоматизировано за счет применения

В результате реконструкции подстанции «Южная» суммарная трансформаторная мощность выросла на 25%, а занимаемая ею площадь сократилась в 3,5 раза

автоматизированных систем управления технологическими процессами последнего поколения.

При реализации будущих проектов электроснабжения мегаполисов становится очевидным непрерывный рост потребления мощностей вместе с ростом стоимости земли. В этом случае оптимальным решением представляется проектирование и строительство подземных подстанций с применением современного оборудования.

На пути реализации проектов строительства подземных подстанций на территории мегаполисов возникнет ряд проблем, решать которые нужно уже сегодня. Какие это проблемы? Во-первых, отсутствие комплексного подхода использования подземных площадей в мегаполисах с учетом существующей подземной городской инфраструктуры и перспектив ее развития – данная проблема лежит в сфере градостроительства.

Во-вторых, необходимость проведения детальных инженерных изысканий и исследований – в СевЗап НТЦ ведутся разработки соответствующих методик с целью поиска оптимальных проектных решений гидроизоляции фундамента подстанции.

В-третьих, ограниченное число производителей элегазовых трансформаторов, находящихся в основном на территории Японии и Кореи – это проблема, которую сейчас пытается решить ФСК ЕЭС путем строительства завода Hyundai на Дальнем Востоке.

В ЭСИХ действует подразделение (Смарт Энерго Трейд), основной

задачей которого является организация поставок на российский рынок наиболее современного энергооборудования, в первую очередь, силовых элегазовых трансформаторов и КРУЭ 110–500 кВ. На сегодняшний день достигнуты договоренности о закреплении эксклюзивных прав на поставку оборудования для ФСК ЕЭС и МРСК Холдинг с компанией Toshiba (Япония).

Еще одной важной задачей является поиск оптимальных решений систем охлаждения и утилизации тепла при работе трансформаторов в каждом конкретном проекте. Это связано с выбором архитектурных решений подстанции, что также входит в наши компетенции.

В итоге, решение всех этих проблем зависит не только от нас и может быть достигнуто благодаря синергетическому эффекту в результате объединения усилий различных структур.

В настоящее время в рамках развития технологий Smart Grid для успешного развития автоматизации процессов передачи, преобразования и распределения электроэнергии в масштабах ЕНЭС разрабатывается общая концепция программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции. Со времени начала разработок в отечественной электроэнергетике проектов АСУТП ПС произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления для применения на электрических подстанциях. Появились высоковольтные цифровые трансформаторы тока и напряжения; разрабатывается первичное и вторичное электросетевое оборудование со встроенными коммуникационными портами; производятся микропроцессорные контроллеры, оснащенные инструментальными средствами разработки, на базе которых возможно создание надежного программно-аппаратного комплекса ПС; принят международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий представление данных о ПС

как объекте автоматизации, а также протоколы цифрового обмена данными между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами (IED) ПС, включая устройства контроля и управления, релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), телемеханики, счетчики электроэнергии и т.д.

Все это создает предпосылки для построения подстанции нового поколения – цифровой подстанции (ЦПС), в которой организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме.

Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях управления ПС позволит получить целый ряд преимуществ. В том числе, существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки, приблизив источники цифровых сигналов к первичному оборудованию. Также это позволит повысить электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования – микропроцессорных устройств и вторичных цепей благодаря переходу на оптические связи. Появится возможность упростить и, в конечном итоге, удешевить конструкцию микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов. Еще одно преимущество – унифицирование интерфейсов устройств IED, что упростит взаимозаменяемость этих устройств (в том числе замену устройств одного производителя на устройства другого производителя) и др.

Создание ЦПС позволит снизить как капитальные, так и эксплуатационные затраты (затраты на техобслуживание).

В процессе создания цифровой подстанции необходимо решить ряд задач, таких как:

- Выдача проектной документации в цифровом виде для производителей оборудования цифровой ПС (в соответствии с МЭК 61850) с целью обеспечения интенсивного внедрения электронных устройств и их тестирования на ранних этапах разработки проекта
- Обеспечение совместимости аналоговых сигналов

измерительных устройств и цифровой шины процесса в проектах реконструкций ПС и перевода их на цифровую основу

- Внедрение интегрированной системы защиты информации
- Обеспечение совместимости между огромным числом телекоммуникационных стандартов, интерфейсов и интеллектуальных электронных устройств на ПС
- Обеспечение систем контроля комплексными базами данных.

Тактика генерации

Не секрет, что комбинированное производство тепловой и электрической энергии дает громадный эффект по экономии топлива (около 30%). Использование парогазовых установок вместо паросиловых увеличивает КПД с 33% до 60%, почти в два раза, с одновременным снижением выбросов на 40–50%. Однако до сих пор в России строятся водогрейные котельные, работающие на газе, что почти во всем мире законодательно запрещено (нерациональное, неэффективное использование топлива).

В России развитие парогазовых технологий неизбежно. Специалисты института «Севзапэнергопром» (входит в структуру СевЗап НТЦ) разработали проект первой в стране электростанции на базе комбинированного цикла – Северо-Западной ТЭЦ в Санкт-Петербурге.

В настоящее время завершается реализация проекта современной парогазовой установки ПГУ-800 на Киришской ГРЭС на базе данной технологии, также разработанного специалистами СевЗап НТЦ. В этом проекте впервые в России проектировщиками была предложена, а строителями воплощена в жизнь идея не возводить новую станцию, а модернизировать действующую на базе парогазовой технологии. Это решение позволяет значительно повысить технико-экономические показатели станции и дает большую экономию средств по сравнению с новым строительством.

Такой подход создал определенные трудности при проектировании, которые были успешно разрешены благодаря

применению передовых технологий проектирования, включая создание трехмерной модели.

Основная особенность проекта – эффективное использование топлива, но очень важно и то, что в работе остаются паровые турбины, которые не выбрасываются, а переводятся на более низкие параметры, что решает проблему повышения надежности установленного оборудования и работы его в более эффективном режиме ПГУ. Так же, существенно снижаются капвложения, так как максимально используется установленное оборудование и вся обвязка (трубопроводы, маслопроводы, системы охлаждения, пожаротушения и т.п.).

В 2012 г. в Санкт-Петербурге начат работу второй энергоблок Правобережной ТЭЦ-5 «ТГК-1», реализуемый также на базе современной парогазовой установки ПГУ-450Т. Правобережная стала одной из первых электростанций Северо-Запада России с автоматическим управлением – она оснащена автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП). Проектирование станции, монтаж и ПНР общестанционной АСУ ТП также выполнили специалисты СевЗап НТЦ.

Уральским проектным подразделением Энергостройинвест-Холдинга в настоящее время разработана принципиально новая технологическая схема ПГУ с пиролизом угля (работы ведутся совместно с Уральским Федеральным университетом – участником инновационного парка Сколково). При использовании новой схемы ожидается повышение эффективности цикла энергопроизводства на угольных ТЭС до $\eta_{бр} = 48–55\%$ – на уровне технологий, по которым в США планируется создать головной образец к 2020 году.

Ликвидация отходов

Серьезной проблемой, требующей инновационных подходов и технологических решений, в отечественной электроэнергетике является удаление, транспорт и складирование золы (золоотвал) на электростанциях, работающих на твердом топливе (уголь). В частности, используется устаревшая система гидравлического

удаления золошлаковых отходов и «мокрых золоотвалов», что существенно ухудшает экологию в зоне работы электростанции. ИЦЭ Урала, входящим в состав Энергостройинвест-Холдинга, предлагаются системы золоудаления с использованием экологически приемлемых, технологически надежных и экологически целесообразных технологий. В частности, переход на сухое удаление и складирование золы, который позволяет отказаться от дополнительного отвода новых земельных участков для золоотвала и дает возможность отгрузки сухой золы потенциальным потребителям для использования ее в других отраслях промышленности. Проект реконструкции гидравлической системы золоудаления с переводом на сухое золоудаление реализуется на Рефтинской ГРЭС – крупнейшей электростанции России, работающей на высокозольном экибастузском угле. Ожидаемый эффект – обеспечение жизнедеятельности Рефтинской ГРЭС на длительный период без строительства нового золоотвала. По подсчетам специалистов сухое складирование золы позволит Рефтинской ГРЭС работать на существующем золоотвале до 2045 г. с общим объемом 212 млн т.



Сегодня перед компаниями российского энергетического блока стоит ряд задач, от решения которых зависит как успешное развитие самих этих компаний и интересы конечного потребителя энергии, так и экологическая безопасность. Выбор энергоэффективных, безопасных, экологических технологий, их внедрение и правильная эксплуатация – это тот вопрос, решить который в одиночку не под силу отдельным компаниям. И от того, какой будет политика правительства в этой области и насколько успешно будет развиваться диалог между бизнесом и государством зависит успешность реализации задач, поставленных энергетической Стратегией и внедрение на российском энергетическом рынке мировых тенденций. ●



А. Дыбов,
И. Грачев



А. Курасов



Л. Клячко



Участник
выставки Russia
Power 2012



А. Яновский



Л. Соркин



Участники форума
Морская индустрия России



Д. Говоров



Н. Гилсдорф,
К. Ленихан



Д. Крылов, В. Новак



Шельф России и СНГ-2012



А. Трухин

Anatoliy



Посетители
выставки Морская
индустрия России



Шельф России
и СНГ-2012



Эрик Лирон



Р. Абубакиров

АБУБАКИРОВ
Ришат Фазлутдинович



А.Шестаков



А. Бальбердин

Александр Бальбердин
Ответственный секретарь Морской

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

Первая советская АЭС остановлена

В Обнинске остановлен реактор 1-й в мире атомной электростанции. Об этом сообщил пресс-секретарь Минатома РФ Ю. Беспалько. Остановка реактора, «вызвана тем, что дальнейшая его эксплуатация утратила научно-техническую целесообразность». Решение о прекращении эксплуатации реактора принималось правительством России.

• Комментарий Neftegaz.RU

В обозримом будущем в мире будут остановлены энергоблоки многих АЭС в связи с окончанием их планового ресурса эксплуатации. Мировое сообщество оказалось не готово к этому.

Эксперты предсказывают падение доли атомной энергетики в общем энергобалансе мира уже



в ближайшие годы. Авария в Фукусиме добавила фобий.

Но, хотя объем зарубежных заказов Росатома, подписанных на сегодня превышает 50 млрд евро, этого недостаточно не только для роста в мировой атомной энергетике, но, даже для воспроизводства.

Будем ли ходить по океану?

Потерять контроль над трассой Северного морского пути Россия может через 5-6 лет, говорят эксперты Минтранса. Особенно после открытия Севморпути для иностранных судов в 2002 г.

Из 8 атомных ледоколов на СМП, Ленин и Сибирь уже исчерпали свой

ресурс, Вайгач и Таймыр имеют малую мощность и работают в основном на проводке судов по сибирским рекам.

Срок эксплуатации ядерных реакторов оставшихся 4 ледоколов закончится в 2004 г.

В некоторых странах уже рассматривают возможность строительства атомных ледоколов для СМП.

• Комментарий Neftegaz.RU

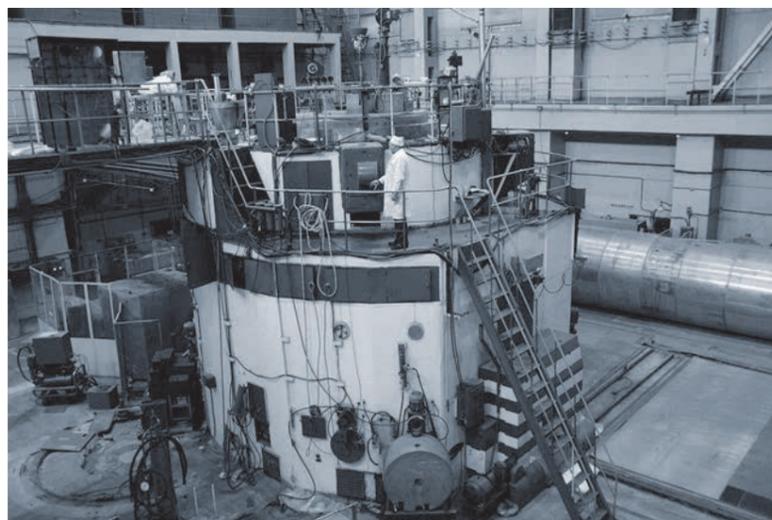
Значительные запасы углеводородов на Арктическом шельфе вновь вызвали большой интерес к СМП.

«Мы превратим Северный морской путь в ключевую мировую транспортную морскую артерию», – сказал на форуме в Архангельске В. Путин. С 2010 г по СМП возобновилась сквозная коммерческая проводка судов атомными ледоколами.

Совкомфлот и Атомфлот доказали возможность проводки танкеров с арктических месторождений по СМП. К 2020 г планируется построить 3 атомных ледокола (первый – в 2016 г). Каждое судно рассчитано на 40 лет работы в высоких широтах.

Севморпуть позволяет в 2 раза сократить дистанцию при перевозках продукции из Европы в страны Юго-Восточной Азии.

И здесь нет пиратов!



Крестовый поход на гигантов

М. Ходорковский считает, что «Через 5 лет независимыми останутся 1 или 2 крупнейшие российские компании. Остальные будут куплены западными нефтяными компаниями».

Примером начавшегося процесса, М. Ходорковский назвал ВР, которая в начале апреля 2002 года увеличила свой пакет акций в Сиданко до 25%.



• Комментарий Neftegaz.RU

В настоящее время М. Ходорковский отбывает 13-летний срок заключения в колонии общего режима в Сегеже (Карелия).

А российская нефтянка сосредоточена в российских руках. И процесс консолидации продолжается. 1 июня 2012 г ВР заявила о предполагаемой продаже доли принадлежащих ей акций (50%) в ТНК-ВР. Это последний крупный актив иностранных «мэйджоров».

Кроме добычи этот процесс набирает обороты и в геологоразведке, и в нефтесервисе. Росгеология уже создана, а «под крыло» Роснефтегаза предположительно перейдут остальные нефтесервисные активы, в т. ч. и шельфовые.



Туркменская нефть рвется на мировые рынки

С. Ниязов, Х. Карзай и П. Мушарраф подписали соглашение о строительстве газопровода, который должен соединить туркменское месторождение Даулетбад с афганским Кандагаром и пакистанским портом Гвадар. Туркмения может получить самостоятельный доступ к части мирового рынка, что чревато для России ощутимыми финансовыми потерями.

• Комментарий Neftegaz.RU

Хотя конкретно этот проект до сих пор только на бумаге, и спустя 10 лет уже Г.Бердымухамедов и Х. Карзай обсуждают те же

планы реализации газопровода Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия (ТАПИ), Туркменистан все же получил самостоятельный доступ мировому рынку.

И не в какую-нибудь банановую республику. Среднеазиатским странам во главе с Туркменистаном удалось реализовать масштабный проект строительства газопровода Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай.

Соглашением 7 июня 2012 г объем ежегодного экспорта газа из Туркмении в КНР будет доведен до 65 млрд м³.

Нефть сильно подешевела

По итогам торгов 30 мая 2002 г на биржах Лондона (IPE) и Нью-Йорка (NYMEX) мировые цены на июльскую нефть значительно понизились и составили соответственно Brent 24,05 долл США за баррель.

• Комментарий Neftegaz.RU

Нефть продолжает дешеветь. Однако, дешевеет она теперь с позиций в 4 раза более высоких нежели 10 лет назад. К середине июня 2012 г североморская марка Brent снизилась на 1,6%, составив 98,34 долл США за баррель. Заметим, таких отметок цены достигли к моменту полуторамесячного падения. ●



ПУТИН, ТЫ ПРИЕХАЛ ПРОДАВАТЬ НЕФТЬ?



Ма Пин

После избрания Путин под предлогом огромной занятости отклонил приглашение Обамы и не поехал на саммит G8 в Кэмп-Дэвид. Вместо этого он сначала отправился в Белоруссию, затем – в Германию, Францию, на саммит Евросоюза, в Узбекистан, и в конце концов приехал в Китай. О чем говорит маршрут его поездок?

Если посмотреть на карту, то страны, которые посетил Путин, дугой огибают территорию России и имеют сухопутное сообщение с ней. По своей природе все перечисленные страны являются нефтяными (газовыми) торговыми партнерами России. Из всего

этого можно сделать два вывода: политическая власть Путина зависит от нефти, а снижение цен на нефть оказывает на него давление.

РОССИЯ СНОВА НАЦИОНАЛИЗИРУЕТ ЭНЕРГЕТИКУ?



Эмманюэль Гринспан

Владимир Путин может начать консолидацию нефтяных и электроэнергетических активов вместо того, чтобы развивать обещанную им приватизационную программу. На заднем плане этих политических маневров разворачивается борьба за влияние между приближенным президента России Игорем Сечиным и премьер-министром Дмитрием Медведевым.

В мае 2012 г. Владимир Путин объявил календарь приватизаций, отправив тем самым инвесторам несколько противоречивых сигналов. С одной стороны, он подтвердил намерение о продаже части активов двух российских государственных энергогигантов (Роснефть и Газпром) с 2013 по 2015 год (то есть, речь идет о новой отсрочке). С другой стороны, он разрешил государственному холдингу Роснефтегаз, которому принадлежит 75% Роснефти и 10% Газпрома, принять участие в... приватизациях.

РОССИЯ ГОТОВИТСЯ К НОВОМУ НЕФТЯНОМУ НАСТУПЛЕНИЮ

THE WALL STREET JOURNAL.

Эмманюэль Гринспан

Когда Игорь Сечин, близкий союзник президента Владимира Путина, был назначен главой Роснефть, новость об этом целые сутки не появлялась на сайте компании. После своего назначения новый руководитель пообещал акционерам не увеличить их прибыль, а повысить производство и налоговые выплаты.



Пока инвесторы не знают, чего ждать от этого. Сечин никогда не скрывал своих прогосударственных взглядов, и при нем слегка подзабытая, но некогда популярная идея России как энергетической супердержавы может вернуться. В этом случае Роснефть может расширяться, поглощая более мелкие компании, и, в конечном итоге, стать для нефтяного сектора тем же, чем Газпром является на рынке газа – подразделением Кремля. Инвесторы не смогут всерьез этому противостоять. Дальнейшая приватизация компании при Сечине может не произойти в ближайшее время.

КИТАЙСКО-РОССИЙСКИЙ ВРАГ

EL PAÍS

Мигель Бастеньер

Соединенным Штатам больше не нужно делать себе врага из Аль-Каиды, потому что у них появился настоящий враг, развивающийся ускоренными темпами: ось Китай-Россия, имеющая собственный



форум – Шанхайскую организацию сотрудничества.

В основе этой зарождающейся холодной войны не столько некий союз, сколько стечение обстоятельств. Полноценный союз между Китаем и Россией невозможен: в отношениях Москвы и Пекина сохраняются серьезные разногласия. В то же время обстоятельства сложились так, что Китай и Россия, оказавшись в Совбезе, решили действовать сообща; к тому же ни одна из двух держав не готова смириться с чем-либо напоминающим однополярный мир под североамериканской эгидой. Именно противостояние Вашингтону скрепляет эту связь, которая вполне может оказаться временной.

Однако многие причины, заставляющие задуматься о грядущем столкновении Китая-России и США. По состоянию на июль 2010 года Китай догнал США по потреблению энергии, а военные расходы Пекина, в 2000 году составлявшие одну двадцатую оборонного бюджета Америки, в 2011 выросли до одной седьмой, и это при отсутствии у Пекина международных обязательств планетарного масштаба; кроме того, Китай развивает морской атомный флот, что позволяет ему претендовать на превосходство в Китайском море. Что касается России, то она, по словам Михаила Горбачева, и прошлом переживала периоды ослабления, но они всегда оказывались временными.

Можно вполне обоснованно предположить, что в предстоящие

десятилетия между державами развернется соперничество за обеспечение энергоресурсами. Китай и Россия обладают богатыми запасами угля, США рассчитывают на будущее освоение нефтяных месторождений Аляски и Мексиканского залива, однако энергетическая алчность крупных промышленных стран представляется неутолимой. Поэтому ШОС – это проект, за которым следует следить предельно внимательно.

У ЭР-РИЯДА ПРОБЛЕМЫ С РОССИЕЙ НА РЫНКЕ НЕФТИ

Forbes

Мэтью Халберт

Однако Россия представляет для Эр-Рияда проблему не только при высоких ценах. Сейчас об этом уже забыли, но еще в сентябре 2008 года, когда цены падали, вице-премьер Игорь Сечин специально посещал мероприятия ОПЕК, чтобы договариваться с членами картеля о двусторонних соглашениях. В Эр-Рияде били тревогу. При этом даже если Россия хотела добывать больше нефти в ущерб ОПЕК, ей было бы затруднительно это делать. Попытка Москвы подписать с картелем Меморандум о взаимопонимании была со стороны Кремля фундаментальным знаком

слабости, а не силы. Грубо говоря, когда цены высоки, Россия для Саудовской Аравии бесполезна, а когда они падают – она мешает Эр-Рияду организовать серьезное ограничение поставок.

Москва никогда официально не вступит в ОПЕК. Президент Путин намерен играть вторую скрипку при Саудовской Аравии не больше, чем Эр-Рияд – создавать внутри картеля сильную российско-иранскую ось или делиться своим статусом компенсирующего производителя, дополнительно ослабляя свой контроль над мировыми рынками нефти. Что Москва будет делать, если ситуация осложнится, – это добиваться двусторонних соглашений вне форумов картеля с такими странами, как Нигерия, Венесуэла, Эквадор и Алжир, сохраняя свой статус наблюдателя в ОПЕК. «Ценовые ястребы» всегда ставят перед собой одну цель – поддерживать объемы, насколько это возможно, и максимально увеличивать цену. Вся тяжесть работы по установлению минимальных цен перекладывается на арабские страны Персидского залива (и особенно – на Саудовскую Аравию).



Нахождение России вне картеля, безусловно, геополитически выгодно Эр-Рияду и помогает ему сохранить статус основного ближневосточного партнера Америки, однако двустороннее сотрудничество России с отдельными членами ОПЕК вряд ли будет полезно для долгосрочного объединения добывающих стран в целом и выработки у них общих целей. ●

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. 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



ПРОДУКЦИЯ ООО «ТюменьНИИгипрогаз»

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти

1.1.3.11. Установки факельные

Установка горизонтальная факельная ГФУ-5

Предназначена для нейтрализации жидких промышленных стоков с УКПГ газовых промыслов, содержащих метанол, гликоли, углеводороды и другие вредные примеси.

Может поставляться в двух исполнениях: ГФУ-5.00.00.000 (с блоками автоматики, обеспечивающими дистанционный розжиг и контроль пламени) и ГФУ-5.00.00.000-01 (без блоков автоматики).

Преимущества:

- Снижение капитальных затрат и эксплуатационных расходов;
- Снижает себестоимость единицы добываемой продукции;
- Сокращает сроки пуска в эксплуатацию газовых скважин и технологических установок.



Установка горизонтальная факельная АГГ

Предназначена для сжигания сбросных газов при продувке шлейфов и технологических линий на групповых газосбросных пунктах.

Может поставляться в трех

исполнениях: АГГ1-А.00.00.000 (с контролем пламени термопарой), АГГ1-А.00.00.000-02 (с контролем пламени фотодатчиком) и АГГ1-А.00.00.000-01 (без комплекта автоматики).

Преимущества:

- Мобильность оборудования, перевозимого любыми видами транспорта;
- Автономность и безопасность оборудования, не требующего обслуживающего персонала;
- Многообразие применения.

Установка вертикальная факельная УФМГ-А-150/20 ХЛ

Предназначена для сжигания аварийных, периодических и постоянных сбросов горючих газов на объектах промышленной подготовки нефти и газа, нефтяных и газовых месторождениях, а также предприятий химической и нефтехимической промышленности. Обеспечивает бездымное сгорание.

Система розжига и контроля включает: блок подготовки и подачи на дежурные и запальные горелки топливного газа, помещенный в теплоизолированный обогреваемый шкаф;



- инжектор, готовящий горючую смесь для дежурных горелок;
- блоки запальной и дежурной горелок с термопарой контроля пламени;
- систему АСУ на базе промышленного контроллера.

Устройство сужающее быстросменное (УСБМ)



Предназначено для использования в качестве первичного преобразователя замера расхода газа методом переменного перепада давления в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586.1-2005, ГОСТ 8.586.2-2005.

Может применяться на магистральных трубопроводах категории «В» СНиП 2.05.06-85, в пунктах учета газа, блоках редуцирования и подготовки газа, газораспределительных станциях, газорегуляторных пунктах и установках, других объектах.

Преимущества:

- не нуждается в постоянном обслуживании, обладает повышенной надежностью, т.к. не содержит сложных внутренних узлов и движущихся механизмов;
- обеспечивает высокую точность измерения расхода перекачиваемого продукта, т.к. не вносят дополнительную погрешность.
- срок службы не менее 10 лет.



Установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГК)

Предназначена для подготовки, редуцирования и поддержания давления газа на выходе на заданном заказчиком уровне, а

также для отделения и дезтанизации газового конденсата. Состоит из изделий основного и вспомогательного назначения. Монтируется на площадке строительства из готовых модулей или собирается из блоков полной заводской готовности.

Станции подготовки воды «Водопад»

Предназначены для очистки пресных вод, получаемых из подземных и поверхностных источников, от минеральных и органических загрязняющих веществ в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода». Очистка производится без химических реагентов, на основе метода электрокоагуляции.



625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2
Тел.: (3452) 284-315, 284-062, 284-061 (отдел маркетинга)
Сайт Экспериментального завода
ООО «ТюменьНИИгипрогаз»:
www.zavod.tngg.ru

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ПО СТАНДАРТУ API 4F

1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1. Оборудование для добычи нефти и газа
- 1.1.1. Буровое оборудование и инструмент
- 1.1.1.1. Буровые установки

Буровая установка для кустового бурения (шагающего типа)

Буровые установки такого типа рассчитаны на работу в арктическом климате, при температурах окружающей среды от -45°C до +45°C.

НКІ-750 АС – Кустовая буровая установка в Арктическом исполнении

Система кустового бурения Multi-Well Drill System компании Highkelly состоит из мобильной буровой установки, включающей в себя подвышечное основание, вышку и гидравлические приемные мостки, с системой самостоятельного перемещения типа "стомпер", 4 гидравлических узла (по одному в каждом углу подвышечного основания), позволяющие осуществлять перемещение подвышечного основания шагами по 26 дюймов (0,66 метра), в продольном или поперечном направлении. Система передвигается по конструкции из матов размером 8 x 40 футов (2,44 x 12,2 метра), выполненных из дерева или композитных материалов, если потребуется более высокий уровень изоляции. На боковой стороне подвышечного основания установлена емкость для сбора циркулирующего бурового раствора из системы ПВО и перенаправления ее обратно в емкости бурового раствора. Гидравлические системы верхнего привода и прочих элементов буровой установки интегрированы во внешней кабине, чтобы минимизировать подключения гидравлических и электрических линий к основной системе поддержки. Аккумуляторная система присоединена к подвышечному основанию, таким образом все линии являются встроенными и находятся на допустимом безопасном расстоянии от скважины.

Основная система поддержки является стационарной и предназначена для питания мобильных буровой установки от серии компактных контейнеров, в которых находятся электрические линии, а также линии бурового раствора, воды и пара. Контейнеры поставляются любой длины, которая будет максимально приемлема для расстояния между скважинами. По мере перемещения буровой установки контейнеры добавляются, что помогает максимально снизить время простоя. Эта система



применяется в Северной Канаде, где климатические условия такие же, как и в Западной Сибири. Поскольку буровой комплекс может перемещаться в боковом направлении, он может осуществлять бурение системы скважин, расположенных параллельно друг к другу.

ВРЕМЯ МОНТАЖА И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ:

- Время первичного монтажа: 30 часов.
- Полный демонтаж для переезда на другую точку бурения: 30 часов.

Буровая установка, вместе с матами и бурильными трубами, может быть перевезена в виде 45 единиц груза.

Приглашаем Вас посетить наш стенд на выставке Нефтегаз-2012: Пав. 8, Зал 3, Стенд 83В54.

ООО «Интера» – официальный представитель
Highkelly Industries Ltd. в России и Странах СНГ
Тел./факс: +7 (495) 565-37 20
E-mail: info@highkelly.ru,
Web: www.highkelly.ru

ПОЛУПРИЦЕП-ЦИСТЕРНА

1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.2. Оборудование для транспортировки нефти и газа
- 1.2.3. Автомобильная транспортировка

Полуприцеп-цистерна модель SAHIN-OASIS 40. Специально разработана для России. Снаряженный вес - 7800 кг. Корпус цистерны цилиндрической формы безрамной конструкции, с внутренними ребрами жесткости (волнорезами). Металл корпуса цистерны-сталь 4 мм St37-2. Объем 40 000 литров. Количество секций-1. Покраска и логотип в желаемый цвет заказчика. В стандарте цвет-оранжевый с надписью «Огнеопасно» с трех сторон. Полуприцеп-цистерна эксплуатируется с тягачом с высотой ССУ 1150-1400 мм.

Перевозимый продукт-светлые нефтепродукты плотностью $\rho=0,83$ кг/дм³.



Тип подвески, количество осей, производитель односкатная, пневматическая 3 оси, BPW, 3x9 тонн передняя подъемная ось

Шины, размеры, «Bridgestone» или другие европейские аналоги, 6шт +1 з/п, 385/65 P22.5. Тормозная система и комплектующие

маркм «Wabco» EBS. Тормозные механизмы барабанного типа.

Налив верхний. Алюминиевые крашки горловин, дыхательный клапан на каждый отсек. Слив нижний через шаровые краны Ду-80 (3?) и балансированные донные клапаны с пневматическим управлением.

Полуприцеп-цистерна укомплектовывается:

- Сливные шланги в количестве 2 штук. (Быстроразъемные соединения «Kamlok»)
- Пластиковые пеналы для сливных шлангов – 2 шт;
- Экологический короб для предотвращения пролива продукта;
- Площадка обслуживания из просечного листа;
- Пластиковые пеналы для огнетушителей - 2 шт;
- Пластиковые противооткатные упоры- 2 шт;
- Инструментальный ящик;
- Ящик для песка.
- Мерный угольник
- Светоотражающая полоса. ●



«*Отвечать (партнерам по ВТО) твердо и жестко, в случае необходимости обращаться к судебным процедурам*»

Д. Медведев



«*Мы всегда поддерживали право иранского народа на современные технологии, в том числе и на мирное использование атомной энергии...*»

В. Путин



«*«Роснефтегаз» может выступать инвестором по соответствующим пакетам акций компаний топливно-энергетического комплекса в случае, если это будет признано целесообразным, а не по всем сделкам*»

А. Дворкович



«*Убраны элементы, позволяющие необоснованно обогащаться сбытовыми компаниям. Это очень серьезные изменения*»

А. Новак



«*Недоумение у нас вызывают призывы типа «Долой зависимость от российского газа и Газпрома!»*»

А. Миллер

«*Мы создали Таможенный союз и Единое экономическое пространство. То есть мы свой опыт перенесли на более широкий круг государств. К нам сегодня присматриваются*»

А. Лукашенко



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

ЕДИНЫЕ ЦЕЛИ - ЕДИНЫМИ СИЛАМИ



ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ

консорциум геологоразведочных предприятий

TYPOGRAPHY #1

The fastest way to communicate is through listening, observation, listening.

655