НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

www.ngv.ru

ВЕРТИКАЛЬ НЕФТЕГАЗОВАЯ

АВТОГОНКИ — ПОЛИГОН ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

9'17

В ФОКУСЕ ДИСКУССИЙ НА ННФ: ГЛОБАЛЬНЫЕ ВЫЗОВЫ И ТОЧКИ РОСТА — 4

ОБСТОЯТЕЛЬСТВАМ ВОПРЕКИ. МИНЭНЕРГО РОССИИ ОБ ИТОГАХ 2016 ГОДА — 12

УТОПИЯ ТРАНЗИТНОГО ШАНТАЖА. О РИСКАХ ВЕРОЯТНОЙ ГАЗОВОЙ ВОЙНЫ — 24

КОРОЛИ БЕНЗОКОЛОНОК ЗАТЯГИВАЮТ ПОЯСА. ИНТЕРВЬЮ ВЕРТИКАЛИ — 40

ПОТЕРИ И ДОСТИЖЕНИЯ КРУПНЕЙШИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ МИРА — 46

При поддержке Министерства энергетики Российской Федерации

ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

8–9 июня 2017 года

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ • 2017

Москва, отель «Милан»

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Результаты реализации комплексных программ энергосбережения нефтяных компаний;
- Создание реально действующего механизма стимулирования разработчиков, изготовителей и потребителей энергоэффективного оборудования;
- Итоги внедрения новых видов технологий и оборудования;
- Экономическая оценка внедрения энергосберегающих технологий и оборудования;
- Энергоэффективный дизайн скважинных насосных установок;
- Развитие программно-аналитических комплексов контроля и управления энергопотребления;
- Закупка нового оборудования, сервисное обслуживание с учетом критерия энергоэффективности;
- Энергоаудит производственных объектов.

КРОМЕ ТОГО:

8 июня

Круглый стол «Актуализация перечня объектов и технологий высокой энергетической эффективности»

(Постановление Правительства РФ №600 от 17 июня 2015 г. «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности»).

9 июня

Мастер-классы программы «Уникальный эксперт».

ОРГАНИЗАТОРЫ

Журнал «Нефтегазовая Вертикаль»

Экспертный совет по механизированной добыче нефти

ПОДРОБНОСТИ:
http://www.ngv.ru/confs/

Контактные лица:
Пещанская Елена, Уманов Александр
Тел.: +7(495) 510-57-24, +7(499)750-00-70
E-mail: emd@ngv.ru

Реклама

СОБЫТИЯ И КОММЕНТАРИИ

ОПЕРАТИВНЫЙ ПОВОД 3, 17

Глобальные вызовы и точки роста 4
ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

Строим мосты в энергетическое будущее 10
В июле 2017 года в Стамбуле пройдет 22-й Мировой нефтяной конгресс
ЙОЗЕФ ТОТТ,
Мировой нефтяной совет

Обстоятельствам вопреки 12
Минэнерго РФ подвело отраслевые итоги 2016 года
Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

Автогонки как полигон высоких технологий 16
Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

НЕФТЕГАЗ-2017: место встречи профессионалов 18
Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

Тревожное будущее судовых топлив 20
АЛЕКСАНДР ТИТОВ,
Институт энергетики и финансов

АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

Утопия транзитного шантажа 24
СЕРГЕЙ КОМЛЕВ,
АРСЕНИЙ КИРИЧЕНКО,
ООО «Газпром экспорт»

Флот для нефтянки 30
ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ,
«Нефтегазовая Вертикаль»

КОМПАНИИ И РЫНКИ

Достучаться до глубин 36
Будущее Уренгоя связано с разработкой ачимовских отложений
Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

Короли бензоколонок затягивают пояса 40
Интервью с ЕВГЕНИЕМ АРКУШЕЙ, президентом Российского топливного союза

НЕФТЕ ГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

Аналитический журнал
№9 (406)
май 2017 г.

16+

НЕФТЕ ГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

Аналитический журнал
№9 (406)
май 2017 г.

В МИРЕ

Крепкие орешки 46
Потери и достижения мировых лидеров в 2016 году
ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА,
«Нефтегазовая Вертикаль»

ПАНОРАМА 51, 57

Не только мегапроекты 52
Нефтегазовый комплекс Казахстана в системе обстоятельств
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

Парадоксы топливного рынка Казахстана 58
СЕРГЕЙ СМИРНОВ,
независимый эксперт, Казахстан

ТЕХНОЛОГИИ И СЕРВИС

Инновационная курилка 62
Интервью с МАРАТОМ ЗАЙДУЛЛИНЫМ, руководителем нефтегазового центра «Сколково»

Скважины ждут технологий 70
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

В поисках надежности 75
ДМИТРИЙ РЕНЕВ,
ПАО «ЛУКОЙЛ»

Всему свое место 78
Применение ШГН остается эффективным при определенных условиях
РУСТАМ ВАЛИАХМЕТОВ,
БашНИПИнефть

Энергосбережение рубль бережет 80
ВЛАДИМИР ЖУРАВЛЕВ,
ПАВЕЛ МУЗЫЧУК,
ООО «Газпромнефть-Восток»
ЕВГЕНИЙ КИБИРЕВ,
ООО «Газпромнефть НТЦ»

СТАТИСТИКА 83

Редакционный совет

Кирилл Молодцов (председатель)

Александр Клевлин (ответственный секретарь)

Вадим Горяинов
Сергей Жданов
Ирина Кезик
Алексей Конторович
Елена Корзун
Сергей Яценя

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор
Александр Клевлин
klevlin@ngv.ru

Зам. гендиректора
Сергей Маланьин
findirNGV@yandex.ru

Директор по рекламе
Елена Маринич
marinich@ngv.ru

Редакция

И.о. главного редактора
Андрей Мещерин
andrey@ngv.ru

Зам. главного редактора
Валерий Андрианов
andrianov@ngv.ru

Зам. главного редактора по аналитике
Илья Быков
bykov@ngv.ru

Выпускающий редактор
Ирина Сизова
ira@ngv.ru

Редактор отдела «Международные рынки»
Ольга Виноградова
olgav@ngv.ru

Редактор отдела «Производство и технологии»
Виктор Прусаков
vprusakov@ngv.ru

Отдел спецпроектов
Елена Пещанская
eap@ngv.ru
Владимир Царев
tsvn@ngv.ru

Отдел рекламы
Вера Зернова
zernova@ngv.ru

Отдел подписки
Наталья Шитова
podpiska@ngv.ru

Дизайн и верстка
Надежда Гребенникова
nadngv@mail.ru

Художник-иллюстратор
Ирина Сухорукова

Группа рассылки
Анатолий Алексеев
Геннадий Белоусов

Вебсайт www.ngv.ru
Дмитрий Ананьев
adg@ngv.ru
Татьяна Бойцова
btk@ngv.ru

Системный администратор
Евгений Белов
evgeny@ngv.ru

Журнал зарегистрирован Комитетом РФ по печати
Регистрационное свидетельство №016629

Заявленный тираж
15 000 экземпляров

Отпечатано в ООО «Атлант-С», 125476, г. Москва, ул. Василия Петушкова, д. 8, этаж 3

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Нефтегазовая Вертикаль» обязательна

Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571
Объединенный каталог «Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях

Фактический адрес

Комплекс «Башня на Набережной», блок С
Пресненская набережная, д. 10, этаж 47
123317, г. Москва, Россия

Тел./факс: **+7(495)510-57-24**
+7 (499)750-00-70
Электронная почта: **info@ngv.ru**

Почтовый адрес

Профсоюзная улица,
дом 124
117321, г. Москва, Россия

Представитель в Азербайджане (г.Баку)

Владимир Мишин
mishin1306@mail.ru
Тел./факс: (99412) 465-9432

РОССИЯ И БЕЛОРУССИЯ УТОЧНИЛИ УСЛОВИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА

Министр энергетики Российской Федерации А.Новак и зам. председателя Совета Министров Республики Беларусь В.Семашко подписали пакет документов, регулирующих вопросы поставок нефти и цены на газ.

В подписанных документах, в частности, установлен порядок определения цены на газ для Белоруссии в период до 31 декабря 2019 года в привязке к цене на газ для потребителей Ямало-Ненецкого АО, с правом применения корректирующего коэффициента, определяемого белорусским правительством и ПАО «Газпром», и предусмотрена разработка в срок до 1 января 2018 года предложений по программе формирования общего рынка газа ЕАЭС к 2025 году.

Подписанные документы также регламентируют условия поставок нефти в Белоруссию. В частности, определены объемы российской нефти, учитываемые в индикативных балансах в период с 2017 по 2024 год, поставки которых трубопроводным транспортом составляют 24 млн тонн нефти.

Подписанию соглашений предшествовали переговоры президентов В.Путина и А.Лукашенко. Главы государств договорились о принципах работы в нефтегазовой сфере на период до 2019 года и урегулировали ряд спорных вопросов.

По сообщению пресс-службы ПАО «Газпром», белорусская сторона в полном объеме, в сумме $726,2 млн, погасила просроченную дебиторскую задолженность перед «Газпромом» за поставки российского газа в 2016–2017 годах.

ЗАКОНОПРОЕКТ О НДД МОЖЕТ ПОПАСТЬ В ГОСДУМУ РФ В МАЕ

Законопроект о введении налогообложения с дополнительного дохода (НДД) для нефтяной отрасли готов для рассмотрения в правительстве, сообщил журналистам вице-премьер РФ Аркадий Дворкович. Он уточнил, что законопроект о НДД может быть внесен в Госдуму РФ до конца мая.

Между тем, как сообщает «Интерфакс», остается открытым вопрос о налоговых преференциях для Самотлора и других обводненных месторождений. Минфин РФ предлагает включить разработку таких месторождений в список пилотных проектов в режиме НДД, в Минэнерго РФ с этим не согласны. Хотя законопроект о НДД отправлен в правительство, межведомственные споры продолжаются.

МИНЭНЕРГО РФ ПРОРАБАТЫВАЕТ МЕХАНИЗМ НАЛОГОВЫХ ЛЬГОТ

Зам. директора департамента добычи нефти и газа Минэнерго РФ А.Терешок рассказал в ходе Национального нефтегазового форума о консультациях с нефтяными компаниями по выбору критериев обводненности месторождений.

«При обводненности месторождений свыше 80–90% мы видим существенный рост капитальных затрат на этих месторождениях, — цитирует чиновника «Интерфакс». — Без мер поддержки этот падающий профиль нам не удастся поднять. В ближайшее время мы найдем конкретный механизм решения. И это будет еще одним дополнительным стимулом».

«Дополнительно мы прорабатываем варианты стимулирования нефтяных оторочек. Эта работа в первоначальной стадии. Но она может обеспечить существенный потенциал роста добычи, увеличения извлекаемости запасов», — отметил А.Терешок.

РОССИЯ И КАЗАХСТАН ОБНОВЛЯЮТ ДОКУМЕНТЫ ПО КУРМАНГАЗЫ

Правительство РФ одобрило проект дополнительного протокола с Казахстаном для заключения соглашения о разделе продукции (СРП) по месторождению Курмангазы на шельфе Каспия.

Протокол предусматривает увеличение контрактной территории, предоставление предприятию дополнительного периода разведки сроком на шесть лет с возможностью последующего продления на четыре года, установление даты подписания дополнительного соглашения к СРП от 6 июля 2005 года в качестве даты начала дополнительного периода разведки. Об этом сообщает «Интерфакс».

В 2003 году правительство России назначило ООО «РН-Казахстан» (100% принадлежит нефтяной компании «Роснефть») уполномоченной организацией от российской стороны для совместного с Казахстаном освоения углеводородных ресурсов структуры Курмангазы (Кулалинская) на шельфе казахстанского сектора Каспийского моря. Кроме того, за российской стороной («Зарубежнефть») был закреплен опцион участия в совместном предприятии в размере 25%. Со стороны Казахстана в рамках проекта уполномоченной организацией стала национальная компания «КазМунайГаз» (50%).

ГЛОБАЛЬНЫЕ ВЫЗОВЫ И ТОЧКИ РОСТА

На фоне низких нефтяных цен и обострения конкуренции между поставщиками энергоресурсов особое значение приобретают инновации. Именно передовые технологии способны обеспечить доступ к новым запасам, повысить эффективность разработки месторождений, снизить себестоимость продукции. Неудивительно, что стержневая тема прошедшего в Москве 18–19 апреля Национального нефтегазового форума была обозначена как «Технологическая оснащенность и инновационный потенциал нефтегазового комплекса России». Этой теме была посвящена и открывшая форум пленарная сессия — «Стратегия научно-технологического развития нефтегазовой отрасли России: глобальные вызовы и новые точки роста».
Участники дискуссии говорили преимущественно о вызовах, с которыми сталкивается отрасль, и о возможных эффективных ответах на них. Поднимались самые разные темы. И обсуждались они под разными углами. Пожалуй, общим было одно: убежденность в том, что только современные технологии способны обеспечить конкурентоспособность и устойчивость бизнеса в современных условиях.

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

Как отмечает директор Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» Татьяна Митрова, вся история мировой энергетики — это, по сути, история развития технологий. Каждое крупное изменение в глобальном ТЭК было обусловлено именно трансформацией технологической парадигмы. К примеру, уже более 40 лет звучат алармистские предсказания по поводу того, что запасов углеводородов на планете осталось якобы не более чем на 20 лет. Но каждый раз появляются технологии, которые позволяют открыть и освоить новые запасы. Яркий пример тому — недавняя сланцевая революция в США.

Вместе с тем, как подчеркивает Т.Митрова, технологический прогресс — это не путь, усыпанный лепестками роз. Он сопровождается взлетами и падениями, неудачными вложениями, банкротствами. Это постоянная борьба, требующая огромных усилий со стороны и компаний, и научно-технического сообщества, и государства.

При этом вопрос новых технологий особенно актуален для России, где наблюдается ухудшение структуры минерально-сырьевой базы углеводородов. В связи с этим приходится выходить в новые, все более отдаленные регионы с суровыми климатическими условиями. Кроме того, перед отечественным НГК стоит много внешних вызовов, связанных и с низкими нефтяными ценами, и с введением западных санкций, и с общими изменениями на глобальных рынках.

Вызов принят

На упомянутых вызовах сделал акцент в своем выступлении заместитель министра энергетики РФ Ки-

рилл Молодцов. В частности, он отметил, что важную роль в развитии отрасли сыграли технологические прорывы, совершенные сначала в сфере добычи сланцевого газа, а затем «перекинувшиеся» и на нефть.

Практически в ежедневном режиме поступают сообщения о новых достижениях в области сланцевой добычи, а также о снижении ее себестоимости. Это касается и совершенствования технологий многостадийного гидроразрыва, и применения методов компьютерного моделирования пластов, что ведет к повышению эффективности извлечения сырья.

Российский ТЭК не может не учитывать эти тенденции. Ведь в перспективе на мировом рынке могут появиться дополнительные объемы сланцевых ресурсов, добытых не только в США, но и в Аргентине, Мексике, Южной Африке, Алжире. Поэтому хотя роль российского газа будет увеличиваться, одновременно будет усиливаться и конкуренция. В этой парадигме нам предстоит жить как минимум до 2040 года.

Безусловно, Россия готовит свои ответы на эти вызовы. И в первую очередь опирается при этом именно на новые технологии. Как подчеркнул К.Молодцов, практически все ведущие отечественные нефтяные компании работают над внедрением концепции интеллектуального месторождения. Большие перспективы имеются и в сфере использования дронов (конечно, там, где это позволяют природно-климатические условия). Существует масштабная долгосрочная программа освоения арктических ресурсов.

Ключевую роль в современном мире приобретают вопросы энергоэффективности. Как отмечает заместитель министра, потребление энергии на производство единицы продукции в сфере добычи и переработки углеводородов неуклонно уменьшается. Задача повышения энергоэффективности заложена и в программу импортозамещения, и в генсхемы развития нефтяной и газовой отраслей. Она отражена как базовый тренд в проекте Энергетической стратегии на период до 2035 года.

Время не ждет

Потенциальным угрозам для отечественного НГК и методам защиты от них было посвящено выступление председателя Совета Союза нефтегазопромышленников Юрия Шафраника. Он отметил, что, с одной стороны, в отрасли создана крепкая база. Большинство компаний находятся в хорошем состоянии, а некоторые — в отличном. ТЭК не только восстановил (а по многим параметрам и превысил) уровень, достигнутый в СССР, но и реализует новые грандиозные проекты.

В частности, достигнуты большие успехи в расширении трубопроводной инфраструктуры. Благодаря этому за последние десятилетия удалось почти в два раза увеличить экспорт нефти и нефтепродуктов. Сегодня у российских компаний имеется возможность осуществлять поставки практически в любом направлении. Активно развивается энергетическое сотрудничество с Китаем. Начата реализация масштабных СПГ-проектов (хотя и с опозданием по сравнению с некоторыми другими странами).

ВАЖНУЮ РОЛЬ В РАЗВИТИИ ОТРАСЛИ СЫГРАЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОРЫВЫ, СОВЕРШЕННЫЕ СНАЧАЛА В СФЕРЕ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА, А ЗАТЕМ «ПЕРЕКИНУВШИЕСЯ» И НА НЕФТЬ

ПРАКТИЧЕСКИ ВСЕ ВЕДУЩИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ РАБОТАЮТ НАД ВНЕДРЕНИЕМ КОНЦЕПЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. БОЛЬШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ИМЕЮТСЯ И В СФЕРЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДРОНОВ

Но, с другой стороны, звучат и тревожные сигналы. В 2014 году начался новый цикл развития нефтегазовой отрасли, который характеризуется низкими ценами и превышением предложения над спросом.

Красные флажки для «Газпрома»

С серьезными вызовами в ближайшие годы придется столкнуться российской газовой отрасли. Как отмечает Майкл Стоппард, главный стратег по глобальным рынкам газа компании IHS Energy, можно выделить пять ключевых факторов, влияющих на этот бизнес.

Во-первых, мировой спрос на газ в ближайшие 20 лет будет расти на 2% в год. Это более быстрая динамика, чем в нефтяной и угольной отраслях. В абсолютном выражении (а может, и в относительном) темпы роста будут даже больше, чем в сфере ВИЭ. В результате доля газа в глобальном энергобалансе расширится с нынешних 19 до 23% в 2030 году.

Во-вторых, будет расти роль СПГ. Именно он будет обеспечивать почти весь прирост потребления газа в ближайшие 10 лет — в основном за счет расширения поставок из США, Австралии, а также с Ямала.

В-третьих, Европа будет оставаться балансовой точкой мирового газового рынка и, соответственно, влиять на цены. Это обусловлено целым рядом факторов: размерами рынка (800 млрд м^3 в год), развитой структурой спотовой торговли, избытком регазификационных мощностей, наличием долгосрочных контрактов на поставку газа и т.д.

В-четвертых, ужесточение конкуренции между российским трубопроводным газом и СПГ. Вместе с тем на горизонте 2030–2040 годов оба этих источника поставок значительно увеличат свою долю европейского газового рынка. Это произойдет в результате дальнейшего сокращения добычи в самой Европе, а также в некоторых странах Северной Африки. Поэтому, по мнению М.Стоппарда, не стоит говорить о газовых войнах.

В-пятых, развитие ситуации в США. Соединенные Штаты зададут новую высочайшую планку по себестоимости производства газа. И России придется приложить определенные усилия, чтобы сохранить конкурентоспособность своих газовых поставок.

Кроме того, Катар недавно объявил о снятии моратория на новые газовые проекты, и поэтому можно ожидать появления дополнительного объема катарского газа на мировых рынках.

Таким образом, несмотря на вполне благоприятные перспективы российского газа, ему все же придется столкнуться на мировом рынке с рядом «красных флажков». Удастся ли «уйти за флажки»? Это во многом будет зависеть от темпов внедрения инновационных технологий в газовой отрасли.

Центр роста потребления углеводородов смещается в Азию, при стабилизации его уровня в Европе и Северной Америке. Все это приводит к обострению конкуренции.

Причем, как подчеркивает Ю.Шафраник, России предстоит соперничать со своими основными конкурентами (США и Саудовской Аравией) не столько в плане доступа на те или иные рынки, сколько по уровню издержек. Поэтому любой новый проект, реализуемый в РФ, надо всегда сравнивать с теми экономическими параметрами, которые имеют наши конкуренты.

РОССИИ ПРЕДСТОИТ СОПЕРНИЧАТЬ СО СВОИМИ ОСНОВНЫМИ КОНКУРЕНТАМИ (США И САУДОВСКОЙ АРАВИЕЙ) НЕ СТОЛЬКО В ПЛАНЕ ДОСТУПА НА ТЕ ИЛИ ИНЫЕ РЫНКИ, СКОЛЬКО ПО УРОВНЮ ИЗДЕРЖЕК

А чтобы обеспечить высокий уровень конкурентоспособности, необходимо внедрять новые технологии. «Этим надо было заниматься позавчера, сегодня, но никак не завтра. Ведь развитие технологий, импортозамещение занимают не год и не два, а пять и более лет», — подчеркивает глава Союза нефтегазопромышленников.

Спешить надо и еще по одной причине. Да, в ближайшие два года ожидается оживление мировой экономики. А соглашение между ОПЕК и независимыми производителями, скорее всего, позволит удержать нефтяные котировки на приемлемом уровне. Но уже в 2019–2020 годах прогнозируется очередной спад глобальной экономики и, как следствие, обвал цен на энергоносители. А потому надо загодя готовиться к этим неблагоприятным изменениям.

Впрочем, серьезные вызовы имеются не только на внешнем, но и на внутреннем рынке. Как напоминает Ю.Шафраник, за последние 10 лет в стране наблюдается стабильное потребление газа и лишь незначительный рост спроса на электроэнергию. Поэтому необходимо сосредоточиться именно на развитии внутреннего потребления, на восстановлении реального сектора экономики.

По мнению Ю.Шафраника, при наличии политической воли можно было бы насытить внутренний рынок дешевым газом буквально за один-три года. По этому пути уже пошли США, которые восемь лет назад уронили цену на газ в два раза. Это привело к значительному повышению инвестиционной активности.

Нельзя забывать и о нефтегазохимии. В ряде зарубежных стран на ее долю приходится значительная часть ВВП (например, в Германии — 7%, Китае — 8,8%), в то время как у нас — 1,2–1,6%. В мире перерабатывается 45% добытого газа, в России — максимум 25%. Поэтому надо сделать упор на эту отрасль. Причем не на первые три передела, а на последние три — с пятого по восьмой.

Как полагает Ю.Шафраник, необходимо построить как минимум три крупнотоннажных нефтехимических комплекса и большое количество малотоннажных. Но для этого нужны дешевый газ, электроэнергия и, конечно, партнеры (а они придут только при дешевом газе).

ТРИЗ в законе

Аналогичные мотивы звучали и в выступлении председателя Комитета Госдумы РФ по энергетике Павла Завального. Он также отметил, что у отечественного НГК имеются большие успехи и хорошие перспективы. Так, к 2030 году экспорт российского газа превысит 200 млрд м^3 в год. Взят правильный курс на расширение поставок в АТР, в первую очередь в Китай. Там будут востребованы и трубный газ, и СПГ, хотя и в условиях жесткой конкуренции.

Вместе с тем в отрасли проявляются очень тревожные тенденции. В частности, ухудшается структура МСБ. Геологические извлекаемые запасы нефти составляют порядка 26 млрд тонн, а экономически извлекаемые при нынешнем уровне технологий — 16 млрд тонн.

Сегодня к категории ТРИЗ можно отнести 40% запасов, но их доля в те-

«Оцифровка» НГК

Как отмечает Рид Моррисон, руководитель глобальной практики по оказанию консультационных услуг в нефтегазовой отрасли PwC, «золотой век» для нефтегазовой отрасли еще не окончен.

Спрос на энергоресурсы в мире продолжает расти. Около 3 млрд людей выходят на уровень благосостояния, характерный для среднего класса. В результате увеличивается число автомобилей, расширяется потребление пластмасс и т.д. Конечно, переход с ДВС на электромобили внесет свои коррективы. Тем не менее в обозримой перспективе спрос на моторное топливо сохранится на высоком уровне.

Чтобы обеспечить растущие потребности человечества в энергоресурсах, надо наращивать их производство. А для этого нужны новые технологии. Как подчеркивает Р.Моррисон, сейчас внедряются технологии, о которых еще 15 лет назад можно было только мечтать.

Происходит «оцифровка» отрасли. То есть очень многие операции выполняются с помощью мобильных устройств. Колоссальные объемы информации передаются на огромные расстояния, что позволяет проводить практически мгновенный анализ и применять его результаты на практике. К примеру, имея полные данные о работе того или иного узла на удаленном месторождении, можно заранее предсказать его выход из строя и загодя провести необходимое техническое обслуживание.

«Интеллектуальные сенсоры, непрерывный мониторинг, обеспечение безопасности и мобильности — это уже данность сегодняшнего дня. Мы можем досконально изучить любой аспект динамики пласта, работы скважины и т.д. В будущем возможно применение машинного интеллекта, дронов, роботизированных систем и.д.», — отмечает представитель PwC.

Вместе с тем нефтегазовый комплекс еще не достиг тех технологических высот, которые характерны для некоторых других отраслей. Ему еще есть куда расти. Например, сейчас в мире внедряется концепция так называемых 30-дневных инновационных циклов, когда от формирования идеи до создания опытных образцов проходит всего месяц.

При этом Р.Моррисон подмечает интересную тенденцию. Компании-лидеры отрасли переходят сегодня от бизнес-модели «делаем все сами» к упору на те направления, где у них есть уникальные компетенции. Это позволяет экономить средства и время. А значит, растет роль технологического сотрудничества между игроками рынка.

кущей добыче равна всего 6%. К примеру, в ХМАО, где сегодня добывается 43% российской нефти, ТРИЗ обеспечивают порядка 11 млн тонн в год, или 4,5% от общего производства. Хотя их доля в структуре запасов 26%. Добыча нефти в ХМАО падает на 4–5 млн тонн в год. При этом перспективная баженовская свита разрабатывается слабо.

Коэффициент извлечения нефти в России составляет 26%, проектный — не превышает 36%. Для сравнения: в США он достигает 42%, в Норвегии — свыше 50%.

Чтобы преломить эти негативные тренды, опять-таки нужны новые технологии. Причем, как подчеркивает П.Завальный, одним импортозамещением эту проблему не решить. Надо заниматься развитием собственной науки — и академической, и прикладной.

Понятно, что для разработки ТРИЗ и повышения коэффициента нефтеотдачи нужна и соответствующая законодательная база. По мнению Завального, стимулы для интенсивного развития нефтегазовой отрасли недостаточны. Да, принятие закона по ТРИЗ сыграло положительную роль, позволило выйти на исторический максимум добычи нефти. Однако какой ценой?

Так, тот же ХМАО предоставляет нефтегазовым компаниям льготы по налогам на имущество и на прибыль в размере 24–25 млрд рублей в год. Если бы таких льгот не было, то пришлось бы приостановить эксплуатацию многих истощенных месторождений. Но эти преференции практически съедают весь бюджет развития региона. А на что строить дороги, развивать социальную сферу?

Поэтому, как подчеркивает П.Завальный, нужно совершенствовать законодательство. Надежды связываются с введением налога на дополнительный доход, который переводит отрасль на новую систему стимулирования разработки как истощенных, так и новых месторождений. Однако правительство никак не внесет в Госдуму соответствующий законопроект.

Еще одна необходимая предпосылка развития новых технологий — создание полигонов. Ведь «в пробирке» их не отработаешь. Да и компьютерное моделирование далеко не всегда дает возможность оценить все плюсы и минусы той или иной технологии. Поэтому уже давно ведется разработка законопроекта об организации полигонов на базе истощенных месторождений или объектов, содержащих ТРИЗ. Ожидалось, что он будет внесен в Государственную Думу еще в прошлом году. Но, к сожалению, этого не произошло. Павел Завальный выразил надежду, что такой законопроект наконец-то будет доработан в нынешнем году.

Инновации «Татнефти»

Представители компаний отрасли на практических примерах подтвердили верность тех выводов, которые сделали в своих выступлениях руководители законодательных и исполнительных органов власти и эксперты.

Как отмечает Наиль Ибрагимов, первый заместитель генерального директора «Татнефти», месторождения компании находятся на поздней стадии разработки. При этом доля ТРИЗ превысила 80%. Нефть залегает в основном в низкопроницаемых коллекторах и промытых зонах. Имеются большие запасы высоковязких и сверхвязких нефтей. Поэтому сейчас завершается разработка инновационной стратегии, в рамках которой выделено 34 бизнес-вызова (из них семь — приоритетные). Ее реализация должна привести к удвоению капитализации «Татнефти».

Один из примеров инновационного подхода — масштабная разработка трудноизвлекаемых запасов путем уплотнения сетки скважин. Поначалу эта вроде бы ясная и понятная технология не дала ожидаемого экономического эффекта. Поэтому были проведены технологические усовершенствования по всей производственной цепочке: бурение скважин малого диаметра, применение установок одновременно-раздельной эксплуатации скважин, использование вместо обычных станков-качалок цепных приводов, внедрение новых подходов к обустройству и т.д.

ПРАКТИЧЕСКИ НА ВСЕХ НОВЫХ МОЩНОСТЯХ СИБУРА ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. ТАК, ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ «ЗАПСИБНЕФТЕХИМА» И АМУРСКОГО ГПЗ АКТИВНО ПРИМЕНЯЮТСЯ ДРОНЫ И 3D-МОДЕЛИРОВАНИЕ

В результате те ТРИЗ, к которым раньше не могли подступиться, сегодня демонстрируют высокие технико-экономические показатели: увеличиваются темпы отбора и нефтеотдачи. Сейчас планируется пробурить дополнительно 7 тыс. скважин по опробованной технологии.

Кроме того, «Татнефть» начала добычу в промышленных масштабах высоковязкой нефти. Сегодня ее объемы превышают 4 тыс. тонн в сутки, пробурено более 600 скважин. Для этого также был создан целый комплекс новых технологий, начиная с проектирования и заканчивая управлением разработкой. Компания уже оказывает услуги другим недропользователям, имеющим аналогичные запасы.

> ЕСЛИ РУКОВОДСТВО КОМПАНИИ НАЦЕЛЕНО НА БЫСТРЫЙ ФИНАНСОВЫЙ РЕЗУЛЬТАТ И ДЕЛАЕТ СТАВКУ ТОЛЬКО НА ОДИН ПРОЕКТ, ТО ИННОВАЦИИ БУДУТ ПРИЖИВАТЬСЯ С БОЛЬШИМ ТРУДОМ

Есть подвижки и в сфере переработки. Заканчивается первый этап строительства завода ТАНЕКО. Планируется сооружение второй очереди, что позволит удвоить объемы переработки.

Технологии на службе нефтехимии

О значении новых технологий в сфере глубоких переделов рассказал Рустам Галиахметов, управляющий директор ПАО «СИБУР Холдинг». Сейчас компания перерабатывает порядка 22 млрд м^3 газа в год, что близко к пиковым значениям, достигнутым в СССР в середине 1980-х годов. Причем благодаря новым технологиям и проведенной модернизации части ГПЗ значительно повысилось извлечение целевых фракций из перерабатываемого газа.

В 2014 году был введен в эксплуатацию продуктопровод от Пуровского ЗПК до Тобольска. Он позволяет собрать ШФЛУ с Западной Сибири (не только с заводов самого СИБУРа, но и с месторождений «Газпром нефти» и НОВАТЭКа). Тем самым был создан сырьевой задел для проекта «Запсибнефтехим», который в настоящее время активно реализуется. Его мощность составит 1,5 млн тонн по этилену и 500 млн тонн по пропилену. Первые тонны продукции он должен выдать уже в 2019 году.

Как подчеркивает Р.Галиахметов, при сооружении «Запсибнефтехима» используются преимущественно импортные технологии, но в проект активно вовлекаются и отечественные предприятия. Сегодня в проектировании, поставках оборудования и услуг участвуют предприятия из 35 регионов РФ. А объем контрактов превысил 220 млрд рублей.

Практически на всех новых мощностях СИБУРа используются передовые технологии. Так, при строительстве и «Запсибнефтехима», и Амурского ГПЗ активно применяются дроны и 3D-моделирование. На предприятиях будет обеспечен вы-

На пороге новой революции

Сейчас в мире происходит так называемая Четвертая промышленная революция, которая завязана на применение цифровых технологий. Это создает огромный импульс для всех секторов экономики, в том числе для нефтегаза. Исполнительный вице-президент Schneider Electric Industries Клеменс Блюм приводит приметы этой новой революции: развитие Интернета вещей, облачных вычислений, повышение мобильности обработки и передачи больших массивов данных, дальнейшее внедрение сенсорных технологий. Они открывают доселе немыслимые возможности во многих отраслях.

Интернет вещей и облачные вычисления позволяют проводить анализ деятельности промышленных объектов в режиме реального времени. Для нефтегазовой промышленности это особенно актуально, поскольку дает возможность эксплуатировать в автономном режиме, без использования «живого персонала», отдаленные месторождения в суровых климатических условиях.

По мнению эксперта, в будущем появятся общие для отрасли цифровые платформы, с помощью которых можно будет делиться информацией и тем самым повышать качество аналитики.

Но новые возможности означают и новые угрозы. Так, сегодня на первый план выходят вопросы кибербезопасности и защиты данных. Хотя здесь отдельные государства уже перегибают палку. Как отмечает К.Блюм, не все регуляторы проводят грань между персональными данными и бизнес-данными. Если первые действительно надо защищать, то вторые нуждаются в быстрой и беспрепятственной передаче, чтобы обеспечить эффективность и безопасность производственных процессов.

Крайне важно также глобальное сотрудничество в сфере инноваций. «Нельзя повторять ошибки, которые были сделаны сто лет назад, когда появилось электричество. Сегодня у многих стран разные напряжения в сети и разъемы розеток, что создает огромные трудности для приехавших в страну иностранцев. Сто лет назад человечество не озаботилось разработкой единых стандартов, а сегодня приходится возить с собой адаптеры для розеток», — напоминает представитель Schneider Electric.

Чтобы избежать повторения подобного казуса в сфере цифровых технологий, надо наладить тесное взаимодействие между их разработчиками, регуляторами и потребителями.

сочайший уровень автоматизации. А для подготовки квалифицированного персонала будут задействованы трехмерные тренажеры.

Рынок инноваций

Обзор инновационных достижений зарубежных и российских компаний дал в своем выступлении партнер EY Артем Козловский. Так, Shell недавно испытала на одном из месторождений в Нигерии новый сенсорно-аналитический инструмент для мониторинга удаленных объектов. Вложив в проект $80 тыс., она буквально за месяц получила отдачу в $1 млн.

У BP есть решение, которое не только прогнозирует возможные остановки при бурении, но и рекомендует на базе искусственного интеллекта конкретное изменение параметров буровых работ. А используемые компанией дроны способны за 30 минут диагностировать участок трубопровода протяженностью 3 км. Для сравнения: раннее группа из пяти специалистов справлялась с этой работой за семь дней.

Chevron использует искусственный интеллект для анализа большого объема накопившихся данных по месторождениям и скважинам. Это дает возможность в течение буквально нескольких месяцев увеличить нефтеотдачу на 30%.

При этом в последнее время в сфере инноваций появились некоторые интересные тенденции. Во-первых, компании используют новые разработки не только для снижения своих затрат и повышения эффективности. Они начинают продавать их на сторону, получая дополнительную прибыль.

Во-вторых, лидерами инноваций неожиданно становятся государственные компании, которые ранее считались крайне инертными. Ведь у них есть необходимое финансирование, и они не обязаны отчитываться за каждую потраченную копейку перед частными акционерами.

Трудности роста

Российские компании в целом также не отстают от глобальных трендов. Так, сегодня в нашей стране действует 27 цифровых месторождений. Повсеместно используются те же дроны. У «Роснефти» 6 тыс. км нефтесборных сетей уже управляются дистанционно, на основе беспилотников.

На Рязанском НПЗ «Роснефти» внедрили систему обучения 3D на базе виртуальной реальности для всех основных установок и агрегатов. Это сокращает в пять-шесть раз время на подготовку специалистов и сильно снижает уровень травматизма.

У «Газпром нефти» имеются решения в области интеллектуальных скважин — даже более продвинутые, чем у BP. Это позволило значительно увеличить межремонтный интервал внутрискважинного оборудования.

ЛУКОЙЛ реализовал проект Life Field, также представляющий собой создание интеллектуального месторождения.

Не отстают наши компании и по доле инвестиций в НИОКР. Так, у «Роснефти» она составляет 0,7% от выручки, тогда как у Statoil — 0,6%, у ExxonMobil — 0,5%, у Chevron и Shell — по 0,4%, у BP — 0,2%.

Но, несмотря на все достижения, имеются и проблемы. А.Козловский выделяет пять трудностей в сфере инновационного развития.

Главная из них — достижение баланса между долгосрочными и краткосрочными целями. Если руководство компании нацелено на быстрый финансовый результат и делает ставку только на один проект, то инновации будут приживаться с большим трудом.

Вторая проблема — чрезвычайно сложная процедура поиска и отбора пилотных инновационных проектов. У всех крупных компаний отрасли есть специальные структуры, которые отвечают за технологии. Но их деятельность далеко не всегда соответствует лучшим мировым практикам. Поэтому предпочтение зачастую отдается не прорывным, а более традиционным и «спокойным» проектам.

Третья трудность заключается в том, что практически ни одна компания не готова вкладываться в высокорисковые проекты.

Четвертый барьер — инертность крупных игроков. Ведь инновации — это синоним нарушения текущей модели бизнеса.

Пятая проблема — процесс коммерциализации новой разработки. Далеко не все компании с этим справляются.

Что же делать? Как считает представитель EY, надо, прежде всего,

определить приоритеты и создать команду. Причем в команде должны быть не только производственники, но и коммерсанты — люди, которые могут придумать, как использовать технологию внутри самой компании и как продать ее на сторону. Необходимо также развитие сотрудничества между отдельными компаниями.

ИНТЕРНЕТ ВЕЩЕЙ И ОБЛАЧНЫЕ ВЫЧИСЛЕНИЯ ПОЗВОЛЯЮТ ПРОВОДИТЬ АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ. ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ЭТО ОСОБЕННО АКТУАЛЬНО

В сфере бизнеса получила распространение поговорка: «Пока мы наступаем, конкуренты меняют ландшафт». Иными словами, пока компания реализует тот или иной инновационный проект, внешняя среда меняется до неузнаваемости. Чтобы избежать такой ситуации, надо постоянно держать руку на пульсе, не успокаиваться на уже достигнутом. А значит, российским нефтегазовым компаниям предстоит еще немало работы. ❑

СТРОИМ МОСТЫ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ БУДУЩЕЕ

В июле 2017 года в Стамбуле пройдет 22-й Мировой нефтяной конгресс

ЙОЗЕФ ТОТТ
Президент Мирового нефтяного совета

Три года назад Российским национальным комитетом Мирового нефтяного совета (МНС) под руководством заместителя председателя Правительства Российской Федерации Аркадия Дворковича был проведен 21-й Мировой нефтяной конгресс (WPC). Известный как «Олимпийские игры нефтегазовой промышленности», Конгресс собрал на одной площадке не только представителей 70 государств-членов МНС, но также всех, кто является причастным к нефтегазовому бизнесу в целом. Почти 5 тыс. лидеров отрасли и экспертов из 119 стран мира стали делегатами важнейшего отраслевого события года, прошедшего в Москве в июне 2014 года.

ПОЧТИ 5 тыс. ЛИДЕРОВ ОТРАСЛИ И ЭКСПЕРТОВ ИЗ 119 СТРАН МИРА СТАЛИ ДЕЛЕГАТАМИ ВАЖНЕЙШЕГО ОТРАСЛЕВОГО СОБЫТИЯ ГОДА, ПРОШЕДШЕГО В МОСКВЕ В ИЮНЕ 2014 ГОДА

Традиционно сопровождавшая Конгресс Мировая нефтяная выставка разместилась на площади в 50 тыс. м^2, что стало новым рекордом. Отмечу, что по размеру выставочная площадь возросла на 30% по сравнению с предыдущим Конгрессом, прошедшим в Дохе.

На выставке были представлены стенды 542 компаний, которые привлекли 16788 посетителей. Наиболее важным элементом выставки стал Центр международных деловых проектов, где были представлены стенды Мирового нефтяного совета совместно со стендами ведущих мировых нефтегазовых компаний.

Программным комитетом Конгресса, в состав которого входят выбранные Национальными комитетами МНС эксперты, была представлена обширная программа, состоящая из почти 100 технических сессий. Отобрав наиболее интересные и научно значимые работы для участия в программе Конгресса, прошедшего под эгидой «Ответственное обеспечение мира энергоресурсами», Программный комитет пригласил порядка 700 российских и международных спикеров.

Помимо этого, в 20 Министерских сессиях, проведенных в рамках Конгресса, приняли участие 34 министра, которыми были представлены текущие тренды развития нефтегазовой отрасли.

За пять дней Конгресса были рассмотрены все аспекты нефтегазовой промышленности, включая нефтепереработку, разработку и добычу жидких углеводородов, использование природного газа и возобновляемых источников энергии. Особое внимание было уделено вопросам управления и устойчивого развития промышленности.

1200 представителей средств массовой информации были аккредитованы для освещения основных событий Конгресса.

Менее двух месяцев отделяют нас от 22-го Мирового нефтяного конгресса. Страной-организатором была выбрана Турция, само же мероприятие пройдет в гостеприимном городе Стамбул.

Проводимый под патронажем президента страны Конгресс обещает стать грандиозной площадкой для представителей промышленности, руководителей компаний, включая глав государств, министров и более чем 500 генеральных директоров. Тема «Строим мосты в наше энергетическое будущее» (“Bridges to Our Energy Future”) отражает уникальное положение города-организатора и рассматривает различные способы развития нефтегазовой индустрии в непростые для нее времена.

Ранее я уже неоднократно отмечал, что именно в рамках Конгресса происходит обмен как новейшей информацией, так и передовыми достижениями отрасли, что и представляет наибольший интерес для его участников. Я ожидаю, что Конгресс будет успешным, что найдет свое отражение на общем имидже страны. А это сейчас очень важно!

Хочу в очередной раз подчеркнуть, что площадка Конгресса предоставит прекрасную возможность странам-членам МНС продемонстрировать свои достижения в области технологий, поделиться опытом в решении стратегических проблем, возникающих перед отраслью, а также укрепить взаимодействие и наладить контакты с мировыми лидерами нефтегазового сектора.

Нелишне будет напомнить, что Мировой нефтяной совет — некоммерческая организация, аккредитованная Организацией

WPC-2017

Местом проведения 22-го Мирового нефтяного конгресса 2017 года выбран Стамбул. За право принять крупнейшее нефтегазовое событие планеты боролись также Хьюстон, Астана и Копенгаген. В финале Стамбул набрал 55% голосов против 45% у Хьюстона.

Всемирный нефтяной конгресс и выставка традиционно вызывают большой интерес у крупнейших компаний нефтегазовой отрасли и их деловых партнеров. Постоянными участниками WPC являются такие известные компании, как ABB, General Electric, Siemens, Honeywell, Saudi Aramco, Petrobras, CNPC, Sonatrach, «Газпром», ЛУКОЙЛ, BP, Chevron, ExxonMobil, PDVSA, Schlumberger, Shell, Total, Qatar Petroleum.

Участникам конгресса и выставки организаторы предлагают обширную пятидневную деловую программу, включающую обсуждение глобальной стратегии развития энергетики планеты, путей расширения международного сотрудничества в нефтегазовой отрасли, ознакомительные поездки и семинары, деловые встречи.

Профили выставки: нефть, газ, нефтехимия, современные технологии нефтегазодобычи, методы доставки, хранения, переработки и управление процессами.

Объединенных Наций, — основан в 1933 году (до 2004 года — Мировой нефтяной конгресс), его штаб-квартира, расположена в Лондоне. Очень важно, что членами МНС являются страны, а не отдельные компании. В стране учреждается национальный комитет МНС, в который входит большинство национальных нефтегазовых компаний, трейдеров, университетов, научных и проектных институтов, чьи интересы и представляет национальный комитет на мировой арене.

Преимущества членства в МНС могут быть особенно заметны в случаях, когда происходят выборы в программный комитет Конгресса, при определении руководителей технических сессий и круглых столов, а также при отборе тематики предстоящего Конгресса. Это хорошая возможность продвижения национальных интересов перед мировым сообществом.

Большое внимание МНС уделяет молодому поколению, так как мы считаем, что формирование будущих лидеров отрасли начинается в университетах. Поэтому приблизительно 15 лет назад было решено активно развивать молодежное направление. В результате при многих национальных комитетах были созданы молодежные комитеты, и сегодня без участия студентов и молодых специалистов не проходит ни одно мероприятие МНС.

Как известно, у молодежи большое количество инициативных проектов, одним из которых стало проведение Форума будущих лидеров МНС (также известного как Молодежный форум МНС). По значимости и масштабности данное мероприятие уступает лишь самому Мировому конгрессу и обычно проводится за один год до него.

Молодежный комитет Российского национального комитета МНС подал заявку на проведение 6-го Форума будущих лидеров МНС в Санкт-Петербурге в июне 2019 года. Голосование и итоговое решение будет принято Советом в Стамбуле 9 июля 2017 года.

Помимо этого, на площадках Конгресса будут представлены основные достижения нефтегазовой отрасли за прошедший трехлетний период. Мировые эксперты представят свое видение решения ключевых проблем, возникших в этот непростой период.

МОЛОДЕЖНЫЙ КОМИТЕТ РОССИЙСКОГО НАЦИОНАЛЬНОГО КОМИТЕТА МНС ПОДАЛ ЗАЯВКУ НА ПРОВЕДЕНИЕ 6-го ФОРУМА БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ МНС В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ В ИЮНЕ 2019 ГОДА

Помимо технических сессий будут организованы специальные экспертные заседания по вопросам, связанным с импортозамещением, разработкой глубоководных месторождений, нефтепереработкой и финансированием промышленности в целом. Лучшие мировые практики будут представлены как в рамках данных заседаний, так и во время проведения специальных региональных сессий.

РАЗВИТИЕ И БУДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЧИВОЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ЯВЛЯЮТСЯ ОСНОВНОЙ ТЕМАТИКОЙ ОБСУЖДЕНИЙ 22-го МИРОВОГО НЕФТЯНОГО КОНГРЕССА

Развитие и будущее нефтегазовой отрасли в условиях изменчивой окружающей среды являются основной тематикой обсуждений 22-го Мирового нефтяного конгресса. Особое внимание будет уделено проблемам, связанным с уменьшением объема выбросов углерода и волатильностью рыночных цен.

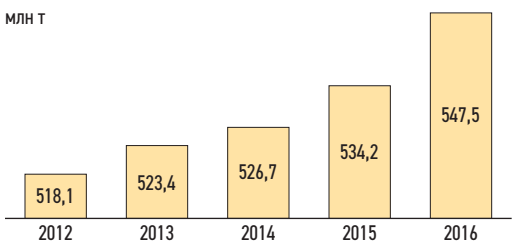
В данный момент ведутся заключительные работы по подготовке WPC-2017 в Стамбуле, и очень скоро мы встретимся вместе для того, чтобы отметить большую роль и значимость нефтегазовой индустрии, а также продемонстрировать ее вклад в развитие стабильного будущего. ❑

ОБСТОЯТЕЛЬСТВАМ ВОПРЕКИ

Минэнерго РФ подвело отраслевые итоги 2016 года

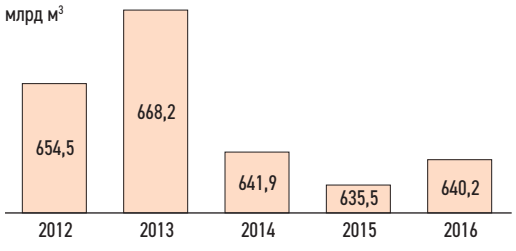
Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

Добыча нефти и газового конденсата в России



Источник: Минэнерго РФ

Добыча природного и попутного нефтяного газа в России



Источник: Минэнерго РФ

Все отрасли топливно-энергетического комплекса России в прошлом году показали рост основных показателей. Несмотря на действие секторальных санкций, сложности с привлечением финансовых ресурсов, снижение мировых цен на основные энергоносители, ТЭК обеспечил приток инвестиций в экономику, продолжил внедрение отечественных технологий и оборудования, сохранил лидирующие позиции на мировых рынках.

Между тем ситуация остается непростой — как с точки зрения ценовых перспектив, так и в связи с ростом международной конкурентной активности. Кроме того, ухудшается минерально-сырьевая база, в силу ряда факторов снижается экономическая эффективность отраслевых проектов. Все это требует от ТЭК страны, его нефтегазового сектора мобилизации внутренних ресурсов, а от государства — более точной настройки регулирующих механизмов.

Об этом шла речь на расширенном заседании коллегии Минэнерго РФ, посвященном обсуждению результатов работы министерства и курируемых им отраслей в 2016 году, а также задач на среднесрочную перспективу.

Из обращения к участникам коллегии вице-премьера Аркадия Дворковича можно было понять, что в российском правительстве в целом удовлетворены ситуацией в отечественном ТЭК. Прежде всего, тем, что по всем основным направлениям наблюдается движение вперед.

Что касается соглашения нефтедобывающих стран о снижении добычи, достигнутого в значительной мере благодаря усилиям главы Минэнерго РФ Александра Новака, то оно, по словам вице-премьера, позволило стабилизировать цены на более благоприятном уровне, хотя и ожидали большего.

Как бы то ни было, рассчитывать нужно на свои силы и быть готовыми к любым поворотам, которые отраслям ТЭК может преподнести переменчивый рынок. А.Новак, выступивший на коллегии с основным докладом, дал развернутую характеристику процессам в курируемых министерством отраслях, в том числе и в нефтегазовом секторе.

Есть чем гордиться

Отрасль, действительно, отработала прошлый год хорошо. Он завершился обновлением национального рекорда по добыче нефти — 547,5 млн тонн. Газовой отрасли удалось переломить негативный тренд сокращения добычи — впервые за несколько лет добыча газа выросла на 1% (640 млрд м^3).

Рост добычи был подготовлен активностью в ведении буровых работ. Объемы проходки в эксплуатационном бурении выросли на 12,1%, до 24,9 млн метров. В разведочном — на 13,8%, но объемы остаются довольно скромными — 932 тыс. метров.

Капитальные вложения в нефтедобычу превысили в прошлом году 1,2 трлн рублей (прирост — 12%). В эксплуатацию было введено сразу несколько крупных месторождений в новых регионах добычи, а также на шельфе Каспийского моря.

Выход в новые регионы и расширение географии поставок энергоресурсов сопровождаются масштабным развитием нефтегазотранспортной инфраструктуры. «Транснефть» завершила строительство нефтепроводов Заполярье–Пурпе и Куюмба– Тайшет. В плановом режиме ведется строительство газопровода «Сила Сибири», завершено строительство второй нитки газопровода Бованенково–Ухта, начата реализация проекта «Турецкий поток».

В декабре с опережением сроков на три месяца осуществлен запуск газопровода Краснодарский край — Крым, обеспечивший бесперебойное снабжение газом потребителей Крыма в осенне-зимний период 2016–2017 годов.

Поставки нефти на экспорт выросли в прошлом году на 5,1%, до 254,2 млн тонн. Экспортные поставки российского газ тоже выросли весьма существенно — на 8,4%, до 208,6 млрд м^3.

Министр отметил, что продолжается модернизация нефтеперерабатывающих производств. С 2011 года введены в эксплуатацию или модернизированы 70 установок, из них 12 — в прошлом году.

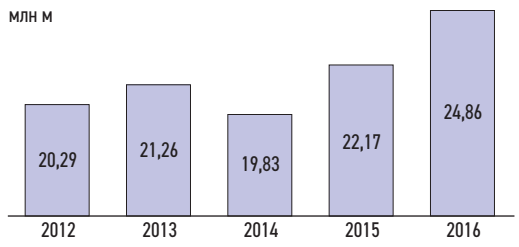
Наиболее крупными и значимыми пусковыми объектами 2016 года в секторе нефтепереработки стали комплекс гидрокрекинга мощностью 3,5 млн тонн в год на «Волгограднефтепереработке» (ЛУКОЙЛ), комплекс каталитического крекинга мощностью 1,2 млн тонн в год на Куйбышевском НПЗ («Роснефть»), а также установки замедленного коксования мощностью 1,2 млн тонн на Антипинском НПЗ и мощностью 2 млн тонн на ТАНЕКО («Татнефть»).

За 2016 год глубина переработки нефти выросла на 5 п.п., до 79,2%. Успешно осуществлен переход на обращение внутри страны автомобильного топлива высшего экологического класса Евро-5. За 2016 год объемы производства такого высококачественного бензина выросли на 12,4% (с 33,1 до 37,2 млн тонн). По дизельному топливу динамика еще более позитивна: объемы самого экологичного топлива выросли за год на 16,3% (с 55,7 до 64,8 млн тонн).

Долгожданным фактом стало кардинальное снижение объемов выхода мазута. В прошлом году его производство упало сразу на 20%, до 56,9 млн тонн. При этом доля выхода мазута в структуре переработанного сырья сжалась с 25,2 до 20,3%.

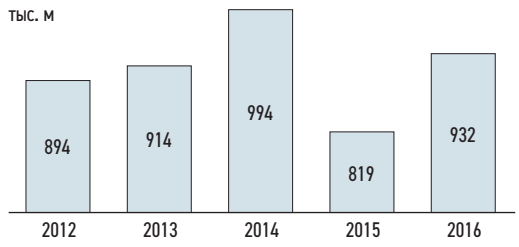
Продолжается газификация населенных пунктов. С 2005 года, когда ею занялись целенаправленно, уровень вырос с 53 до 67%, в крупных городах — с 60 до 71%, на селе — с 35 до 57%. Внимание уделяется и повышению доступности газовой инфраструктуры. Министерство наме-

Проходка в эксплуатационном бурении



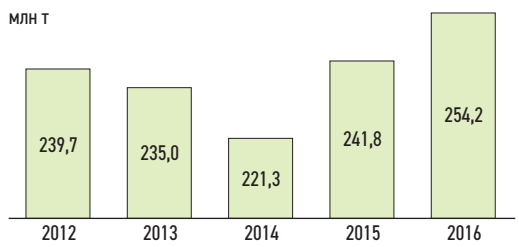
Источник: Минэнерго РФ

Проходка в разведочном бурении



Источник: Минэнерго РФ

Поставка нефти на экспорт



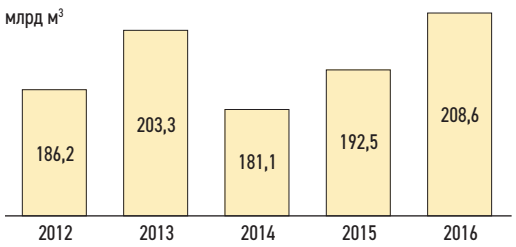
Источник: Минэнерго РФ

НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ

Задачи на 2017 год

- Утверждение Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2035 года;
- Принятие закона, предусматривающего введение новой системы налогообложения недропользователей в зависимости от экономической эффективности разработки месторождений, введение так называемого НДД в рамках пилотных проектов;
- Мониторинг реализации большого налогового маневра в нефтяной отрасли в новых макроэкономических условиях;
- Принятие закона, предусматривающего дифференциацию периода применения льготы по НДПИ на нефть в зависимости от даты начала промышленной добычи нефти на участке недр;
- Ввод в эксплуатацию и завершение реконструкции восьми технологических установок на НПЗ России;
- Увеличение глубины переработки нефти на 1,7%;
- Увеличение производства автобензина на 1,8% и дизельного топлива на 3,3%;
- Реализация дорожной карты по снижению импортозависимости в сфере обеспечения катализаторами предприятий нефтепереработки и нефтехимии.

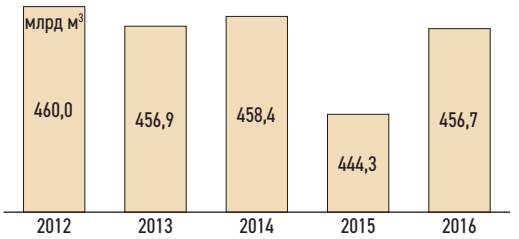
Поставка российского газа на экспорт*



* Включая СПГ

Источник: Минэнерго РФ

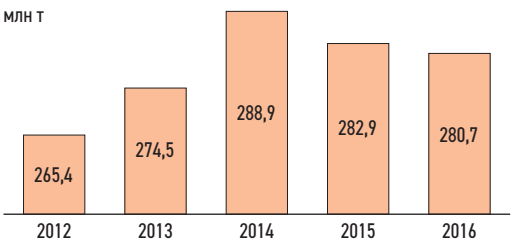
Поставка российского газа на внутренний рынок*



* С учетом отбора/закачки из ПХГ и изменения запасов в ЕСГ

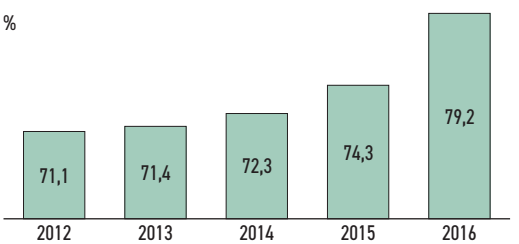
Источник: Минэнерго РФ

Первичная переработка нефти в России



Источник: Минэнерго РФ

Глубина переработка нефти



Источник: Минэнерго РФ

рено добиться сокращения максимального срока подключения с порядка 600 дней до 131 дня.

Видны результаты усилий министерства, направленных на расширение использования газомоторного топлива. По итогам 2016 года введены в эксплуатацию 44 новых объекта газозаправочной инфраструктуры, а реализация ГМТ увеличилась почти на 10%.

Для укрепления позиций нашей страны на быстрорастущем глобальном рынке СПГ Минэнерго РФ считает необходимым создавать новые мощности по сжижению природного газа. В нынешнем году в Ямало-Ненецком АО будет введена в эксплуатацию первая линия завода «Ямал-СПГ».

Умеем и сами

В условиях санкций критически важно обеспечить выпуск отечественной продукции, замещающей импортные технологии и материалы. В результате совместных усилий Минэнерго РФ и Минпромторга РФ удалось, например, уменьшить за год долю импортных катализаторов в нефтепереработке с 62,5 до 39%, в нефтехимии — с 38,3 до 27,5%. Созданы новые заводские мощности по производству магистральных насосов и электронасосных агрегатов в Челябинске, катализаторов в Омске и Новокуйбышевске, освоены новые виды импортозамещающей продукции в других регионах страны.

Участвовавший в заседании коллегии глава Минпромторга РФ Денис Мантуров добавил, что в прошлом году объем экспорта нефтегазового машиностроения вырос на 20%. Успешный опыт взаимодействия по нефтегазовому оборудованию транслируется и на другие сегменты.

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ

Задачи на 2017 год

- Утверждение Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 года, включая Восточную газовую программу и Концепцию развития внутреннего рынка газа;
- Разработка Программы формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза;
- Продолжение реализации комплексного плана по развитию производства сжиженного природного газа на полуострове Ямал и ввод первой очереди завода СПГ;
- Продолжение освоения Якутского центра газодобычи, включая строительство газотранспортной системы «Сила Сибири»;
- Реализация перечня поручений Правительства Российской Федерации от 17.02.2016 №АД-П9-870 по организации работ по проектам строительства, включая проект строительства газопровода «Северный поток-2».

Важное направление работы — это выработка механизмов поддержки инноваций. Одним из таких инструментов, как отметил А.Новак, является отбор и реализация проектов, имеющих общенациональное значение и способных дать значительный экономический эффект — так называемых национальных проектов. В 2016 году рабочей группой при Минэнерго России одобрено три таких проекта — два в электроэнергетике и один в сфере глубокой нефтепереработки.

В 2016 году Минэнерго России впервые после распада СССР утвердило Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России до 2035 года. Он определяет перспективные области исследований и разработок, а также задает целевые ориентиры для развития и внедрения инновационных технологий и современных материалов в ТЭК.

О стимулах и отдаче

Минэнерго РФ считает одной из основных задач стабилизацию добычи на действующих месторождениях в Западной Сибири, находящихся в стадии падения из-за роста обводненности и естественного истощения. Большие надежды в этой связи возлагаются на совершенствование системы отраслевого налогообложения. Прежде всего, на разработанный совместно с Минфином РФ проект закона по налогу на добавленный доход.

Предполагается, что применение этого закона позволит учитывать реальную экономику разработки месторождений. При этом стимулирование разработки зрелых месторождений в традиционных регионах добычи с развитой инфраструктурой, высоким уровнем изученности поможет предотвратить падение добычи в этом регионе, существенно увеличит инвестиции в добычу и приведет к росту бюджетных поступлений, в том числе в региональные бюджеты.

По оценкам Минэнерго РФ, полномасштабное введение НДД позволит вовлечь в разработку порядка 5 млрд тонн нефти к 2025 году, то есть около одной трети от доказанных запасов.

Еще одна мера, необходимая для развития отрасли, — это стимулирование разработки мелких месторождений с начальными извлекаемыми запасами до 5 млн тонн. Введение налоговых стимулов для малых месторождений может стать важной мерой для развития также экономики регионов, имеющих на балансе такие месторождения.

В прошлом году на месторождениях, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча выросла на 12%. Объем извлеченных за год ТРИЗ впервые достиг 37 млн тонн. В значительной мере это результат целенаправленного налогового стимулирования. Действующие стимулы имеют малый радиус действия, но даже они позволили заметно улучшить ситуацию.

Разработке углеводородных запасов шельфа помогают мероприятия утвержденного в 2014 году правительством Плана комплексного стимулирования освоения месторождений УВС на континентальном шельфе страны и российской части Каспийского моря. За год морская добыча нефти выросла у нас на 16,8%, до 22,3 млн тонн.

Продолжает доказывать свою эффективность запущенный в 2014 году механизм предоставления льгот по вывозной таможенной пошлине на нефть для месторождений в новых регионах. В прошлом году добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке выросла на 8,3%, до 68,8 млн тонн.

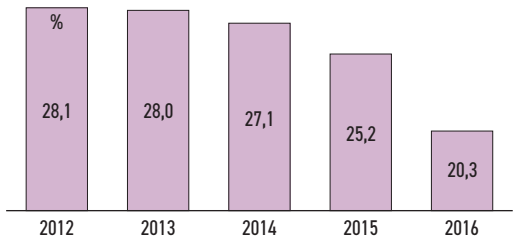
Очевидно, что адресное снижение фискальной нагрузки стимулирует рост добычи. Но фискальные чиновники продолжают сомневаться в том, что такая прибавка выгодна федеральной казне. Искать и находить компромисс с Минфином РФ — это, пожалуй, самая важная и самая трудная задача Минэнерго сегодня и в перспективе. ❑

ГАЗОНЕФТЕХИМИЯ

Задачи на 2017 год

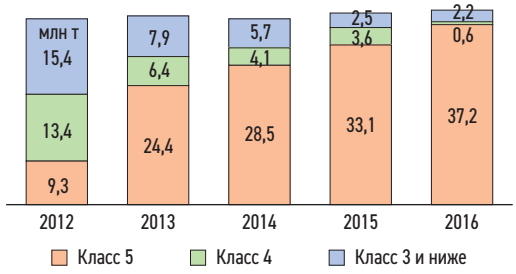
- Реализация плана развития газо- и нефтехимии России;
- Увеличение производства крупнотоннажных пластмасс до 5,3 млн тонн;
- Увеличение доли нефтегазохимической отрасли в потреблении сырья (СУГ, этан, нафта) до 24%.

Выход мазута на 1 тонну переработанного сырья



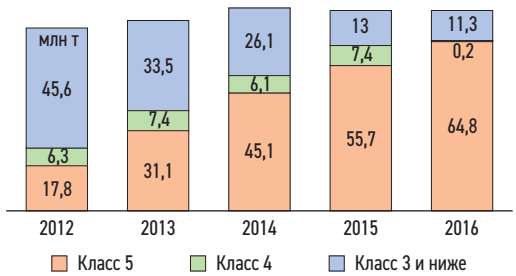
Источник: Минэнерго РФ

Производство автомобильного бензина на НПЗ России



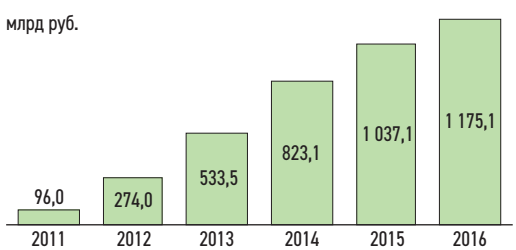
Источник: Минэнерго РФ

Производство дизельного топлива на НПЗ России



Источник: Минэнерго РФ

Инвестиции в модернизацию НПЗ



Источник: Минэнерго РФ

АВТОГОНКИ КАК ПОЛИГОН ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

В конце апреля в Сочи прошел четвертый Гран-при России самого престижного чемпионата мира по кольцевым автогонкам «Формула-1». Конечно же, это грандиозное зрелище и азартная борьба. Но каждый этап данного состязания — это и витрина новейших технологий. Более того, гонка является мощнейшим стимулом поиска новаторских инженерных решений. Без преувеличения: «Формула-1» — двигатель прогресса.

Многое, очень многое в современной автомобильной индустрии пришло в нашу повседневность из мира автогонок. Даже зеркала заднего вида.

Первые прототипы автоматической коробки передач были созданы без малого 40 лет назад инженерами болида Williams. Два десятка лет спустя инновационную идею довели до ума в Ferrari — опять же, стремясь переиграть соперников по «Формуле-1».

Дисковые тормоза и активная подвеска — премьеры этих взятых на вооружение автопромом технологических новинок — тоже состоялись в разные годы на автодромах «Формулы-1». Williams, придумавшая использовать в болидах KERS — системы рекуперации кинетической энергии (проще говоря, накопления энергии в колесах), сейчас внедряет технологию в массовое производство.

Современные регламентные требования к болидам побуждают технарей «Формулы-1» изучать возможности использования в силовых установках гибридных решений. Благодаря им Mercedes повысил тепловую эффективность гоночных двигателей с 29 до 45%. Специалисты обещают прорыв в мире конвейерного автомобилестроения — двигатели с 54%-й тепловой эффективностью.

Сейчас, когда мир одержим идеей поставить на колеса источники альтернативной энергии, гонки «Формулы-1» остаются, пожалуй, самым ярким и убедительным аргументом в пользу того, что углеводородное топливо еще далеко не исчерпало ресурс эффективной целесообразности.

Самая престижная и популярная гонка не ищет замены бензину. Но она стимулирует дальнейшее улучшение этого самого распространенного автомобильного топлива. Благодаря «Формуле-1» бензин становится и экологичнее, и энергоэффективнее. Над этим работают коллективы лучших специалистов во всем мире.

Очень важно, что по регламенту «Формулы-1» используемое участниками гонок топливо не может содержать компоненты, которые не используются в коммерческом бензине. Это означает, что результаты лабораторных изысканий, направленных на улучшение свойств «гоночных» бензинов, имеют хорошие перспективы уйти в массовое производство. С той понятной оговоркой, что требования, предъявляемые к топливу и маслам для гонок, зачастую сильно отличаются от оптимальных характеристик для городского автомобиля.

Производителям нефтепродуктов полезна и выгодна близость к гонкам. Это и уникальная возможность решать сложнейшие технологические задачи, применяя новейшие разработки, это и способ громко заявить о себе, продвинуть собственную торговую марку.

Все эти выгоды давно оценили в ЛУКОЙЛе. Наша крупнейшая частная ВИНК еще 20 лет назад создала LUKOIL Racing Team — одну из ведущих спортивных команд в автоспорте. В апреле 2017 года ЛУКОЙЛ начал промышленное производство уникального бензина ЭКТО 100, использование которого в спортивных автомобилях дает повышение мощности до 10%, ускоряет динамику разгона до 7%, экономит до 6% топлива. ЭКТО 100 — не первый для ЛУКОЙЛа опыт создания моторных топлив для спорта, он вобрал в себя весь прошлый опыт. А иначе шедевры и не рождаются.

Этим же путем идет «Газпром нефть». Российская команда автогонщиков G-Drive Racing, выступающая при поддержке фирменного премиального топлива G-Drive, помогает также совершенствовать и продвигать синтетические масла серии G-Energy Racing, специально разработанной для профессионального гоночного использования. Постоянные контакты со спортсменами и техническими специалистами дают оперативную информацию для системного улучшения продуктов.

Сочинский автодром — самая современная трасса в Восточной Европе — открывает перед отечественными нефтяными компаниями большие возможности для поиска, отработки и внедрения новейших технологий. Пока, конечно, не в формате «Формулы-1». До этой вершины нам пока еще далеко. Но уникальный российский автодром позволяет проводить и другие гонки. А это отличная возможность заявить о себе и занять более престижное место в мировой системе координат.

Сочинский автодром формирует предпосылки для решения задач качественно иного масштаба. Российская нефтепереработка нашла в себе силы, чтобы кардинально уменьшить выход мазута и полностью обеспечить отечественный рынок моторными топливами пятого — высокого — экологического класса. Прекрасно, что мы начали догонять наших зарубежных коллег. Но надо стремиться стать лучшими и первыми. Формирование атмосферы лидерства — это еще одна из миссий автодрома Сочи, одного из самых привлекательных в Европе.

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

РОСНЕФТЬ НАЧАЛА БУРЕНИЕ САМОЙ СЕВЕРНОЙ СКВАЖИНЫ

«Роснефть» приступила к бурению скважины «Центрально-Ольгинская-1» на Хатангском лицензионном участке — самой северной скважины на российском арктическом шельфе. Старт поисковому бурению дал президент России Владимир Путин в ходе телемоста с главой ПАО «НК «Роснефть» Игорем Сечиным, который находился на берегу Хатангского залива.

Владимир Путин подчеркнул значимость проекта «Роснефти»: «Фактически начинается работа по целой нефтегазоносной провинции, которая, даже по предварительным данным, содержит миллионы тонн условного топлива».

Глава «Роснефти» доложил, что подготовка к бурению была проведена в рекордные сроки. Чуть больше года назад компания получила возможность работать на Хатангском лицензионном участке. За это время проведены беспрецедентные работы по геологоразведке: 21 тыс. пог. км сейсмоисследований, выявивших порядка 114 нефтегазоносных перспективных структур. Общий потенциальный биологический ресурс моря Лаптевых составляет, по предварительным оценкам, до 9,5 млрд тонн в нефтяном эквиваленте. Бурение будет проводиться с берега, что позволит значительно снизить затраты на строительство скважины, проектная глубина — до 5 тыс. метров с последующей боковой горизонтальной зарезкой. Об этом сообщила пресс-служба «Роснефти».

РОСНЕФТЬ ПРИОБРЕЛА СТРАТЕГИЧЕСКИЙ АКТИВ В ХМАО

«Роснефть» закрыла сделку по приобретению 100%-й доли в проекте «Конданефть», в рамках которого ведется разработка Кондинского, Западно-Эргинского, Чапровского и Ново-Ендырского лицензионных участков в Ханты-Мансииском АО.

Запасы Кондинскои группы месторождении (2P) составляют 157 млн тонн нефти в соответствии с международным аудитом запасов. Пресс-служба «Роснефти» сообщила, что компания предпримет меры для ускоренного ввода в эксплуатацию месторождении «Конданефть» уже в 2017 году, что обеспечит значительный рост консолидированных показателей добычи.

Группа месторождении «Конданефть» находится в 100 километрах от одного из ключевых активов компании (Приобского месторождения) и примыкает к Эргинскому месторождению, крупнеишему из находящихся в нераспределенном фонде РФ.

Цена приобретения 100% акционерного капитала проектной компании составит около 40 млрд рублеи, а стоимость приобретения в расчете на баррель запасов — порядка $1,0/барр. Сделка получила необходимые одобрения Федеральной антимонопольной службы России.

ТРУБОПРОВОДЫ ЛУКОЙЛА СТАНУТ НАДЕЖНЕЕ

В 2017 году свыше 65% модернизированных и новых трубопроводов ЛУКОЙЛа, расположенных на потенциально опасных участках, будут обладать особой устойчивостью к коррозии благодаря эпоксидному и силикатно-эмалевому покрытиям, а также применению полимерных армированных и стеклопластиковых материалов. Срок службы трубопроводов будет также увеличиваться за счет применения ингибиторной и электрохимической защиты.

Пресс-служба компании отмечает, что процесс модернизации трубопроводов с применением новейших технологий проходит особенно активно в Республике Коми, Западной Сибири, а также в Пермском крае, в Волгоградской и Самарской областях. На эти цели в 2017 году компания выделит более 16 млрд рублей, всего же на природоохранные мероприятия будет потрачено 45 млрд рублей.

ГАЗПРОМ НАМЕРЕН РАЗВИВАТЬ ДОБЫЧУ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

К декабрю текущего года «Газпром» подготовит технико-экономический анализ вариантов реализации Проекта по добыче метана из угольных пластов в Кузбассе на принципах проектного финансирования, сообщает «Интерфакс» со ссылкой на материалы концерна. На проведение исследования планируется потратить до 7,292 млн рублей.

Ранее над проектом работали консультанты PricewaterhouseCoopers: в конце 2013 года «Газпром» поручил PwC Russia написать бизнес-план инвестиционного проекта «Добыча метана из угольных месторождений в Кузбассе». Кроме того, в материалах концерна сообщается, что до апреля 2018 года намечено разработать технологическую схему разработки Талдинского метаноугольного месторождения (открыло «Газпромом» на Кузбассе).

Лицензией на разведку и добычу метана угольных пластов владеет ООО «Газпром добыча Кузнецк». К концу 2015 года предприятие вышло на добычу 1,5 млн м^3 в месяц. Задача проекта — обеспечить 4 млрд м^3 в год метана угольных пластов.

НЕФТЕГАЗ-2017:
МЕСТО ВСТРЕЧИ ПРОФЕССИОНАЛОВ

Аналитическая служба «Нефтегазовой Вертикали»

В Москве, в «Экспоцентре» прошла 17-я международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. Нефтегаз-2017». На площади 50 тыс. м^2 свои новейшие технологии, разработки и сервисы демонстрировали 526 ведущих предприятий отрасли из 25 стран, в том числе Бельгии, Великобритании, Германии, Китая, Польши, Сингапура, США, Франции, Чешской Республики, Швеции, Японии. Более 80% экспонентов участвуют в выставке на постоянной основе.

Для профессионального сообщества «Нефтегаз-2017» стал без преувеличения значимым событием, которое позволило оценить ситуацию на российском и мировом нефтегазовом рынке, заострить внимание на проблемах отечественного нефтегазового комплекса, приоритетах и возможностях, определяющих сегодня развитие ТЭК России. И что не менее важно — ознакомиться с технологическими новинками и поделиться собственными достижениями.

«Нефтегаз-2017» — это масштабное отраслевое мероприятие мирового уровня, давно вызывающее повышенный интерес у представителей нефтегазовой отрасли и их деловых партнеров, имеет и международное признание. О многом говорит тот факт, что выставка отмечена знаком Всемирной ассоциации выставочной индустрии (UFI).

Выставку организует АО «Экспоцентр» совместно с немецкой выставочной компанией «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ.

Государственная поддержка, широкое международное участие, полный охват рынка, включая все подотрасли нефтяной и газовой промышленности, обеспечивают выставке статус главной отраслевой выставки России.

По мнению министра энергетики РФ Александра Новака, выставка «Нефтегаз» является важным отраслевым событием, которое содействует инновационному развитию топливно-энергетического комплекса России. «Выставка приобретает еще большее значение в связи с возросшими задачами, стоящими сегодня перед нефтегазовой отраслью, от решения которых в определяющей степени будет зависеть устойчивый рост отечественной экономики», — отмечает министр.

Россию на выставке представляли такие отраслевые гиганты, как «Транснефть», «Татнефть», «Сургутнефтегаз», «ТатПромХолдинг», НПП «Буринтех», ЧТПЗ, «Газпром бурение», «Газпром СтройТЭК Салават», НПФ «Пакер», «Мотовилихинские заводы», Трубная металлургическая компания (ТМК), Росатом, «Уралмаш НГО Холдинг». И, разумеется, на выставке были широко представлены предприятия меньшего масштаба: для них это отличная возможность заявить о себе, о своей продукции, завести полезные деловые знакомства, обсудить с коллегами насущные вопросы.

Выставка «Нефтегаз» играет всё бóльшую роль в расширении международного сотрудничества в энергетической сфере. Ее зарубежные экспоненты — ведущие мировые компании: Honeywell Process Solutions, KANEX Krohne, Bauer Kompressoren, Centrax Gas Turbines, Phoenix Contact, Yokogawa Electric, Weidmüller Interface, R&B Industrial Supply, Schneider Electric и другие.

Национальные экспозиции и коллективные стенды представили фирмы из Германии, Китая, Чехии, Финляндии, демонстрируя тем самым высокий интерес к российскому нефтегазовому рынку и развитию партнерских отношений с российскими компаниями.

«На протяжении многих лет «Нефтегаз» является ведущей комплексной отраслевой выставкой, способствуя определению стратегических ориентиров развития нефтяной и газовой промышленности России и предоставляя замечательную возможность познакомиться с новейшими технологиями и образцами оборудования от ведущих российских и международных производителей», — подчеркнул председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник.

Одновременно с выставкой «Нефтегаз-2017» в «Экспоцентре» проходил Национальный нефтегазовый форум — место встречи

представителей органов власти, предприятий, бизнес-сообщества и ведущих экспертов.

Как отметил председатель Комитета Госдумы РФ Павел Завальный, выставка «Нефтегаз» дает возможность не только посмотреть лучшие отраслевые практики, но позволяет производителям и потребителям товаров или услуг договориться о перспективах сотрудничества во всех сферах.

Ключевые разделы выставки «Нефтегаз-2017» были посвящены автоматизации, нефтегазохимии, новейшим разработкам сервисных и инжиниринговых транспортных компаний. Были широко представлены такие актуальные для отрасли профессиональные направления, как «Поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений», «Строительство, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин», «Сбор, транспортировка, хранение нефти, газа, нефтепродуктов», «Нефтегазопереработка и нефтехимия», «Оборудование и технологии», «Запорно-регулирующая аппаратура», «Энергетическое и электротехническое оборудование. Кабельная продукция. Сварочное оборудование», «АСУ и телемеханизация процессов. Контрольно-измерительные приборы. Метрология», «Защита оборудования и трубопроводов от коррозии», «Экология, системы мониторинга состояния окружающей среды», «Охрана труда и системы безопасности», «Российские инновационные разработки».

В этом году крупнейший смотр ТЭК логично дополнила 26-я международная выставка «Электрооборудование. Светотехника. Автоматизация зданий и сооружений» — «Электро-2017». Это позволило обеспечить прямые контакты производителей нефтегазового и электрооборудования, расширить производственную кооперацию предприятий ведущих отраслей экономики страны.

По словам генерального директора АО «Экспоцентр» Сергея Беднова, одновременное проведение двух крупнейших отраслевых выставок на одной площадке значительно повысило эффективность участия в них российских и зарубежных экспонентов.

Посетители выставки «Нефтегаз-2017» имели возможность получить подробнейшую информацию о технологических новинках «вживую». Представители экспонентов были готовы ответить на все вопросы заинтересованных гостей.

Например, на стенде компании «Кроне» была представлена информация о контрольно-измерительных приборах, среди которых имеются новинки производства, отличающиеся уникальными характеристиками. Линейка продукции, выпускаемая предприятием, включает электромагнитные, ультразвуковые и вихревые расходомеры, радарные, рефлекс-радарные, байпасные и буйковые уровнемеры, а также ответные фланцы из различных материалов, выносные камеры, струевыпрямители, прямые участки, переходы (сужающие устройства) и прочие металлоконструкции.

Компания Neway представила линейку криогенной арматуры — шиберные задвижки, запорные и шаровые клапаны, рассчитанные на температуры до -196°С.

Промышленная группа «Конар» с предприятием «Орион» презентовали посетителям выставки свое новое российско-итальянское производство трубопроводной арматуры для критических параметров. Это запорная и регулирующая арматура, ранее не выпускавшиеся на территории РФ.

Томская электронная компания показала посетителям выставки электроприводы «РемТЭК», предназначенные для управления запорной и запорно-регулирующей арматурой различных диаметров и давлений в химической, нефтяной, газовой и энергетической отраслях промышленности. Еще одна интересная новинка — аккумуляторный многофункциональный накопитель «НАРЫМ».

Ряд новинок представило предприятие ПКТБА. Одна из них — переносное устройство для испытания предохранительных клапанов без демонтажа с места эксплуатации. Привезли заводчане и два новых станка: станок для шлифования и притирки до DN 600 мм, а также станок для испытаний устьевого и противовыбросового оборудования.

Был среди участников выставки и ведущий российский разработчик средств и систем автоматизации ЗАО «ЭМИКОН». Почти 30 лет компания работает на российском рынке средств автоматизации технологического оборудования и процессов, успешно участвует в программах по импортозамещению и является официальным отечественным вендором ПАО «Транснефть» по поставке контроллерного оборудования.

На этот раз ЭМИКОН демонстрировал свою новейшую разработку — многофункциональный контроллер связи с объектом серии МКСО, предназначенный для ввода/вывода аналоговых, дискретных и цифровых сигналов в распределенных системах автоматизации пожароопасных и взрывоопасных производств.

Подводя итоги выставки, замминистра энергетики России Кирилл Молодцов особо подчеркнул, что результат соответствует ожиданиям. Мощное представительство сотен компаний стало хорошей основой для конструктивного общения. Представленные на выставке новейшие образцы нефтегазового оборудования были по достоинству оценены посетителями. Правильная синергия между выставкой и форумом дала живой результат. ❑

Использованы фотографии, предоставленные АО «Экспоцентр»

ТРЕВОЖНОЕ БУДУЩЕЕ СУДОВЫХ ТОПЛИВ

АЛЕКСАНДР ТИТОВ
Институт энергетики и финансов

Готовится радикальное ужесточение экологических требований к качеству топлив, используемых морскими судами. С 2020 года предельно допустимое содержание серы будет снижено с нынешних 3,5 до 0,5%. Мотивы понятны: на судовые топлива приходится порядка 40% выбросов серы от общего объема выбросов при использовании нефтепродуктов. Но принятое Международной морской организацией ограничение может оказаться слишком решительным. Оно способно вызвать серьезные потрясения. Ужесточение стандартов топлива может привести к расширению спредов между высокосернистыми и низкосернистыми сортами нефти, а также к значительному избытку высокосернистого мазута на рынке.
В то же время возможен дефицит и неизбежно подорожание судовых топлив. Морские перевозчики будут вынуждены переключиться на альтернативные виды топлива, включая маловязкое судовое топливо (MGO), либо установить системы, позволяющие снизить содержание серы в выхлопах судовых двигателей (скрубберы).
Анализ ситуации, проведенный в рамках подготовки проекта обновленной Генсхемы развития нефтяной отрасли, показал, что для России ужесточение экологических стандартов судового топлива может иметь негативные последствия. Пожалуй, самое неприятное из них — значительный избыток мазута на внутреннем рынке.

В октябре прошлого года Международная морская организация (IMO) окончательно утвердила ограничения в части выбросов окиси серы со стороны морских судов, согласно которым с 1 января 2020 года содержание серы в морском топливе не должно превышать 0,5%. Принятое решение подразумевает радикальное ужесточение действующих стандартов. Разрешенный сегодня предел содержания серы в судовом топливе установлен на уровне 3,5% (см. *«Предельно допустимое содержание серы...»*).

Предыдущим шагом IMO по ужесточению экологических стандартов для судового топлива стало формирование зон контроля выбросов (ECAs). Такими зонами в настоящее время являются Балтийское море, Северное море, побережье США (включая прибрежные зоны Карибского моря в районе Пуэрто-Рико и Виргинских островов) и Канады.

Для ECAs предельно допустимое содержание серы в судовом топливе с 1 января 2015 года установлено на уровне 0,1%. Таким образом, в зонах контроля выбросов установленные сейчас ограничения гораздо более жесткие, чем новые глобальные стандарты IMO.

На пороге перемен

Проблема экологичности судового топлива действительно актуальна. По оценке МЭА, на судовое топливо приходится около 40% выбросов серы от общего объема выбросов при использовании нефтепродуктов, или около 8–9 млн тонн в год.

В текущей структуре потребления судового топлива преобладают вы-

сокосернистые нефтепродукты со средним уровнем содержания серы 2,5%, что удовлетворяет действующим стандартам (см. *«Корзина нефтепродуктов, используемых в качестве судового топлива в 2016 г.»*). Но после 2020 года в соответствии с решением IMO данное топливо должно быть полностью заменено.

В настоящее время судовое топливо составляет всего около 4% мирового спроса на жидкие углеводороды. Однако введение новых стандартов и запрет на использование высокосернистого топлива может иметь серьезные последствия для нефтяного рынка, поскольку сектор судовых топлив абсорбирует значительное количество тяжелых остатков нефтепереработки.

Также морской транспорт обеспечивает около 80% мировых перевозок товаров, и ужесточение экологических требований может привести к росту затрат на логистику.

Влияние на рынок

Ужесточение экологических стандартов судового топлива может привести к снижению спроса на тяжелую высокосернистую нефть. По оценке МЭА, средняя сернистость добываемой нефти в мире составляет около 1,42%, что позволяет получать мазут сернистостью 3–4%. Переработка высокосернистой нефти, например иракской Basra сернистостью 2,85%, приводит к тому, что содержание серы в остаточных продуктах переработки (мазута) составляет около 6%.

Только низкосернистые сорта нефти (около 0,25%) дают возможность получать остаточные продукты с содержанием серы в предела 0,5%. МЭА прогнозирует, что использование низкосернистой нефти для производства мазута позволит к 2020 году обеспечить суточное производство лишь около 600 тыс. барр мазута, удовлетворяющего стандартам IMO.

Ужесточение стандартов топлива может привести к расширению спредов между высокосернистыми и низкосернистыми сортами нефти, а также к значительному избытку высокосернистого мазута на рынке. Альтернативное использование его, например, в электроэнергетике ограничено, поскольку во многих странах одновременно ужесточаются экологические стандарты в сфере топливоснабжения электростанций.

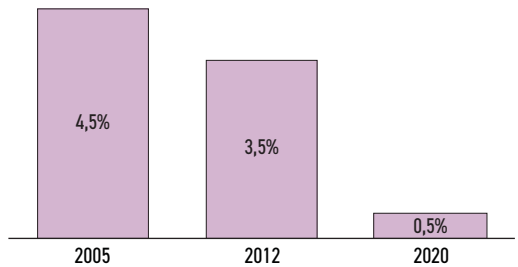
Топливные альтернативы

После вступления новых правил в силу морские перевозчики будут вынуждены переключиться на альтернативные виды топлива, включая маловязкое судовое топливо (MGO), либо установить системы, позволяющие снизить содержание серы в выхлопах судовых двигателей (скрубберы).

> С 1 января 2020 года содержание серы в морском топливе не должно превышать 0,5%. Принятое решение подразумевает радикальное ужесточение действующих стандартов

Маловязкое судовое топливо. В настоящее время около 800 тыс. барр/сут. судового топлива — это маловязкое судовое топливо (MGO), или судовой газойль с содержанием серы 0,1%. В основном он использу-

Предельно допустимое содержание серы в судовом топливе в соответствии со стандартами IMO



Источник: IMO, Bloomberg

Корзина нефтепродуктов, используемых в качестве судового топлива в 2016 г., млн т/год

Источник: МЭА, ФИЭФ

ется в упомянутых областях контроля выбросов (ECAs).

В настоящее время, как известно, наблюдается избыток дизельного

По оценке МЭА, на судовое топливо приходится около 40% выбросов серы от общего объема выбросов при использовании нефтепродуктов, или около 8–9 млн тонн в год

топлива на мировом рынке, что отражается в сокращении спреда между ценой нефти и дизельного топлива (морской газойль относится к средним дистиллятам). К середине февраля 2017 года данный спред сократился до $10 за барр, а спред

Морские перевозчики будут вынуждены переключиться на альтернативные виды топлива либо установить системы, позволяющие снизить содержание серы в выхлопах судовых двигателей

между дизельным топливом и высокосернистым мазутом сократился до $200 за тонну, что является минимальным уровнем с 2009 года. С другой стороны, можно ожидать, что в будущем спред увеличится за счет роста спроса на средние дистилляты со стороны транспортного сектора, сельского хозяйства и сектора генерации электроэнергии.

Таким образом, можно ожидать, что к 2020 году объем использования MGO может вырасти на 50%, до 1,2 млн барр/сут.

Скрубберы. Применение скрубберов позволяет судам использовать высокосернистое топливо, поскольку выхлопные газы двигателя обрабатываются для удаления загрязняющих веществ. В настоящее время только около 500 из 90 тыс. судов мирового торгового флота (0,6%) оснащены скрубберами. Как ожидается, к 2020 году может быть установлено дополнительно около 2 тыс. скрубберов.

Сравнительный анализ экономики решения задачи снижения содержания серы на основе использования скрубберов и производства более тщательно очищенных от вредных примесей нефтепродуктов указывает на то, что применение скрубберов требует меньших инвестиций и эксплуатационных затрат, чем установка дополнительных установок по вторичной переработке на НПЗ.

Альтернативные виды судового топлива. Основными альтернативными видами судового топлива являются СПГ и метанол. Однако их потенциальное использование на судах пока серьезно ограничено трудностью логистики.

Европейский союз выступил с рядом инициатив, поощряющих применение СПГ в прибрежных перевозках. Республика Корея объявила о планах финансовых стимулов для судов, работающих на СПГ, которые посещают порты страны. Кроме того, Республика Корея серьезно стремится переориентировать свою судостроительную отрасль на суда, работающие на СПГ, чтобы опередить конкурентов в этой все более конкурентной отрасли.

Метанол находится дальше от широкомасштабного практического применения и вряд ли будет играть заметную роль в среднесрочной перспективе.

Ожидаемый эффект

Таким образом, введение новых стандартов IMO в 2020 году может привести к дефициту судового топлива на рынке. МАЭ оценивает объем возможного дефицита на уровне 2,1 млн барр/сут. — около 48% от общего объема потребления (см. *«Прогноз мировой структуры потребления судовых топлив...»*).

Гибкость рынка ограничена небольшим сроком, оставшимся до введения новых норм, в частности невозможностью за три года обеспечить строительство дополнительных установок вторичной переработки для увеличения производства низкосернистого мазута и дизельного топлива.

В феврале 2017 года Wood Mackenzie оценило, что новые правила IMO могут привести к увеличению совокупных мировых затрат на судовое топливо на $60 млрд в год с 2020 года.

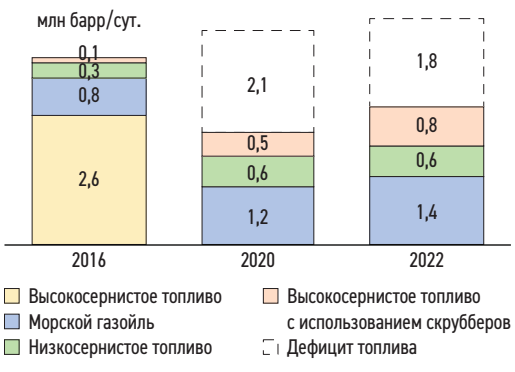
По расчетам консалтинговой компании M&ECL, для снабжения всех мировых игроков бункерного рынка малосернистым топливом необходимо запустить 200 новых технологических установок нефтепереработки (гидрокрекинга, коксования), а для этого понадобится инвестировать в совокупности до $200 млрд. Если НПЗ пойдут по этому пути, потребуется 15 лет для перевода всех судов в мире на топливо с содержанием серы 0,1%.

Необходимо отметить, что конвенция также предполагает рассмотрение вопроса доступности необходимого морского топлива, которое должно завершиться до 2018 года. Если в результате этого рассмотрения обнаружится, что требуемое топливо не будет доступным вовремя, дата введения вышеуказанных ограничений будет перенесена на начало 2025 года.

Последствия для России

Для России ужесточение экологических стандартов судового топлива может иметь негативные последствия по ряду причин. Во-первых, это может привести к дополнительному увеличению спреда между Urals и менее сернистым Brent. Во-вторых, многие НПЗ в России по-прежнему сохраняют существенную долю мазута в корзине производимых нефтепродуктов, спрос на который сократится со стороны судовой отрасли. Это может привести к значительному избытку мазута на внутреннем рынке, с учетом установления с 1 января 2017 года 100%-й вывозной таможенной пошлины на мазут. ❑

Прогноз мировой структуры потребления судовых топлив в случае введения стандарта IMO в 2020 г.



Источник: МЭА, ФИЭФ

Современные системы освещения

ЗАО «TZA» предлагает энергоэффективные светодиодные решения для освещения:

- промышленных объектов;
- улиц, автомагистралей, площадей и дворов;
- офисно-административных помещений;
- коммерческих помещений (торговые центры, магазины и т.д.);
- объектов ЖКХ;
- разработка индивидуальных проектов.

Реклама

ЗАО «TZA»
г. Тольятти
тел.:/факс: **(8482) 48-90-92,**
(8482) 69-17-36
zaotza@zaotza.ru
www.tza-led.ru

УТОПИЯ ТРАНЗИТНОГО ШАНТАЖА

СЕРГЕЙ КОМЛЕВ
АРСЕНИЙ КИРИЧЕНКО
ООО «Газпром экспорт»

Две «газовые войны», разгоревшиеся между Москвой и Киевом в 2006 и 2009 годах и приведшие к приостановке транзита российского газа в Европу, мало чему научили Украину. Ее действия не были «наказаны» со стороны Европейского союза, а, наоборот, заслужили молчаливое одобрение. Это поощряет украинских политиков к началу третьей «газовой войны» уже в нынешнем году.
Прикрываясь тезисом о гармонизации своего законодательства в сфере энергетики с европейским, Киев пытается кратно повысить тарифы на транзит российского газа. Это, с одной стороны, нарушает ранее достигнутые соглашения с «Газпромом». А с другой стороны, делает украинский маршрут неконкурентоспособным по сравнению с альтернативными вариантами доставки газа из РФ в Европу.
Иными словами, Киев вновь наступает на старые грабли. Обострение отношений с «Газпромом» вредит самой Украине. А российский концерн тем временем получает новые аргументы, позволяющие убедить Европу в необходимости создания новых альтернативных маршрутов транспортировки газа из России.

Последовательно реформируя свою газовую отрасль, Украина уже к 2020 году может превратить собственную ГТС в почти идеальный инструмент для «транзитного шантажа». То есть в целях продвижения коммерческих интересов «Нафтогаза» она способна в течение продолжительного времени блокировать поставки российского газа в Европу, оставаясь при этом неуязвимой для ответных действий.

Хотя, вполне вероятно, что к 2020 году воспользоваться этим инструментом Киеву уже не удастся, потому что потоки российского газа в Европу пойдут другими маршрутами, в обход ненадежного транзитера.

Хроника газовых войн

Напомним, правительство Украины дважды — в январе 2006 года (на один день) и в 2009 году (на 14 дней) — спровоцировало остановку транзита российского газа.

Сигналом для первой газовой войны послужило отсутствие соглашения о цене газа в новом договоре о его поставках на внутренний рынок Украины. Оставшись без газа, Украина стала делать то, что назвали изящным эвфемизмом «несанкционированный отбор». Иными словами, власти в Киеве дали команду забирать для своих нужд транзитный газ, предназначенный для снабжения европейских потребителей.

Скоротечная газовая война 2006 года закончилась подписанием дополнения к транзитному контракту. Он отменил оплату услуг по транспортировке газа через территорию Украины в натуральной форме, что устранило возможность несанкционированного отбора газа из транзит-

ных газопроводов. Цена газа в новом контракте была повышена с $50 до $95 за 1 тыс. м^3. В 2007 году она выросла до $130, а в 2008-м — до $179,5. Хотя при этом цена все равно оставалась существенно ниже среднеевропейского нетбэка.

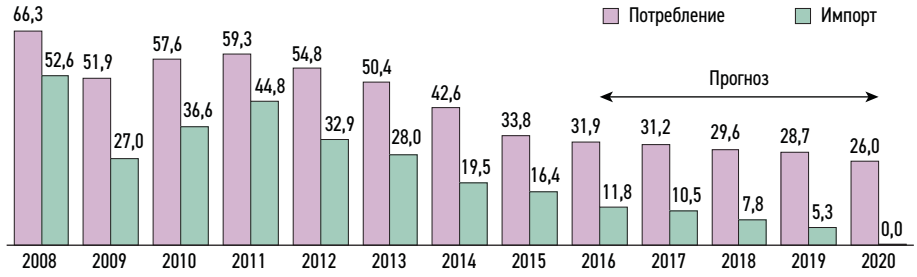
1 января 2009 года украинская сторона скандально покинула переговоры с «Газпромом», без подписания контракта на импорт природного газа. Тем самым она развязала вторую газовую войну.

После того как «Газпром» отказался отправлять газ на Украину без контракта, «Нафтогаз» перевел экспортные газопроводы в реверсный режим работы. Это было сделано для того, чтобы потребители, сконцентрированные на востоке страны, получили доступ к газу в подземных хранилищах на западной границе. Но и потоки российского газа в Европу с востока на запад оказались в результате заблокированы. Ведь газ в одной трубе не может одновременно двигаться в разных направлениях. В результате под удар попали страны ЕС, которые получали газ по украинскому маршруту.

Вторая газовая война закончилась подписанием двух новых контрактов с Украиной, в которых «Газпром» постарался максимально обезопасить себя от рисков нарушения условий транзита в будущем. В то же время она дала повод ЕК говорить о системной угрозе энергетической безопасности Европы, которая якобы исходит от России. Эффект налицо. В 1995–2009 годах накопленные инвестиции из бюджета ЕС, направленные на строительство соединительных газопроводов, исчислялись сотнями миллионов евро, после кризиса счет пошел на миллиарды.

В кратчайшие сроки были приняты поправки к Директиве по безопасности поставок 2004/67/ЕС, которые ввели так называемое правило N-1. Согласно этому правилу, каждая страна ЕС должна иметь по меньшей мере три альтернативных поставщика и соответствующие транспортные мощности.

Снижение объемов импорта газа Украиной в соответствии с прогнозами государственных нефтегазовых компаний страны



Источник: НАК «Нафтогаз Украины»

Новые битвы

Через восемь лет после окончания второго газового кризиса не потерял актуальность вопрос, не закупорит ли в очередной раз Украина газотранспортную магистраль, по которой российский природный газ поступает в страны Европы.

Отношения между Россией и Украиной в области газа в настоящее время находятся в еще более острой фазе конфронтации, чем в период президентства Виктора Ющенко. «Нафтогаз», по сути, ведет себя так, будто бы он принял окончательное решение порвать отношения с российской стороной. Означает ли это, что идет подготовка к новой газовой войне?

СИГНАЛОМ ДЛЯ ПЕРВОЙ ГАЗОВОЙ ВОЙНЫ ПОСЛУЖИЛО ОТСУТСТВИЕ СОГЛАШЕНИЯ О ЦЕНЕ ГАЗА В НОВОМ ДОГОВОРЕ О ЕГО ПОСТАВКАХ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК УКРАИНЫ

Нарушив основные положения контракта с «Газпромом», подписанного в 2009 году, Украина взяла на вооружение стратегию «лучшая защита — нападение». Она подала встречный иск в Арбитражный суд в Стокгольме, в который российский концерн ранее обратился в связи с неисполнением условий упомянутого соглашения.

НЕ ПОТЕРЯЛ АКТУАЛЬНОСТЬ ВОПРОС, НЕ ЗАКУПОРИТ ЛИ В ОЧЕРЕДНОЙ РАЗ УКРАИНА ГАЗОТРАНСПОРТНУЮ МАГИСТРАЛЬ, ПО КОТОРОЙ РОССИЙСКИЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ПОСТУПАЕТ В СТРАНЫ ЕВРОПЫ

Согласно иску, общие требования «Газпрома» достигли $44 млрд, включая компенсацию за невыбранный газ по принципу «бери или плати», а также возврат задолженности за 2013–2014 годы (которую «Нафтогаз» не признает). В свою очередь, украинская компания утверждает, что она покупала российский газ по завышенным ценам, и требует ком-

Предвестники катастрофы

О необходимости проведения масштабных работ по реконструкции и модернизации ГТС Украины говорят крупные аварии, имевшие место в 2016 году (по данным «Укртрансгаза»).

В январе произошла разгерметизация магистрального газопровода во Львовской области и газопровода «Союз» в Закарпатской области.

В сентябре был разгерметизирован участок газопровода на территории Украины, служащий для реверса газа из Польши. В результате была полностью приостановлена транспортировка по этому направлению. Кстати, именно на данном участке «Укртрансгаз» в мае проводил плановые ремонтные работы.

В августе обнаружена трещина на участке магистрали балканского направления. Для ремонта потребовалось снизить объем перекачки газа вдвое (с 40 до 18 млн м^3/сут.).

В феврале зафиксирована неконтролируемая утечка газа во время плановых работ на газохранилище «Червонопартизанское».

пенсации. Кроме того, Киев намерен получить компенсацию за снижение объемов транзита и добиться закрепления за «Газпромом» обязательства прокачивать через Украину 110 млрд м^3 в год (и/или оплачивать такой объем транзита).

«НАФТОГАЗ», ПО СУТИ, ВЕДЕТ СЕБЯ ТАК, БУДТО БЫ ОН ПРИНЯЛ ОКОНЧАТЕЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПОРВАТЬ ОТНОШЕНИЯ С РОССИЙСКОЙ СТОРОНОЙ

Суммы, указанные в украинском иске, не превосходят претензии ПАО «Газпром». В случае проигрыша дела в Арбитражном суде «Нафтогаз» будет должен российской компании явно «неподъемную» для себя сумму. В случае же выигрыша он обещал снизить цены для своих покупателей. Решения суда следует ждать не раньше середины 2017 года.

Чтобы хотя бы частично компенсировать возможные потери по итогам судебного разбирательства, Арбитражный суд в Киеве (не имея на то соответствующих полномочий) присудил «Газпрому» штраф в размере, эквивалентном $6 млрд. Он наложен якобы за нарушение антимонопольного законодательства. Хотя по факту российский концерн вообще не работает на территории Украины. Де-юре он сдает газ потребителю на западной границе России и получает от «Нафтогаза» соответствующий объем на западной границе Украины.

Пирамиду претензий венчает одностороннее решение по повышению тарифа на транзит, которое являлось результатом выделения транспортной компании в самостоятельную структуру. При удовлетворении требований украинской стороны «Газпром» в 2016 году переплатил бы за транзит $2 млрд.

В арсенале Украины много поводов для развязывания новой газовой войны. В частности, «Газпром» и Минэнерго предположили, что таким поводом может стать отбор газа из транзитного газопровода в счет оплаты штрафа. Банкротство транспортной компании, которой передается контракт в случае разделения «Нафтогаза», или отсутствие достаточного давления в трубе — дополнительные поводы для прерывания поставок.

Остановку транзита в 2017 году может вызвать и банальная причина: отсутствие газа в хранилищах на западе, без которого невозможен его экспорт. Уровень активного газа в ПХГ Украины в настоящее время намного меньше, чем в аналогичные периоды прошлых лет. И он может опуститься ниже критического уровня.

На пути к «незалежности»

За годы, прошедшие после завершения второй газовой войны, Украина достигла немалых «успехов» в снижении зависимости от российского газа. Это объясняется общим сокращением потребления газа в результате деиндустриализации, кратного повышения цен на газ для конечных потребителей и падения покупательной способности населения. Кроме того, «Нафтогаз» прекратил поставки газа потребителям в Донбассе. Как результат, потребление газа в 2016 году оказалось на 40% ниже, чем в 2009-м.

С ноября 2015 года Киев не закупает российский газ, а приобретает его у европейских продавцов. Они поставляют газ по трем реверсным газопроводам общей мощностью 23,4 млрд м^3 в год. Хотя, конечно, отказ от российского газа носит условный характер — «Газпром» продает его своим европейским клиентам, а те имеют возможность перепродавать газ «Нафтогазу».

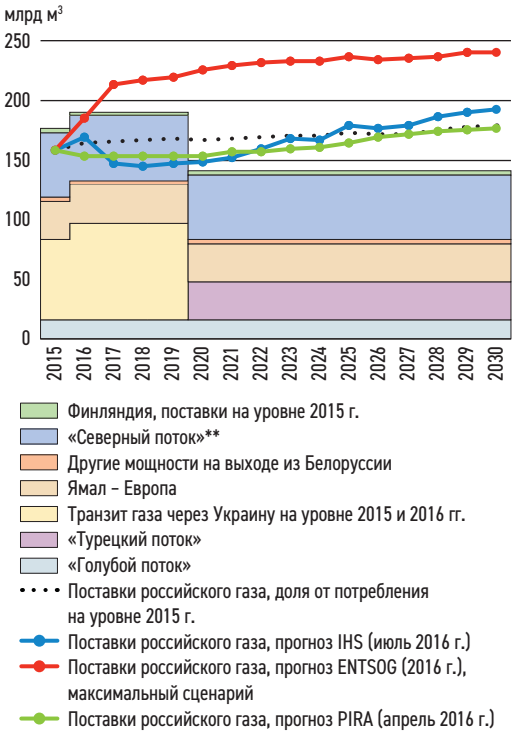
При этом экономического смысла в таких операциях нет. Расчеты показывают, что приобретение природного газа в Европе обходится Украине дороже, чем в РФ. Если бы «Нафтогаз» покупал газ только в России, то в 2015 году он сэкономил бы $140,3 млн, в 2016-м — еще $202,5 млн. За счет арбитражных операций с российским и европейским газом Украина за два года могла бы получить до $700 млн экономии.

Хотя мощности реверсных газопроводов примерно в два раза превышают текущие потребности Украины в импорте, полностью избавиться от зависимости от РФ она пока не может. В случае прерывания транзита российского газа у европейских партнеров начнутся проблемы с обеспечением собственных потребностей, и они будут вынуждены ограничить реверс.

Кардинально решить вопрос с газовой «незалежностью» Украина собирается в 2020 году (см. *«Снижение объемов импорта газа Украиной...»*). Для этого необходимо реализовать стратегию «20/20», предполагающую рост внутренней добычи газа и повышение энергоэффективности экономики страны.

При этом главным фактором роста добычи должно стать снижение уровня налогообложения. Ожидается, что это послужит стимулом для увеличения объемов бурения. В результате, по заявлению генерального директора ПАО «Укргаздобыча» О.Прохоренко, Украина «в пределах 10 лет» может стать экспортером газа. Но учитывая, что «Укргаздобыча» является крупнейшим налогоплательщиком страны, вряд ли можно ожидать для нее существенных фис-

Прогноз поставок газа ПАО «Газпром» в Европу* и стресс-тест доступности газотранспортных мощностей в случае прекращения транзита российского газа через ГТС Украины с 2020 г.



* С учетом развития соответствующих газотранспортной инфраструктуры внутри ЕС
** Мощность газопровода «Северный поток» – 55 млрд м^3/год

Источник: ENTSOG, IHS, PIRA, ПАО «Газпром», ООО «Газпром экспорт»

кальных послаблений в этот сложный экономический период.

Потери для Европы

Возможность новой газовой войны между Москвой и Киевом будет во многом определяться позициями США и ЕС, во взглядах которых наметились расхождения. Дипломатия времен президента Обамы боролась с самой идеей строительства газопроводов в обход Украины. Вместо этого она предлагала альтернативу в виде американского сжиженного газа.

Перед новой администрацией США стоит задача поиска новых рынков сбыта для СПГ, производство которого будет стимулироваться на государственном уровне. Логично, что новый госсекретарь Рекс Тиллерсон, ранее возглавлявший американский нефтяной гигант ExxonMobil, будет руководствоваться бизнес-логикой и интересами американских нефтегазовых компаний.

В свою очередь руководству Украины есть что предложить новой администрации. А именно: возможность новой газовой войны с блокировкой на неопределенное время значительных объемов российского газа, который будет замещаться поставками СПГ из США.

Евросоюз в основном решил задачи, которые ставил перед собой после второй газовой войны. К настоящему времени основные проекты по развитию интегрированной европейской ГТС уже выполнены, а оставшиеся проекты планируется завершить в ближайшей перспективе.

Западная Европа располагает приемными терминалами СПГ, которые при полной загрузке могли бы полностью (хотя и при сохранении некоторых инфраструктурных ограничений) заместить российский газ. Но в Европе все же понимают, что американский СПГ окажется существенно дороже, чем российский трубопроводный газ.

Позиция европейских политиков по украинскому транзиту продиктована краткосрочными прагматическими соображениями: необходимостью предоставления политической и экономической поддержки Киеву. Вице-президент Еврокомиссии М.Шефчович отмечает в этой связи: «Украина — устоявшийся стратегический партнер ЕС в энергетической сфере. Страна является надежным транзитером для поставок российского газа в страны ЕС, даже несмотря на периоды турбулентности. Мы хотим сохранить роль Украины в качестве важного транзитного маршрута в будущем».

ЕС, судя по всему, еще не вполне осознает, что за последствия новой газовой войны придется расплачиваться европейским потребителям. Каковы же могут быть потери? Наши оценки показывают, что в случае прекращения транзита через Украину и использования всех доступных альтернативных маршрутов для транспортировки российского газа в Европу на уровне 90% его недопоставки в 2020 году могут составить около 30 млрд м^3, в 2025 году — 40 млрд м^3.

При этом, учитывая один из сценариев поставок газа ПАО «Газпром», прогнозируемый Ассоциацией газотранспортных операторов Европы (European Network of Transmission System Operators for Gas, ENTSOG), недопоставки могут быть еще драматичней — 100 и 110 млрд м^3, соответственно (см. *«Прогноз поставок газа ПАО «Газпром» в Европу...»*).

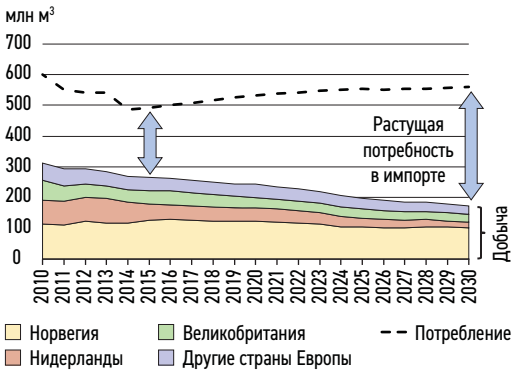
Столь значительные недопоставки российского трубопроводного газа будут означать, что условия на европейском рынке начнут диктовать поставщики СПГ. По текущим форвардам на цены Henry Hub, полная себестоимость (с учетом толлинговых платежей) американского СПГ с поставкой в Европу в 2020 году составляет около $7/млн БТЕ. Это эквивалентно примерно $250/тыс. м^3, что почти на 20% выше цен на NBP с поставкой в 2020 году (около $210/тыс. м^3).

Между тем добыча газа в Европе в 2000–2015 годах снизилась на 20%, в то время как потребление за тот же период уменьшилось примерно на 2%. Прогнозируемый рост спроса на газ в регионе, а также истощение внутренних запасов потребуют дополнительных объемов импорта. Это откроет новую нишу для поставок «Газпрома» (см. *«Прогноз добычи и потребления газа в Европе»*). В этих условиях безопасность и надежность транспортировки газа становится особенно важной.

Транзитное самоубийство

В последние годы на Украине был принят ряд законов для гармонизации регулирования газового рынка Украины с нормами ЕС. В частности, в соответствии с Третьим энергетическим пакетом требуется выделение оператора ГТС из бизнеса по добыче и поставкам газа.

Прогноз добычи и потребления газа в Европе



Источник: МЭА, газотранспортные операторы Европы, IHS

В АРСЕНАЛЕ УКРАИНЫ МНОГО ПОВОДОВ ДЛЯ РАЗВЯЗЫВАНИЯ НОВОЙ ГАЗОВОЙ ВОЙНЫ. В ЧАСТНОСТИ, ПОВОДОМ МОЖЕТ СТАТЬ ОТБОР ГАЗА ИЗ ТРАНЗИТНОГО ГАЗОПРОВОДА В СЧЕТ «ОПЛАТЫ ШТРАФА»

С 1 января 2016 года Национальная комиссия по регулированию энергетики и коммунальных услуг Украины (НКРЭКУ) установила тарифы для всех точек входа ГТС ($12,47/тыс. м^3) и точек выхода (от $16,74 до $32,8). При этом наибольший тариф был установлен для точки выхода в Ужгороде, на который в 2016 году пришлось около 60% транзита российского газа через Украину.

КАРДИНАЛЬНО РЕШИТЬ ВОПРОС С ГАЗОВОЙ «НЕЗАЛЕЖНОСТЬЮ» УКРАИНА СОБИРАЕТСЯ В 2020 ГОДУ. ДЛЯ ЭТОГО НЕОБХОДИМО НАРАСТИТЬ ВНУТРЕННЮЮ ДОБЫЧУ ГАЗА И ПОВЫСИТЬ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ

Более того, украинская сторона требует от «Газпрома» оплачивать транзит в размере 110 млрд м^3/год,

а не его фактический объем. В результате, в соответствии с новым регулированием, удельный тариф на транзит российского газа в 2016 году мог бы составить $5/тыс. м^3 на 100 км. Это в два раза превосходит уровень, установленный в действующем контракте между «Нафтогазом» и «Газпромом» (около $2,5).

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ НЕДОПОСТАВКИ РОССИЙСКОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ГАЗА БУДУТ ОЗНАЧАТЬ, ЧТО УСЛОВИЯ НА ЕВРОПЕЙСКОМ РЫНКЕ НАЧНУТ ДИКТОВАТЬ ПОСТАВЩИКИ СПГ

В итоге объем платежей российской компании за украинский транзит мог бы в 2016 году составить $4,64 млрд. А по действующему контракту он равен примерно $2,39 млрд.

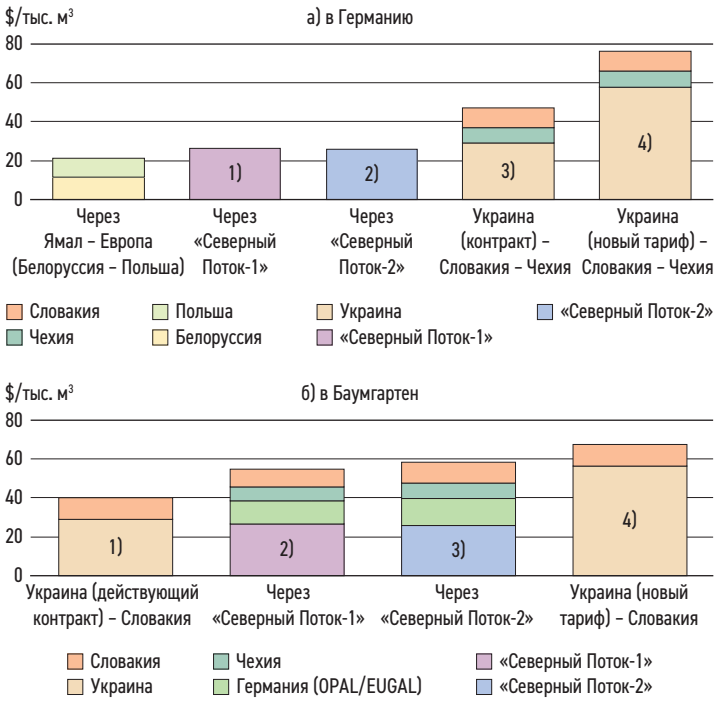
СВОИМИ РЕШЕНИЯМИ КИЕВ ТОЛЬКО ПОВЫШАЕТ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МАРШРУТОВ, А ТАКЖЕ СПОСОБСТВУЕТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2»

Более радикальные оценки ранее приводил директор по развитию бизнеса «Нафтогаза» Юрий Витренко: «В 2015 году «Газпром» заплатил около $2 млрд за транзит около 67 млрд м^3 газа по территории Украины. В 2016 году за тот же объем транзита «Газпром» должен будет заплатить $6,1 млрд».

ЕСЛИ «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2» НЕ БУДЕТ ПОСТРОЕН И «ГАЗПРОМУ» ПРИДЕТСЯ ОПЛАЧИВАТЬ ВЫСОКУЮ СТОИМОСТЬ ТРАНЗИТА ЧЕРЕЗ УКРАИНУ, ТО КОНЦЕРН БУДЕТ ВЫНУЖДЕН СОКРАТИТЬ ПОСТАВКИ ПО ЭТОМУ МАРШРУТУ

Такие новшества делают украинский транзит самым дорогим при поставках российского газа в Германию, а также в пункт Баумгартен на границе Австрии (см. *«Издержки на транспортировку российского газа в Германию и в Баумгартен»*).

Издержки на транспортировку газа из России в Германию и в Баумгартен (Австрия), $/тыс. м^3



Источник: ENTSOG, IHS, ПАО «Газпром», ПАО «Укртрансгаз», НКРЭКУ, данные и тарифы европейских газотранспортных операторов

Казалось бы, в условиях реализации различных инфраструктурных проектов по поставкам газа в Европе, Украина должна была показать экономическую привлекательность своей ГТС. Однако своими решениями Киев только повышает конкурентоспособность альтернативных маршрутов (Ямал–Европа, «Северный поток»), а также способствует реализации проекта «Северный поток-2».

Nord Stream — выгоднее

Учитывая смещение центров газодобычи «Газпрома» с Надым-Пур-Тазовского региона в более северные районы Ямала, «Северный поток-2» обеспечит транспортировку российского газа по кратчайшему маршруту в Северо-Западную Европу. Северный коридор при поставках в Германию будет на 2 тыс. км короче украинского направления.

Высокая эффективность нового газопровода в сравнении с украинским транзитом позволит ЕС снизить выбросы парниковых газов на 9 млн тонн в год (в эквиваленте CO_2). На протяжении 25 лет это составит 223 млн тонн, что сопоставимо с годовыми выбросами такой страны, как Нидерланды.

Если же «Северный поток-2» не будет построен и «Газпрому» придется оплачивать высокую стоимость транзита через Украину, то концерн будет вынужден сократить поставки по этому маршруту. А это неизбежно отразится на ценах.

В октябре 2016 года был опубликован отчет Центра энергетических исследований и сценариев Германии (ЦЭИС) и Европейского центра энергетической и ресурсной безопасности (ЭЦЭРБ). В нем отмечается, что в случае запрета на строительство «Северного потока-2» цены на газ в Европе в 2020 году будут на 24% выше, чем в сценарии, предполагающем эксплуатацию этого газопровода (соответственно, $225 и $180 за 1 тыс. м^3). В то же время поставки американского СПГ в случае сооружения второй очереди Nord Stream составят 8,4 млрд м^3, против

19 млрд м^3 если проект не будет реализован.

Эти исследования подтверждают, что более высокая доля на рынке одного поставщика не обязательно предполагает бóльшую зависимость от него, так как определяющее влияние на цены оказывает имеющаяся и потенциальная конкуренция.

За чей счет модернизация?

Магистральные газопроводы Украины эксплуатируются уже долгое время. Так, «Союз» введен в строй в 1978 году, Уренгой–Помары–Ужгород — в 1982-м, «Прогресс» — в 1988-м. Поэтому финансовая поддержка модернизации и реконструкции ГТС стала важнейшим пунктом соглашений между Киевом и ЕС. Однако этот процесс далек о завершения, что создает риски безопасности российского газового транзита.

Согласно мнению независимых украинских экспертов, более трети газопроводов отслужили от 24 до 50 лет. Почти 45% из них имеют несовершенное покрытие, что вызывает коррозию. Около 80% газоперекачивающих агрегатов выработали свой ресурс и устарели, из-за чего на собственные нужды ГТС используется более 6% транспортируемого газа (при среднем мировом показателе 0,5%). Еще в середине 2000-х годов эксперты заявляли о необходимости замены от 60 до 80% труб. Также об аварийном состоянии газотранспортной инфраструктуры Украины упоминается в ее энергетической стратегии.

Мастер-план по модернизации и реконструкции украинской ГТС, представленный Министерством энергетики и «Нафтогазом» в 2009 году, оценивал объем требуемых инвестиций в $3 млрд (на семь лет).

В 2011 году ЕС профинансировал проведение технико-экономического обоснования модернизации ГТС Украины. Его составила инжиниринговая консалтинговая компания Mott MacDonald. Согласно ее исследованию, при высоких объемах транзита (110 млрд м^3 в год) и максимальной пропускной способности 145 млрд м^3 необходимый объем инвестиций составит от $7,6 до $10,6 млрд.

Сценарий «обычный ход деятельности» (business-as-usual) со средним объемом транзита 80 млрд м^3/год и максимальной пропускной способностью 110 млрд м^3/год предполагает инвестиции в размере $5,3 млрд.

Для поддержания транзита и пропускной способности на низком уровне (30 млрд и 80 млрд м^3/год, соответственно) потребуется $2,65 млрд.

В 2011 году ЕБРР, ЕИБ и «Нафтогаз» подписали Меморандум о взаимопонимании. В соответствии с ним международные финансовые институты планировали предоставить по $154 млн каждый (всего $308) на первую очередь модернизации ГТС — реконструкцию магистрали Уренгой–Помары–Ужгород. Оставшуюся часть планировавшихся инвестиций (около $500 млн) должен был выделить сам «Нафтогаз». Однако отсутствие необходимых реформ в газовом секторе Украины стало препятствием для реализации этих планов. В результате ПАО «Укртрансгаз» объявило о намерении самостоятельно модернизировать ГТС.

Последующие реформы газового рынка Украины все же позволили подписать в 2014 году кредитный договор между ЕБРР, ЕИБ и ПАО «Укртрансгаз». Согласно этому документу, украинская сторона получит 300 млн евро для реализации «чрезвычайного» проекта по «реконструкции, ремонту, техническому переоборудованию газопровода Уренгой–Помары–Ужгород». Планируемым срок его осуществления — 2016–2018 годы. Для выдачи кредита необходимо провести тендеры на выполнение соответствующих работ.

Но, учитывая оценки Mott MacDonald, ожидаемый объем финансирования со стороны международных институтов явно недостаточен для поддержания украинской ГТС на безопасном уровне. Тем временем число различных ЧП на украинских трубопроводах растет (см. *«Предвестники катастрофы»*).

Панацеи нет

Руководство «Нафтогаза» в лице главы компании Андрея Коболева признает, что сохранить транзит по территории Украины будет «очень тяжело». При этом топ-менеджер отмечает: «с другой стороны, есть очень мощный оппонент», который «фактически делает европейцам очень интересное предложение». «Для того, чтобы Украина сохранила статус транзитной страны, необходимо привлекать к управлению ГТС европейскую компанию», — делает вывод А.Коболев.

Однако если бы и нашлись европейские компании или банки, готовые взять на себя модернизацию украинских газопроводов и обеспечить долгосрочную стабильность маршрута, такое решение не снизило бы риска новой газовой войны.

Европейский инвестор потребует от поставщика газа транспортный контракт типа ship-or-pay, «качай-или-плати». Отсутствие такого обязательства со стороны «Газпрома» может стать камнем преткновения для значительных западных инвестиций.

ЕСЛИ БЫ И НАШЛИСЬ ЕВРОПЕЙСКИЕ КОМПАНИИ ИЛИ БАНКИ, ГОТОВЫЕ ВЗЯТЬ НА СЕБЯ МОДЕРНИЗАЦИЮ УКРАИНСКОЙ ГТС, ЭТО НЕ СНИЗИЛО БЫ РИСКА НОВОЙ ГАЗОВОЙ ВОЙНЫ

При этом применение нового тарифа к определению стоимости транзита по существу означает попытку формирования источника гарантированного дохода, обеспечивающего покрытие издержек по выведению украинской ГТС из кризисного состояния. Роль такого гаранта не отвечает интересам «Газпрома», так как в случае газовой войны все риски остались бы на его стороне. ❑

Реклама

ФЛОТ ДЛЯ НЕФТЯНКИ

ВАЛЕРИЙ АНДРИАНОВ
«Нефтегазовая Вертикаль»

Реализация шельфовых нефтегазовых проектов на Дальнем Востоке РФ и в арктическом регионе невозможна без мощной инфраструктурной основы — морского флота и береговых баз снабжения. И хотя мировое судостроение сейчас переживет глубокий кризис, Россия активно занялась созданием собственных судостроительных мощностей в данном регионе.
Стержневая роль в этом сегменте отводится формированию в Приморье судостроительного кластера «Звезда». В течение ближайших 20 лет он должен обеспечить сооружение более полутора сотен морских судов и платформ. К его созданию привлечены крупнейшие зарубежные корпорации, являющиеся технологическими лидерами в ряде областей.
Но это дело будущего, а пока российские компании заказывают морские суда иностранным корабелам, удовлетворяют потребности в морских судах за счет услуг иностранных верфей. Одновременно на Дальнем Востоке активно развивается портовая инфраструктура.

Как отмечает эксперт компании Damen Shipyards Group Лукас Заат, офшорный бум начала XXI века привел к значительному увеличению числа морских судов, нацеленных на обеспечение нефтегазовых проектов. Это касается и добычных платформ, и судов обслуживания.

Однако в результате падения цен на нефть в 2015–2016 годах большое число морских проектов в различных регионах мира было отложено или вообще свернуто. В результате на рынке образовался переизбыток нефтегазовых судов. По некоторым оценкам, около 1 тыс. судов высокого класса простаивают в ожидании заказчиков.

Ставки фрахта снижаются, а некоторые крупные судоходные компании даже обанкротились. Конкуренция на этом рынке крайне обострилась. К тому же после ряда финансовых кризисов стало крайне сложно привлекать финансирование в судостроительные проекты на выгодных условиях.

И именно на этом фоне Россия начинает развивать собственное нефтегазовое судостроение.

Стоит ли тратить деньги или все же выгоднее арендовать простаивающую зарубежную технику? Большинство экспертов все больше склоняется к тому, что игра стоит свеч.

Во-первых, наличие собственных развитых судостроительных мощностей является залогом национальной технологической безо-пасности, что особенно важно в условиях западных санкций.

Во-вторых, судостроение должно не стоять на месте, а идти в ногу с технологическим прогрессом. Поэтому надо делать ставку не на фрахт уже имеющихся судов, а на разработку и строительство принципиально новых образцов морской техники. В частности, сегодня все более очевидным становится мировой тренд на создание многофункциональных судов, способных

выполнять сразу несколько функций и тем самым значительно экономить средства операторов нефтегазовых проектов.

Восходящая «Звезда»

Безусловно, крупнейшим судостроительным проектом на Востоке России является создание промышленного кластера по производству морской техники и оборудования в городе Большой Камень Приморского края. Основой для него стал завод «Звезда», который специализировался на ремонте и обслуживании военно-морских судов.

Первоначально этот проект реализовывали Объединенная судостроительная корпорация (ОСК) и южнокорейская корпорация Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME), которая позже вышла из проекта. Но с 2012 года 75% минус две акции перешли консорциуму «Современные технологии судостроения», созданному Газпромбанком и «Роснефтью». Стоимость комплекса оценивается в 146 млрд рублей.

Проект включает в себя три очереди. На первом этапе должны быть созданы блок корпусных производств с окрасочными камерами и тяжелый достроечный стапель. Это позволит выпускать суда снабжения, в том числе ледового класса, танкеры и другую морскую технику. Объем производства при этом составит 90 тыс. тонн металла в год — это около 20% всех мощностей отечественного судостроения.

На втором этапе планируется введение в эксплуатацию сухого дока и производственных цехов полного цикла. Это даст возможность строить крупнотоннажные суда и морскую технику.

Наконец, на третьем этапе должны быть сооружены цеха для строительства офшорной морской техники: судов специального назначения для разведки месторождений, бурения скважин, установки стационарных платформ, прокладки трубопроводов.

Запуск полного цикла производства на «Звезде» ожидается после 2020 года. В результате завод сможет строить танкеры дедвейтом до 350 тыс. тонн и газовозы емкостью до 250 тыс. м^3, а также элементы буровых платформ и суда специального назначения.

Портфель заказов

Предполагается, что до 2035 года на этой верфи могут быть изготовлены 178 судов и единиц морской техники. Но пока количество заказов не столь велико.

Так, «Роснефть» разместила на верфи заказ на строительство двух судов снабжения ледового класса. В перспективе не исключается увеличение числа таких судов до четырех.

«Роснефтефлот» (дочка «Роснефти») подписал контракт на проектирование и строительство пяти танкеров дедвейтом по 114 тыс. тонн, работающих на газомоторном топливе. Их предполагается использовать для перевозки нефти из портов Балтийского моря.

В свою очередь, ExxonMobil Neftegaz Limited заказала два танкера класса «Афрамакс» для проекта «Сахалин-1».

Ожидается, что еще три танкера может заказать Независимая нефтегазовая компания. Они могут понадобиться для транспортировки нефти с Пайяхского месторождения (Красноярский край), где пока идет разведка. Этот проект должен стать важным шагом на пути импортозамещения в отечественном судостроении, что крайне важно в условиях санкций.

В то же время «Роснефть» стремится привлечь к его осуществлению ведущие зарубежные корпорации. Так, в марте прошлого года она заключила соглашение о сотрудничестве с Siemens. В нем речь идет, в частности, о реализации концепции «цифровой» верфи, а также о совместном создании подводных энергосистем и плавучих комплексов для добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO).

А в июне было подписано соглашение о создании совместного предприятия с итальянской судостроительной компанией Fincantieri. Это СП займется проектированием нового типа судов на базе комплекса «Звезда».

Зарегистрировано также СП «Звезда морские технологии» с голландской компанией Damen, которое обеспечит технологическую поддержку верфи и будет управлять проектом строительства судов снабжения усиленного ледового класса.

Сингапурская компания Keppel стала соучредителем СП «Центр инженерно-технического проектирования «Звезда-Кеппель». Оно займется проектированием морских буровых установок для шельфа, которые затем будут изготавливаться на новом судостроительном комплексе.

В РЕЗУЛЬТАТЕ ПАДЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ БОЛЬШОЕ ЧИСЛО МОРСКИХ ПРОЕКТОВ БЫЛО СВЕРНУТО. ПОЭТОМУ СЕГОДНЯ НА РЫНКЕ ОБРАЗОВАЛСЯ ПЕРЕИЗБЫТОК НЕФТЕГАЗОВЫХ СУДОВ

«Звезда» также планирует заключить с Hyundai соглашение о проектировании и инженерном сопровождении строительства первых в мире танкеров типа «Зеленый Афрамакс», работающих на газомоторном топливе. Ожидается, что корейская компания внесет проект такого танкера в уставный капитал СП со «Звездой».

В сотрудничестве с General Electric намечается локализовать на Дальнем Востоке производство систем позиционирования судов.

КРУПНЕЙШИМ СУДОСТРОИТЕЛЬНЫМ ПРОЕКТОМ НА ВОСТОКЕ РОССИИ ЯВЛЯЕТСЯ СОЗДАНИЕ ПРОМЫШЛЕННОГО КЛАСТЕРА ПО ПРОИЗВОДСТВУ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ И ОБОРУДОВАНИЯ В ГОРОДЕ БОЛЬШОЙ КАМЕНЬ

Одновременно создается производственная база поставщиков для нового судостроительного кластера. Так, «Роснефть» и Уральская горно-металлургическая компания в конце 2016 года учредили СП «Восточная горно-металлургическая компания», которое станет якорным поставщиком крупноформатного стального листа для «Звезды». УГМК будет принадлежать 75% в капитале СП, «Роснефти» — 25%.

Кроме того, Игорь Сечин обратился к Владимиру Путину с просьбой поддержать идею строительства в

городе Большой Камень металлургического предприятия для обеспечения нужд судоверфи «Звезда».

Караваны Совкомфлота

Но «Звезда» только строится, а потребности дальневосточных и арктических проектов в современных судах надо закрывать уже сейчас. Операторы месторождений и транспортные компании с успехом решают эту задачу, размещая заказы на зарубежных верфях.

ОДИН ИЗ НАИБОЛЕЕ ВАЖНЫХ ПРОЕКТОВ СОВКОМФЛОТА — СООРУЖЕНИЕ В ЮЖНОЙ КОРЕЕ ТРЕХ АРКТИЧЕСКИХ ЧЕЛНОЧНЫХ ТАНКЕРОВ ДЛЯ ВЫВОЗА СЫРЬЯ С НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Лидером в сфере морских перевозок для нужд нефтяников и газовиков является ПАО «Совкомфлот». Как отмечает старший исполнительный вице-президент компании Евгений Амбросов, после трудных кризисных лет, когда танкерный рынок находился в тяжелом депрессивном состоянии, 2015–2016 годы стали переломными для этой отрасли.

Сейчас Совкомфлот располагает 153 судами, из них 59 предназначены для перевозки сырой нефти, 49 — нефтепродуктов, 12 — газа, 29 — для выполнения различных шельфовых операций и 4 — для других нужд. При этом в последние годы компании удалось избавиться от части устаревших судов, приступить к восстановлению количественного и значительному улучшению качественного состава конвенционного танкерного флота. Кроме того, компания значительно укрепила свои и без того сильные позиции в сегменте танкеров «Афромакс» и среднетоннажных продуктовозов ледового класса.

Средний возраст судов также начал снижаться, достигнув 8,5 лет. В основном такое обновление происходит за счет реализации собственных судостроительных проектов.

Одновременно меняется и структура коммерческих операций Совкомфлота. Если еще в 2010 году доля конвенциальных перевозок (нефть и нефтепродукты) составляла 80%, а на так называемый индустриальный сектор (газ и шельфовые операции) приходилось лишь 20%, то теперь соотношение достигло 50:50%. Здесь свою роль сыграли контракты, заключенные с компаниями «Сахалинская Энергия», «Газпром нефть» и «Ямал СПГ».

Пополнение флота обеспечивается не только за счет новых судостроительных контрактов, но и путем приобретения действующих судов. Так, в течение лета 2016 года у Приморского морского пароходства было куплено девять современных танкеров ледового класса, а у Swire Pacific Offshore — два ледокольных судна-снабженца.

Судостроительные проекты

Один из наиболее важных судостроительных проектов Совкомфлота — сооружение на верфи Samsung Heavy Industries в Пусане (Южная Корея) трех арктических челночных танкеров для вывоза сырья с Новопортовского месторождения «Газпром нефти». Они получили названия в честь первооткрывателей российской Арктики: «Штурман Альбанов», «Штурман Малыгин» и «Штурман Овцын».

Это уникальные суда ледового класса Arc7, у которых нет аналогов в России. Они имеют в два раза бóльшую грузовместимость, чем те,

которые эксплуатируется сейчас, спроектированы с учетом особенностей Обской губы (в частности, пресного льда и малых глубин) и способны самостоятельно двигаться по проложенному ледоколом каналу.

В сентябре прошлого года состоялась первая отгрузка нефти на танкер «Штурман Альбанов». Начиная с 2017 года новые суда обеспечат круглогодичную доставку нефти из Нового Порта на плавучую базу в Мурманске.

В нынешнем году после ледовых испытаний должен быть сдан в эксплуатацию первый СПГ-танкер для проекта «Ямал СПГ», построенный на верфи Daewoo. Эксперты уже называют его восьмым чудом света. Он имеет ледовый класс Arc7 и очень большую вместимость — свыше 172 тыс. м^3. Судно впервые в истории мирового судоходства оснащено тремя азиподами беспрецедентной мощностью 15 МВт. Это позволит преодолевать лед толщиной 2,1 метра.

Кроме того, по заказу Совкомфлота строится четыре самых современных, мощных и насыщенных различным оборудованием ледокольных судна-снабженца для сахалинских проектов. Они получили имена прославленных адмиралов: «Геннадий Невельской», «Степан Макаров», «Федор Ушаков» и «Михаил Лазарев». Их сооружение ведется на финской верфи Arctech, принадлежащей российской Объединенной судостроительной корпорации. Первое из них уже спущено на воду (см. *«Сахалинский флот»*).

Надежный заемщик

Столь обширная судостроительная программа потребовала значительных объемов финансирования. И невзирая на западные санкции, они были найдены. В течение 2015–2016 годов Совкомфлот привлек займов на общую сумму $1,4 млрд. Причем $600 млн из них были получены от российских банков ($340 млн от Сбербанка и $260 млн от Внешторгбанка), которые впервые в своей истории финансировали судостроительные проекты. Остальные $800 млн предоставили зарубежные банки: Finnvera, ING, Citi, Nordea, UniCredit.

Кроме того, в 2016 году Совкомфлот осуществил выпуск семилетних еврооблигаций на сумму $750 млн. Благодаря отличной кредитной репутации компании был зафиксирован высокий спрос на бумаги, что позволило снизить ставку доходности до 5,375%.

Знаменательно, что в этой сделке приняли участие 83% владельцев бумаг предыдущих выпусков — рекордный для России показатель. Одним из покупателей еврооблигаций стал пенсионный фонд компании Shell, что свидетельствует об очень большом уровне доверия.

Компания не сомневается, что новые судостроительные проекты окажутся весьма выгодными и она без проблем рассчитается с долгами. Так, все строящиеся суда уже законтрактованы на общую сумму 4,3 млрд рублей. А EBITDA по этим контрактам составит $190 млн в год.

В перспективе руководство Совкомфлота намерено загрузить заказами не только зарубежные, но и российские судостроительные предприятия. Так, у компании уже име-

Сахалинский флот

Операторы шельфовых нефтегазовых проектов также не сидят сложа руки и предпринимают активные шаги по обеспечению себя необходимым морским транспортом. Как отмечает менеджер по инфраструктурным проектам и логистике «Сахалин Энерджи» Вадим Панин, для работы в арктических условиях нужен специализированный флот. Хотя он и существует в мире, но его немного. На рынке наблюдается определенный дефицит. Поэтому, чтобы быть абсолютно независимой, компания стремится обзавестись собственным флотом.

По состоянию на конец 2016 года во фрахте у «Сахалинской Энергии» было 19 судов, в том числе 17 под флагом РФ и два зарубежных судна. Снабжением морских платформ компании занимаются четыре судна: «Пасифик Эндевор», «Пасифик Эндуранс», «Пасифик Энтерпрайз» и уже упоминавшийся «Геннадий Невельской».

Кроме того, в акватории платформ работают также три ледокольных аварийно-спасательных судна: «Икалук» (владелец «Теоглобал Шиппинг Лтд.»), «Смит Сахалин» (ООО «Смит Ламналко Сахалин») и «Видар Викинг» (ООО «Викинг Саплай»). Но в ближайшее время они должны быть заменены судами Совкомфлота, строящимися в Финляндии.

Как подчеркивают эксперты, создание этих судов — знаковое событие в морской нефтегазовой индустрии. В основу их проектирования положена принципиально новая концепция использования многофункциональных офшорных судов. Вдобавок к своим основным функциям (аварийное дежурство), они в летний период будут служить для размещения ремонтных бригад, работающих на морских платформах.

В порту Пригородное «Сахалинская Энергия» использует четыре ледокольных буксира и два швартовных катера, зафрахтованных на долгосрочной основе у ООО «Свитцер Сахалин Терминал Тоуэдж». Эти суда также были построены по специальному заказу и изначально предназначены для работы в Анивском заливе. Буксиры «Свитцер» обладают ледокольным классом и могут оперировать в течение круглого года.

В порту Пригородное несет постоянное дежурство судно по ликвидации аварийных разливов нефти — «Агат» (владелец — ООО «Экошельф»). Оно также выполняет различные дополнительные работы. В период ледовой навигации в порту используется судно «Капитан Хлебников», осуществляющее поддержку грузовых операций.

В распоряжении «Сахалинской Энергии» имеется также судно «Хеймдал», использующееся в летний период как плавучий отель для вспомогательного персонала платформ. При этом на судне применена передовая технология для организации пересадки персонала — специальный мост «Ампельманн». По заказу компании был разработан арктический тип этого моста.

Для доставки персонала из порта Набиль на платформы используются два быстроходных судна, зафрактованные у ООО «Поларус», — «Полар Пильтун» и «Полар Байкал». Эти суда задействованы только в летний период, когда на севере острова Сахалин стоят густые туманы и вертолеты не могут летать.

По договору фрахта с «Глобал Суппорт Оффшор» в безледовый период 2016 года на шельфе Сахалина работало также судно «Грэйтшип Майя», которое вело очистку нефти от сопутствующего песка.

В дальнейшем «Сахалин Энерджи» планирует все больше ориентироваться на использование многоцелевых судов. Кроме того, не исключается совместный фрахт необходимого флота с операторами других проектов — «Сахалин-1» и «Сахалин-3». И, конечно, ставка будет делаться на расширение российского участия в морских операциях.

ется опыт взаимодействия с Адмиралтейскими верфями, и после того как они справятся с текущим портфелем заказов, Совкомфлот готов вернуться к сотрудничеству с ними.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОРТОБАЗЫ НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ ПРЕДЕЛЬНО ЗАГРУЖЕНЫ И НЕ СМОГУТ УДОВЛЕТВОРИТЬ УВЕЛИЧИВАЮЩИЕСЯ ПОТРЕБНОСТИ ОПЕРАТОРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ

Еще один давний партнер — судостроительный завод ПЕЛЛА (Ленинградская область), где было изготовлено несколько портовых буксиров.

Дальневосточные ворота

Помимо развития морского флота, залог успеха дальневосточных и арктических проектов — наличие мощной портовой инфраструктуры. Она необходима как для обеспечения круглогодичной отгрузки продукции, так и для снабжения и поддержания жизнедеятельности самих морских сооружений.

Нефтяными воротами Дальнего Востока в последние годы стал порт Козьмино. Если в 2010 году через него было перевалено всего 15,3 млн тонн нефти, то в прошлом году — уже 31,8 млн тонн (на 1,4 млн тонн больше, чем годом ранее). Всего же с 2010 года в страны АТР из Козьмино экспортировано более 155 млн тонн нефти.

Основными получателями нефти в 2016 году стали: Китай — 22,2 млн тонн (69,8%), Япония — 3,9 млн тонн (12,3%), Южная Корея — 2,4 млн тонн (7,5%). Поставки также осуществлялись в Малайзию, Сингапур, Таиланд, США, Филиппины и Новую Зеландию.

В прошлом году ООО «Транснефть — Порт Козьмино» полностью выполнило программу технического перевооружения и модернизации. В частности, была реконструирована подходная дамба с дноуглублением операционной акватории причала №2 нефтепирса до 21 метра. Это позволит принимать у причала №2 танкеры дедвейтом до 150 тыс. тонн.

Внедряется также автоматизированная система оперативного учета нефти, что даст возможность рассчитывать ежемесячные балансы транспортировки сырья по ВСТО и его погрузки на танкеры. В рамках этого проекта модернизированы существующие АСУТП береговых и при-

чальных сооружений, нефтебазы, площадки железнодорожных эстакад, площадки приема нефти.

В порту Козьмино введен также ряд противопожарных объектов, в частности, четыре резервуара для хранения запаса воды. Кроме того, реконструирована система громкоговорящего оповещения. На нефтебазе модернизированы ливневая канализация и система инженерной защиты от подземных и поверхностных вод.

В 2017 году в Козьмино планируется завершить строительство двух новых резервуаров для хранения нефти общим объемом 100 тыс. м^3. Это даст возможность увеличить пропускную способность дальневосточного терминала до 36 млн тонн в год.

На Дальнем Востоке намечается также целый ряд проектов по строительству перевалочных мощностей для СУГ. В частности, компания «Сахатранс» заявляла о намерении соорудить морской терминал мощностью 2 млн тонн в год в порту Ванино. А компания «Ремсталь» — терминал пропускной способностью 1,5 млн тонн в порту Советская Гавань. «Газпром» также сообщал, что в рамках проекта ГПЗ в Амурской области изучает возможность возведения терминала для СУГ на Дальнем Востоке.

Наконец, в 2016 году компания «Восток ЛПГ» начала работы по строительству терминала для экспорта сжиженного углеводородного газа в порту Владивостока. Его мощность должна составить 1 млн тонн в год, объем инвестиций — 4,5 млрд рублей.

Береговые базы

Что же касается баз для реализации морских нефтегазовых проектов, то эти функции уже много лет выполняют порты Сахалина. Однако, как отмечают эксперты, дальнейшее освоение шельфа острова и других акваторий Дальнего Востока предполагает существенный рост количества морских нефтегазовых платформ и судов снабжения. Соответственно, должны значительно увеличиться объемы портового обслуживания.

Однако существующие портобазы предельно загружены и, скорее всего, не смогут удовлетворить увеличивающиеся потребности операторов нефтегазовых проектов. Поэтому в ближайшие годы намечается существенное расширение инфраструктуры.

В настоящее время около 70% грузопотока, поступающего на Сахалин, переваливает порт Корсаков — около 1,5 млн тонн в год. В том числе в последние годы порт обрабатывает грузы для нефтегазовых проектов, осуществляемых на дальневосточном шельфе: начиная с труб различного диаметра и заканчивая спецтехникой. В частности, в 2016 году в рамках контракта с компаний «Магаданморнефтегаз» было осуществлено портовое обслуживание буровой платформы и каравана из восьми судов.

Кроме того, порт предоставляет нефтяным компаниям услуги по хранению оборудования и подготовке буровых смесей. На протяжении уже более двух лет проводится утилизация шламов и отходов бурения. А в 2016 году Schlumberger приняла решение регулярно использовать возможностей порта Корсаков для своих сервисных проектов.

Учитывая стратегическое значение этого порта, его руководство приняло решение расширить существующие мощности. В районе южного пирса будет создан искусственный земельный участок, на котором планируется построить четыре новых причала и провести железнодорожную ветку. Также будут сооружены специализированные площадки для хранения грузов. В результате появится новый современный портовый перегрузочный терминал, пригодный в том числе и для обеспечения флотов нефтегазовых проектов. Сейчас ведется разработка проектной документации и осуществляются необходимые изыскания.

Кроме того, ведется строительство нового пассажирского терминала, предусматривающее возведение пирса свайного типа длиной 300 и шириной 30 метров. Окончание стройки намечено на конец 2017 года. Этот пирс превратит Корсаков в полноценное убежище для судов, первое такого рода на Сахалине. То есть суда, участвующие в обеспечении нефтегазовых проектов на шельфе, смогут пережидать здесь шторма.

Большие планы и у порта Поронайск, расположенного на восточном побережье Сахалина, в заливе Терпения. Как отмечает управляющий директор ООО «Порт Поронайск» Алексей Ферт, удобное географическое расположение порта и близость к шельфовым проектам обеспечивают оптимальное время транспортировки до морских платформ вахт персонала, горюче-смазочных материалов, химических реагентов, бурового шлама, запасных частей к оборудованию. Так, время подхода от Поронайска до платформ проекта «Сахалин-2» составляет около 16 часов, в то время как от порта Хомск — около двух суток, от Ванино — трое суток.

В конце 2015 года новый владелец, петербургский холдинг «Развитие транспортных проектов», и руководство порта приступили к комплексной реконструкции портовых мощностей. Главная цель проекта — создание в Поронайске современной многофункциональной транспортно-логистической инфраструктуры.

РАСШИРЕНИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОРТОВ В КОРСАКОВЕ И ПОРОНАЙСКЕ ПОЗВОЛИТ ОПЕРАТОРАМ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ ОПТИМИЗИРОВАТЬ ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Предусмотрено три этапа реконструкции. На первом этапе, до 2018 года, должна быть осуществлена модернизация существующей инфраструктуры, а также построен новый терминал навалочных грузов. Кроме того, намечается сооружение универсального и бункеровочного причалов, обновление инженерных систем и коммуникаций.

На втором этапе, до 2021 года, планируется сооружение крытых и открытых складов, судоремонтного центра и терминала для обработки сыпучих грузов. Также должна быть создана база аварийно-спасательного формирования для ликвидации разливов нефти.

Третий этап должен быть реализован ориентировочно до 2025 года. Он предусматривает строительство нефтеналивного терминала и резервуарного парка для агрессивных химических веществ.

В целом реконструкция Поронайска позволит операторам существующих и перспективных шельфовых проектов оптимизировать операционные расходы. Это особенно важно в нынешних сложных экономических условиях. ❑

Фото: ПАО «Совкомфлот»

ДОСТУЧАТЬСЯ ДО ГЛУБИН

Будущее Уренгоя связано с разработкой ачимовских отложений

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

Одним из основных способов продлить жизнь старых промыслов сегодня становится освоение ТРИЗ. Это в полной мере относится к Уренгою, в прошлом году отметившему 50-летие с момента открытия. Перспективы легендарного месторождения во многом связаны с ачимовскими залежами, которые составляют основную часть его остаточных запасов. Компания «Ачимгаз», СП «Газпром добычи Уренгой» и Wintershall, с 2012 года более чем впятеро нарастила производство на ачимовском участке 1А. Но сроки начала добычи на новых ачимовских промыслах Уренгоя неоднократно переносились — во многом из-за неблагоприятной рыночной конъюнктуры. В марте стало известно об очередной отсрочке промышленного запуска 4-го и 5-го участков.
Наибольшие объемы углеводородов из ачимовских пластов сегодня извлекает «Арктикгаз», СП «Газпром нефти» и НОВАТЭКа. Наращивает добычу из ачимовки Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского участков и «Роснефть» усилиями своей «дочки» — «Роспана».
Тем не менее прежние планы, согласно которым уже к 2020–2022 годам на Уренгое должно ежегодно добываться до 60 млрд м³ ачимовского газа и 18 млн тонн конденсата, вряд ли будут реализованы.

Ачимовские отложения по сравнению с сеноманскими и валанжинскими характеризуются максимальной глубиной залегания (около 4 тыс. метров), аномально высокими пластовым давлением (более 600 атмосфер) и температурой (до 110°С), а также наличием тяжелых тугоплавких парафинов. Все это требует специальных технологий как разработки, так и подготовки продукции к транспортировке. Себестоимость добычи из ачимовских пластов многократно выше, чем сеноманского газа, но запасы последнего близятся к истощению.

Между тем геологоразведка подтвердила продуктивность ачимовских залежей на обширной территории Надым-Тур-Тазовского региона. Основная часть извлекаемых запасов ачимовского газа приходится на Уренгойское НГКМ (см. *«Уренгой в разрезе»*).

В 2011 году была утверждена Единая технологическая схема разработки углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения, подготовленная ТюменНИИгипрогазом. Схема включала 11 лицензионных участков общей площадью 12,5 тыс. км^2. Документ оценивал ежегодный добычной потенциал ачимовской толщи более чем в 100 млрд м^3 газа и 15–20 млн тонн жидких углеводородов.

Одним из основных потенциальных разработчиков ачимовских пластов считался «Уренгойгазпром» (сегодня — «Газпром добыча Уренгой»). Его запасы ачимовских отложений по категории C_1 оценивались более чем в 1 трлн м^3 газа и 400 млн тонн конденсата.

Первый пошел!

Столь масштабные перспективы, с одной стороны, и начавшееся падение добычи на западносибирских месторождениях-гигантах — с другой, побудили «Газпром» уделить ачимовке самое серьезное внимание.

Переговоры о сотрудничестве по ее освоению газовый концерн и немецкий BASF начали еще в 1998 году. А в июле 2003-го «Газпром добыча Уренгой» и Wintershall Holding AG, «дочка» BASF, создали на паритетных началах СП «Ачимгаз» для разработки первого опытного участка (1А) ачимовских отложений Уренгоя.

Это был первый добычной проект в Западной Сибири, в который «Газпром» допустил иностранцев. Что неудивительно. Российский концерн на тот момент не имел практического опыта освоения ачимовских залежей (пионером в этом деле был принадлежавший ТНК-ВР «Роспан»), то-

гда как немецкая компания обладала технологиями, оборудованием и навыками бурения субгоризонтальных скважин в сложных геологических условиях. Кроме того, Wintershall был партнером «Газпрома» в строительстве газопровода «Северный поток».

В 2006 году на участке 1А началось бурение. А 6 июня 2008 года на установку комплексной подготовки газа (УКПГ-31) был пущен первый газ, что стало началом опытно-промышленной эксплуатации участка. Добыча велась из шести скважин на двух кустовых площадках. Применяемая на УКПГ трехступенчатая низкотемпературная сепарация позволяла полностью извлекать продукт из газоконденсатной смеси. В ходе ОПЭ с промысла добывалось около 1,2 млрд м^3 газа и 520 тыс. тонн конденсата в год.

На этом и последующих этапах «Газпрому» весьма пригодились наработки немецкого партнера. Так, на Уренгойском месторождении для предупреждения парафинообразования в системе транспорта ачимовского конденсата впервые была применена депрессорная присадка производства BASF. На основе опыта, полученного Wintershall на месторождениях в Германии и Аргентине, при работе с ачимовскими залежами использовались стационарные глубинные датчики давления и температуры для постоянного мониторинга состояния пласта.

Набирая обороты

В 2012 году «Ачимгаз» приступил к промышленной разработке участка 1А. Главным направлением стала активизация буровых работ (генподрядчиком строительства наклонно-направленных скважин была выбрана компания Eriell). К 2014 году действующий фонд промысла насчитывал уже 41 газоконденсатную скважину, в 2015-м — 62.

В марте 2015 года «Ачимгаз» ввел в эксплуатацию 4-й технологический цех на УКПГ №31. Как и три уже действующих, он предназначен для очистки газоконденсатной смеси от механических примесей и отделения газа от жидкой фазы (газоконденсата и пластовой воды). С запуском нового объекта общая мощность УКПГ возросла на 30%. Одним из главных способов повышения эффективности работ стали инновационные технологии (см. *«Быстрее, глубже, дешевле»*).

В сентябре прошлого года «Ачимгаз» преодолел знаковый рубеж — 20 млрд м^3 извлеченного из недр газа. Компания продолжала «активную реализацию плана по увеличению добычи, который включает строительство новых скважин и кустовых площадок». В 2016 году было пробурено16 новых скважин, 18 введено в эксплуатацию. Сегодня эксплуатационный фонд «Ачимгаза» насчитывает 81 скважину на 20 кустовых площадках. Силами подрядчиков («Ямалнефтегазстрой», «СибЭнергоМонтаж») ведется строительство газосборных коллекторов, линий электропередачи, обустройство газовых скважин.

Только за последний год среднесуточная добыча газа выросла с 9 до 18,4 млн м^3, нестабильного конденсата — с 4 до 8 тыс. тонн Общий объем добычи с начала промышленной разработки участка увеличился более чем впятеро (см. *«Добыча АО «Ачимгаз»»*).

На пути к вершине

В 2017 году «Ачимгаз» планирует добыть 6,576 млрд м^3 газа сепарации и 2,858 млн тонн нестабильного конденсата. Также продолжатся расширение УКПГ-31 (строительство очередного цеха подготовки газа и конденсата), работы по бурению и обустройству 11 новых скважин.

В частности, в ближайших планах — пробурить две первые субгоризонтальные скважины. Это обеспечит рост добычи, а также позволит сократить затраты на строительство кустовых площадок и обвязку скважин, снизить вредное воздействие на окружающую среду.

К 2020 году эксплуатационный фонд должен возрасти до 113 скважин на 28 кустовых площадках (ранее, правда, предполагалось, что это произойдет уже в 2018-м). К этому времени планируется выход на пиковый уровень добычи — 9,4 млрд м^3 газа и 3,9 млн тонн нестабильного газоконденсата в год. За все время разработки участка 1А (до 2069 года) с него предполагается добыть 326,2 млрд м^3 газа и 91,7 млн тонн нестабильного газоконденсата.

После завершения этапа ОПЭ акционеры инвестировали в проект не менее 670 млн евро. Общая стоимость разработки участка 1А оценивается более чем в 107 млрд рублей.

Пять точек роста

Ачимовские залежи ООО «Газпром добыча Уренгой» разделены на пять опытных участков, которые планируется вводить в эксплуатацию поэтапно. В 2009 году «Газпром» приступил к самостоятельной добыче газа на участке 2А. После запуска второй УКПГ концерн предполагал выйти здесь на проектный уровень производства более 9,4 млрд м^3 в год.

> В сентябре прошлого года «Ачимгаз» преодолел знаковый рубеж — 20 млрд м^3 извлеченного из недр газа. Общий объем добычи с начала промышленной разработки участка увеличился более чем впятеро

Пока, однако, до этого далеко. Как отмечал заместитель председателя правления «Газпрома» Виталий Маркелов, в 2016 году на участках 1А и 2А планировалось добыть в общей сложности 8,81 млрд м^3 газа и 4 млн тонн конденсата. Несложный подсчет позволяет сделать вывод, что газодобыча на втором участке сегодня не превышает 2,5 млрд м^3.

С остальными участками дело обстоит еще сложнее. Согласно Единой технологической схеме, ввод в раз-

Уренгой в разрезе

По данным Сибирского научно-аналитического центра, по состоянию на январь 2015 года остаточные запасы Уренгойского НГКМ составляли: газ — 6,447 трлн м^3, конденсат (извлекаемые) — 606 млн тонн, нефть (извлекаемые) — 565 млн тонн.

К началу прошлого года начальные запасы в ачимовских залежах месторождения по категории $АВС_1+С_2$ оценивались в 3,3 трлн м^3, 566 млн тонн и 491 млн тонн, соответственно. Таким образом, более половины остаточных запасов газа и основная часть запасов жидких углеводородов Уренгоя сосредоточены в ачимовских пластах.

Быстрее, глубже, дешевле

По сообщению «Ачимгаза», компания проводит большую работу по «оптимизации и модернизации производственной инфраструктуры». При проектировании разработки был учтен опыт, полученный на этапе опытно-промышленной эксплуатации участка.

Для увеличения скорости бурения, снижения рисков и удешевления работ были разработаны конструкции «облегченных» скважин S-образного профиля с вертикальным входом в продуктивный пласт. Кроме того, изменены режимы бурения и рецептуры буровых растворов. Для повышения извлекаемости углеводородов из низкопроницаемых объектов пластов Ач3–4 и Ач5 было предусмотрено вертикальное вскрытие пласта с гидроразрывом.

Чтобы снизить стоимость строительства дорог, площадок кустов, шлейфов и сократить время бурения, оптимизирована сетка размещения кустов скважин. Для сокращения затрат на проведение плановых испытаний скважин модернизирована их кустовая обвязка.

работку четвертого, пятого и третьего участков планировался на 2015-й, 2016-й и 2017 годы, соответственно.

По ряду причин эти планы не были реализованы. Можно предположить, что поначалу «Газпром» намеревался работать на новых проектах в одиночку. Но успешный опыт партнерства с Wintershall (или, напротив, не слишком убедительные промежуточные итоги самостоятельной разработки участка 2А) побудил его распространить этот опыт и на другие ачимовские участки.

> Начало производства на 4-м и 5-м участках перенесено на 2020 год, что связано со «сложными событиями на рынке»

Переговоры о расширении партнерства, однако, затянулись. Лишь в 2015 году стороны закрыли сделку по обмену активами. В результате «Газпром» увеличил до 100% долю в совместных компаниях по торговле и хранению газа в Европе (WINGAS, WIEH и WIEE), а также получил 50% в компании WINZ, ведущей разведку и добычу в Северном море.

В свою очередь, Wintershall получил 25,01% в проекте по разработке участков 4А и 5А. Их запасы оцениваются в 274 млрд м^3 газа и 74 млн тонн конденсата. Как отмечал председатель правления Wintershall Марио Мерен, участие в этом проекте расширит сферу деятельности немецкой компании в России.

Еще одним партнером «Газпрома» по участкам 4А и 5А станет австрийская OMV. В прошлом году с этой компанией также было подписано базовое соглашение об обмене активами. Предполагается, что OMV достанется 24,98% в проекте, а «Газпром» получит 38,5% в OMV Norge AS (занимается геологоразведкой и добычей в Норвегии).

Отсрочка за отсрочкой

Ранее «Газпром» намеревался ввести в разработку 4-й и 5-й участки в 2017 году. Прошлой весной Марио Мерен предположил, что это случится годом позже. По его словам, отсрочка связана с задержкой закрытия сделки по обмену активами.

Но и этот срок не был окончательным. В марте нынешнего года в меморандуме к выпуску еврооблигаций «Газпром» сообщил, что добыча на участках начнется в 2019–2020 годах. В конце месяца член правления Wintershall Тило Виланд уточнил: начало производства перенесено на 2020 год, что обусловлено «сложными событиями на рынке».

Кроме падения цен и неопределенности с мировым спросом на углеводороды, на этом решении, видимо, сказалась занятость «Газпрома» другими делами, прежде всего на востоке страны. По этим причинам концерн, в частности, скорректировал параметры своих ямальских проектов (см. *«Ямал способен на большее», НГВ #1-2/2017*).

Согласно последним планам, на пике добычи на участках 4 и 5 составит 13,9 млрд м^3 газа и 3,8 млн тонн газоконденсата. Это ниже, чем планировалось: ранее «Газпром» оценивал производственные мощности участков в 14,5 млрд м^3 и 4,2 млн тонн, соответственно...

Прошлой весной сообщалось, что участок 3А также намечен к вводу в эксплуатацию «в ближайшей перспективе», однако до последнего времени новых данных на этот счет не появлялось.

Они были первыми

Как отмечалось выше, первым предприятием, приступившим к освоению ачимовских залежей, был «Роспан». Уже во второй половине 1990-х годов он добывал на Восточно-Уренгойском и Ново-Уренгойском лицензионных участках до 2,8 млрд м^3 ачимовского газа в год.

После того как ТНК-ВР была приобретена «Роснефтью», именно «Роспан» был призван внести основной вклад в решение стратегической задачи нефтяной госкомпании — достичь к 2020 году ежегодного уровня газодобычи в 100 млрд м^3. Сложности разработки ачимовских залежей компенсировались освоенностью региона, наличием развитой инфраструктуры, огромными запасами и высоким содержанием в них конденсата, который обеспечивал значительную долю прибыли «Роспана». С приходом «Роснефти» в эксплуатацию были вовлечены самые глубокозалегающие пласты ачимовских отложений с запасами свыше 130 млрд м^3 газа.

В 2016 году на Ново-Уренгойском участке была запущена вторая очередь установки комплексной подготовки газа и конденсата, увеличив-

МГРП в помощь

В апреле 2015 года «Арктикгаз» впервые в ЯНАО выполнил четырехстадийный гидроразрыв пласта в горизонтальной скважине, пробуренной для разработки ачимовских залежей Уренгоя. По итогам операции суточный дебит скважины превысил 2 млн м^3 газа и 770 тонн газоконденсата. Это многократно превосходит показатели, получаемые при использовании ГРП в наклонно-направленных скважинах.

Переход на бурение скважин с многостадийным ГРП позволит увеличить объемы добываемого газа и конденсата, повысить эффективность освоения месторождений. По словам гендиректора «Арктикгаза» Владимира Кудрина, сложность таких работ обусловлена аномально высоким начальным пластовым давлением и температурой, повышенным содержанием конденсата в газе, а также низкой проницаемостью пород. «Это требует применения нестандартных решений и сложного технологического оборудования», — отмечал топ-менеджер.

шая производительность промысла вдвое — до 11 млн м³ в сутки по товарному газу и 1700 тонн по конденсату. Благодаря этому по итогам прошлого года газодобыча «Роспана» выросла на 46%, до 6,2 млрд м³. Позитивная динамика также связана с увеличением числа ГРП, обеспечивших высокие дебиты скважин, и ростом объемов бурения.

К марту 2017 года накопленная добыча предприятия на Ново-Уренгойском и Восточно-Уренгойском участках достигла 50 млрд м³. Как сообщала ранее «Роснефть», уже в 2018 году «Роспан» должен добывать 18 млрд м³ газа в год «с потенциалом дальнейшего увеличения до 19 млрд м³ в год в результате разработки дополнительных ачимовских пластов». Производство конденсата должно возрасти до 4,5 млн тонн в год (с 0,7 млн тонн в 2013 году).

Как отмечают в компании, «ресурсный потенциал позволяет обеспечить дальнейшее наращивание добычи». Действительно, суммарные запасы углеводородов на лицензионных участках «Роспана» (правда, не все они относятся к ачимовским отложениям) составляют около 1 трлн м³ природного газа, 150 млн тонн газоконденсата и 46 млн тонн нефти.

Весомый вклад «Арктикгаза»

Впрочем, и у «Газпрома» на Уренгое имеются дополнительные ресурсы ачимовки. Наибольшие объемы углеводородов из этих пластов сегодня в пределах Самбургского лицензионного участка добывает «Арктикгаз» — СП «Газпром нефти» и НОВАТЭКа. Первая очередь месторождения была введена в эксплуатацию в апреле, вторая — в декабре 2014 года. Их суммарная мощность — 13 млрд м³ газа и более 4,7 млн тонн деэтанизированного конденсата в год. Для повышения эффективности добычи из ачимовских залежей используются передовые технологии гидроразрыва (см. *«МГРП в помощь»*).

Ачимовские залежи также содержатся на Ево-Яхинском лицензионном участке «Арктикгаза», добыча на котором еще не начиналась. Свой опыт разработки ачимовки «дочка» «Газпрома» намерена распространить и на другие месторождения (см. *«Ачимовские горизонты "Газпром нефти"»*).

Недавно стало известно, что «Газпром» изучает возможность строительства в Татарстане нового ГПЗ с целью переработки ачимовского газа. Возможной сырьевой базой для него считаются месторождения Самбургского участка «Арктикгаза», а также 1-й, 4-й и 5-й участки ООО «Газпром добыча Уренгой».

Для полноты картины добавим, что работу с ачимовкой начала и «РуссНефть», озвучившая стратегию роста добычи, в том числе за счет активного освоения ТРИЗ (см. *«Лиха беда начало», НГВ #1-2/2017*).

Не все планы сбываются

Как видно из вышесказанного, первоочередные перспективы добычи из ачимовских пластов связаны с Уренгоем. Согласно упомянутой Единой технологической схеме, в 2022 году все пять участков ООО «Газпром добыча Уренгой» планировалось вывести на проектный уровень производства нестабильного конденсата — 10,8 млн тонн в год. В 2024-м предполагалось выйти на пик добычи газа в 36,8 млрд м³ в год.

При этом потенциальные годовые отборы из ачимовских пластов всех недропользователей месторождения к 2020–2022 годам ожидались на уровне 60 млрд м³ газа и 18 млн тонн конденсата.

На фоне очередного переноса начала добычи на участках 4А и 5А, а также неопределенности со вводом участка 3А становится понятно, что эти планы, скорее всего, не будут выполнены.

В перспективе «Газпром» рассчитывает не только на Уренгой. Так, по словам Виталия Маркелова, в ачимовских пластах Ямбургского месторождения также ожидаются значительные запасы нефти, газа и конденсата. Однако их текущая изученность всего 10–12%, что требует большого объема дополнительных геологоразведочных работ. Так что промышленный запуск этого и большинства других ачимовских проектов — дело не самого ближайшего будущего. ❑

Ачимовские горизонты «Газпром нефти»

В ноябре 2016 года «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), совместное предприятие «Газпром нефти» и Shell, успешно запустил на Западно-Салымском месторождении две горизонтальные скважины, построенные на ачимовский пласт с помощью многоступенчатого ГРП. В рамках опытно-промышленной разработки ачимовских отложений компания сформировала систему поддержания пластового давления из одной водозаборной и четырех нагнетательных скважин.

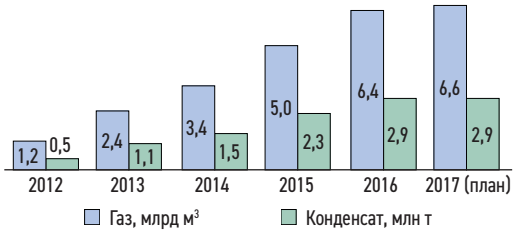
Обе добывающие скважины имеют горизонтальное окончание ствола протяженностью 700 метров. На одной из них произведен пятистадийный продольный ГРП с закачкой 55 тонн пропанта на каждую стадию, на второй — четырехстадийный поперечный ГРП (по 150 тонн пропанта на стадию). Текущие параметры работы скважин соответствуют плановым значениям.

СПД ведет разработку ачимовских отложений с 2007 года. «Это одно из ключевых направлений стратегии компании... От успеха ачимовского проекта во многом зависит наращивание темпов добычи в среднесрочной перспективе», — отмечает гендиректор СПД Алексей Говзич.

К работам с ачимовскими залежами «Газпром нефть» намерена привлечь и другого солидного иностранного партнера. Как сообщил недавно первый заместитель генерального директора компании Вадим Яковлев, ведутся переговоры с одной из четырех крупнейших зарубежных нефтесервисных корпораций о вхождении в проект «Большая Ачимовка». По словам Яковлева, под западные санкции этот проект не подпадает.

О деталях не сообщается. Известно лишь, что ранее в Ноябрьской зоне ЯНАО «Газпром нефть» выявила пять месторождений с продуктивными залежами в ачимовских отложениях — Вынгаяхинское, Еты-Пуровское, Новогоднее, Ярайнерское и Вынгапуровское. Их геологические запасы по категории В, C_1 и C_2 предварительно оценивались более чем в 100 млн тонн, извлекаемые — в 30 млн тонн. Как сообщалось, «специалисты Научно-технического центра компании сделали осторожные, но в целом позитивные выводы о достаточно высоком потенциале ачимовской толщи центральной части Ноябрьской зоны нефтегазовых месторождений».

Добыча АО «Ачимгаз»



Источник: «Ачимгаз»

Фото: ПАО «Газпром»

КОРОЛИ БЕНЗОКОЛОНОК ЗАТЯГИВАЮТ ПОЯСА

Нефть то дорожает, то дешевеет. На сырьевом рынке нет ни стабильности, ни определенности. И лишь одно остается неизменным — рост цен на отечественных АЗС. По крайней мере, именно так ситуация выглядит с точки зрения рядового автолюбителя. Продавцы, разумеется, придерживаются иного мнения. Что же в действительности происходит на российском топливном рынке? Своими наблюдениями делится президент Российского топливного союза Евгений АРКУША.

Один из ведущих экспертов топливного рынка отмечает, что в прошлом году ситуация была значительно более спокойной, чем прежде. Объемы производства бензина выросли, а его качество улучшилось. К тому же на фоне снижения деловой активности в стране сократились объемы продажи топлива. В результате рост цен на АЗС был ниже уровня инфляции.

Нынешний год начался для операторов нашего топливного рынка непросто. Оптовые цены выросли, поскольку переработка в результате налогового маневра подорожала. А динамика розничных цен находится под давлением конкурентных и административных факторов. Содержание АЗС в современных реалиях не является высокодоходным бизнесом.

Диспропорции между оптовым и розничным рынком стали питательной средой для развития полукриминальных схем, что приводит к росту доли контрафакта. В то же время недостатки действующих административных процедур не позволяют поставить надежный заслон суррогатному топливу.

ИНТЕРВЬЮ
ЕВГЕНИЙ АРКУША
Президент Российского топливного союза

Ред.: *Евгений Александрович, как вы оцениваете нынешнее состояние российского топливного рынка? Насколько изменились его объемы в 2016 году по сравнению с предыдущим годом и чем это вызвано?*

Е.А.: В принципе, 2016 год прошел намного спокойнее, чем 2014–2015 годы, когда возникали различные кризисные ситуации, связанные с авариями на НПЗ и другими негативными явлениями. Продолжалась модернизация заводов в соответствии с четырехсторонними соглашениями, существенно увеличились мощности и глубина переработки, что привело к наращиванию выпуска бензина. Цены на топливо, конечно, росли в силу объективных причин — повышение налоговой нагрузки и общие инфляционные процессы.

Вместе с тем в прошлом году существенно сократился объем продаж в связи с падением деловой активности в стране. По дизелю рынок всегда был профицитным, а вот по бензину он раньше был сбалансирован что называется «на грани». И любой фактор, который влияет на снижение поставок, — будь то аварии на заводах или увеличение экспорта — всегда приводил к дискомфорту. Но в прошлом году из-за падения спроса таких проблем не возникало. Более того, мощности по производству бензинов ныне задействованы всего на 80%.

Увеличение объемов выпуска вкупе со снижением потребления привели к тому, что розничные цены на топливо росли даже ниже уровня инфляции.

Ред.: *Принес ли 2017 год какие-либо сюрпризы для топливного рынка?*

Е.А.: Да, он начался очень нетрадиционно. Как правило, зимой и осенью розничный рынок работает с хорошей маржой, а весной и летом она падает до минимальных значений. А иногда доходность является даже отрицательной. Таким образом, заработанные зимой и осенью средства используются для компенсации потерь, возникающих весной и летом.

Однако в конце прошлого года вдруг начался рост оптовых цен, что повлекло неприятные последствия для розницы. Ее традиционная «зимняя» маржа оказалась под угрозой.

Ред.: *И с чем это было связано?*

Е.А.: С общим диспаритетом в сфере реализации нефтепродуктов — определенной напряженностью на стыке оптового и розничного рынков. ФАС говорит о «коллективном доминировании» нескольких нефтяных компаний в оптовом звене. А в отдельных регионах, особенно на Дальнем Востоке, царит настоящий монополизм. Да и в центральных районах России участников оптового рынка

недостаточно — их можно пересчитать по пальцам одной руки.

Поскольку переработка по целому ряду причин становится все менее и менее доходной, компании-монополисты стремятся повысить оптовые цены на нефтепродукты. В условиях «коллективного доминирования» сделать это довольно просто.

А розничный рынок — конкурентный. Кроме того, Федеральная антимонопольная служба очень тщательно следит за розничными ценами. По мнению ФАС, их рост не должен превышать уровень инфляции. И это правило соблюдается достаточно жестко за счет негласного давления на нефтяные компании и АЗС.

Крупные ВИНК могут себе позволить сдерживать розничные цены, перенося центр прибыли в оптовое звено. А независимые розничные предприятия таких возможностей не имеют.

И если раньше розница получала маржу хотя бы в осенне-зимний сезон (когда имеется избыток предложения и оптовые цены не столь велики), то нынешний год может полностью оставить независимых трейдеров без прибыли. Так, по 92-му бензину мы сегодня уже находимся в отрицательной зоне маржинальной доходности, а по 95-му бензину и дизтопливу — где-то на грани.

Ред.: *Нередко приходится слышать, что негативное влияние на нефтепереработку, а через нее и на розничный рынок оказал налоговый маневр…*

Е.А.: Само по себе решение о проведении налогового маневра было правильным. С одной стороны, он должен был стимулировать инвестиции в переработку, чтобы повысить ее глубину и увеличить выпуск светлых нефтепродуктов. А с другой стороны, он позволял уладить конфликт с нашими партнерами по Евразийскому экономическому сообществу. Особенно это касалось Белоруссии, которая получала от нас нефть, вырабатывала из нее нефтепродукты и реализовывала их на внешнем рынке, не уплачивая таможенной пошлины в российскую казну. Поэтому возникла идея уменьшить экспортные пошлины, перенеся фискальный акцент на НДПИ.

Но на практике налоговый маневр (в немалой степени в силу изменившейся ценовой конъюнктуры) стал тяжелым испытанием для отечественных НПЗ. Особенно пострадали те заводы, которые не успели провести реконструкцию и до сих пор выпускают большое количество темных нефтепродуктов. Это сводит эффективность переработки к крайне низким (а порой и отрицательным) значениям. В результате НПЗ вынуждены продавать мазут ниже себестоимости и компенсировать потери путем повышения отпускных цен на светлые нефтепродукты.

Я много общался по этому поводу с представителями нефтяных компаний. Все в один голос говорят: переработка в силу налогового маневра становится все менее и менее доходным занятием. Чтобы не производить топлива себе в убыток, нефтяные компании стремятся повысить оптовые цены. О последствиях я уже говорил.

Ред.: *А как могут отразиться на розничном и оптовом рынках топлива дальнейшие фискальные новшества? В частности, предлагаемая отмена пошлин на экспорт сырой нефти и повышение акцизов на бензин?*

Е.А.: Отмена вывозной пошлины приведет к резкому повышению экспортного паритета по нефти. Значит, вырастет цена на нее внутри страны. И уже упомянутые негативные последствия налогового маневра только усугубятся. Правда, сейчас говорят о том, что если подобная мера и будет предпринята, то не ранее 2020-го или даже 2025 года.

Непростая ситуация и с акцизами. Напомню, этому фискальному механизму отводилась немаловажная роль при реализации налогового маневра. Чтобы цены на топливо внутри страны не росли при каждом повышении НДПИ, предлагалось регулярно уменьшать акцизы. Но что мы видим на практике? Налог на добычу из года в год увеличивается, а акциз еще ни разу не снизили.

> В прошлом году существенно сократился объем продаж в связи с падением деловой активности в стране. Мощности по производству бензинов ныне задействованы всего на 80%.

Более того, он постоянно повышался — в прошлом году аж два раза! В этом году его наконец-то планировали сократить, но в результате оставили на уровне прошлого года. А если возникнут очередные трудности при све-

дении федерального бюджета, то, не исключено, акциз в очередной раз поднимут. И это еще один фактор, который толкает розничные цены вверх.

Ред.: *Жалобы на нелегкую судьбу розницы звучат уже не первый год. Помнится, еще несколько лет назад эксперты предрекали лавину банкротств независимых компаний-владельцев АЗС. Хоть одна из них разорилась?*

> Компании-монополисты стремятся повысить оптовые цены на нефтепродукты. В условиях «коллективного доминирования» сделать это довольно просто

Е.А.: Конечно, случаи банкротств имеются. Кроме того, значительное количество независимых АЗС продано или выставлено на продажу.

Ситуация усугубилась еще и тем, что в конце 2014 года резко повысился курс доллара и увеличились ставки по кредитам. И те компании, которые имели кредиты, особенно в валюте, оказались в очень тяжелой ситуации. Поскольку практически все предприятия независимой розницы сильно закредитованы, события более чем трехлетней давности до сих пор аукаются.

Инвестиционная деятельность в отрасли практически прекратилась. Даже крупные компании почти не строят новых АЗС, реконструкция существующих станций ведется по минимуму.

По сути, перед небольшими частными АЗС встал выбор: либо закрываться, либо продаваться, либо уходить в полукриминальный бизнес (реализация суррогатов, неуплата налогов). Их просто толкали на это. Массовых банкротств действительно не случилось. Вопрос, какой ценой.

Ред.: *И как же удается выживать тем, кто пока остается на плаву?*

Е.А.: К трудностям нам не привыкать. Упомянутый мной диспаритет оптовых и розничных цен возник не вчера. Помнится, еще в 2011 году президент страны строго указал нефтяным компаниям на необходимость снижения цен на АЗС. И все наперегонки стали демонстрировать, как они реагируют на указание руководства. Тогда нефтепродукты мгновенно ушли на экспорт, потому что невыгодно стало торговать по пониженным ценам внутри страны. Дефицит привел к резкому росту оптовых цен. А розничные цены удерживались по указанию начальства.

Те, кто тогда умудрился выжить, и сейчас продолжают работать. Они стали больше внимания уделять сопутствующему сервису — питание, реализация товаров. Зачастую АЗС выживают именно за счет продажи «сопутки», даже в условиях отрицательной доходности от торговли топливом.

Хотя и здесь возникают сложности. Болезненным ударом по независимой рознице стал запрет на торговлю алкоголем на АЗС. Ранее на его долю приходилось до 50% в общих доходах от продажи сопутствующих товаров. Когда же алкоголь пришлось убрать с полок, многие магазины при заправках просто закрылись.

Сейчас обсуждается законопроект о возврате продаж алкоголя на АЗС. Различные общественные организации и депутаты пытаются заработать себе имидж и по демагогическим соображениям выступают против такого шага. Мол, как же так: водители купят алкоголь на заправке, немедленно его выпьют и попадут в ДТП. Но ведь и в

любой супермаркет люди тоже приезжают на машинах.

Тем более что статистика ГИБДД свидетельствует: после запрета продажи алкоголя на АЗС количество дорожно-транспортных происшествий в состоянии опьянения не уменьшилось, а даже выросло.

Возврат продажи слабого алкоголя на АЗС стал бы хорошей поддержкой для независимой розницы в условиях падающей маржи. Это в определенной мере препятствовало бы дальнейшему росту розничных цен на горючее.

Ред.: *Недавно компания ЛУКОЙЛ сообщила о намерении продать часть своего розничного бизнеса. Это заставило экспертов говорить о серьезных трудностях, которые испытывают даже ВИНК. Так кому же на розничном рынке «жить хорошо»?*

Е.А.: Действительно, проблемы розницы для всех одинаковые — что для независимых, что для ВИНК. Просто для первых они смертельны, а для вторых — означают лишь упущенную выгоду (что, конечно, тоже неприятно). Мы имеем данные, что целый ряд сбытовых структур различных нефтяных компаний работает в убыток в определенные периоды времени.

Думаю, что и у ЛУКОЙЛа есть станции, которые имеют небольшие объемы продаж и действительно являются убыточными. Но найдутся ли на них покупатели? Честно говоря, сильно сомневаюсь. Если уж нефтяная компания не может обеспечить прибыльность работы АЗС, для независимого трейдера это будет и вовсе непосильной задачей. Да и другие ВИНК вряд ли заинтересуются такими активами...

Как я уже отмечал, многие владельцы частных сетей АЗС пытались продать свой бизнес в последние годы. Но крупные компании подходят к таким покупкам крайне избирательно и приобретают только действительно доходные объекты, отказываясь брать «в нагрузку» нерентабельные станции.

Примечательно, что информация о продаже ЛУКОЙЛом 30% свой розницы возникла в тот момент, когда все независимые буквально кричат о губительных последствиях диспаритета цен. Может быть, это некий сигнал властям страны о том, что и крупные компании находятся «на грани».

Ред.: *Вы упомянули о жестких действиях ФАС по контролю над розничными ценами. А имеются ли у РТС предложения по изменению системы регулирования рынка?*

Е.А.: Если помните, несколько лет назад по стране прокатилась волна антимонопольных расследований. ФАС обвиняла нефтяные компании в установлении завышенных оптовых цен. Налагались большие штрафы. Но тогда цена признавалась монопольно высокой, что называется, «по понятиям». Это стало поводом для оспаривания решений ФАС со стороны ВИНК и последующих судебных разбирательств.

В результате был принят совместный приказа Минэнерго и ФАС, задающий критерии рыночной цены. Если вы реализуете не менее 10% нефтепродуктов на бирже, то средняя цена сделок признается рыночной.

Однако нефтяные компании научились использовать этот механизм в своих целях. Зачастую в ходе торгов совершаются сделки между холдингом и его сбытовыми структурами по заранее оговоренным ценам. Или же две ВИНК «обмениваются» объемами топлива.

И получается парадокс. С одной стороны, требования совместного приказа выполняются и полученная цена должна признаваться рыночной. А с другой стороны, независимые трейдеры лишаются товара. Это приводит к возникновению ажиотажного спроса, что толкает цены вверх.

Поэтому мы неоднократно предлагали изменить правила биржевых торгов. Надо запретить совершение сделок между компаниями и их сбытовыми структурами, а также двумя ВИНК в ходе первой торговой сессии. Весь товар должен идти «в рынок». Если же крупным компаниям по каким-то причинам надо продать или купить друг у друга топливо, то для этого должна служить вторая торговая сессия. Но биржевые индикаторы должны определяться именно по итогам первой сессии и не учитывать результаты второй.

ФАС считает, что подобное ограничение — нерыночная мера. Тогда давайте, по крайней мере, не будем засчитывать в упомянутые 10% те объемы, которые нефтяные компании или их сбытовые структуры продают друг другу в первую торговую сессию. Однако антимонопольная служба пока не приняла решения по этому поводу.

Ред.: *Ряд экспертов серьезно озабочен проблемой «бодяжного» топлива. Насколько она серьезна?*

Е.А.: Безусловно, такая проблема существует. Я бы назвал четыре основные причины появления контрафактного топлива на рынке.

Первая — это высокая эффективность производства и реализации суррогатного горючего из-за того, что оно не облагается акцизами. «Экономия» на акцизах достигает 5–6 тыс. рублей за тонну.

> Чтобы цены на топливо внутри страны не росли при каждом повышении НДПИ, предлагалось регулярно уменьшать акцизы. Но что мы видим на практике? Акциз еще ни разу не снизили

Второй момент — уже неоднократно упоминавшийся диспаритет оптовых и розничных цен, который толкает розничных трейдеров на покупку дешевого (а значит, контрафактного) топлива.

Третий фактор — отсутствие необратимости наказания за продажу некачественного горючего. Это обусловлено низкой эффективностью применения тех мер воздействия, которые заложены в Кодексе об административных правонарушениях.

> Зачастую в ходе торгов совершаются сделки между холдингом и его сбытовыми структурами по заранее оговоренным ценам. Или же две ВИНК «обмениваются» объемами топлива

Наконец, четвертая причина заключается в низком уровне отечественного автомобильного парка. В целом ряде регионов значительная часть транспорта может использовать топливо нулевого или первого класса. Особенно это касается грузовиков. То есть водители могут позволить себе покупать дешевое горючее, понимая, что оно некачественное. Это все равно не скажется на работе двигателя.

Ред.: *Как же с этим бороться?*

Е.А.: Надо сделать так, чтобы все топливо, выходящее с заводов, облагалось акцизом. В первую очередь это касается дизеля. Под его видом уже достаточно давно продаются различные низкокачественные продукты переработки.

По мере повышения акцизов привлекательность безакцизной продукции только увеличивается. И если раньше на контрафакт приходилось около 30% оборота дизеля, то теперь эта цифра явно выросла

Раньше они были «поименно» перечислены в законодательстве: топливо печное бытовое, судовое и т.д. Более низкие акцизы (или их отсутствие) на эти нефтепродукты стимулировали мошенников. Продукты уходят с завода без уплаты акциза, а потом на нефтебазах они таинственным образом превращаются в качественный дизель и отправляются на АЗС. То есть просто-напросто подделываются накладные.

Поэтому в 2015 году были внесены изменения в Налоговый кодекс. Упомянутые продукты были объединены в категорию «средние дистилляты», и на них был введен акциз. Но вновь получилось «как всегда».

Некоторые члены РТС оборудовали свои станции зарядными устройствами для электромобилей. Но это чисто имиджевые проекты, поскольку потребителей пока нет

Авторы поправок в НК, описывавшие свойства средних дистиллятов, совершили ряд ошибок. Например, температура кипения, согласно внесенным изменениям, равна 215°С. Хотя вообще-то она должна составлять 140°С. Это дало возможность недобросовестным производителям, чуть-чуть изменив цифры в сопроводительной документации и придумав новые названия для продуктов, по-прежнему выпускать бывшее печное и судовое топливо без акцизов. А затем в силу вступает уже отработанная схема со сменой накладных на нефтебазах.

Целый год мы пытались обратить внимание властей на необходимость внесения новых изменений в Налоговый кодекс. Поднимали этот вопрос на заседаниях госкомиссии по противодействию незаконному обороту промышленной продукции и рабочей группы при Росстандарте. Но воз и ныне там.

Причем мнения Минэнерго и нефтяных компаний по поводу критериев отнесения продуктов к средним дистиллятам разошлись. Арбитром должен стать Минфин — но там явно нет специалистов по этому вопросу.

Между тем по мере повышения акцизов привлекательность безакцизной продукции только увеличивается. И если раньше, по данным Минэнерго, на контрафакт приходилось около 30% оборота дизеля, то теперь эта цифра явно выросла.

По бензинам ситуация намного лучше. Хотя тоже в определенные моменты появляются различные суррогаты. Но объемы несопоставимо меньше, чем по дизелю.

Ред.: *А не проще ли не перекраивать вновь Налоговый кодекс, а наладить надежную систему контроля над розничным рынком, чтобы исключить продажу контрафакта на АЗС?*

Е.А.: В настоящее время все плановые и внеплановые проверки согласовываются с прокуратурой, а владельцы АЗС извещаются о них заранее. Надо быть врагом себе, чтобы, зная о визите контролеров, не подготовиться к нему.

Такой порядок в свое время был установлен по указанию президента, чтобы не «кошмарить» бизнес. Наверное, применительно к большинству организаций это правильно. Но ведь проверка самой компании и товара на полках (или горючего в бензоколонке) — это совсем разные вещи. Товар меняется каждый день, а проконтролировать его качество можно раз в три года! Чтобы победить контрафакт, надо дать возможность проводить проверки по мере необходимости, без предупреждения.

И наказание по их итогам должно быть гораздо жестче. Кодекс об административных правонарушениях дает возможность налагать штрафы в размере до 1 млн рублей и приостанавливать деятельность предприятия на 90 дней. Но на практике штрафы чаще всего близки к нижнему пределу, указанному в законе.

По результатам прошлогодних проверок они составили в среднем 20–30 тыс. рублей. Владельцы АЗС безропотно их оплачивают, не пытаясь оспорить в суде. Контролеров это вполне устраивает — им тоже не нужны лишние хлопоты. Все довольны, а доля контрафакта растет.

Кстати говоря, контрафакта практически нет в Москве. И не только потому, что здесь высокая конкуренция между АЗС, но и потому, что в городе действует собственная жесткая система контроля и штрафов, отличающаяся от федеральной. Как только виновных в продаже некачественно топлива заставили платить миллионы рублей, суррогаты сразу исчезли...

Впрочем, АЗС — это лишь конечное звено реализации контрафакта. А махинации происходят на нефтебазах, которые практически не проверяют.

Ред.: *Что же этому мешает?*

Е.А.: Специфика нашего законодательства. Допустим, представители контрольно-надзорных органов пришли на нефтебазу. Но ведь это — просто перевалочный пункт, топливо ей не принадлежит. А предписания на проверку владельцев нефтепродуктов у ревизоров нет.

Да и что проверять? Предположим, взяли пробу и определили, что в емкостях не дизтопливо, а упомянутый низкокачественный безакцизный продукт. Но никто не запрещает хранить его на нефтебазе, если накладные в порядке.

То есть надо поймать мошенников за руку в момент подделки документации, когда неведомый суррогат превращается в «дизтопливо». Теоретически сделать это нетрудно. Достаточно сопоставить товарно-транспортные накладные и посмотреть, что приходит на нефтебазу в железнодорожных цистернах и что уходит с нее в бензовозах. Но у специалистов Росстандарта нет права на такую оперативную работу. Их задача — прийти, взять пробу и в случае несоответствия наложить штраф. Поэтому надо создавать комплексные бригады проверяющих с привлечением силовых структур.

Ред.: *«Газпром» сегодня активно продвигает на рынок компримиро-*

ванный газ в качестве моторного топлива. Как вы оцениваете его перспективы?

Е.А.: Очень долго дискутировался вопрос, что должно быть первично — инфраструктура или потребитель. И, в конце концов, компания «Газпром газомоторное топливо» приняла правильное решение — не рассматривать этот проект как коммерческий и приступить к строительству газозаправочных станций еще до того, как сформировался спрос на ГМТ.

Поэтому создание инфраструктуры идет. Хотя, может быть, не так активно, как многим хотелось бы. Скорее всего, появится и потребитель.

Впрочем, имеются и сомнения в успехе этого начинания. С одной стороны, газовое топливо дешевле нефтяного и оно может стать весьма привлекательным для автомобилистов. Но, с другой стороны, есть нюансы, ведущие к удорожанию эксплуатации парка, работающего на ГМТ.

В частности, предъявляются повышенные требования к хранению этого вида топлива. К тому же у нас страна северная и далеко не во всех регионах можно круглогодично использовать газомоторное топливо.

Тем не менее мировая практика свидетельствует, что газовый транспорт имеет право на существование. Есть страны, такие как Аргентина, где газовых станций даже больше, чем АЗС, торгующих жидким моторным топливом.

Ред.: *Сегодня в ряде стран активно развивается электромобильный транспорт, требующий наличия соответствующей инфраструктуры. Собираются ли члены РТС приобщаться к этому бизнесу?*

Е.А.: Темпы развития электромобильного транспорта в мире нарастают. Российское правительство также приняло постановление, которое обязывает устанавливать зарядные устройства на АЗС, находящихся в полосе отвода федеральных трасс. Правда, таких заправок у нас всего несколько десятков.

Некоторые члены РТС оборудовали свои станции зарядными устройствами для электромобилей. Но это чисто имиджевые проекты, поскольку потребителей пока нет.

Здесь необходимо учесть несколько нюансов. Электромобили заряжаются, как правило, в местах длительной остановки — либо ночью дома, либо на парковках. Для того чтобы зарядить аккумулятор хотя бы на 10–15%, надо потратить около 30 минут. Для АЗС это слишком долго.

Конечно, можно создать более мощные зарядные устройства, сокращающие период подзарядки. Но для этого потребуется менять систему электроснабжения самой АЗС.

Наконец, не урегулированы вопросы продажи электроэнергии через автозаправочные станции. По каким тарифам это можно делать? Одно дело, когда владельцы сети АЗС приобретают электроэнергию у генерирующих организаций для собственных нужд, а другое — когда они продают ее сторонним потребителям.

Но если в России появится достаточное количество электромобилей, а у их владельцев желание заправляться на АЗС, то я уверен, что все эти проблемы будут быстро решены. ❑

Фото из архива ПАО «Газпром нефть»

КРЕПКИЕ ОРЕШКИ

Потери и достижения мировых лидеров в 2016 году

ОЛЬГА ВИНОГРАДОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»

Финансовые результаты деятельности в 2016 году трех крупнейших мировых компаний — ExxonMobil, Shell и BP — отражают отраслевые условия бизнеса с низкой ценой нефти и слабым спросом. Однако каждая из компаний имела дополнительный фактор, скорректировавший результаты года. Финансовые итоги ExxonMobil могли сложиться под влиянием значительной привязки к сланцевым активам нефти и газа в США, рентабельность которых оказалась особенно уязвимой к низким ценам на нефть и газ. Чистая прибыль компании за 2016 год сократилась на 51%, при этом убытки в сегменте upstream США по сравнению с 2015 годом выросли в четыре раза. Результаты деятельности Shell в 2016 году во многом определялись слиянием с компанией BG, интегрирование которой завершилось в феврале 2016 года. Прибыль Shell более чем вдвое выросла, однако в сегменте upstream компания завершила год со значительными убытками. BP продолжала выплату компенсаций за причиненный ущерб в результате катастрофы 2010 года в Мексиканском заливе, но размер платежей в 2016 году значительно сократился. В итоге, после убытков предыдущего года, компания получила небольшую прибыль.
Объем добычи в 2016 году снизился у ExxonMobil, увеличился у Shell и остался без изменения у BP.

Низкие цены, избыток предложения на рынке нефти, замедленный экономический рост основных потребителей и устойчиво неблагоприятная обстановка для капиталовложений в нефтегазовые операции стали причиной снижения доходов большинства нефтяных компаний в 2016 году, иногда вплоть до банкротств и закрытия проектов. Не устояли и гиганты: финансовые и операционные показатели ExxonMobil, Shell и BP оказались далеко не лучшими в истории компаний.

Рыночную стоимость компании ExxonMobil на 1 января 2017 года Moody's и Standard & Poor's оценили в $400 млрд, Shell — в $300 млрд и BP — в $150 млрд.

Прибыли и убытки

Чистая прибыль ExxonMobil в 2016 году снизилась на 51%, до $7,8 млрд по сравнению с $16,2 млрд годом ранее (см. *«Основные финансовые результаты...»*). Если вычесть убыток от обесценивания активов в ходе затянувшегося периода низких цен, результат улучшается до $9,9 млрд.

Практически все доходы компания получила от нефтеперерабатывающей и нефтехимической деятельности. Сектор upstream пострадал катастрофически, со снижением прибыли до $196 млн по сравнению с $7,1 млрд в 2015 году. Причем плюсовой результат обеспечен исключительно деятельностью за пределами США, где чистый доход хотя и снизился с 2015 года на 47%, до $4,3 млрд, но остался в зоне прибыли. Максимальные потери ExxonMobil понесла в upstream-секторе США, где речь идет уже не о снижении прибыли, а об увеличении убытков с $1,0 млрд в 2015 году до $4,2 млрд в 2016-м.

Доходы компании от нефтеперерабатывающей и нефтехимической деятельности в США сократились на 42% и на 21%, до $1,0 млрд и $1,9 млрд соответственно. В других регионах прибыль нефтепереработки в 2016 году снизилась на 33%, до $3,1 млрд, а в нефтехимии выросла на 34%, до $2,7 млрд.

Существенно сократились и другие финансовые показатели компании. Капитальные затраты и расходы на разведочную деятельность снизились на 38%, более чем на $8 млрд уменьшился денежный поток от опе-

рационной деятельности, но эти потери были частично возмещены продажей активов на $4,3 млрд.

Финансовые результаты деятельности Shell в 2016 году, помимо общеотраслевых неблагоприятных условий, во многом определялись слиянием с компанией BG, интегрирование которой в состав Shell завершилось в феврале 2016 года. Компания приобрела бизнес британского газового гиганта за $53 млрд, получив усиление позиции на глубоководном шельфе, в сфере СПГ, расширение географии деятельности с включением 15 новых стран и синергию стоимостью $2,5 млрд.

Вслед за покупкой была разработана программа оптимизации активов на 2016–2018 годы стоимостью $30 млрд, включая объекты upstream в объеме 10% добычи, и выход из 5–10 стран. Чистка портфеля уже началась, в 2016 году компания продала активы на $5 млрд.

Прибыль Shell в 2016 году (без учета доли неконтролирующего меньшинства) составила $4,6 млрд. Как и у ExxonMobil, финансовый итог корпорации получен исключительно за счет $6,6 млрд прибыли в downstream, хотя из-за снижения маржи нефтепереработки доходы сектора по сравнению с 2015 годом снизились на 35%.

В сегменте upstream компания завершила год с убытком $3,7 млрд. По сравнению с 2015 годом потери более чем вдвое сократились, что связано со снижением операционных затрат и включением в итоговые показатели активов BG.

Капитальные расходы Shell в 2016 году составили внушительную сумму — $80 млрд, однако сюда входит плата за BG. Без учета этих затрат капитальные расходы компании составили $27 млрд, на $2 млрд меньше, чем в 2015 году. Денежный поток, под влиянием конъюнктурных и ценовых факторов, сократился на 31%.

Результаты деятельности BP, после худших за 20 лет показателей 2015 года, демонстрируют признаки улучшения. Компания завершает длившийся около семи лет период выплат компенсации за причиненный ущерб в результате катастрофы 2010 года на платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе. Суммарные затраты компании на компенсацию материального, морального и экологического ущерба на конец 2016 года составили $62,6 млрд. В 2016 году выплаты составили $7,1млрд (см. *«BP возвращается к росту», НГВ #7-8/2017*).

Добыча

Суммарное производство нефти и газа в 2016 году слегка сократилось у ExxonMobil, осталось без изменений у BP и на треть увеличилось у Shell.

Снижение добычи ExxonMobil до 4,1 млн барр/сут. н.э. связано с газом, в то время как добыча нефти подросла на 20 тыс. барр/сут. (см. *«Добыча нефти и газа в по регионам»*). Увеличение добычи нефти отмечено почти во всех регионах деятельности компании. Снижение произошло только в Африке, главным образом из-за Нигерии, где в течение года неоднократно возникали форс-мажорные обстоятельства.

Добыча газа компании в 2016 году сократилась на 3,7%, до 10,1 млрд $ф^3$/сут. Тренд снижения добычи газа компании прослеживался по всем регионам за исключением Австралии/Океании.

В течение года ExxonMobil вывела на стадию добычи пять крупных проектов в Австралии, Казахстане и США, увеличивших производительность компании на 250 тыс. барр/сут. н.э. В 2017–2021 годах планируется поддерживать добычу углеводородов на уровне 4,0–4,4 млн барр/сут. н.э., с ростом по нефти до 2,4 тыс. барр/сут. и сохранением уровня 2016 года по газу. Примечательно, что 40% добычи должно поступать с активов с отдаленным сроком выхода на плато.

ПРАКТИЧЕСКИ ВСЕ ДОХОДЫ КОМПАНИЯ EXXONMOBIL ПОЛУЧИЛА ОТ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. СЕКТОР UPSTREAM ПОСТРАДАЛ КАТАСТРОФИЧЕСКИ

База добычи углеводородов ExxonMobil по традиционным месторождениям простирается от Северного склона Аляски через Северное море в Европу, Прикаспий и Кавказ до Сахалина в России и через Африку и Ближний восток в Австралию. Компания осваивает нетрадиционные залежи углеводородов в США и Аргентине и разрабатывает тяжелую нефть в Канаде.

В СЕГМЕНТЕ UPSTREAM КОМПАНИЯ SHELL ЗАВЕРШИЛА ГОД С УБЫТКОМ $3,7 МЛРД. ПО СРАВНЕНИЮ С 2015 ГОДОМ ПОТЕРИ БОЛЕЕ ЧЕМ ВДВОЕ СОКРАТИЛИСЬ

В 2017 году ExxonMobil планирует капиталовложения в объеме $22 млрд. Две трети из них предназначены для сегмента upstream. Они будут распределяться между проектами короткого и длинного цикла.

К проектам короткого цикла с началом денежного потока менее чем

Основные финансовые результаты компаний в 2016 г., $млрд

	ExxonMobil		RD Shell		BP	
	2016 г.	2015 г.	2016 г.	2015 г.	2016 г.	2015 г.
Общая выручка	226,1	268,9	233,6	265,0	186,6	226,0
Чистая прибыль	7,8	16,2	4,6	1,9	0,115**	-6,5
Upstream	0,196	7,1	-3,7	-8,8	0,634	-0,967
Downstream	4,2	6,6	6,6	10,2	6,6	5,2
Другое	3,4	2,5	1,7	0,5	-7,1	2,3
Капитальные расходы	19,3	31,0	79,9*	28,9	19,4	19,5
Денежный поток	22,1	30,3	20,6	29,8	10,7**	19,1

* включая $52,9 млрд за покупку BG

** $4,1 млрд без учета выплат по катастрофе в Мексиканском заливе

Источник: годовые отчеты компаний

через три года после запуска, наряду с несколькими другими проектами, относятся все сланцевые плеи. Группа длинного цикла включают такие проекты, как Hebron на шельфе провинции Ньюфаундленд, Upper Zakum

РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ BP, ПОСЛЕ ХУДШИХ ЗА 20 ЛЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ 2015 ГОДА, ДЕМОНСТРИРУЮТ ПРИЗНАКИ УЛУЧШЕНИЯ

в Абу-Даби, Одопту 2-я очередь на Сахалине, Тенгиз в Казахстане и Liza в Гайане. В 2017 году предполагается приобретение новых активов в Пермском сланцевом бассейне США и в Папуа — Новой Гвинее.

СУММАРНОЕ ПРОИЗВОДСТВО НЕФТИ И ГАЗА В 2016 ГОДУ СЛЕГКА СОКРАТИЛОСЬ У EXXONMOBIL, ОСТАЛОСЬ БЕЗ ИЗМЕНЕНИЙ У BP И НА ТРЕТЬ УВЕЛИЧИЛОСЬ У SHELL

ExxonMobil владеет большим портфелем проектов СПГ, ведущее место в котором занимает Катар, где компания имеет доли в 12 из 14 производственных линий по сжижению газа. В последние годы компания укрепила позицию на рынке СПГ, вложив инвестиции в проекты СПГ в Австралии и Папуа — Новой Гвинее. В Папуа — Новой Гвинее, где ExxonMobil является оператором в проекте PNG LNG, через приобретение InterOil в начале 2017 года, компания вошла во второй проект СПГ в стране — Papua LNG.

Добыча компании Shell в 2016 году, без учета долевой части в других компаниях и совместных предприятиях, выросла на 34%. При этом объем добытой нефти и других углеводородных жидкостей увеличился на 26%, газа — на 41%.

Рост произошел благодаря присоединению активов BG, вклад которых составил 490 тыс. барр/сут. н.э. Интенсификация добычи на действующих месторождениях и ввод новых объектов обеспечили дополнительные 145 тыс. барр/сут., что в совокупности с вкладом BG компенсировало падение производительности на других объектах на 175 тыс. барр/сут.

Помимо традиционной нефти, в 2016 году Shell получила 146,8 тыс. барр/сут. синтетической нефти и 12,6 тыс. барр/сут. сырого битума из битуминозных песчаников Канады.

Среди новых проектов upstream в 2016 году под операторством или с участием Shell добыча на нескольких блоках в бассейне Campos в Бразилии, ввод в эксплуатацию месторождения ML South в Брунее, месторождения Malikai LP в Малайзии и Stone в Мексиканском заливе в США, а также повторный ввод в эксплуатацию месторождения Кашаган в Казахстане (доля Shell 16%).

На заводах СПГ с участием Shell в 2016 году было выработано 30,9 млн тонн сжиженного газа, на 8,3 млн тонн больше, чем в 2015 году. Треть объема СПГ произведена в Австралии. Доля компании в производстве СПГ на Сахалине составила 3 млн тонн.

Добыча BP в 2016 году осталась на уровне 1,2 млн барр/сут. нефти и незначительно сократилась до 5,8 млрд ф^3/сут. по газу. С учетом долевого участия в «Роснефти», в прошлом году компания ежесуточно добывала 3,3 млн барр н.э., на 0,9% больше, чем в предыдущем году. В 2017 году компания ожидает продолжения роста добычи (см. *«BP возвращается к росту», НГВ #7-8/2017*).

Движение запасов

На начало 2017 года доказанные запасы нефти и газа ExxonMobil, включая долевую часть в других компаниях и совместных предприятиях, оцениваются в 20 млрд барр н.э., что составляет примерно 22% ресурсной базы углеводородов компании. Около 70% приходится на доказанные разрабатываемые запасы, т.е. по объектам с установленным эксплуатационным оборудованием. В структуре запасов углеводородов преобладает нефть (см. *«Регионализация запасов трех мейджоров»*).

После корректировки на добычу 2016 года доказанные запасы сократились на 14%. Полученный в ходе разведочного бурения прирост в 1 млрд барр н.э. был с большим превышением компенсирован списания-

Добыча нефти и газа в по регионам

	ExxonMobil		RD Shell*		BP**	
	2016 г.	2015 г.	2016 г.	2015 г.	2016 г.	2015 г.
Добыча жидких УВ, всего, тыс. барр/сут.	**2 365**	**2 345**	**1 578**	**1 245**	**1 208**	**1 194**
США	494	476	282	286	390	379
Европа	204	204	236	177	120	121
Канада и Ю.Америка	430	402	253	62	698	694
Африка	474	529	233	237		
Азия***	707	684	552	462		
Австралия/Океания	56	50	23	22		
Товарная добыча газа, всего, млн ф^3/сут.	**10 127**	**10 515**	**8 321**	**5 887**	**5 796**	**5 951**
США	3 078	3 147	847	724	1 656	1 528
Европа	2172	2286	1606	1306	264	266
Канада и Ю.Америка	239	261	1200	676	3 876	4 157
Африка	7	5	998	712		
Азия	3 743	4 139	2 362	1 952		
Австралия/Океания	887	677	1307	515		

* без синтетической нефти и битума в Канаде и не включая долевую добычу в СП

** без доли в добыче «Роснефти»

*** Регион Азии включает Ближний Восток и Россию

Источник: годовые отчеты компаний

Регионализация запасов трех мейджоров

Доказанные запасы на 31.12.16	ExxonMobil			Shell			BP		
	УВ всего, млн барр н.э.	Доля газа в запасах УВ, %	Доля жидких УВ в запасах УВ, %	УВ всего, млн барр н.э.	Доля газа в запасах УВ %	Доля жидких УВ в запасах УВ %	УВ всего, млн барр н.э.**	Доля газа в запасах УВ, %**	Доля жидких УВ в запасах УВ, %**
Всего запасы компании	**19 974**	47	53	**13 248**	53	47	**17 180**	44	56
Регионы:									
США	6 188	49	51	607	19	81	3 395	47	53
Европа	1 770	87	13	2 207	80	20	1 198	52	48
Канада и Ю.Америка	1 678	9	91	3 456	12	88	1 844	83	17
Африка	1 133	11	89	913	42	58	1 043	57	43
Азия***	7 800	43	57	4 371	62	38	1 789	56	44
Австралия/ Океания	1 405	87	13	1 694	92	8	565	89	11

* ExxonMobil, Shell, включая долевую часть в других компаниях и СП во всех регионах

** В связи с отсутствием информации за 2016 год данные по запасам BP и их распределению приводятся по статистике за 2015 год. Долевая часть запасов BP в других компаниях и СП (8 млрд барр н.э.) включена в общую сумму запасов без распределения по регионам

*** Регион Азии здесь включает Ближний Восток, Россию, Каспийские страны

Источник: НГВ, обработка данных компаний

ми запасов, значительная часть которых связана с канадскими песчаниками, где в сложившихся ценовых условиях на нефть ресурсы битумной формации Kearl были признаны не соответствующими категории доказанных по классификации SEC.

За последние 10 лет ExxonMobil прирастила 12,8 млрд барр н.э. при суммарной добыче 15,7 млрд барр н.э., компенсировав 82% добытых углеводородов. База будущих приростов в 2016 году пополнилась тремя значительными открытиями в Гайане, Нигерии и Папуа — Новой Гвинее и приобретением 16 разведочных блоков на шельфе Ньюфаундленда в Канаде, в Мексиканском заливе США, в Латинской Америке и Океании.

Доказанные запасы Shell, включая долевую часть в других компаниях, к началу 2017 года увеличились на 13%, с 11,7 млрд барр н.э. до 13,2 млрд барр. Суммарные доказанные запасы компании состоят из 9,9 млрд барр н.э. разрабатываемых и 3,3 млрд барр н.э. неразрабатываемых запасов.

В структуре запасов газ составляет 53%, на нефть и жидкие углеводороды приходится 47%. До коррекции на добычу прирост запасов в 2016 году составил 3,1 млрд барр н.э., из которых 2,4 млрд барр н.э. поступили с активами BG.

В 2016 году компания объявила об открытиях новых месторождений в Египте, Малайзии и Мексиканском заливе США. В марте 2017 года было принято решение о продаже несколькими траншами всех активов в Канаде и о сокращении доли в проекте нефтеносных песчаников Атабаска (AOSP) с 60 до 10%. На начало 2017 года все эти запасы составляют 2 млрд барр.

Компания BP по запасам углеводородов, которые на начало 2017 года составляют 17,8 млрд барр, занимает второе место после ExxonMobil. Рост запасов за год на 3,7% может свидетельствовать о реверсе снижения, которое происходило предыдущие два года, с уменьшением с 18,0 млрд барр на начало 2014 года до 17,2 млрд барр н.э. на начало 2016 года.

Коэффициент возмещения добычи в 2015 году составлял 33%. Почти 42% (7,4 млрд барр) углеводородов компании составляет долевая часть BP в запасах «Роснефти», в соответствии с 19,75%-й долей в акционерном капитале российской госкомпании. Оценка запасов BP на начало 2017 года, до официального опубликования годового отчета компании за 2016 год, считается предварительной.

Трансрегиональность

Трансрегиональность бизнеса, с охватом деятельности во всех без исключения регионах, характерна для этих трех компаний как представителей класса мейджоров. Классу, к которому, кстати, нельзя отнести «Роснефть» или Saudi Aramco, с сопоставимыми или даже превосходящими запасами и добычей. Но вес и структура бизнеса, в частности в сфере upstream, для каждой из компаний различны.

Суммарно 70% запасов углеводородов ExxonMobil связано с регионом Азии (39%) и США (31%). В составе запасов в этих регионах, а также в Африке превалирует нефть, а в Европе и в Австралии преобладают запасы газа (см. *«Регионализация запасов трех мейджоров»*).

ЗА ПОСЛЕДНИЕ 10 ЛЕТ EXXONMOBIL ПРИРАСТИЛА 12,8 МЛРД БАРР Н.Э. ПРИ СУММАРНОЙ ДОБЫЧЕ 15,7 МЛРД БАРР Н.Э., КОМПЕНСИРОВАВ 82% ДОБЫТЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

В запасах Shell на первом месте тоже Азия (что неудивительно, так как в отчетах всех компаний в этот регион включены Ближний Восток, Россия и Каспий), где находится 33% всех углеводородов компании. Но далее следуют регионы Канада/Южная Америка и Европа, а в США находится лишь 5% запасов компании — 607 млн барр н.э., в 10 раз меньше, чем у ExxonMobil. В США, Канаде/Южной Америке и в Африке больше нефти, в Азии, Европе и Австралии преобладают запасы газа.

Противоположная ситуация у BP, большая часть запасов которой, около 20%, находится как раз в США. Остальные запасы BP распределяются более-менее равномерно, за ис-

Регионализация добычи УВ трех мейджеров

Добыча УВ, 2016 г.	ExxonMobil			Shell			BP		
	Всего нефть и газ, тыс. барр/сут. н.э.	Доля газа в добыче УВ, %	Доля жидких УВ в суммарной добыче, %	Всего нефть и газ, тыс. барр/сут. н.э.	Доля газа в добыче УВ, %	Доля жидких УВ в суммарной добыче, %	Всего нефть и газ, тыс. барр/сут. н.э.	Доля газа в добыче УВ, %	Доля жидких УВ в суммарной добыче, %
Всего добыча компании	**4 289**	44,9	55,1	**3 160**	50	50	**2 309**	48	52
США	1 079	54	46	443	36	64	705	45	55
Европа	617	67	33	541	56	44	170	30	70
Канада и Ю.Америка	475	9	91	481	47	53	1 434	51	49
Африка	475	0,4	99,6	423	45	55			
Азия*	1 418	50	50	1 001	45	55			
Австралия/Океания	224	75	25	271	92	8			

* Регион Азии здесь включает Ближний Восток, Россию, Каспийские страны

Источник: НГВ, обработка данных компаний

ключением Австралии, где они в два-три раза меньше, чем в других регионах. Во всех регионах, кроме США, в составе запасов BP преобладает газ.

В распределении добычи в основном прослеживается региональная структура запасов компаний. В добыче ExxonMobil по сумме всех УВ лидирует Азия и далее США (см. *«Регионализация добычи УВ трех мейджеров»*). По составу преобладает нефть (55%), с особенно большим преимуществом в Африке (99,6% всех УВ) и в Канаде/Южной Америке (91%). В США, Европе и Австралии большую часть добычи составляет газ, в Азии добывается примерно одинаковое количество нефти и газа.

РОСТ ЗАПАСОВ BP ЗА ГОД НА 3,7% МОЖЕТ СВИДЕТЕЛЬСТВОВАТЬ О РЕВЕРСЕ СНИЖЕНИЯ, КОТОРОЕ ПРОИСХОДИЛО ПРЕДЫДУЩИЕ ДВА ГОДА

Больше всего углеводородов Shell добывает в Азии, за которой следуют Европа и Канада/Южная Америка. В суммарном объеме УВ нефть и газ представлены поровну. По добыче нефти лидируют Азия и США, по газу — Азия, Европа и Австралия.

В суммарной добыче BP преобладают жидкие углеводороды. По объему добычи в США компания уступает ExxonMobil, но значительно опережает Shell. В Европе, как и в остальном мире за исключением США, добыча BP значительно уступает двум другим компаниям. ❑

www.ngv.ru

АНАЛИТИКА

ОТ ГРОССМЕЙСТЕРОВ

ОТРАСЛИ

Оценки, прогнозы и рекомендации топ-менеджеров нефтегазовых компаний, независимых корреспондентов Вертикали и отраслевых экспертов

ПАНОРАМА: НОВЫЕ ВЕЯНИЯ

МИРОВЫЕ НЕФТЕХРАНИЛИЩА РАЗГРУЖАЮТСЯ

Заполнение хранилищ нефти в первом квартале года значительно замедлилось, отмечают аналитики агентства Energy Aspects. Снижение сырья в запасниках происходит повсеместно. Иран продал всю скопившуюся за годы санкций нефть из плавучих хранилищ. Трейдеры Vitol, Mercuria и компания Total освободили каждый от своей доли нефтехранилище Saldanha Bay в Южной Африке от хранившейся в нем нигерийской нефти. Bloomberg рапортует, что за март наполнение нефтехранилищ в Карибском регионе сократилось на 10–20 млн барр. Нефтетрейдеры связывают это со снижением добычи нефти ОПЕК.

В США ДОБЫЧА РАСТЕТ, ТОВАРНЫЕ ЗАПАСЫ СНИЖАЮТСЯ

На протяжении последних двух месяцев добыча нефти в США еженедельно растет. «Если так пойдет дальше, то американская нефть в лучшем случае сведет на нет усилия ОПЕК и других стран», — цитирует Wall Street Journal опасения управляющего менеджера Tyche Capital Advisors. Одновременно появились первые признаки сокращения запасов в нефтехранилищах. По сообщениям EIA, стратегические запасы нефти страны остаются без изменения, но товарные за первую неделю апреля сократились на 2,2 млн барр. Американский институт нефти подтверждает факт снижения, но с поправкой до 1,3 млн барр.

АЗИЯ ПЕРЕШЛА НА АФРИКАНСКУЮ НЕФТЬ

Сокращение добычи нефти ОПЕК повысило привлекательность импорта нефти из других регионов. Например, Китай в апреле импортирует как никогда большое количество нефти из Западной Африки. В частности, из Анголы и Нигерии, которые отправят в Китай 1,48 млн барр/сут. нефти, самый большой объем с августа 2011 года. Суммарный импорт Азии из Западной Африки в апреле достигнет 2,4 млн барр/сут. Сокращение добычи сделало ближневосточную нефть относительно более дорогой по сравнению с другими сортами. Это проявилось в сужении спреда между нефтью Dubai Crude и Brent. В марте премия североморского маркера относительно дубайского уменьшилась до $1,13/барр, минимальная разница с сентября 2015 года. В середине апреля она составляла $1,29/барр Saudi Aramco, чтобы оставаться конкурентной, вынуждена была снизить цены на некоторые сорта своей нефти. В частности, в Азию сорт легкой арабской нефти в апреле продавался на 30 центов дешевле.

КИТАЙ — НОВЫЙ ИМПОРТНЫЙ ЧЕМПИОН

В первом квартале года Китай опередил США по импорту нефти. Закупки увеличились на 15%, до 8,5 млн барр/сут. по сравнению с 8,15 млн барр/сут., купленными США. Сведений об импорте Китая в апреле пока нет, но по оценке они могут оказаться ниже мартовского уровня, составившего 9,21 млн барр/сут. Рост импорта нефти в Китае вызван снижением национальной добычи в сочетании с увеличением спроса на транспортное топливо, вводом новых НПЗ и расширением объема стратегических запасов нефти. Добыча нефти в стране за квартал снизилась на 8% по сравнению с тем же показателем прошлого года.

По мере снижения добычи ОПЕК экспорт нефти США прогрессивно набирает темп, и одним из основных покупателей становится Китай. В феврале-марте Китай был самым крупным покупателем легкой американской нефти, опередив Канаду. По данным американской статистики, продажи нефти в Китай в феврале выросли до 8,08 млн барр по сравнению с 6,84 млн барр нефти, направленной в Канаду.

СЕВЕРОМОРСКИЕ ПРОЕКТЫ ПОДЕШЕВЕЛИ

К 2020 году в Северном море запустят 30 новых нефтегазовых проектов, в том числе 22 связанных с нефтью и восемь с газом. Среди всех проектов 19 приходится на британский, 10 -- на норвежский и один -- на датский секторы. Как сообщается в отчете консалтинговой фирмы GlobalData, нефтегазовая индустрия Северного моря воспользовалась длившимся три-четыре года периодом низкого рынка для повышения технологической и экономической эффективности нефтегазовых операций. В результате новые проекты обойдутся вдвое дешевле запущенных в 2013 году. Суммарные капитальные вложения оцениваются в $56,7 млрд, из которых 54% будут затрачены в 2017–2020 годах. Максимальная часть приходится на норвежские проекты -- около $19,3 млрд, бóльшая часть которых будет инвестирована в гигантское нефтяное месторождение Johan Sverdrup. Оперативные затраты тоже снизятся вдвое, с $30/барр до $15/барр, в то время как прогнозируемая добыча превышает уровень 2016 года. В 30 новых проектов вовлечены 5,2 млрд барр н.э. извлекаемых ресурсов углеводородов. Бóльшая часть приходится на проекты Statoil (1,6 млрд барр), Lundin Petroleum (635,9 млн барр) и Petoro AS (610 млн барр).

НЕ ТОЛЬКО МЕГАПРОЕКТЫ

Нефтегазовый комплекс Казахстана в системе обстоятельств

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

Говоря о главных итогах работы нефтегазового комплекса Казахстана в 2016 году, чаще всего вспоминают о долгожданном запуске проекта разработки супергигантского морского месторождения Кашаган. Безусловно, это событие, несмотря на множество публичных сомнений в рентабельности проекта при ценах на черное золото ниже $70/барр, выглядит заявкой на начало новой — морской — эпохи развития нефтяной индустрии Казахстана.
Однако в 2016 году в крупнейшей после России постсоветской нефтяной стране заявили о себе и другие важные тенденции. После перерыва несколько возросло число недропользователей, ведущих активную промысловую деятельность. Казахстан почти сохранил прежний уровень экспорта сырой нефти и перевыполнил план ее переработки для внутреннего рынка. В то же время в стране продолжается сокращение инвестиций в нефтегазовую отрасль, снижаются объемы эксплуатационного и разведочного бурения. А это означает, что наметившееся преодоление спада в добыче «черного золота» в РК имеет под собой не очень прочную основу.

В Казахстане с начала этого года растет производство нефти и конденсата: за два первых месяца оно достигло почти 11,5 млн тонн, что на 3,8% больше, чем год назад. Нынешняя тенденция роста противоположна сценарию, по которому работала нефтяная промышленность РК в прошлом году. Тогда объем добычи нефти и конденсата составил в итоге 78 млн тонн, что означало снижение на 1,8% к результатам 2015 года (см. *«Первая десятка»*).

Однако другой стороной этих показателей стало перевыполнение плановых ожиданий 2016 года на 2,5 млн тонн. Положение начало меняться уже в четвертом квартале прошлого года, уменьшая темпы падения производства и теперь превращая их пусть в небольшой, но подъем.

Валовая добыча газа в РК тоже растет — на 9% с начала 2017 года и на 5,5% до 46,4 млрд м^3 в 2016 году. Но товарное производство «голубого топлива» по-прежнему остается второстепенной деятельностью для абсолютного большинства недропользователей и имеет объемы в несколько раз меньшие по сравнению с валовой добычей.

Понятно, что главный источник роста — добыча на морском месторождении Кашаган, о запуске которого «Нефтегазовая Вертикаль» рассказывала ранее (см. *«От Кашагана до Европы», НГВ #1-2/2017*).

Но это отнюдь не единственный фактор, который влияет на положение в казахстанской нефтянке. Другие местные недропользователи различного масштаба тоже наращивали свою добычу в 2016 году (по процентам и их десятым долям), что в итоге также помогло Казахстану повернуть нефтяное производство в положительную сторону.

Реальным производством углеводородов в прошлом году были заняты 86 компаний (не считая крупных дочерних предприятий) вместо 84 недропользователей в 2015 году. Проблема в том, что для более значительного роста требуется соответствующая по масштабам операторская активность, а ее инвесторы усиливают довольно осторожно.

Морской миллион

Оператор разработки Кашагана North Caspian Operating Company (NCOC) добыл с четырех скважин в 2016 году чуть больше 957 тыс. тонн

нефти и более 688 млн м³ газа. (Отметку в 1 млн тонн компания преодолела 8 января 2017 года.)

В нынешнем году NCOC рассчитывает получить 8,9 млн тонн нефти и 3,1 млрд м³ легких углеводородов, расконсервировав еще несколько скважин и начав обратную закачку большей части газа для увеличения пластового давления и нефтеотдачи. Будет ли выполнен этот план зависит и от геологической реакции залежей Кашагана на усиление разработки и от готовности оборудования к добыче дополнительных объемов.

Одной из тенденций эксплуатации Кашагана, проявившейся в 2016 году, оказалась необходимость частого ремонта и скважин, и мощностей подготовки нефти и газа. Очевидно, что расширение и интенсификация разработки месторождения в 2017 году сделает ремонты и простои оборудования еще более частыми, а это будет снижать объем производства.

«Золотой» процент «Тенгизшевройла»

Международное ТОО «Тенгизшевройл» разрабатывает крупнейшее по запасам нефти месторождение на суше Казахстана Тенгиз с сателлитом Королевское. Колоссальная ресурсная база свыше 750 млн тонн извлекаемых запасов обусловливает и значительный объем добычи, и статус ТШО как главного нефтяного предприятия РК.

В прошлом году компания получила более 27,5 млн тонн нефти, превысив собственный план на 1 млн тонн с лишним и увеличив производство к уровню 2015 года на 1,5%. Напомним, общее перевыполнение плана Казахстаном составило 2.5 млн тонн, так что «Тенгизшевройл» обеспечил свыше 30% этой прибавки в относительных числах, а в натуральных получил только дополнительной нефтью больше, чем весь NCOC. Газа ТШО добыл свыше 15 млрд м³, из которых обратно в пласт было закачано порядка 7 млрд.

Надо отметить, что основа успеха ТШО в значительной степени была заложена в 2015 году. Тогда компания провела 77,1 тыс. метров эксплуатационного бурения, то есть сделала почти вдвое больше, чем в 2014 году, и уже в 2015 году начала пользоваться плодами расширения разработки. Но, с другой стороны, в 2016 году ТШО сократил объемы бурения почти на 30% (см. *«Обороты снижаются»*), что может ограничить объемы тенгизской продукции в 2017 году.

ПЕРВАЯ ДЕСЯТКА
Добыча нефти крупнейшими недропользователями Казахстана, млн т

Компания	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ТШО	25,8	25,2	27,1	26,67	27,16	27,55
КРО	12,1	12,1	11,9	12,23	11,99	11,63
КМГ*	7,9	7,8	8,1	8,15	8,33	8,39
CNPC-АМГ	6,2	6,1	6,30	5,04	4,59	4,12
ММГ	5,7	5,6	6,3	6,27	6,27	6,29
КГМ	3,0	3,1	3,1	2,99	2,99	2,93
ПККР	2,8	2,5	2,3	2,21	1,91	1,46
Тургай Петрол	2,5	2,10	1,80	1,19	0,89	0,67
CCEL	1,9	2,4	1,3	2,13	2,14	2,13
С.Бузачи	1,9	2,0	2,00	1,99	1,78	1,52
Всего в РК	**80,1**	**79,2**	**81,80**	**80,82**	**79,45**	**78,04**

* Без долей в СП

Источник: правительство Казахстана

Значение бурения как способа увеличения производительности месторождения на Тенгизе постоянно растет. Еще в начале нынешнего десятилетия ТШО обходился без бурения новых скважин, а теперь их строительство превратилось в одно из главных условий прироста добычи.

Но, с другой стороны, американский Chevron как основной акционер и оператор ТШО проводит политику сбалансированности увеличения инвестиций для поддержания приемлемого уровня рентабельности проекта. В 2016 году глобальный Chevron терпел убытки, и их снижение требовало экономии на буровых затратах на Тенгизе.

В этом плане чрезвычайно важно и для дальнейшей разработки Тенгиза, и для нефтяной промышленности всего Казахстана то, о чем акционеры и правительство договорились 5 июля 2016 года. Они утвердили Окончательное решение о финансировании Future Growth Project (Проект будущего расширения — ПБР) и Wellhead Pressure Management Project (Проект управления устьевым давлением — ПУУД).

Об их техническом содержании СМИ неоднократно писали, но имеет смысл напомнить, что инвестирование в реализацию почти $37 млрд в период до 2022 года позволит увеличить добычу на Тенгизе и Королевском месторождении с 27 до 39–40 млн тонн.

Инвесторы и официальная Астана долгое время откладывали принятие этого решения из-за различных разногласий. Но мировой нефтегазовый кризис и глобальное сокращение инвестиций в отрасль подвигли казахстанские власти к уступкам. Главным образом потому, что осуществление проектов ПБР и ПУУД предполагает огромный кумулятивный эффект для смежных отраслей и в целом для экономики РК, а также получение бюджетом многомиллионных косвенных доходов от развития Тенгиза.

> В КАЗАХСТАНЕ С НАЧАЛА ЭТОГО ГОДА РАСТЕТ ПРОИЗВОДСТВО НЕФТИ И КОНДЕНСАТА. НЫНЕШНЯЯ ТЕНДЕНЦИЯ РОСТА ПРОТИВОПОЛОЖНА ПРОШЛОГОДНЕМУ СЦЕНАРИЮ

Карачаганак не хочет расти

Проблему сокращения нефтегазовых доходов официальная Астана пробует решить с разными инвесторами по-разному. В Тенгизском проекте все разногласия были обменены на обещание миллиардных вложений. В другом углеводородном мегапроекте Казахстана — Карачаганакском — правительство предъявило к акционерам международного консорциума Karachaganak Petroleum Operating B.V. (КРО) претензии на $1,6 млрд из-за несправедливого, по мнению Астаны, распределения прибыли.

Претензии стали публичными в 2016 году. Казахстанские источники расходятся в объяснении их возникновения: одни утверждают, что в госбюджете в принципе не хватает денег и поэтому правительство хочет

увеличить доходы от КРО, как от любой другой компании. Другие источники объясняют конфликт стремлением Астаны добиться от КРО активизации вложений в разработку Карачаганакского проекта.

ДЛЯ БОЛЕЕ ЗНАЧИТЕЛЬНОГО РОСТА ТРЕБУЕТСЯ СООТВЕТСТВУЮЩАЯ ПО МАСШТАБАМ ОПЕРАТОРСКАЯ АКТИВНОСТЬ, А ЕЕ ИНВЕСТОРЫ УСИЛИВАЮТ ДОВОЛЬНО ОСТОРОЖНО

По нашим данным, в 2016 году доля государства в прибыли вместе с налогами от проекта снизилась до $821 млн с $1,62 млрд годом ранее. Такая неравномерность доходов связана как с мировой конъюнктурой цен, так и с особенностями условий СРП. Поэтому власти взорвались недовольством и желанием пересмотреть контракт именно в данный момент.

ТЕКУЩАЯ ЭКОНОМИКА ПРОЕКТА ФУНДАМЕНТАЛЬНО УХУДШАЕТСЯ В СИЛУ ТОГО, ЧТО ПРОИЗВОДСТВО НА КАРАЧАГАНАКЕ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ МЕДЛЕННО, НО НЕУКЛОННО ПАДАЕТ

Как бы там ни было, текущая экономика проекта фундаментально ухудшается в силу того, что производство на Карачаганаке в последние годы медленно, но неуклонно падает. В 2016 году КРО получил 11,6 млн тонн нефти и конденсата, сократив добычу на 3,1%. Годом ранее снижение составило 1,8%, то есть темпы падения увеличились почти вдвое.

Производство газа в 2016 году сократилось больше — на 3,2%, до 17,7 млрд м^3, из которых 9,7 млрд м^3 было использовано для собственных нужд и товарных поставок, а остальное закачано в пласт.

На первый взгляд, такая динамика кажется связанной с тенденциями в эксплуатационном бурении. В 2016 году его объем снизился до 38 тыс. метров, что означает и невыполнение плана, и сокращение с 53,4 тыс. метров за год до этого. Но источники, близкие к проекту, указывают, что КРО сокращает масштабы бурения, поскольку оно теряет свою эффективность.

Консорциум пробует расширить строительство горизонтальных отводов и в 2015 году без огласки поставил корпоративный буровой рекорд, построив скважину вертикальной глубиной 5200 метров со смещением 1400 метров. Тем не менее, как явствует из статистики предприятия, в 2016 году недропользователь уменьшил объемы проходки более чем на четверть.

По мнению источников, КРО перешел в стадию падающей добычи, потому что исчерпал резервы промыслового обслуживания нынешнего модернизированного Этапа-2 разработки, при котором поддерживаются уровни производства в 11,5 млн тонн нефти и конденсата и 17,5 млрд м^3 газа.

Для того чтобы избежать дальнейшего сокращения добычи, на Карачаганаке необходимо подготовить Этап-3 разработки. Требуется инвестировать $12 млрд в увеличение скважинного фонда, обеспечить выход к новым залежам и пластам, расширить промысловую инфраструктуру. Это позволит сохранить уровень производства жидких УВ на уровне 11–12 млн тонн в год в течение еще значительного времени.

Но акционеры, которые окупили свои инвестиции, составившие $22 млрд за все время действия проекта по 2016 год, не спешат переходить в новый цикл больших капитальных затрат. А без них разработка Карачаганака обречена на дальнейшее медленное сокращение производства.

«Коричневые» против «зеленых»

Кто в 2016 году среди нефтяников РК всеми силами боролся с этой угрозой, характерной для «коричневых» зрелых месторождений, так это промысловая «дочка» нацкомпании «КазМунайГаз» — АО «Разведка До-

Особенности национальной борьбы за нефть

Возможно, фундаментальная проблема нефтянки Казахстана — это огромный разрыв между ежегодными объемами добычи и прироста новых запасов. По официальным данным, сейчас он составляет 22% не в пользу восстановления. Решение проблемы Минэнерго РК видит в увеличении инвестиций в геологоразведку.

В последние годы, отмеченные глобальным экономическим кризисом, особенно в сырьевом секторе, объем ежегодных капитальных вложений снизился с $18 млрд в 2013 году до $12 млрд в 2016-м. С одной стороны, в РК ожидают, что инвестиции в отрасль опять станут расти благодаря работам по расширению разработки Тенгиза. С другой — понимают, что данный проект концептуально задачу увеличения нефтяной ресурсной базы республики не решает.

Поэтому эксперты Минэнерго, местной лоббистской нефтегазовой ассоциации KazEnergy, других структур подготовили поправки в разрабатываемый в стране Кодекс о недрах и в Налоговый кодекс для либерализации инвестиционного климата.

В проекте Кодекса о недрах предлагается упростить процедуру получения права недропользования, сократить правовую и экономическую экспертизу инвестиционного предложения, сроки их проведения, количество требуемых базовых проектных документов.

В проекте Налогового кодекса предлагается уменьшить базу налогообложения благодаря устранению фискальных границ между различными проектами одного недропользователя. Например, между контрактами на разведку и на добычу, что позволит вычитать расходы первого из доходов второго и тем самым снижать расходы оператора по выплате налогов на прибыль и сверхприбыль.

Поправки предусматривают отмену уплаты бонуса за коммерческое обнаружение, отмену спецплатежей недропользователей для операторов освоения месторождений, залегающих на глубине свыше 6 тыс. метров, и морских проектов и их перевод на налог с финансового результата. Для новых контрактов на разведку будут отменены обязательства по обучению нацкадров, отчисления на НИОКР, социальное развитие регионов, компенсация исторических затрат.

В то же время в 2016 году в правительство РК обратилось порядка 40 нефтедобывающих компаний с заявкой на получения льгот в рамках существующего налогового режима. Власти предоставили их только шести предприятиям, почти все из которых китайские.

быча КМГ». Общество получило на предприятиях, находящихся в его 100%-й собственности, почти 8,4 млн тонн жидких УВ, прибавив к уровню 2015 года 0,8%.

Главные предприятия компании — АО «Озеньмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) — выдали около 5,6 млн тонн и более 2,8 млн тонн. К предыдущему году это прирост на 0,8% и на 0,3%, соответственно.

ЭМГ к тому же увеличило на 70% объемы разведочного бурения и очень основательно вложилась в строительство УКПГ на своей главной Прорвинской группе месторождений с более чем полувековым сроком разработки. Ограниченность нефтяных ресурсов подталкивает к максимальному использованию всех углеводородных резервов.

Впрочем, те, кто следит за процессами в казахстанской нефтянке, обратили внимание и на другие цифры в работе этих главных госпредприятий. ОМГ увеличил добычу к уровню 2015 года, но собственный план не выполнил на 1%. Главные причины — высокая себестоимость добычи и уменьшение дебитов на скважинах Узеньского месторождения, одного из крупнейших на суше РК.

На подходе к 2016 году рентабельность разработки Узеня начиналась с $70/барр. Но нефть торговалась тогда наполовину дешевле, так что убытки АО в 2015 году составили почти $1 млрд.

Чтобы сделать работу ОМГ менее убыточной, правительство в начале 2016 года снизило для общества ставку НДПИ с 13 до 9%. Само АО сократило затраты на эксплуатационное бурение, уменьшив его объем до 251 тыс. метров с 310 тыс. метров и получив 15%-ю скидку от сервисного подрядчика — такого же госпредприятия.

В целом за пять последних лет промысловый фонд ОМГ уменьшился со 150 до 96 скважин. И эта тенденция оказывает негативное влияние на производительность, даже при том, что компания применяет ГРП и другие МУН...

У совместных предприятий РД КМГ с участием китайских компаний положение еще драматичнее. «Казгермунай» (КГМ), «Каражанбасмунай» (CCEL), «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (ПККР) снизили свою добычу за год от 2,1 до 23%. Они еще добывают более 1 млн тонн в год, но темпы падения производства нарастают, а эксплуатационное бурение сокращается еще стремительнее.

ОБОРОТЫ СНИЖАЮТСЯ
Компании с крупнейшими объемами бурения в Казахстане, тыс. м

Компания	Бурение			В т.ч. разведочное		
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Озенмунайгаз	327	310	251	0	0	0
Эмбамунайгаз	106	65	67	16	10	18
ММГ	382	249	271	3	2	0
CNPC-АМГ	258	146	62	10	0	4
ТШО	41	77	55	2	0	0
Саутс-Ойл	80	71	33	34	29	8
КГМ	52	62	30	0	0	0
КПО	45	53	39	0	0	0
CCEL	70	48	20	0	0	0
Кольжан	45	46	11	36	39	9
Всего в РК	**2 528**	**1 409**	**1 089**	**412**	**164**	**131**

Источник: правительство Казахстана

Недропользователи не считают целесообразным значительно расширять скважинный фонд, поскольку добавленные скважины быстро теряют дебиты из-за общего истощения запасов эксплуатируемых месторождений.

Немногим лучшие результаты в 2016 году продемонстрировало АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ) — совместная собственность «КазМунайГаза» и китайской CNPC. Оно добыло почти столько же нефти, сколько и в 2015 году (6,3 млн тонн), благодаря тому, что у компании порядка 30 месторождений — и зрелых (brownfield), и молодых (greenfield). Поэтому, если одна «дочка» — ТОО «Каламкасмунайгаз» — снизила добычу на 1,4%, то другая — ТОО «Жетыбайнефть» — увеличила на 3,6%.

У ММГ до сих пор имеются месторождения в пробной и начальной стадии разработки, на которых есть смысл наращивать эксплуатационное бурение. В прошлом году компания почти перестала сокращать инвестиции и даже увеличила объем проходки до 271 тыс. метров.

Но проблема казахстанской нефтяной отрасли в том, что в республике больше нет сухопутных недропользователей с такой разнообразной промысловой базой, как у ММГ. (Исключение — резервы «Тенгизшевройла», и в определенной степени «РД КМГ», у которой есть ряд проектов разведки и разработки.)

Большинство операторов работают на месторождениях, находящихся в «коричневой зоне». Наиболее крупные из них находятся в Актюбинской, Кызылординской, Мангистауской области. Это АО «CNPC-Актобемунайгаз», АО «Каспий Нефть ТМЕ», ТОО «Кольжан», ТОО «Кумколь Транс Сервис», АО «НК «КОР», ТОО «Каракудукмунай», «Бузачи Оперейтинг» на месторождении Северные Бузачи, ТОО «Ком-Мунай».

> ЧТОБЫ СДЕЛАТЬ РАБОТУ ОМГ МЕНЕЕ УБЫТОЧНОЙ, ПРАВИТЕЛЬСТВО В НАЧАЛЕ 2016 ГОДА СНИЗИЛО ДЛЯ ОБЩЕСТВА СТАВКУ НДПИ С 13 ДО 9%. САМО АО СОКРАТИЛО ЗАТРАТЫ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ

Компаниям с greenfield — то есть перспективным драйверам роста добычи нефти — необходимо сделать значительные капитальные вложения, а инвестиционный климат в Казахстане начал меняться в 2016 разнонаправлено (см. *«Особенности национальной борьбы за нефть»*).

> НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛИ НЕ СЧИТАЮТ ЦЕЛЕСООБРАЗНЫМ ЗНАЧИТЕЛЬНО РАСШИРЯТЬ СКВАЖИННЫЙ ФОНД, ПОСКОЛЬКУ ДОБАВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ БЫСТРО ТЕРЯЮТ ДЕБИТЫ ИЗ-ЗА ОБЩЕГО ИСТОЩЕНИЯ ЗАПАСОВ

Тем не менее тот факт, что экспорт нефти и конденсата в прошлом году остался в физическом исчислении почти на уровне 2015 года, а в денежном уменьшился почти на 30%, безусловно, сдерживает инвестиционную активность в НГК республики и требует более радикальных

Основные маршруты экспорта нефти из РК в 2016 г., млн т

Маршрут	Объем	к 2015,%
КТК	40,8	107,3
Атырау–Самара	14,4	106,8
Н/провод в Китай	3,1	64,1
Танкер	2,2	69,2
Оренбург	0,8	113,0
Ж/д	0,8	109,3

Источник: правительство Казахстана

мер поддержки, чем оказывало правительство в прошлом году.

Российский фактор

Понятно, что когда объем товарной нефти сокращается, политика обращения с нею выходит на первый план. Для России важно то, что в 2016 году российское направление экспорта казахстанской нефти получило статус «высшего приоритета».

> СТРАНА НАЧАЛА СТРЕМИТЬСЯ К СНИЖЕНИЮ ДОЛИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА СВОЕМ РЫНКЕ. ИЗУЧЕНИЕ РЕАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ПОСЛЕДСТВИЙ ТАКИХ ИЗМЕНЕНИЙ ЗАСЛУЖИВАЕТ ОТДЕЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Начало добычи на Кашагане и рост производства на Тенгиз/Королевском обеспечили существенный рост прокачки нефти по трубопроводам КТК и Атырау–Самара, а также увеличение поставок карачаганакских углеводородов на Оренбургский ГХК. Скорее всего, это оказалось возможным на фоне снижения

> ОТРАСЛЕВЫМ И ПОЛИТИЧЕСКИМ ВЛАСТЯМ РК ЕЩЕ ПРЕДСТОИТ РЕШИТЬ, ЧТО ДЛЯ НИХ ВАЖНЕЕ: РАЗВИТИЕ ПАРЫ «ПРОВЕРЕННЫХ» МЕГАОПЕРАТОРОВ ИЛИ ДЕСЯТКОВ НОВЫХ КОМПАНИЙ-ЮНИОРОВ...

добычи на Карачаганаке, потому что некоторые объемы были сняты с местного завода АО «Конденсат».

А перераспределение связано с том, что КРО и АО «КазРосГаз» (СП «Газпрома» и КМГ), активно использующее переработку в Оренбурге, подписали в 2015 году договор о продлении поставок до 2038 года. В 2016 году договоренность начала давать практический эффект.

Кроме того, в транспортной сфере выросли железнодорожные поставки из РК по маршрутам, позволяющим обойти Украину и ее черноморские порты.

При этом в 2016 году на треть сократились экспортные поставки по нефтепроводу Казахстан–Китай и почти теми же темпами морские перевозки через Каспийское море. В основном, такое снижение связано с проблемами Махачкалинского порта — сверхнормативными потерями нефти при перегрузке в нем, конфликтом по его управлению между «Транснефтью» и дагестанскими кланами (см. *«В одиночку не выжить», НГВ #18/2016.*). Но еще одной причиной стало нежелание экспортеров казахстанской нефти использовать нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан и мультитранспортный транскавказский маршрут к Черному морю.

Причины таких решений чисто экономические — высокие тарифы, но в стратегическом плане действия экспортеров совершенно ясно показывают, что какие бы заявления ни делали в поддержку кавказского и китайского маршрутов руководители Минэнерго РК, пути через Россию во всем их многообразии остаются наиболее востребованными для казахстанских участников рынка.

Однако в сегменте производства и торговли продуктами нефтепереработки в Казахстане в 2016 году произошли менее радостные для российских компаний события. С одной стороны, в 2016 году казахстанские НПЗ почти не изменили объем переработки к предыдущему году: 14,95 млн тонн против 15 млн тонн. Но, с другой, они увеличили производство бензина и дизельного топлива на 130 тыс. тонн, а РК уменьшила его импорт из России и стала поставлять в РФ авиакеросин, вакуумный газойль.

Несмотря на ограниченные объемы всех этих сделок, их появление в 2016 году отражает новую тенденцию в топливной политике Казахстана: страна начала фактически стремиться к снижению доли российских нефтепродуктов на своем рынке. Изучение реальных возможностей и последствий таких изменений заслуживает отдельного исследования. Сейчас же ограничимся замечанием о том, что для уменьшение импорта российских ГСМ и выработки собственных продуктов в условиях дефицита сырья такая компания, как РД КМГ в 2016 году вообще прекратила продажу нефти в РФ, хотя ранее она составляла около 10% корпоративной добычи...

В рамках дозволенного

В 2016 году Казахстан и его нефтяные производители внесли изменения в распределение промысловой активности между компаниями, в структуру использования нефти, в направления и схемы торговли жидкими углеводородами. В определенной степени эти действия были подготовкой к выполнению обязательств РК в рамках подписанного в ноябре 2016 года Венского соглашения о сокращении добычи странами-производителями нефти.

Среднесуточная добыча РК в 2017 году должна снизиться до 1,68 млн барр/сут. Между тем в марте в РК в среднем добывалось 1,75 млн барр/сут. Производство на Кашагане растет, превосходя продолжающийся спад на большинстве казахстанских месторождений и срывая обязательства перед ОПЕК.

План Минэнерго РК на 2017 год таков, что Кашаган, Тенгиз и Карачаганак не будут ограничиваться в наращивании производства. Все остальные недропользователи и проекты обязаны отложить или сократить производственные программы развития.

Теоретически суточная добыча в 1,68 млн барр позволяет добыть за год 84 млн тонн нефти против 78 млн тонн в 2016 году, то есть возможен почти 10%-ный рост. Но намеченный курс развития НГК Казахстана делает его еще более зависимым лишь от двух-трех недропользователей и менее интересным для организации новых проектов в этой стране и реализации застопорившихся.

Такая отраслевая практика вступает в противоречие с планами того же казахстанского правительства упростить госуправление недропользованием и сделать этот бизнес более доходным для инвесторов. Судя по всему, отраслевым и политическим властям РК еще предстоит решить, что для них важнее: развитие пары «проверенных» мегаоператоров или десятков новых компаний-юниоров... ❑

ПАНОРАМА: АПРЕЛЬСКИЕ ТЕЗИСЫ

ВОЗОБНОВЛЕНИЕ ДОБЫЧИ В НЕЙТРАЛЬНОЙ ЗОНЕ

Нейтральная зона выпала из внимания отрасли, с тех пор как в 2015 году Саудовская Аравия и Кувейт, работающие на разделяющей их нейтральной территории, остановили скважины. Недавно Кувейт сообщил, что летом этого года добыча возобновится. Доказанные запасы Нейтральной зоны, которые оцениваются в 5 млрд барр, как и добыча, делятся поровну между двумя странами. Уровень добычи обычно составляет 500–600 тыс. барр/сут., примерно столько же, сколько сейчас добывает Ливия. Соответственно возобновление добычи повлияет на результат сокращения добычи Саудовской Аравии и Кувейта. Однако обе страны сделали заявления о том, что в соответствующем объеме будет снижено производство на других месторождениях. Для Саудовской Аравии это сделать несложно, так как ее доля в добыче Нейтральной зоны составляет лишь 3% от текущего уровня 10 млн барр/сут.

НЕФТЬ В КИТАЙ ЧЕРЕЗ МЬЯНМУ

После нескольких лет задержки введен в эксплуатацию нефтепровод из Мьянмы в Китай. Построенный еще в 2014 году, он был заморожен из-за разногласий Мьянмы и Китая по тарифам. Теперь вопрос урегулирован, и поставки нефти с Ближнего Востока и из Африки, минуя Малаккский пролив, будут приходить в юго-западные районы Китая быстрее. По трубопроводу будет прокачиваться 22 млн тонн в год. Из них 2 млн тонн получит Мьянма.

Трубопровод заканчивается в провинции Юньнань, где PetroChina построила НПЗ для переработки 13 млн тонн нефти в год.

МЕКСИКА МОЖЕТ ЛИШИТЬСЯ НЕФТИ ЧЕРЕЗ 9 ЛЕТ

Национальная комиссия по углеводородам в Мексике сообщила о снижении доказанных запасов нефти и газа в стране на 10,6%. Запасы нефти уменьшились на 7,9%, до 7,0 млрд барр с 7,641 млрд барр в 2016 году. Добыча нефти в стране тоже снижается, продолжая тренд, начавшийся в 2005 году из-за истощения комплекса Cantarell и других крупных месторождений на шельфе. По оценкам Национальной комиссии, без новых инвестиций и возобновления разведочного бурения запасы нефти Мексики будут исчерпаны уже через девять лет. Однако энергетическая реформа, которая лишила монополии национальную нефтяную компанию Pemex и открыла доступ иностранным компаниям, через десять лет может дать позитивные результаты. Первый лицензионный раунд на глубоководные шельфовые блоки привлек в страну крупные компании, среди них Chevron, Exxon, Statoil, BP, Total, CNOC.

CONOCOPHILLIPS АГРЕССИВНО ПРОДАЕТ

За две недели ConocoPhillips избавилась от двух крупных активов. В последних числах марта компания объявила о заключении соглашения с канадской компанией Cenovus на продажу 50% в проекте канадских песчаников Foster Creek Christina Lake, а также большей части своих газовых активов в Западно-Канадском Глубоком бассейне за общую сумму $13,3 млрд. Американская компания сохранит 50% в нефтеносных песчаниках Surmont и 100% и функции оператора в проекте разработки нетрадиционных залежей Blueberry-Montney.

Следующей сделкой ConocoPhillips было заключенное 13 апреля окончательное соглашение с Hilcorp Energy о продаже за $3 млрд всех активов в бассейне Сан-Хуан (San Juan). Суммарная добыча в бассейне в 2016 году составляла 124 000 барр/сут. нэ, из них 80% представлены газом.

ДНК И НЕФТЬ

Компания-лаборатория Biota Technology предложила возможность использования науки о ДНК для увеличения добычи нефти из сланцевых пород. Метод состоит в тестировании ДНК, извлеченной из микробов в образцах породы, и ее сопоставлении с ДНК из нефти. Сходство или различия указывают на площади с максимальным или минимальным углеводородным потенциалом. Полученная информация помогает нефтяникам избегать пустые участки и делать иные ошибки, например, слишком близко размещать скважины. По оценке руководителя лаборатории Аджая Кшатрии (Ajay Kshatriya), метод позволяет сократить время, необходимое для начала бурения, и снизить затраты на добычу на 10%.

Клиентами Biota Technology стали более десятка разных компаний, среди них норвежская Statoil ASA и американская EP Energy Corp.

Предложенный Biota Technology процесс является самой последней технологической разработкой по оптимизации объема извлечения нефти из породы. Другие технологии включают микросейсмические исследования, направленные на изучения процесса движения жидкости в поровом пространстве, и трейсеры, которые используют элементы ДНК для отслеживания движения жидкости.

ПАРАДОКСЫ ТОПЛИВНОГО РЫНКА КАЗАХСТАНА

Модернизации НПЗ в Шымкенте, установка изомеризации

СЕРГЕЙ СМИРНОВ
Независимый эксперт, Казахстан

2017 год, который так радужно рисовали в правительстве Казахстана еще пять лет назад, не несет положительных новостей для автовладельцев: на АЗС республики в третий раз с начала года и второй раз за февраль повысились цены на бензин. В итоге стоимость литра АИ-92 подскочила до 142 тенге. Несмотря на то, что республика располагает и собственным сырьем, и возможностями производства нефтепродуктов, страна до сих пор себя полностью ими не обеспечивает.
Абсурдность ситуации стала следствием сырьевого лоббирования.
По факту можно сделать вывод, что власти не считают отечественную нефтепереработку приоритетным направлением развития.
Согласно принятому в мае 2009 года Комплексному плану развития нефтеперерабатывающих заводов на 2009–2015 годы их масштабная модернизация должна была, сняв зависимость от импорта, с избытком обеспечить страну и отечественным бензином, и дизельным топливом, и авиакеросином. Однако сегодня эти НПЗ по-прежнему не в состоянии обеспечить республику топливом ни по качеству, ни по количеству, что приводит к росту цен и сохранению зависимости от импорта.
Дефицит продолжает традиционно компенсироваться поставками из России, а чиновники столь же традиционно продолжают обещать изобилие отечественного бензина, сдвигая сроки его наступления в будущее. Сначала фигурировал 2015 год, потом 2016-й, 2017-й… В Министерстве энергетики не исключают даже, что со следующего года Казахстан станет экспортером ГСМ.

Досрочно выполнить программу «Казахстан-2030» и приступить к реализации программы «Казахстан-2050» оказалось легче, чем сдерживать рост цен на ГСМ и модернизировать три имеющихся НПЗ. У правительства нет приемлемого решения создавшихся проблем, оно лишь призывает население бережнее расходовать бензин да активнее использовать находящийся не в лучшем состоянии общественный транспорт.

При этом чиновниками называется множество причин того, почему не решаются проблемы топливного рынка страны. Здесь и ценовая конъюнктура сырья с нефтепродуктами, и выпадение доходов бюджета от перенаправления экспортной нефти на внутренний рынок для переработки, и изменения валютных курсов, и нехватка денежных средств на модернизацию, и подорожание российского бензина, и рост автопарка.

Однако в целом сложившаяся на топливном рынке страны ситуация - это и отсутствие внятной стратегии по развитию нефтепереработки и результат системных ошибок правительства (а, возможно, и лоббирования им интересов крупного сырьевого бизнеса), которое в течение всех лет независимости не может наладить эффективное управление нефтеперерабатывающей отраслью и обеспечить страну необходимыми объемами качественного топлива отечественного производства.

Проблема и в непрозрачной, закрытой от посторонних системе нефтепереработки и нефтетрейдинга. Но самое главное, переработка не вписывается в ориентированную преимущественно на экспорт сырья экономическую модель развития страны. Нужна ее полная реформа, что в текущих условиях сделать крайне сложно. Что имеем в итоге?

Рынок суррогата

Проблема фальсификации топлива для республики не нова. Периодически проводимые надзорными органами проверки показывают, что на АЗС нередки случаи продажи некачественного топлива. Точных данных об объемах реализуемого суррогатного топлива нет, но, по экспертным оценкам, доля фальсификата составляет не менее 25%, и ситуация практически не меняется.

Бензин дорожает, однако в бензобаки автомобилей продолжает лить-

ся суррогат. Причиной широкого разлива по отечественному топливному рынку контрафактного моря служит экономика: контрафактное топливо существенно дешевле своего высококачественного конкурента. Владельцы АЗС могут купить конденсат, прямогонный или низкооктановый бензины и кустарным способом, с помощью различных октаноповышающих добавок — от ацетона, нафталина и спирта до содержащих различные тяжелые металлы (железо, свинец, марганец, цинк) присадок — сделать из них уже 92-й, 95-й или 98-й.

Старания таких «умельцев» дорого обходятся владельцам автомобилей: забиваются катализаторы очистки, разъедаются сальники и прокладки, выходят из строя топливная система и сам двигатель. Согласно подсчетам Национальной лиги потребителей, ежегодно в Казахстане из-за плохого топлива подлежит ремонту около 100 тыс. автомобилей.

Вне завода-изготовителя использование таких «инструментов», как присадки запрещено, но тем не менее выявляются факты их применения на нефтебазах и АЗС. Вот и проведенная в ноябре-декабре прошлого года Комитетом по защите прав потребителей Министерства национальной экономики проверка качества бензина на АЗС Астаны показала, что 23% проб техническим стандартам не соответствует. Выявлены несоответствия и по октановому числу, и по показателям содержания в бензине серы, ароматических углеводородов.

Безусловно, такие нарушения чреваты наказанием, но проверки малого и среднего бизнеса строго регламентированы, а административные штрафы за продажу некондиционного топлива быстро окупаются, поскольку смехотворно малы. Приостановить продажу партии фальсификата на АЗС практически невозможно: от подачи жалобы до проверки АЗС проходит как минимум три дня и к моменту получения результатов топливо зачастую уже распродано, от него не остается даже запаха. Для запрета реализации новой партии такого горючего необходима новая проверка его качества… с теми же последствиями. Круг замкнулся.

Без наказания

Международный центр по надзору за качеством горючего The International Fuel Quality Center (IFQC) провел исследование качества топлива в различных странах мира. В составленном по его итогам рейтинге 2016 года Казахстан занял 90-е место из 100.

Процветание контрафакта в значительной степени связано с отсутствием в республике единой и четкой системы контроля за качеством поступающих, хранящихся и реализуемых нефтепродуктов. Если в советское время проверки осуществлялись через государственную систему контроля качества при Госкомнефте продукте, то сегодня нет не только этого.

Законодательство позволяет контролирующим органам проверять розничные АЗС лишь раз в год или по жалобе потребителей. Таким образом, над основной массой АЗС — средними и, тем более, мелкими — контроля практически нет. Особенно, если они находятся где-то за городом. Главное, единичные проверки бороться с суррогатом не в состоянии.

Где искать «умельцев», подобных Василию Алибабаевичу из «Джентельменов удачи»? Безусловно, бензин бодяжат уже после его выхода за ворота НПЗ. Тем не менее каждая пойманная на суррогате АЗС утверждает, что она продает именно тот бензин, какой получает с завода, хотя разбодяжить топливо можно при транспортировке его с НПЗ, на нефтебазе, на самой АЗС.

Без введения штрафов с оборота избавиться от фальсификации топлива невозможно. Но и только ужесточением наказания проблему с таким топливом не решить, требуется комплексный подход с воссозданием единой системы госконтроля по всей цепочки поставки топлива.

Низкое качество бензина — это и следствие затянувшейся модернизации трех имеющихся в республике НПЗ. Власти обещали завершить ее и перейти на выпуск топлива классов Евро-4 и Евро-5 еще в 2015 году, но отечественные НПЗ по-прежнему производят в основном класс Евро-2. И это, несмотря на то что с июля 2013 года в страну запрещен ввоз автомашин, рассчитанных на стандарт бензина ниже Евро-4.

Отмечу, что допустимое содержание серы в бензине 2-го класса составляет 500 мг/кг, тогда как для 5-го класса не должно превышать 10 мг/кг. Разница в 50 раз! И так по остальным предъявляемым требованиям.

Судя же по результатам проверок, можно предположить, что при хранении, транспортировке или реализации на АЗС происходит смешение экологически разных классов топлива. Во время лабораторных исследований такой образец определяется как топливо низкого класса, в то время как в сопроводительных документах оно идет по более высокому классу.

> СЛОЖИВШАЯСЯ НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ СТРАНЫ СИТУАЦИЯ — ЭТО И ОТСУТСТВИЕ ВНЯТНОЙ СТРАТЕГИИ ПО РАЗВИТИЮ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ, И РЕЗУЛЬТАТ СИСТЕМНЫХ ОШИБОК ПРАВИТЕЛЬСТВА

Реалии модернизации

По словам министра энергетики Каната Бозумбаева, модернизация НПЗ в Павлодаре и Атырау должна закончиться в 2017 году, в Шымкенте — в 2018 году и «к середине 2018 года мы должны будем стать страной, которая сама себя обеспечивает всеми необходимыми продуктами нефтепереработки». Вместе с тем уже очевидно, что план модернизации НПЗ не будет выполнен в первоначальном объеме и вряд ли заводы выйдут на 100%-ю загрузку сырьем.

> ПЕРЕРАБОТКА НЕ ВПИСЫВАЕТСЯ В ОРИЕНТИРОВАННУЮ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО НА ЭКСПОРТ СЫРЬЯ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ СТРАНЫ. НУЖНА ЕЕ ПОЛНАЯ РЕФОРМА?

> ТОЧНЫХ ДАННЫХ ОБ ОБЪЕМАХ РЕАЛИЗУЕМОГО СУРРОГАТНОГО ТОПЛИВА НЕТ, НО ПО ЭКСПЕРТНЫМ ОЦЕНКАМ, ДОЛЯ ФАЛЬСИФИКАТА СОСТАВЛЯЕТ НЕ МЕНЕЕ 25%, И СИТУАЦИЯ ПРАКТИЧЕСКИ НЕ МЕНЯЕТСЯ

В настоящее время на Атырауском НПЗ завершен только комплекс по производству ароматических углеводородов (КПА) мощностью 1 млн тонн в год. Установка сделана таким образом, что может производить или ароматические углеводороды, или бензин (увеличив его производство на 20%). Строительство комплекса

глубокой переработки нефти (КГПН) планируют завершить к сентябрю текущего года.

А ведь первый проект планировали реализовать во втором квартале 2013 года, второй — в начале 2015 года. Да и очередность запуска по логике должна быть обратной. Но это понятно, если вспомнить, что финансирующие модернизацию и осуществляющие поставку оборудования китайцы заинтересованы не в увеличении производства бензина, а в получении ароматических углеводородов (бензола и параксилола), которые необходимы их заводам как сырье для нефтехимии.

ПРИОСТАНОВИТЬ ПРОДАЖУ ПАРТИИ ФАЛЬСИФИКАТА НА АЗС ПРАКТИЧЕСКИ НЕВОЗМОЖНО: ОТ ПОДАЧИ ЖАЛОБЫ ДО ПРОВЕРКИ АЗС ПРОХОДИТ КАК МИНИМУМ ТРИ ДНЯ

ПРОЦВЕТАНИЕ КОНТРАФАКТА В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ СТЕПЕНИ СВЯЗАНО С ОТСУТСТВИЕМ В РЕСПУБЛИКЕ ЕДИНОЙ И ЧЕТКОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЗА КАЧЕСТВОМ ПОСТУПАЮЩИХ, ХРАНЯЩИХСЯ И РЕАЛИЗУЕМЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Ожидается, что реализация проектов КПА и КГПН увеличит производство бензина с 600 тыс. тонн (по итогам 2016 года) до 1,5 млн тонн, авиатоплива с текущих 20 тыс. тонн до 250 тыс. тонн. При этом производство мазута сократится с 1,36 млн до 750 тыс. тонн в год.

ПО СЛОВАМ МИНИСТРА ЭНЕРГЕТИКИ КАНАТА БОЗУМБАЕВА, МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ В ПАВЛОДАРЕ И АТЫРАУ ДОЛЖНА ЗАКОНЧИТЬСЯ В 2017 ГОДУ, В ШЫМКЕНТЕ — В 2018-М

Реализация проекта реконструкции завода в Шымкенте (построен в 1985 году) запланирована в два этапа. Первый направлен на обеспечение выработки моторного топлива по экологическим стандартам Евро-4 и Евро-5 и завершится в июле 2017 года окончанием пусконаладочных работ на установке изомеризации. Пока же в рамках первого этапа модернизации введена в эксплуатацию установка производства серы мощностью 4 тыс. тонн в год и реконструирована установка гидроочистки дизельного топлива, позволяющая повысить его качество до стандарта Евро-5.

Активно ведутся работы в рамках второго этапа, включающего в себя строительство комплекса установок каталитического крекинга. С его завершением (к октябрю 2018 года) глубина переработки нефти на заводе вырастет до 90%, а проектная мощность по ее переработке — с 5,2 млн до 6 млн тонн в год. Это позволит увеличить производство высокооктанового бензина с текущих 660 тыс. тонн до 2,3 млн тонн в год, дизельного топлива с 1,2 млн до 1,9 млн тонн, авиатоплива — до 400 тыс. тонн, а доля продукции завода на внутреннем рынке возрастет с 30 до 35%.

На Павлодарском НХЗ устанавливается основное оборудование, производятся строительно-монтажные и пусконаладочные работы. Однако из-за проблем с финансированием проект модернизации подвергся корректировке. Так, если первоначально он оценивался в более $1 млрд, то теперь почти вдвое меньше — $620 млн.

Сокращение стоимости проекта в первую очередь произошло вследствие отказа от строительства установки по переработке казахстанской (кумкольской и актюбинской) нефти. Завод остается ориентированным на нефть западносибирских месторождений.

Поменялись и планы по мощности завода. После модернизации она составит не 7,5 млн тонн, а 6 млн тонн (при нынешних 5,2 млн тонн). Производство высокооктанового бензина с текущего объема 1,03 млн тонн возрастет до 1,5 млн тонн в год.

Однако не факт, что завершение модернизации НПЗ приведет к исчезновению дефицита нефтепродуктов на внутреннем рынке. Казахстан на треть зависит от поставок топлива из России и уже четверть века независимого развития не может обеспечить свою топливную независимость.

Если ранее заявлялось, что после модернизации объем перерабатываемой на НПЗ нефти вырастет с 14,5 млн до 18,5–19,5 млн тонн в год, то сегодня

этот объем с сокращен до 16,5 млн тонн. Выходит, что отечественные НПЗ сталкиваются с дефицитом сырья?!

Впрочем, это понятно. Ежегодный прирост запасов нефти в стране отстает от объемов добычи в среднем на 22%. Объемы нефтедобычи падают, а на такие крупные месторождения, как Тенгиз, Карачаганак и Кашаган рассчитывать не приходится — они разрабатываются по Соглашениям о разделе продукции, которые не предусматривают обязательной поставки нефти на НПЗ республики. Остальные казахстанские месторождения уже прошли пик добычи, при этом коэффициент излечения нефти достаточно мал и колеблется в пределах 35%.

Интересно, что производство автобензина также увеличится на 2 млн тонн! Какие чудо-установки, позволяющие из 2 млн тонн сырья получать 2 млн тонн бензина, будут работать на модернизированных НПЗ, остается загадкой. Все это не дает возможность говорить о закрытии вопроса импорта из других стран, в частности России.

Грабли приватизации?

Вопросы, всплывающие в ходе затянувшейся модернизации, приводят к выводу о незаинтересованности ни профильных ведомств, ни НК «КазМунайГаз», ни крупного бизнеса в скорейшем доведении отечественных НПЗ до современного технологического уровня. Они больше думают о текущей прибыли, чем о завтрашнем дне.

В условиях дефицита и отказа от госрегулирования можно легко повышать цены на нефтепродукты и практически без проблем «ловить рыбку» сверхдоходов. Особенно, когда более 80% оптового рынка нефтепродуктов принадлежит пяти крупным компаниям — ТОО «Petrosan», АО «КазМунайГаз — переработка и маркетинг», ТОО «Petroleum Operating», ТОО «Саутс-Ойл», Litasko SA.

Более того, в правительстве намерены после завершения модернизации НПЗ провести их приватизацию. Дело в том, что модернизация проводится на заемные средства, и этот образовавшийся долг необходимо обслуживать. Очевидно, планируется повесить инвестиционные обязательства на новых собственников.

Глава энергетического ведомства Казахстана Канат Бозумбаев считает, что нет разницы в том, «кто поставляет (топливо) на внутренний рынок по внутригосударственным правилам — частник или государство, главное, чтобы были четкие правила, было сырье и были эффективные условия».

Министр, видимо, «забыл», что в свое время именно желание частников получать максимальную прибыль при минимальных вложениях загнало топливный рынок страны в критическую ситуацию и заставило власти собрать приватизированные было НПЗ под крылом «КазМунайГаза». Новый забег по старым граблям?

«Ромашка» 4-го НПЗ

Не торопятся власти и со строительством нового, четвертого НПЗ, который мог бы полностью обеспечить спрос казахстанских потребителей на нефтепродукты высоких переделов. Ведь экономика страны не застыла в анабиозе, и, согласно статистике и прогнозам, потребление нефтепродуктов промышленностью и возрастающим парком «железных коней» будет увеличиваться.

На проектирование нового завода и решение других связанных с этим вопросов уйдет не менее двух лет. Само строительство завода и создание необходимой инфраструктуры потребует еще года три-четыре. Таким образом, учитывая растущую потребность в нефтепродуктах, принимать решение нужно было еще вчера.

Необходимость постройки этого НПЗ обсуждается в стране уже более 10 лет, но воз и ныне там. До сих пор нет ясности ни с расположением завода, ни его мощностью, ни ресурсной базой, ни рынками сбыта продукции, ни сроками строительства.

Заглянем в историю. Проектирование НПЗ в Атырау (тогда Гурьеве) было начато в 1943 году, когда страна находилась в тяжелом военном положении, но уже осенью 1945 года предприятие ввели в строй. Сегодня даже вмешательство президента Назарбаева ничего не меняет. Ситуация напоминает гадание на ромашке: любит-не-любит, будет-не-будет...

К примеру, профильное ведомство заявляет, что четвертый НПЗ строить не будут. Обоснование: вместо него увеличим мощности НПЗ в Шымкенте, который выгодно расположен к потенциальному экспортному рынку центральноазиатского региона. Однако вдруг оказывается, что расширяться заводу просто некуда: прилегающие территории давно распроданы. В 2016 году новый поворот: к осени должно быть разработано ТЭО четвертого НПЗ. И... тишина, чиновники «взяли паузу на более детальное изучение данного вопроса».

> КАЗАХСТАН НА ТРЕТЬ ЗАВИСИТ ОТ ПОСТАВОК ТОПЛИВА ИЗ РОССИИ И УЖЕ ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА НЕЗАВИСИМОГО РАЗВИТИЯ НЕ МОЖЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ СВОЮ ТОПЛИВНУЮ НЕЗАВИСИМОСТЬ

Таким образом, их вновь озаботило то, что должно быть сделано еще много лет назад.

> В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА И ОТКАЗА ОТ ГОСРЕГУЛИРОВАНИЯ МОЖНО ЛЕГКО ПОВЫШАТЬ ЦЕНЫ НА НЕФТЕПРОДУКТЫ И ПРАКТИЧЕСКИ БЕЗ ПРОБЛЕМ «ЛОВИТЬ РЫБКУ» СВЕРХДОХОДОВ

Отмечу, что при принятии в мае 2009 года Комплексного плана развития НПЗ стоимость их реконструкции была занижена почти вдвое. Видимо, чтобы обоснование модернизации перевесило предложение по строительству нового технологически ориентированного на переработку казахстанской нефти предприятия.

> ПРОБЛЕМА СТРОИТЕЛЬСТВА ЧЕТВЕРТОГО НПЗ ПРОДОЛЖАЕТ ОСТАВАТЬСЯ ПРЕДМЕТОМ ДИСКУССИЙ, НО, ПОДОБНО МИРАЖУ В ПУСТЫНЕ, РЕАЛЬНЕЙ ОТ ЭТОГО НЕ СТАНОВИТСЯ

Напрашивается вывод, что завод, жизненно необходимый экономике страны, не нужен чиновникам. Идет откровенное лоббирование старых отсталых производств: кому-то очень хочется, чтобы не иссякали направляемые на их модернизацию денежные потоки, сохранялся мутный омут дефицита нефтепродуктов. Таким образом, проблема строительства четвертого НПЗ продолжает оставаться предметом дискуссий, но, подобно миражу в пустыне, реальней от этого не становится. ❑

ИННОВАЦИОННАЯ КУРИЛКА

Импортозамещение невозможно без развитого инновационного процесса. Между тем мировой опыт свидетельствует: значительная часть инноваций зарождается не в недрах крупных корпораций, а в умах отдельных энтузиастов или в небольших командах ученых-единомышленников. И чтобы они «дозрели» до масштабных промышленных проектов, нужна система поддержки стартапов.
За рубежом такая система уже давно налажена и включает в себя сотни и тысячи венчурных фондов и технологических парков. В России же первым значительным шагом на этом пути стало создание Фонда «Сколково». О том, какие проблемы отечественного НГК помогают решать его резиденты, «Вертикаль» беседует с руководителем нефтегазового центра «Сколково» Маратом ЗАЙДУЛЛИНЫМ. Как отмечает наш собеседник, под кровом фонда действует уже около полутора сотен компаний, разрабатывающих технологии для НГК. На их счету — целый ряд прорывных идей, которые способны значительно повысить эффективность геологоразведки, добычи и переработки углеводородного сырья.

ИНТЕРВЬЮ
МАРАТ ЗАЙДУЛЛИН
Руководитель нефтегазового центра «Сколково»

Ред.: *Марат Гатуфович, какие направления инновационного развития НГК сегодня наиболее актуальны?*

М.З.: Вызовы, которые стоят перед отраслью, хорошо известны. Это, во-первых, поиск комплексных решений для эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов. Так или иначе, через 10–15 лет они будут обеспечивать существенную долю добычи УВС.

Во-вторых, это продление периода эксплуатации старых месторождений. Условно говоря, необходимо, чтобы тот же Самотлор с его обводненностью свыше 90% смог «прожить» еще лет 20.

В-третьих, нужно наращивать минерально-сырьевую базу, переводить ресурсы в запасы. Ведь та же баженовская свита очень слабо геологически изучена.

Ред.: *То есть у нас сейчас просто не хватает современных технологий, чтобы решить эти задачи?*

М.З.: Не совсем так. Технологии, которые нужны для разработки тех же ТРИЗ, на рынке уже имеются — и «железо», и софт. Но технологический уровень компании определяется не тем, насколько современное оборудование и услуги она закупает, а тем, насколько эффективно она их применяет. То есть оценивать нужно компетенции недропользователя.

И надо признать, что компетенции ведущих отечественных компаний довольно высокие. Ситуация в отрасли в последние 10–15 лет была более-менее стабильной, инвестиций для развития хватало. Было и понимание того, что нужно повышать технологический уровень. Например, я на собственном опыте знаю, как в технологическом плане взаимодействуют «Газпром нефть» с Shell в рамках имеющегося у них совместного предприятия. И я бы не сказал, что Shell однозначно лидирует в компетенциях и в технологических навыках. Очень много опыта «Газпром нефти» переходит потом в эту зарубежную корпорацию.

Ред.: *Но если дела обстоят так хорошо — есть и технологии, и компетенции, то зачем тогда понадобилась масштабная кампания по импортозамещению? Только ради патриотизма?*

М.З.: Все импортозамещающие разработки, которые я знаю, как правило, дешевле зарубежных аналогов. Сегодня сервисные компании «большой четверки» (Schlumberger, Baker Hughes, Weatherford, Halliburton) за счет наличия олигополии могут диктовать цену. Если у них будут достойные российские конкуренты, это значительно снизит стоимость сервисных услуг.

Кроме того, небольшие российские компании могут быть более гибкими, чем, например, та же Schlumberger. Как правило, крупные корпорации достаточно неповоротливы, новые версии их продуктов выходят очень медленно и не учитывают специфических требований отдельных месторождений и категорий запасов. А отечественные предприятия готовы оперативно исполнить пожелания заказчика и в максимально короткие сроки доработать продукт.

Ред.: *Тем не менее процесс импортозамещения в НГК все же буксует. В чем, на ваш взгляд, причины этого?*

М.З.: В России много «мозгов», то есть инженеров высокой квалификации. Некоторые из них успели поработать в инжиниринговых центрах зарубежных корпораций и обладают необходимыми компетенциями. Они могут разработать технологии, ни в чем не уступающие импортным, и даже превосходящие их. Но все упирается в финансирование.

Несмотря на обилие различных государственных программ стимулирования, институтов развития, венчурных фондов и т.д., доступ к финансам на начальной стадии развития компании весьма ограничен. В США стартап может найти деньги в два-три раза быстрее, чем у нас.

За рубежом гораздо лучше развито корпоративное финансирование. Почти у каждой крупной компании есть свой венчурный фонд. Также более распространена практика совместных проектов. Собираются несколько крупных заказчиков, получают поддержку государства и привлекают разработчика для создания какого-либо нового продукта. А попробуйте у нас объединить усилия, к примеру, «Роснефти», «Газпром нефти» и ЛУКОЙЛа, чтобы они что-то совместно профинансировали. Это практически не реально.

Инновационные компании вынуждены с нуля выстраивать отношения с каждым новым заказчиком, постоянно заново испытывать свои технологии, тратить деньги на сертификацию по корпоративным стандартам. Это существенно увеличивает транзакционные издержки и повышает барьеры входа на рынок.

Хотя, надо признать, некоторые шаги в сторону консолидации уже предпринимаются. К примеру, при поддержке «Сколково» проводится конкурс по выбору консорциума для разработки симулятора ГРП. К этому процессу привлечены почти все крупные нефтедобывающие компании.

> Технологический уровень компании определяется не тем, насколько современное оборудование и услуги она закупает, а тем, насколько эффективно их применяет

Ред.: *И как в решении этих проблем может помочь нефтегазовый центр Фонда «Сколково»?*

М.З.: Что такое, в принципе, «Сколково»? С одной стороны, это город, в котором созданы льготные условия для размещения лабораторий и офисов малых инновационных компаний. Тут есть комфортная среда для рабо-

> Сервисные компании «большой четверки» за счет наличия олигополии могут диктовать цену. Если у них будут достойные российские конкуренты, это значительно снизит стоимость сервисных услуг

Нефтегазовый центр «Сколково»

Сегодня нефтегазовый центр энергетического кластера «Сколково» — это сообщество примерно из 120 компаний-разработчиков новых технологий. В смежных кластерах — IT-технологий и новых промышленных технологий — также есть стартапы, которые что-то предлагают для нефтегаза. И суммарно около 150 резидентов «Сколково» работают в интересах НГК (это помимо разработок общего характера — баз данных, оборудования для сетей и т.д., которые также могут быть использованы в отрасли). Учитывая, что в «Сколково» в общей сложности 1700 резидентов, около 9–10% из них ориентированы на нефтегазовую промышленность.

В основном это небольшие компании. Причем из них выручку имеют порядка 30–40% (около 15% предприятий вышли на зарубежные рынки). Еще примерно 30% уже привлекли инвестиции, проводят исследования и через несколько лет начнут продавать свою продукцию и услуги. Остальные находятся в начальной стадии формирования бизнеса и ищут инвесторов.

Суммарная выручка резидентов нефтегазового центра в 2016 году составила около 1,5 млрд рублей. То есть в среднем 10–12 млн на компанию — неплохой результат для стартапов (тем более если учесть, что только треть из них вышла на стадию продаж). Причем выручка растет примерно на 50% в год.

ты плюс возможности для контактов с партнерами и потенциальными клиентами. Как сказал один коллега, это «инновационная курилка».

С другой стороны, резидентам «Сколково» предоставляется широкий набор сервисов: налоговые преференции, гранты на проведение исследований и испытаний, стратегический консалтинг, помощь в патентовании, а также в поиске потребителей.

Попробуйте у нас объединить усилия, к примеру, «Роснефти», «Газпром нефти» и ЛУКОЙЛа, чтобы они что-то совместно профинансировали. Это практически не реально

Наши резиденты охватывают практически всю цепочку нефтегазового производства — от разведки и предварительного оконтуривания месторождения до розничной реализации нефтепродуктов. Одно из наиболее востребованных направлений деятельности — создание роторных управляемых систем бурения. Сейчас

Суммарная выручка резидентов нефтегазового центра в 2016 году составила около 1,5 млрд рублей. Причем она растет примерно на 50% в год

в «Сколково» этим занимаются сразу три компании и уже просматриваются решения, которые точно будут не хуже зарубежных.

Ред.: *Не могли бы вы привести примеры наиболее ярких достижений резидентов «Сколково» по основным секторам НГК?*

М.З.: В области геологоразведки пока значимых успехов нет. Но есть потенциально перспективные компании.

В сфере бурения отличных результатов удалось добиться компании «Геонавигационные Технологии». Она сотрудничает с большинством крупных отечественных ВИНК — не только продает им программное обеспечение, но и оказывает услуги по сопровождению буровых работ.

Причем это показательный стартап. Примерно пять лет назад была создана команда молодых специалистов. Сначала они привлекли небольшие венчурные инвестиции, а затем продолжили активно развивать свой бизнес. Выручка предприятия ежегодно удваивается. В декабре прошлого года компания получила $2 млн от консорциума инвесторов на разработку новых модулей. В ее планах — заняться геомеханическим моделированием и сопровождением ГРП.

Есть достижения и в области механизированной добычи. Как известно, проблемой отрасли является низкий КПД традиционных центробежных насосов на старых месторождениях и низкодебитных скважинах. Поэтому достаточно много предприятий, в том числе таких крупных, как «Новомет» и «Борец», думают, как решить эту проблему.

Один из наших резидентов, компания «Дрим Ойл», сконструировала насос с очень необычным типом привода, сочетающим преимущества вентильного и линейного. На деньги гранта «Сколково» изготовлено шесть таких насосов, которые проходят испытания на месторождениях «Сургутнефтегаза», «Газпром нефти» и других компаний и показывают очень хорошие результаты.

В свою очередь, компания НОВАС разработала новый метод плазменно-импульсного воздействия на пласт. В забой спускается аппарат, имеющий набор конденсаторов и проволоку. На проволоку подается мощный разряд, она взрывается, ударная волна воздействует на призабойную зону, прочищает все поры, увеличивает трещеноватость и проницаемость.

Компания сейчас довольно успешно развивается, она привлекла значительные финансовые средства от канадского инвестора, открыла свои филиалы в США и Китае. Вместе с тем она получила грант «Сколково» на адаптацию технологии под горизонтальные скважины. Осенью прошлого года завершилась также разработка автономного мобильного комплекса, который позволит снизить стоимость проводимых операций в два-три раза. В нынешнем году планируются его испытания в США и Канаде.

Что касается транспортировки нефти, то в этой сфере в основном разрабатываются методы дефектоскопии труб. В частности, компания «Центр технологий и инноваций» создала способ бесконтактной магнитометрической диагностики. Эта технология позволяет выявлять потери металла и коррозию на расстоянии до 10–15 диаметров трубы, даже если она закопана. Достаточно дрону пролететь над трассой трубопровода.

Кроме того, эта компания недавно получила грант на разработку софта. Сейчас материалы диагностики анализирует специалист, который выделяет какие-либо аномалии. При помощи нового программного обеспечения можно будет делать это автоматически в онлайн-режиме.

В области сбыта нефтепродуктов особых прорывов пока не достигнуто, хотя имеются отдельные интересные решения по улавливанию паров на АЗС, по автоматизации логистики и т.д.

Ред.: *А какие достижения имеются в области нефтегазопереработки и нефтехимии?*

М.З.: Здесь также есть свой «образцовый стартап». В 2011 году несколько молодых специалистов создали компанию RRT и на деньги гранта разработали свою первую технологию изомеризации, то есть производства компонентов для высокооктанового бензина. Она по многим параметрам — энергоэффективности, капиталоемкости и т.д. — в несколько раз превосходит все аналоги.

В конце 2015 года RRT подписала соглашение о стратегическом партнерстве с крупной международной инжиниринговой корпорацией KBR, которая сейчас продвигает эту технологию во всем мире под своим брендом. Но российское предприятие все равно остается ее собственником и получает деньги за каждый реализованный проект. Сейчас ведется проектирование нескольких таких установок.

На этом они не остановились и получили грант на разработку второй технологии изомеризации другой фракции — гептана. Аналога ей вообще нет в мире. Несколько известных корпораций, в частности Axens, работали над этим, но никто не дошел до уровня опытно-промышленной установки. Сейчас строительство такой установки ведется в индустриальном парке в Тольятти.

Наконец, в прошлом году RRT совместно с Yandex представила новую разработку. Это программный ком-

LITMASH

METALLURGY

05-08 ИЮНЯ
МОСКВА
РОССИЯ
2017

Место проведения:
ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

ЛИТМАШ

Международная выставка литейных технологий, материалов и продукции

МЕТАЛЛУРГИЯ

Международная выставка металлургических технологий, процессов и металлопродукции

Специальная экспозиция

Tube Russia

ТРУБЫ РОССИЯ 2017

№1 в мире

GIFA METEC THERM PROCESS NEWCAST Tube

При поддержке
The Bright World of Metals

www.metallurgy-russia.ru
www.litmash-russia.ru

Металл-Экспо
Тел.: +7 (495) 734-99-66

Messe Düsseldorf GmbH
Tel.: +49 (0) 2 11/45 60-77 93

МЕТАЛЛ ЭКСПО

Messe Düsseldorf

Реклама

плекс для оптимизации технологических процессов на перерабатывающем производстве. На основе анализа работы установок и учета всех факторов (характеристики сырья, внешние условия и т.д.) система выдает рекомендации. Это позволяет оператору оптимально настроить процесс. Уже реализован пилотный проект на газофракционирующей установке, позволивший снизить операционные затраты на 7%.

> Сегодня нефтегазовый центр энергетического кластера «Сколково» — это сообщество примерно из 120 компаний-разработчиков новых технологий

> Основная часть разработок софта касается обработки и интерпретации сейсмических данных. Здесь уже получены реальные результаты, позволяющие существенно снизить стоимость проведения сейсмических работ

Данной технологией заинтересовались СИБУР и «Газпром нефть». В дальнейшем планируется создать программно-аппаратный комплекс, который будет интегрироваться со SCADA-системами и, по сути, полностью заменит живого оператора.

> Далеко не каждый институт и университет умеет заниматься инновациями. Выполнить за фундаментальную науку ее часть работы мы не в силах

Еще одна интересная технология, разрабатываемая в «Сколково», — пакетная вихревая насадка (ПВН), которая может быть использована в большинстве массообменных процессов химических производств, в том числе в нефтехимии и газопереработке. Традиционно для повышения эффективности контактных устройств стараются разными способами увеличить площадь контакта между газообразной фазой и жидкостью, которая течет по насадке. Предложенный метод дает возможность сделать это за счет создания взвеси капель жидкости. В итоге площадь контакта расширяется на 30–40%.

Следующая технология касается производства СПГ. Разработчики изменили конструкцию теплообменных аппаратов, разделив процессы возгонки хладагента и охлаждения природного газа. Это позволяет исключить взаимовлияние процессов. Благодаря этому капитальные и операционные затраты сокращаются примерно на 5–10%.

Представляет интерес и разработанный в «Сколково» комплекс по сероочистке УВС. Он обеспечивает сероочистку в 1–2 стадии вместо 8–11 стадий традиционного набора. В результате затраты снижаются более чем в два раза. Сейчас завершается пуск такой установки по сероочистке ПНГ на одном из объектов РИТЭКа.

Ред.: *Сегодня одно из самых проблемных направлений импортозамещения — создание российского программного обеспечения для нужд нефтегазового комплекса. Какие успехи есть у резидентов «Сколково» в этой сфере?*

М.З.: Основная часть разработок софта касается обработки и интерпретации сейсмических данных. Здесь уже получены реальные результаты, позволяющие существенно снизить стоимость проведения сейсмических работ.

Наша самая известная IT-компания в области НГК — Rock Flow Dynamics, занимающаяся гидродинамическим и геологическим моделированием. Это уже крупный бизнес, с многомиллионными долларовыми оборотами, представленный чуть ли не в 50 странах мира. Естественно, компания не нуждается в наших услугах по поиску заказчиков, но она заинтересована в налоговых льготах и грантах в рамках «Сколково». Последний грант она получила на разработку нового метода геологического моделирования.

Показателен пример еще одного нашего резидента — компании «Горизонты роста». Она разработала, на первый взгляд, банальное решение — нанесение RFID-меток, которые уже давно и повсеместно применяются для учета оборудования. Но фишка в том, что они адаптируют эти метки для агрессивных сред. И теперь их можно использовать на внутрискважинном оборудовании. Это дает возможность отслеживать движение, к примеру, бурильных труб — начиная от завода-поставщика и заканчивая подъемом из скважины.

Сейчас компания привлекает грант на доработку меток, их существенное уменьшение, чтобы метки можно было наносить на насосно-компрессорные трубы. Спрос на такую технологию ожидается огромный. Аналогичные метки можно использовать и на наземном оборудовании, которое работает в суровых климатических условиях, например в Арктике.

Ред.: *Уже не первый год проводится конкурс Skolkovo Petroleum Challenge, в котором участвуют нефтегазовые стартапы. Каковы его основные результаты? Внедрены ли в производство победившие на нем разработки?*

М.З.: Цель этого конкурса, с одной стороны, найти новые интересные команды инноваторов. А с другой стороны, дать компаниям отрасли доступ сразу к сотне перспективных проектов. То есть это своеобразная витрина новых технологий.

Для победителей конкурса предусмотрен приз — возможность получить мини-грант на упрощенных условиях. Кроме того, с прошлого года команде, занявшей первое место, автоматически присваивается статус резидента «Сколково», без прохождения дополнительной экспертизы.

Но, по моим оценкам, компании приходят на конкурс не за денежными призами, а именно чтобы обеспечить себе хороший маркетинг, получить обратную связь, а также поддержку от экспертов, входящих в жюри.

Большинство интересных проектов пришло к нам именно через конкурс. Например, уже упоминавшиеся компании «Геонавигационные технологии» и «Горизонты роста».

Ред.: *Будут ли в этом году какие-либо новшества в порядке проведения конкурса?*

М.З.: Не скажу, что конкурс концептуально поменяется. Увеличивать количество участников нет

смысла, их и так уже около сотни. Но мы намерены привлечь больше компаний-партнеров. Сейчас представители потенциальных заказчиков просто присутствуют в жюри и дают оценку стартапам. А нам хотелось бы, чтобы они сформулировали свои пожелания — какие инновации им требуются.

Уже есть опыт такого взаимодействия с «Татнефтью». Она дополнительно к нашим номинациям ввела еще и свои — по тем технологическим направлениям, которые ее больше всего интересуют. И, соответственно, установила денежные призы. Хорошо бы, чтобы в этом году у нас появилось еще несколько таких партнеров с собственными номинациями. Это существенно увеличило бы привлекательность конкурса для участников.

Кроме того, мы сейчас ведем переговоры с несколькими крупными компаниями о том, чтобы организовывать при поддержке «Сколково» профильные корпоративные конкурсы. Мы готовы предоставить свою площадку для проведения финальных этапов, а также обеспечить маркетинговую поддержку. Со своей стороны, мы надеемся найти какие-то новые интересные проекты. Хотелось бы сформировать пакет таких конкурсов по разным направлениям НГК — по добыче, переработке, нефтехимии.

Договоренность об одном из подобных мероприятий уже достигнута. В этом году в «Сколково» пройдет конкурс IQ-Chem, который проводит компания СИБУР.

Ред.: *Инновации невозможны без использования фундаментальных научных достижений. Привлечете ли вы к сотрудничеству нашу академическую и вузовскую науку?*

М.З.: Такие контакты, безусловно, у нас есть. Налажены партнерские отношения и с институтами РАН, и с ведущими нефтегазовыми вузами. Но тут очень многое зависит от желаний и компетенций самой фундаментальной науки. Далеко не каждый институт и университет умеет заниматься инновациями.

Да, есть такие, у которых это замечательно получается. Например, при Институте катализа Сибирского отделения РАН (Новосибирск) создано семь малых инновационных предприятий, являющихся резидентами «Сколково». То есть институт целенаправленно развивает соответствующие компетенции и создает команды, которые умеют делать не только технологии, но и бизнес. И уже имеются довольно успешные проекты.

В свою очередь, у Уфимского государственного нефтяного технологического университета есть специальное подразделение, которое занимается трансфертом технологий. Пять дочерних структур университета являются участниками «Сколково».

Иными словами, чтобы соединить фундаментальную науку и производство, нужны специальные внедренческие группы. Их задача — составить бизнес-план, провести маркетинговые исследования, обеспечить юридическое оформление технологии, сформировать команду и т.д. Только при этом условии можно пройти путь от патентов до создания реального оборудования.

Повторяю, далеко не каждый институт и вуз на это способен. Мы нередко приезжаем в научные организации, собираем представителей кафедр и лабораторий. Но не всегда это приводит к желаемым результатам. К сожалению, зачастую научные коллективы состоят преимущественно из пожилых людей. Да и аспирантов бизнесу не учат. Поэтому ученые просто не знают, как сделать первые шаги. Они ждут, что кто-то возьмет их разработку, «упакует» и выведет на рынок.

> Чтобы соединить фундаментальную науку и производство, нужны специальные внедренческие группы, способные пройти путь от патентов до создания реального оборудования

Но не всегда это можно сделать. Мы готовы консультировать и помогать, но наши ресурсы тоже ограничены. Выполнить за фундаментальную науку ее часть работы мы не в силах. Поэтому мяч на ее стороне...

Ред.: *А как выстраиваются отношения с нефтегазовыми компаниями? Они сами приходят в «Сколково» за новыми идеями или вы идете к ним?*

М.З.: Бывает по-разному. Конечно, мы агрессивнее в плане выхода на бизнес. С абсолютным большинством ведущих компаний НГК — добычными, нефтехимическими, нефтесервисными, с производителями оборудования — у нас уже были контакты в той или иной форме.

> Практически все компании сейчас имеют «единое окно» для подачи предложений по научно-техническому сотрудничеству. Для «Сколково» же, как правило, организуют отдельный канал общения

Ключевой формат нашего общения — День открытых инноваций. То есть либо мы устраиваем презентацию 15–20 проектов в крупных компаниях, либо от них в «Сколково» приезжает делегация в 30–40 чело-

век. Почти со всеми ВИНК уже не раз проводились такие мероприятия. А для «Газпром нефти» они устраиваются раз в полгода.

> «Татнефть строит в «Сколково» собственный научно-технический центр, куда планирует переместить свои самые инновационные проекты

Налажены и каналы постоянного взаимодействия. Практически все компании сейчас имеют «единое окно» для подачи предложений по научно-техническому сотрудничеству. По сути, это фильтр для «изобретателей вечных двигателей». То есть главная задача такого окна — не позволить различным прожектерам отвлекать производственников от дела.

> Наша мечта — чтобы в ближайшие два года в России появился хотя бы один корпоративный венчурный фонд нефтегазового комплекса

Для «Сколково» же, как правило, организуют отдельный канал общения. То есть мы можем посылать разработки наших резидентов либо в специализированное подразделение, занимающееся импортозамещением и инновациями, либо напрямую в производственный департамент.

> Не хватает координации усилий отраслевых компаний в части анализа и поддержки новых разработок. Роль правительства должна заключаться именно в этом

«Татнефть» пошла еще дальше. Она строит в «Сколково» свой научно-технический центр. Еще три-четыре года назад, когда формировался перспективный план исследований и разработок, в компании поняли, что им не удастся привлечь наиболее востребованных специалистов в Альметьевск или Бугульму. Поэтому надо перемещать в Москву самые инновационные проекты. Строительство корпоративного НТЦ завершится в 2018 году. Сейчас формируется перечень лабораторий и исследовательских подразделений, которые будут там располагаться.

С другими компаниями также ведутся переговоры о создании аналогичных центров. Одна из них согласилась разместить в «Сколково» свое подразделение по разработке программного обеспечения. Думаю, что к 2020 году уже десяток крупных нефтегазовых корпораций будут иметь у нас свои НТЦ.

Но хочется еще большего. Наша мечта — чтобы в ближайшие два года в России появился хотя бы один корпоративный венчурный фонд нефтегазового комплекса. Как я уже упоминал, на Западе практически у всех крупных корпораций имеются такие структуры. Если бы, допустим, «Роснефть» или «Газпром нефть» создали профильный нефтегазовый фонд, это существенно ускорило бы развитие многих проектов, которые сегодня не могут найти венчурное финансирование.

Хотя один подобный фонд в России все же имеется — правда, не при добывающей компании. Его учредили «Новомет» с РОСНАНО.

За рубежом крупные компании часто создают совместно с какими-либо государственными институтами либо университетами программы акселерации стартапов. В России первая такая программа стартовала в декабре прошлого года. Фонд North Energy Ventures, созданный при участии Российской венчурной компании (РВК) и РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, запустил акселератор Gubkin Innovation Booster.

Он предназначен для поддержки начинающих команд, у которых еще нет никакого опыта предпринимательской деятельности. Участники программы будут в течение нескольких месяцев проходить программу обучения по всем аспектам ведения бизнеса. Победитель, которого выберет жюри, получит приз в размере $100 тыс. Хотелось бы, чтобы аналогичные акселераторы создавались и под эгидой отечественных ВИНК.

Ред.: *Как вы упоминали, часть резидентов «Сколково» уже вышла на зарубежные рынки. В этом вы им тоже помогаете?*

М.З.: Отчасти да. К примеру, у нас налажены хорошие партнерские отношения с Хьюстонским технологическим центром. Кстати говоря, он очень похож на «Сколково» по своей организационной структуре, даже цвета логотипов кластеров у нас совпадают. Вот только своего отдельного города у них нет...

Начиная с 2014 года Хьюстонский центр обеспечивает нашим стартапам экспертную поддержку по выходу на рынок Северной Америки. То есть организует контакты с потенциальными клиентами, консультирование по базовым юридическим вопросам, ведению бухгалтерского учета и т.д. Через эту программу прошло примерно 40–50 резидентов «Сколково». Несколько из них уже открыли свои офисы в Хьюстоне.

Ред.: *А нужны ли какие-либо меры государственной поддержки инноваций в нефтегазовом комплексе? Например, налоговые?*

М.З.: Дополнительной налоговой поддержки точно не нужно. Ее можно получить в рамках того же «Сколково». Но нам, как я уже отмечал, не хватает координации усилий отраслевых компаний в части анализа и поддержки новых разработок. И я вижу роль правительства как раз в этом. Минпромторг и Минэнерго должны — хотя бы на уровне установления приоритетов — инициировать обмен опытом по новым технологиям, поддерживать совместные проекты, содействовать формированию консорциумов по софинансированию инноваций.

Возьмем, к примеру, Департамент энергетики США. Его первоочередная задача — определение стратегии НИОКР и распределение бюджета на базовые исследования. Он координирует работу ключевых компаний отрасли в этой сфере.

А российское Минэнерго выступает скорее в роли регулятора, чем непосредственного координатора подобной деятельности. В свою очередь, Минпромторг создал рабочие группы по импортозамещению, но при этом возложил основные функции на представителей самих нефтегазовых компаний. То есть все опять-таки зависит от желания и инициативы ВИНК, а не от координирующей политики правительства. Именно такой серьезной направляющей роли государства нам и не хватает. ❑

КОЛЛЕКТИВНЫЙ СТЕНД РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА МИРОВОМ НЕФТЯНОМ КОНГРЕССЕ

УСПЕЙТЕ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ГЛАВНОМ МЕРОПРИЯТИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРЕИМУЩЕСТВА УЧАСТИЯ

ВЫГОДНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ

Расположение на центральной аллее, обеспечит дополнительное внимание представителей мировых СМИ, официальных лиц и делегатов

ПОСЕЩЕНИЕ СТЕНДА ОФИЦИАЛЬНОЙ ДЕЛЕГАЦИЕЙ

Коллективный стенд будет включен в официальный обход с представителями уровня Министров и заместителей Министров

9-13 ИЮЛЯ 2017 | СТАМБУЛ

www.wpc2017.ru

Электрификация

8 (499) 760-34-74

Реклама

СКВАЖИНЫ ЖДУТ ТЕХНОЛОГИЙ

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ 2017

ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

Аналитическая служба
«Нефтегазовой Вертикали»

Максимальная конкретика и широкое представительство — таковы, пожалуй, главные приметы Международной практической конференции «Механизированная добыча нефти — 2017». В очередной раз, теперь в «Экспоцентре», собрались представители организаций, непосредственно связанных с сегментом мехдобычи: ВИНК, сервисных компаний, заводов-производителей, научных центров, государственных и частных инвестиционно-финансовых структур.
Речь шла об опыте эксплуатации механизированного фонда скважин, внедрении новых разработок и трудностях этого процесса, о способах поддержки перспективных инновационных технологий.
В этом году конференция впервые проходила при официальной поддержке Министерства энергетики РФ. Кроме того, конференция предваряла крупные отраслевые события — Национальный нефтегазовый форум и Международную выставку «Нефтегаз-2017».

Первую отраслевую конференцию «Нефтегазовая Вертикаль» провела в 2000 году. С тех пор наш журнал организовал более полутора сотен мероприятий разной тематики. При этом их стержневой темой оставалась механизированная добыча нефти. Что вполне объяснимо, учитывая важнейшую роль этого сектора в нефтегазовом комплексе в целом.

Причем, как отметил, открывая конференцию, главный редактор «Нефтегазовой Вертикали» Андрей Мещерин, роль эта в последние годы становится все более значимой. Если полвека назад отрасль развивалась экстенсивно, за счет ввода новых месторождений, то с усложнением условий добычи на повестку дня встает вопрос интенсификации.

Хотя символом нефтедобычи по традиции остается станок-качалка, промысловое оборудование давно переживает смену поколений. Сегодня лишь 2% скважин эксплуатируются фонтаном, остальные — механизированным способом. При этом штанговые глубинные насосы сменяются погружными — на них приходится от двух третей до 80% всего мехфонда.

Осложненный фонд: поиск решений

Одна из главных технических проблем, стоящих сегодня перед нефтяниками, — наличие значительного числа осложненных скважин. У некоторых ВИНК, например ЛУКОЙЛа, осложненный фонд составляет почти 50% от действующего. Наиболее часто встречающийся вид осложнений — асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО).

Для осложненных условий, естественно, требуется специальное добывающее оборудование. Так, «Сургутнефтегаз» наряду с его закупкой у сторонних производителей активно использует насосы и электродвигатели собственной разработки с улучшенными эксплуатационными характеристиками.

«Сургутнефтегаз» известен политикой опоры на собственные силы — большинство буровых работ компания также проводит самостоятельно. Другие ВИНК при внедрении высокотехнологичного оборудования в большей степени рассчитывают на помощь заводов-производителей.

По отзывам нефтяников, отечественные насосные установки в целом выдерживают конкуренцию с зарубежными аналогами. Однако по-настоящему прорывных разработок для усложняющихся условий добычи попрежнему не хватает (см. *«Schlumberger надежнее?»*). И всё же обнадеживающие примеры есть.

Так, ЗАО «Римера» презентовала на конференции ряд новинок, «заточенных» специально под осложненный фонд. Одна из них — насос серии 0615 компрессионной сборки, который способен работать при большом содержании механических примесей и газа. Он также отличается повышенной износостойкостью и упрощенным монтажом. Статистика наработки этих насосов в «Сургутнефтегазе», «Томскнефти», «Самаранефтегазе», «РН-Пурнефтегазе», «Белкамнефти» свидетельствует о преимуществах данного оборудования.

Другие разработки «Римеры» для осложненного фонда (в частности, насос ЭЦНАКИ5-20М1 с расширенными проточными каналами) также прошли успешные испытания и рекомендованы к серийному производству.

Один из наиболее эффективных способов работы в осложненных условиях, прежде всего на истощенных месторождениях, — применение малогабаритных установок (2А и 3 габаритов). Как рассказал в своем докладе начальник технологического отдела Департамента техники и технологии добычи нефти ООО «Газпромнефть НТЦ» Евгений Кибирев, значительное число скважин компании эксплуатируется путем зарезки боковых и горизонтальных стволов, и малогабаритные УЭЦН — оптимальное решение для таких условий.

С конца 2015 года в компании было спущено в скважины 15 установок 2А габарита. Их применение обеспечило в среднем около 10 м^3 дебита на скважину. «Газпром нефть» намерена продолжать внедрение этих установок. При этом она рассчитывает, что наряду с пермским «Новометом» их производство будут более активно осваивать и другие заводы.

Тем не менее, по словам Е.Кибирева, малогабаритное оборудование не может внедряться повсеместно: высокая стоимость его закупок или проката требует тщательного выбора скважин-кандидатов.

Винтовые вместо центробежных

УЭЦН, которыми оснащено сегодня большинство скважин, на осложненном фонде нередко оказываются неэффективными. В этом случае на помощь приходят винтовые насосы. По данным экспертов, они обеспечивают успешную нефтедобычу на 70% осложненных скважин. На выпуске винтовых насосов специализируется, прежде всего, крупнейший российский производитель погружного оборудования — ПК «Борец». (см. *«Нишевые продукты»*).

Другие производители пытаются не отставать. Помогает в этом, в частности, более эффективное применение винтового насоса. Так, сервисный холдинг «ТаграС» предлагает в комплекте с ним использовать свою, защищенную четырьмя патентами РФ, разработку — низкооборотный электродвигатель ЭДСС. Оснащенные этими двигателями УЭВН, в отличие от электроцентробежных установок, эффективны при добыче высоковязкой нефти, при высоком содержании газа и мехпримесей, при работе в горизонтальных скважинах.

Как утверждает разработчик, новинка может с успехом применяться на всем малодебитном и среднедебитном фонде. Утверждения не голословны: после внедрения УЭВН с ЭДСС на скважине «Альметьевнефти» наработка на отказ выросла более чем вдвое при более чем четырехкратном снижении удельного энергопотребления.

Копейка рубль бережет

Усложняющиеся условия нефтедобычи побуждают экономить на издержках. Не случайно отдельная сессия конференции была посвящена энергоэффективным технологиям.

В докладе «Газпром нефти» говорилось, в частности, об испытаниях высокооборотных электроцентробежных установок LX-200. Использование их совместно с погружным вентильным электродвигателем не только повышает эффективность, но и на 20% сокращает удельный расход электроэнергии по сравнению со стандартной УЭЦН.

Добиваться существенной экономии «Газпром нефти» удается и без закупок энергоэффективного, но дорогостоящего оборудования. «Газпромнефть-Восток» мобилизует для этого внутренние резервы — оптимизирует дизайн установок, переводит их в более экономичные режимы работы. Эти меры позволили предприятию выйти в лидеры отрасли по показателю удельного расхода электроэнергии.

Глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов ранее заявлял, что в 2017 году компания сократит инвестиции на 45 млрд рублей, в том числе из-за роста налоговой нагрузки на отрасль. Политика затягивания поясов не могла не коснуться сегмента добычи. Поэтому крайне актуальными становятся методы снижения затрат.

Так, «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», основной добывающий актив компании, за счет внедрения энергоэффективных вентильных электродвигателей собственного производства с 2012 по 2016 год сэкономила 105 млн рублей. А в текущем году она намерена прибавить к этой сумме еще 50 млн (см. *«Энергоэффективность на потоке»*).

Впрочем, иногда планы модернизации производства приходится корректировать. Как сообщил в своем

SCHLUMBERGER НАДЕЖНЕЕ?

Мы изучаем различные способы эксплуатации механизированного фонда. Для зарезки боковых стволов планируем использовать насосные установки 2А и 3 габаритов. Пробуем насосы с полимерными рабочими органами.
Сегодня компания использует только УЭЦН, но для низкодебитного фонда, возможно, будем применять винтовые насосы. Оборудование российского производителя показало себя не лучшим образом, теперь будем испытывать насос Schlumberger. Импортного добывающего оборудования у нас около 25%, используем его только на высокодебитных скважинах.
Что касается выпуска УЭЦН в стандартном исполнении, то российские заводы-производители мало в чем уступают зарубежным коллегам. Отставание более заметно в производстве инновационного оборудования, требующего серьезных научных разработок.

Роман БЫСТРИЦКИЙ,
начальник производственного отдела Иркутской нефтяной компании

НИШЕВЫЕ ПРОДУКТЫ

Один из главных трендов в сегменте механизированной добычи — разработки для осложненного фонда скважин. Если в прежние годы добывающее оборудование, как правило, имело широкую сферу применения, то сегодня появляется много нишевых продуктов, предназначенных для работы с конкретными видами осложнений. Соответственно, возникает необходимость в новых технических решениях. Сейчас «Борец» испытывает три типа винтовых насосов с различными обоймами, предназначенными для высоких температур. В частности, насосы с композитными обоймами проходят испытания в ряде крупных нефтяных компаний на месторождениях, которые отличаются значительным количеством осложнений по температуре, АСПО, газу.

Александр ШМАКОВ,
начальник департамента управления продуктовой линейкой ПК «Борец»

докладе представитель ЛУКОЙЛа, компания отказалась от дальнейшего внедрения полезной новинки — газового двигателя внутреннего сгорания Lufkin Industries (США) для привода станка-качалки, способного работать на попутном газе и экономить электроэнергию. Хочется надеяться, временно. По иронии судьбы из-за девальвации рубля эксплуатировать и обслуживать экономичный насос оказалось слишком накладно. Судя по всему, российских аналогов продвинутой американской технике на рынке сегодня нет...

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ НА ПОТОКЕ

Один из главных вызовов сегодня — повышение энергоэффективности. ЛУКОЙЛ принял стратегию перехода на вентильные электродвигатели, позволяющие существенно экономить электроэнергию. В прошлом году в Когалыме компания открыла завод по их изготовлению. В перспективе, скорее всего, полностью перейдем на использование ПЭД собственного производства. В целом у нас по механизированному фонду 99% глубинно-насосного оборудования — российского производства. Высокопроизводительная импортная техника используется только на морских платформах.

Дмитрий РЕНЕВ,
менеджер управления обеспечения добычи нефти и производства сервисных работ департамента обеспечения нефти и газа ПАО «ЛУКОЙЛ»

Рано жить воспоминаньями

Несмотря на переживаемую насосным оборудованием смену поколений, штанговые глубинные насосы никто не собирается списывать в утиль. Как отмечают нефтяники, их применение по-прежнему оправданно на малодебитных скважинах.

У «Башнефти», например, почти половина скважин эксплуатируется с помощью УШГН. Как свидетельствует опыт компании, на дебитах ниже 15 м^3/сут. их КПД выше, чем у серийных и даже энергоэффективных УЭЦН. Главные слагаемые успеха — правильный подбор оборудования, постоянный мониторинг эксплуатации и своевременный сервис.

Разработчики стремятся дать вторую жизнь оборудованию, которое ассоциируется с морально и технологически устаревшим станком-качалкой. В докладе научного руководителя ЗАО НТЦ «Приводная техника» Георгия Онищенко предложена коренная модернизация ШГН путем замены станка-качалки линейным электроприводом с интеллектуальной системой управления. Преимущества новинки — упрощенные монтаж, демонтаж оборудования и эксплуатация скважин, а также 15–20%-е снижение расхода электроэнергии на добычу.

Кроме того, модернизированная конструкция позволяет оптимизировать процесс откачки нефти за счет выбора параметров движения насоса и автоматического мониторинга его работы и дебита скважины. Предложенные технические решения защищены патентами РФ. По данным компании-разработчика, речь идет о принципиально новом электромеханическом оборудовании для добычи нефти, причем реализация проекта полностью отвечает принципам импортозамещения.

Инновациям нужны инвестиции

Перечисленные позитивные примеры, к сожалению, не характеризуют общую ситуацию с технологическим перевооружением отечественной нефтянки. Почему не происходит массового внедрения положительно зарекомендовавших себя новинок в практику нефтяных компаний? Как сократить сроки проведения опытно-промышленных испытаний новых технологий? Эти вопросы были в центре внимания участников круглого стола, состоявшегося в рамках конференции.

Как сообщил председатель Экспертного совета по механизированной добыче Рустам Камалетдинов, в прошлом году российские ВИНК провели испытания 220 новых видов технологий и оборудования. С 2014 года, когда было испытано 184 новых продукта, отмечен 20%-й рост — факт, безусловно, отрадный.

Доля новинок, испытания которых признаны успешными, в среднем составила 50%. С их внедрением дело обстоит хуже: лишь пятая часть от общего числа испытанных технологий нашла массовое применение у ВИНК.

При этом темпы создания новинок крайне низки. От этапа идеи до серийного производства может пройти пять-семь лет. Сегодня — на фоне осложняющихся условий добычи, низких цен на нефть и других проблем отрасли — ситуация выглядит особенно неблагополучной.

Ускорить процесс внедрения лучших разработок в отраслевую практику — главная задача нефтегазового центра кластера энергоэффективных технологий фонда «Сколково». Как сообщил руководитель центра Марат Зайдуллин, ком-

пании-участники программ фонда получают налоговые льготы, а их новые проекты (так называемые стартапы) — возможность грантового финансирования. Новое, активно развиваемое направление — выделение микрогрантов (до 1,5 млн рублей) на конкретные виды работ. Получить их можно максимально быстро. Кроме того, в нынешнем году «Сколково» запускает консалтинговый сервис по содействию компаниям-разработчикам в поиске потенциальных потребителей.

Участник дискуссии, представитель «Системы Сервис», сообщил, что у его компании «есть продукты, которых нет ни у кого в мире», и поинтересовался, каким образом финансовые фонды могут помочь выходу новых разработок на международные рынки. По словам М.Зайдуллина, «Сколково» четвертый год реализует совместную программу с Хьюстонским технологическим центром, помогающую малым и средним компаниям найти инвесторов и заказчиков. Через эту программу прошло около 30 стартапов разных компаний, некоторые из которых уже открыли свои офисы в Хьюстоне.

У фонда также есть представительство в Китае, которое может обеспечить базовый консалтинг и первые контакты с потенциальными заказчиками. Что касается выхода на рынок Ближнего Востока, то он возможен главным образом через агентов — сотрудников крупных международных сервисных компаний, готовых представлять в регионе интересы производителя.

Еще один способ помочь притоку инноваций в НГК — венчурное инвестирование. Оно в последние годы развивается в России довольно активно. Суть этого инструмента — привлечение инвестиций в уставный капитал небольших предприятий, занимающихся разработкой высокотехнологичных проектов.

Так, в портфеле венчурного фонда Phystech Ventures — пять активов, связанных с нефтегазовыми технологиями. По словам управляющего партнера фонда Петра Лукьянова, с падением цен на нефть сервисный рынок, вопреки ожиданиям, пошел в рост. Так, с 2014 года в стране увеличился объем горизонтального бурения. А западные санкции облегчили выход на рынок российских производителей и подрядчиков.

Впрочем, проблем по-прежнему хватает. По словам П.Лукьянова, с финансированием разработок до стадии пилотных испытаний трудностей чаще всего не возникает. А вот привлечь для дальнейшего внедрения своей технологии $10–20 млн — задача куда более сложная.

Представитель Phystech Ventures упомянул о такой актуальной для России проблеме, как защита интеллектуальной собственности. Если появляется какая-либо новая разработка, например, в области насосных установок, то вероятность того, что она будет в той или иной форме воспроизведена ведущими российскими производителями, превышает 50%. Это также затрудняет привлечение инвестиций. «Российский патент вас практически ни от чего не защищает, либо вы очень долго будете судиться», — считает П.Лукьянов.

Выход в такой ситуации — патентование разработки за рубежом, где к авторским правам относятся куда более ответственно. Не случайно нередки случаи, когда интересная российская новинка впервые находит признание не на родине, а за ее пределами.

Долгий путь к скважине

Еще одна проблема — формальные ограничения, тормозящие процессы испытаний и внедрения новой, даже хорошо себя зарекомендовавшей технологии. Компании работают на соседних месторождениях со схожими условиями, но для каждого из них требуется проведение новых ОПИ, подготовка к которым может занять больше года. Сроки самих испытаний нефтяники стремятся продлить со 180 до 600 суток.

ДЕФИЦИТ ДОВЕРИЯ

Одна из причин трудного продвижения новинок — недоверие к ним со стороны потребителей. Так, десятилетняя разработка нашего завода — штампосварная ступень из нержавеющей стали с повышенной износо- и коррозионностойкостью для УЭЦН, хорошо проявившая себя и в борьбе с солеотложениями, — до сих пор не нашла массового применения и работает в основном на оборудовании «Алмаза», предоставляемом в прокат.
И это несмотря на более чем 26 изменений конструкции, внесенных за последние несколько лет. Без гарантий сбыта новой продукции мы не можем расширять производство, внедрять в серию другие типоразмеры.
«Алмаз» выпускает около 450 насосных установок в месяц и по итогам 2016 года занял третье место в рейтинге производителей ЭЦН.
Компания обслуживает более 9,5 тыс. скважин, производит весь спектр погружного оборудования. Но даже таким крупным предприятиям бывает непросто довести новинки до массового внедрения. Зачастую компании-лидеры, повторяя наши технологии (например, кабель с изоляцией из фторопласта, погружные двигатели с повышенным напряжением и др.), продвигают наш продукт на рынок.
Мы относимся к этому спокойно. Имеющийся фонд механизированной добычи позволяет всем игрокам рынка обеспечить 80–90%-ю загрузку своих мощностей, создавая хорошую конкурентную среду.

Руслан САЛИХОВ,
главный инженер ООО «Алмаз»

Идея создания полигонов по испытанию новых технологий для нефтедобычи по-прежнему далека от воплощения. В этом смысле российские разработчики находятся в менее выгодном положении, чем их коллеги из США.

Высокая степень монополизации отраслей — ключевых потребителей новых технологий (энергетика, НГК, машиностроение, электронная промышленность) не создает стимулов для развития конкуренции. Не удивительно, что крупные корпорации практически не покупают перспективные стартапы. В результате инвесторы перебрасывают активы в другие отрасли или уходят на иностранные рынки.

Показателен пример, приведенный М.Зайдуллиным: одна из компаний-резидентов «Сколково» восемь лет работает над увеличением нефтеотдачи при обработке призабойной зоны. Она провела для разных ВИНК более 200 успешных операций на скважинах. При этом нигде дело не продвинулось дальше ОПИ. Прошлой осенью представители компании выступили на крупной международной конференции, и уже через два месяца получили предложение от Saudi Aramco приехать для проведения испытаний за счет саудитов...

Есть контакт?

Если производители зачастую объясняют слабый приток передовых технологий в отрасль недоверием со стороны потребителей (см. *«Дефицит доверия»*), то нефтяники ссылаются, прежде всего, на экономические резоны.

Как отметил представитель «Газпромнефть НТЦ» Евгений Кибирев, среди предложенных его компании новых технологий есть немало интересных идей. Проблема в том, что большинство продуктов находится на начальных стадиях разработки и «Газпром нефти» предлагают вложиться в их дальнейшее продвижение. Но даже самая передовая технология не окупится, если затраты на ее доработку и внедрение будут переложены на потребителя, считает Е.Кибирев.

И все же положительные сдвиги есть. У той же «Газпром нефти» с 2014 по 2016 год число ОПИ по функции «добыча» выросло на 80%, их успешность превысила 80%. Как признавали выступавшие, усилиями «Газпромнефть-НТЦ» создана система, позволяющая быстро анализировать и реализовывать перспективные пилотные проекты. Впрочем, как отметил П.Лукьянов, добывающая «дочка» «Газпром нефти» с одинаковой вероятностью, причем весьма аргументированно, может признать любой пилотный проект как успешным, так и неуспешным...

Причина подобной ситуации в том, что у нефтяников, занятых текущими проблемами добычи, зачастую нет заинтересованности в положительном результате ОПИ. Нефтяная компания должна создать внутри себя отдельную структуру, задачей которой будет внедрение нового оборудования в технологический процесс, не нарушая его, считает секретарь Экспертного совета Евгений Григорян. Еще одно предложение, прозвучавшее в ходе дискуссии, — законодательно утвердить сроки испытаний новой техники.

Для скорейшего внедрения новинок необходимо наладить конструктивный диалог между нефтяниками и «новаторами», резюмировал Рустам Камалетдинов. Есть потребность в информировании потенциальных потребителей о стартапах фонда «Сколково». Кроме того, важно улучшать работу систем управления знаниями, других информационных площадок, позволяющих сократить срок рассмотрения инноваций и укрепить обратную связь между участниками процесса. На встрече также говорилось о необходимости организовать между нефтяными компаниями обмен опытом и статистикой по конкретному применению новых технологий и регулярно проводить круглые столы на эту тему. ❑

МЕЖДУ НАМИ, ЭКСПЕРТАМИ

Состоявшееся в рамках конференции расширенное совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти было посвящено совершенствованию технических требований к погружному оборудованию. Совещание, в частности, поручило Экспертному совету:

- организовать внесение изменений в ГОСТ Р 56830-2015 «Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования» (унификация системы погружной телеметрии УЭЛН в соответствии с Протоколом технического совещания от 20.04.2016 и Протоколом №18 совещания Экспертного совета по добыче нефти от 26.05.2016);
- организовать круглый стол «Внесение изменений в ГОСТ Р 51777-2001 Кабели для установок погружных электронасосов. Общие технические требования».

В ПОИСКАХ НАДЕЖНОСТИ

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ 2017
ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ДМИТРИЙ РЕНЕВ
Менеджер управления обеспечения добычи нефти и производства сервисных работ Департамента обеспечения нефти и газа ПАО «ЛУКОЙЛ»

В прошлом году все нефтегазодобывающие дочерние общества ПАО «ЛУКОЙЛ» увеличили наработку на отказ механизированного фонда скважин. Факт тем более примечательный, что почти половина скважин компании относится к осложненному фонду.
Прогресс достигнут, прежде всего, благодаря внедрению новых технологий и оборудования в практику большинства НГДО. Не все результаты опытно-промышленных испытаний признаются успешными. Тем не менее, многие новинки, в том числе разработанные «дочкой» ЛУКОЙЛа ООО «ЭПУ ИТЦ», позволили повысить надежность добывающего оборудования и, как следствие, производительное время работы скважин. А также в ряде случаев — сократить затраты на процесс мехдобычи.

К началу 2017 года в эксплуатационном фонде ПАО «ЛУКОЙЛ» было 29896 скважин. Большинство из них оснащены установками электроцентробежных насосов (см. *«Динамика действующего фонда скважин»*).

Осложненный фонд составлял 13659 скважин, или 45,6% от действующего. Осложнения связаны, прежде всего, с наличием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) — 58% всех случаев. За ними в порядке убывания следуют коррозия (14%), солеотложения (12%), высоковязкие эмульсии (9%), гидратообразования (4%) и мехпримеси (3%).

Основным показателем работы с механизированным фондом является динамика наработки скважин на отказ (ННО). В целом по компании наработка в прошлом году достигла 690 суток при плане 678. Рост имеется по всем дочерним обществам. Наибольший (2%-й) прирост достигнут в главном добывающем подразделении — «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (см. *«Динамика наработки на отказ по механизированному фонду скважин»*).

Для эффективной борьбы с осложнениями и повышения наработки на отказ ЛУКОЙЛ активно проводит опытно-промышленные испытания новых технологий и оборудования. Остановлюсь подробнее на результатах (как положительных, так и отрицательных) ОПИ, проведенных компанией за последнее время.

Насос — дело тонкое

В двух «дочках» — «ЛУКОЙЛ-Коми» и РИТЭК — испытывались штанговые насосы СПР-32/57 для высоковязкой нефти производства ООО «ЭЛКАМ». Основные задачи насосов — увеличение ННО, снижение затрат на эксплуатацию механизированного фонда после пароциклических обработок (ПЦО), стабильная работа при вязкости эмульсии до 7000 мПа*с. Оборудование успешно прошло испытания, наработка составила более 400 суток. Технология переведена в опытно-промышленную эксплуатацию.

> В целом по компании наработка в прошлом году достигла 690 суток при плане 678. Рост имеется по всем дочерним обществам

Не столь успешными оказались результаты испытаний пластинчатых насосов ЭСНПЭ производства ООО «ЭКПОС». Целью работ было внедрение малогабаритного энергосберегающего оборудования для добычи нефти из скважин с высоковязкой

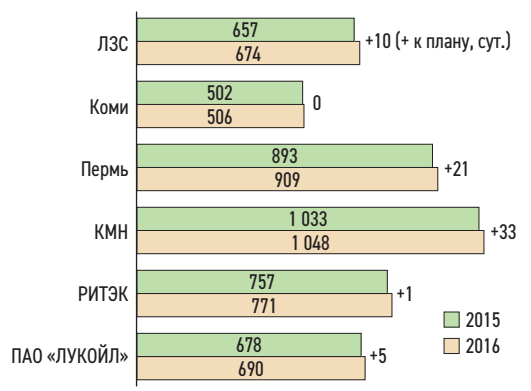
Динамика действующего фонда скважин

НГДО	Фонд	2015 г.	2016 г.	Изменение, %
ЛУКОЙЛ	**Всего**	**29 359**	**29 896**	**2**
	УЭЦН	19 507	19 901	2
	УШГН	8 118	8 196	1
	Винтовые	1 047	978	-7
	Прочие	687	821	20
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	**Всего**	**17 115**	**17 451**	**2**
	УЭЦН	14 879	15 061	1
	УШГН	2 115	2 063	-2
	Прочие	121	327	170
ЛУКОЙЛ-Коми	**Всего**	**2 881**	**2 902**	**1**
	УЭЦН	1 704	1 774	4
	УШГН	441	445	1
	Винтовые	695	644	-7
	Прочие	41	39	-5
ЛУКОЙЛ-Пермь	**Всего**	**6 638**	**6 748**	**2**
	УЭЦН	2 038	2 113	4
	УШГН	4 148	4 273	3
	Винтовые	298	276	-7
	Прочие	154	86	-44
РИТЭК	**Всего**	**2 230**	**2 280**	**2**
	УЭЦН	782	822	5
	УШГН	1 171	1 174	-
	Винтовые	54	58	7
	Прочие	223	226	1
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	**Всего**	**302**	**295**	**-2**
	УЭЦН	49	45	-8
	УШГН	243	241	-1
	Прочие	10	9	-10
Прочие НГДО		193	220	14

Источник: ПАО «ЛУКОЙЛ»

эмульсией. Было испытано девять насосов, все они отказали. Основные причины отказов — разрушение стопорных шайб и пластин. На сегодняшний день производитель не смог доработать продукцию. От внедрения данных насосов пришлось отказаться.

Динамика наработки на отказ по механизированному фонду скважин



Источник: ПАО «ЛУКОЙЛ»

Пока не принесли позитивного результата и ОПИ модульного гидрокомпенсатора ГМ-5-Р для ЭВН производства «Ремэлектропромнефть». От этой разработки ожидалось снижение числа отказов винтовых насосов, связанных с опорным узлом разгрузки. Оборудование было установлено на десяти скважинах, все они на сегодняшний день вышли из эксплуатации. Гидрокомпенсаторы отправлены на завод-изготовитель для устранения конструктивных недоработок.

Как отмечалось, ЛУКОЙЛ ищет наиболее эффективные технологии работы с фондом скважин при парациклических обработках. Второй год продолжаются попытки внедрить термостойкий эластомер производства компании «Борец». Стояла задача — исключить переход с ШГН на ЭВН при снижении температуры в призабойной зоне, сократив тем самым затраты на текущий ремонт скважин и потери продукции после ПЦО.

Оборудование было спущено в скважину Усинского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Наработка составила девять суток, скважина вышла в текущий простой. Как выяснилось, причины этого — не в насосе, а в неправильной комплектации. Оборудование дорабатывается, в скором времени планируется повторный спуск.

Северная группа месторождений ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» характеризуется высокой вязкостью нефти (до 1500 мПа*с в пластовых условиях), содержанием АСПО до 20–36%, крайне низкой пластовой температурой. Поэтому ведется подбор технологии для данных условий: осуществляются испытания УЭВН, ШГН в специальном исполнении, УЭЦН, скважинных нагревателей. Наработка пока небольшая, но положительные сдвиги есть (см. *«Эксплуатация скважин ТПП "РИТЭК-Самара-Нафта"»*).

Найти нужное покрытие

Нефть месторождений Денисовской впадины (оператор — «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз») отличается значительным содержанием сероводорода и парафинов. Здесь были испытаны различные насосно-компрессорные трубы с 1 и 5% хрома. Однако было зафиксировано большое количество отказов.

Последним решением стали стальные НКТ с внутренним покрытием «АнтиАСПО». Были смонтированы четыре подвески и спущены в скважины с осложнениями АСПО. Наработка составила почти 1 тыс. суток, отказов нет, оборудование переведено в промышленную эксплуатацию.

Также успешными оказались испытания НКТ с внутренними полимерными покрытиями Temerso TC 3000F и Major Pack MPLAG 14/C. Наработка по ним составила около 800 и более 1 тыс. суток, соответственно. Последнее покрытие особенно хорошо себя зарекомендовало на фонде, осложненном сероводородом, — отказов вообще не происходило.

Эффективность плюс экономичность

На трех скважинах Павловского, Красноярско-Куединского и Кирилловского месторождений (Пермский регион) испытывался газовый двигатель внутреннего сгорания производства США для привода станка-качалки. Двигатель работает на попутном газе из затрубного пространства скважины. Получаемый эффект —

Эксплуатация скважин ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»

	Количество скважин	Средняя текущая наработка
УЭВН	2	180
УШВН	13	238
ШГН СПР-44/24 с греющим кабелем	3	300
Скважинные нагреватели	2	203

Источник: ПАО «ЛУКОЙЛ»

экономия электроэнергии и использование попутного газа. Наработка составила более 4 тыс. часов, экономия электроэнергии — более 5 МВт по каждой скважине.

Данная технология переведена в промышленную эксплуатацию. Рекомендуем ее для использования на станках-качалках отечественного производства на скважинах, не имеющих развитой инфраструктуры, электроснабжения, возможностей утилизации ПНГ. Тем не менее дальнейшее внедрение приостановлено, поскольку из-за девальвации рубля стоимость оборудования и затраты на его обслуживание существенно выросли.

Энергоэффективное оборудование внедряется и в компании РИТЭК. Испытанные здесь установки НПУ ВД предназначены для добычи из скважин с малым и средним дебитом с вязкостью нефти до 200 сП и глубиной спуска до 1200 метров.

Компоновка представляет собой погружной вентильный электродвигатель малой мощности (около 7 кВт), привод редуктора и обыкновенный штанговый насос. По результатам промысловых испытаний отмечено снижение потребления электроэнергии по сравнению с ШГН в 2,6 раза, увеличение коэффициента подачи в 2,5 раза. Наработка на отказ этих установок составила в среднем 340 суток.

Как и другие нефтяные компании, ЛУКОЙЛ опробовал практически все компоновки одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Сейчас проводятся испытания двух новых компоновок. Одна позволяет эксплуатировать верхний пласт фонтанным способом, нижний — с помощью УЭЦН. Другая дает возможность вести добычу нефти с верхнего пласта и газа из нижнего. Данные компоновки уже внедрены, отказов по ним нет.

Также проведена большая работа по погружным электродвигателям. По результатам эксплуатации сделали вывод, что основная причина отбраковки ПЭД — множественная очаговая коррозия корпуса глубиной более 2 мм. При этом наиболее подвержены коррозии электродвигатели с номинальной мощностью от 120 кВт и выше. Соотношение отбракованного оборудования на одну единицу парка составляет 0,59. На основании этих данных проанализировали и опробовали способы защиты ПЭД от коррозии (см. *«Сравнительная характеристика способов снижения отбраковки ПЭД по коррозии»*). После перехода на закупку ПЭД в коррозионностойком исполнении отбраковка снизилась в два раза.

Своими силами

Дочернее предприятие ЛУКОЙЛа — ООО «ЭПУ ИТЦ» — занимается разработкой и выпуском вентильных электродвигателей и другого оборудования. Одна из наиболее значимых разработок — энергоэффективные вентильные ПЭД. Их внедрение на месторождениях компании «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» позволило с 2012 по 2016 год сэкономить 40,8 млн кВт*ч электроэнергии, или 105 млн рублей. Ожидается, что в 2017 году экономия составит 17,1 млн кВт*ч, или почти 50 млн рублей.

Среди других разработок ЭПУ ИТЦ — бестрансмиссионный привод станка-качалки, который прошел успешные испытания и уже внедряется, а также вентильный двигатель диаметром 81 мм, позволяющий использовать УЭЦН малых габаритов в боковых стволах скважин и в скважинах с дефектами обсадных колонн.

> Ожидается, что в 2017 году экономия от внедрения вентильных ПЭД составит 17,1 млн кВт*ч, или почти 50 млн рублей

Кроме того, в связи с наличием у ЛУКОЙЛа фонда ПЦО и обработок парагравитационного воздействия был разработан погружной вентильный двигатель диаметром 117 мм повышенной термостойкости. Он способен работать при температуре окружающей среды до 200°С. Вскоре оборудование планируется спустить в скважину для испытаний.

Также, зная уязвимые места винтовых насосов, ЭПУ ИТЦ разработало универсальный опорный модуль для УЭВН. Его характеристики: номинальный крутящий момент — 1000 Нм, воспринимаемая аксиальная нагрузка — 6 тонн, диапазон частот вращения — 0-1500 об/мин, температура окружающей среды — 120°С. ❑

Сравнительная характеристика способов снижения отбраковки ПЭД по коррозии

	Закупка ПЭД в коррозионностойком исполнении	Защитное покрытие корпуса ПЭД коррозионностойким материалом	Погружные протекторы (сплав Ац5Мг5)
Преимущества	Снижение отбраковки ПЭД по причине коррозии корпуса	Применимо на существующем фонде ПЭД	Применимо на существующем фонде ПЭД, низкая стоимость одного протектора
Недостатки	Рост затрат на закупку ПЭД на 16%, нет возможности применения на существующем фонде ПЭД	Высокая стоимость услуг по нанесению защитного покрытия (30% от стоимости нового ПЭД)	Необходимо производить замену при каждом ремонте
Неопределенности	–	Проводятся опытно-промышленные испытания по оценке защитных свойств	Планируется проведение опытно-промышленных работ по оценке защитных свойств

Источник: ПАО «ЛУКОЙЛ»

ВСЕМУ СВОЕ МЕСТО

ПРИМЕНЕНИЕ ШГН ОСТАЕТСЯ ЭФФЕКТИВНЫМ ПРИ ОПРЕДЕЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ 2017

ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

РУСТАМ ВАЛИАХМЕТОВ
Начальник отдела проектирования и оптимизации добычи БашНИПИнефть

Хотя до 80% нефти сегодня добывается при помощи УЭЦН, эксплуатация малодебитных скважин более эффективна с применением штанговых глубинных насосов (ШГН). Однако условия функционирования насосных установок постоянно усложняются, и это требует новых подходов и решений. Это в полной мере относится к ООО «Башнефть-Добыча», большинство скважин которого оснащено штанговыми насосами. Внедрение новых технологий и использование системы мониторинга механизированного фонда позволили существенно увеличить производительное время работы скважин с ШГН и снизить количество отказов оборудования.

В эксплуатации ООО «Башнефть-Добыча» находится более 180 месторождений. Действующий фонд к началу 2017 года составлял свыше 15 тыс. скважин. Более чем на 11 тыс. скважин нефть добывается с применением штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ), обеспечивающих почти половину всего производства предприятия (44%).

Для малых дебитов

ШСНУ эксплуатируются в широких диапазонах скважинных условий: с дебитами до 40 м^3/сут., на глубинах до 2 тыс. метров, с обводненностью от 0 до 99%, при вязкости откачиваемой продукции до 2000 мПа*с. Около 20% фонда ШСНУ работает в периодическом режиме.

За последние пять лет фонд скважин, эксплуатируемых ШСНУ, снизился на 6%. В основном за счет вывода части нерентабельных скважин и перехода на использование установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Тем не менее, применение штанговых установок по-прежнему эффективно и оправданно на малодебитных скважинах. Так, на дебитах ниже 15 м^3/сут. коэффициент их полезного действия превышает КПД как серийных, так и энергоэффективных УЭЦН. Штанговые глубинные насосы проще выводятся на заданный режим, менее чувствительны к изменению скважинных условий. Кроме того, их могут обслуживать операторы даже с небольшим опытом работы.

Сложностей прибавляется

Между тем условия работы ШСНУ всё более усложняются: увеличивается глубина спуска, снижается динамический уровень, падает давление на приеме, растет скорость откачки. Всё большее число скважин эксплуатируется в осложненных условиях. К началу нынешнего года осложненный фонд ШСНУ «Башнефть-Добычи» составлял 22% от действующего (2550 скважин). Основные виды осложнений — асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и высоковязкие эмульсии (ВВЭ) — 42 и 38%, соответственно. На 15% скважин осложнения проявляются в комбинированном сочетании.

В числе главных проблем, возникающих при эксплуатации скважинных штанговых установок, — обрыв колонн штанг и отказы НКТ (25 и 12%, соответственно). Наработка по этим видам отказов существенно меньше средней по фонду (см. *«Причины отказов ШСНУ в 2016 году»*).

Обрывы штанговой колонны чаще происходят по телу штанги (52% отказов). Проблемы НКТ в основном связаны с негативным действием осложняющих факторов — отложений АСПО, эмульсий.

Как бороться с отказами

За последние пять лет за счет применения новых технологий (см. *«Технологии, внедренные в ООО «Башнефть-Добыча»*) и системы мо-

Технологии, внедренные в ООО «Башнефть-Добыча»

Наименование технологии	Проблематика	Объем внедрения, шт/год	Полученный эффект
Диспергатор EVK	АСПО	50	Увеличение наработки по скважинам, осложненным АСПО, на 20%, увеличение МОП на 40%
Интеллектуальные станции управления	Энергоэффективность	30	Снижение энергопотребления на 15%
Компенсатор реактивной мощности	Энергоэффективность	Закупаемые СУ	Снижение потребления реактивной мощности на 15%
ШГН с утяжеленными сдвоенными клапанными парами	Высокая вязкость, мехпримеси	300	Увеличение ННО по скважинам, осложненным ВВЭ, на 10–20%
СПКУ	АСПО, ВВЭ	50	Увеличение ННО на осложненном фонде
Шарнирные штанги	ВВЭ, сложная инклинометрия	50	Увеличение ННО на часто ремонтируемом фонде на 30–40%
ШГН с газоотравливающими наконечниками и чистящими кольцами	Газ, мехпримеси	300	Увеличение ННО на осложненном фонде на 25%

ниторинга механизированного фонда наработка на отказ (ННО) по скважинам, эксплуатируемым штанговыми насосами, была увеличена на 21% — с 614 суток до 742. Число отказов снизилось на 1080 (см. *«Наработка на отказ скважин с ШСНУ»*).

Для борьбы с осложнениями, повышения эффективности эксплуатации ШСНУ и расширения области их применения «Башнефть-Добыча» также проводит опытно-промысловые испытания (ОПИ) и внедрение нового оборудования. Сейчас в процессе ОПИ находятся:

- канатные и стеклопластиковые штанги для снижения аварийности в искривленных и глубоких скважинах;
- линейный электродвигатель с плунжерным насосом для расширения области применения;
- цифровые станции управления с новым функционалом.

Успешно внедряются технологии, разработанные сотрудниками самой компании. Это, в частности, приставка устьевого сальника, а также сепаратор мехпримесей СОМ, успешно прошедший испытания на более чем 30 скважинах.

Ученые приходят на помощь

Для повышения эффективности эксплуатации скважин с ШСНУ задействован и научный потенциал. На 2017 год в БашНИПИнефти запланирована научно-исследовательская работа (НИР), предполагающая анализ эксплуатации цифровых интеллектуальных СУ на разных режимах. Такой анализ позволит определить влияние режимов работы на энергоэффективность, сделать вывод о необходимости замены станции на новую и оценить возможный эффект.

Другая цель НИР — разработка алгоритмов и методики диагностирования работы ШСНУ в режиме реального времени. Это даст технологу возможность оперативно реагировать на изменение динамограммы.

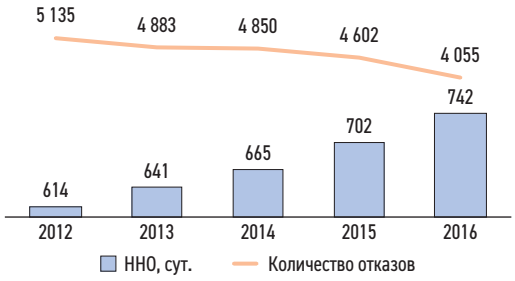
На сегодняшний день для подбора установки на скважину применяются методики, разработанные в 1970–1980-х годах. В этой связи в рамках НИР решается еще одна актуальная для компании задача — с помощью новых математических моделей повысить качество подбора глубинно-насосного оборудования и режима его работы. Как результат — должна возрасти наработка ШСНУ на отказ.

Кроме того, в компании применяется программный комплекс «Система мониторинга и анализа работы механизированного фонда скважин», разработанный БашНИПИнефтью по заказу «Башнефть-Добычи». Комплекс консолидирует данные из всех источников (шахматка, БД оборудования, БД ремонтов, телемеханика, база PVT), отслеживает изменение показателей работы скважин и оборудования. Речь идет о таких параметрах, как коэффициент наполнения, приведенные напряжения, эффективный ход плунжера, удельное энергопотребление.

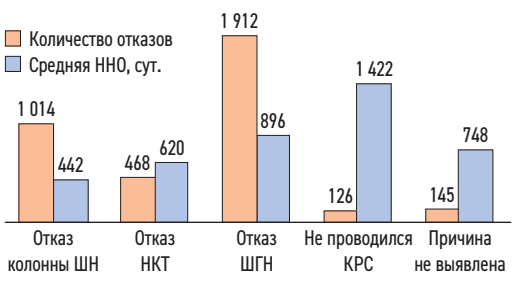
Следующим шагом на пути развития системы станет модуль автоматизированного диагностирования состояния ШСНУ. Новый функционал повысит эффективность работы с осложненным фондом, позволит проводить технологические операции по мере необходимости, а не по жесткому графику, снизит риски внеплановых остановок скважин и неоправданные затраты.

Еще одним инструментом, позволяющим повысить наработку на отказ и энергоэффективность штанговых установок, стала информационно-аналитическая система «Банк технологий». Кроме систематизации данных по производственным направлениям (бурение, механизированная добыча, система сбора и т.д.), она хранит абсолютно всю информацию о технологии — от полного описания (стоимости, текущего статуса, преимуществ, недостатков, презентационного материала) до опыта применения в других дочерних обществах и компаниях. Тем самым Банк технологий открывает новые возможности автоматизированного подбора технологий для осложненного фонда. ❑

Наработка на отказ скважин с ШСНУ



Причины отказов ШСНУ в 2016 г.



ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
РУБЛЬ БЕРЕЖЕТ

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ 2017

ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ВЛАДИМИР ЖУРАВЛЕВ
Начальник технологического отдела
по работе внутрискважинного оборудования
Управления добычи нефти и газа
ООО «Газпромнефть-Восток»

ЕВГЕНИЙ КИБИРЕВ
Начальник технологического отдела
Департамента техники
и технологии добычи нефти
ООО «Газпромнефть НТЦ»

ПАВЕЛ МУЗЫЧУК
Главный специалист
ТОРВО УДНГ
ООО «Газпромнефть-Восток»

Истощение традиционных месторождений и, как следствие, растущая себестоимость добычи ставят перед нефтяниками задачу снижения издержек, в том числе за счет внедрения энергосберегающих технологий. За три года реализации программы энергосбережения ООО «Газпромнефть-Восток» вывело показатель удельного расхода электроэнергии на уровень лучших в отрасли. Добиться этого удалось в усложняющихся условиях добычи, причем без дополнительных закупок дорогостоящего оборудования. Главным слагаемым успеха стала оптимизация параметров и режимов работы насосных установок.

Объекты нефтедобычи ООО «Газпромнефть-Восток» располагаются в труднодоступной местности на границе Томской и Омской областей. Автотранспортное сообщение возможно только в зимний период. Производственные базы, склады и управление значительно удалены от промыслов.

Автономность от централизованной инфраструктуры обусловила высокую долю генерации собственной электроэнергии (65% от общего потребления) в рамках программы утилизации попутного газа. Запуск ГПС «Шингинское» повысил потенциал данного направления и создал предпосылки для продажи избытков электроэнергии. Таким образом, повышение энергоэффективности нефтедобычи не только сокращает затраты на этот процесс, но и позволяет в перспективе получать прибыль.

Преодолевая трудности

За последние четыре года фонд скважин ООО «Газпромнефть-Восток» увеличился на 114 единиц. Между тем условия эксплуатации за этот период значительно ухудшились. Средний дебит скважин сократился с 62,5 до 47,6 м^3/сут. Тенденция падения среднего забойного давления прервалась лишь в 2016 году в связи с активным вводом новых скважин с высоким потенциалом.

Большая глубина залегания продуктивных пластов и кустовой характер разбуривания обусловили значительную глубину спуска УЭЦН. В 2016 году она достигла среднего значения по стволу 2791 метров при среднем динамическом уровне 2390 метров. Прошлый год был отмечен вводом в эксплуатацию скважин с пробуренным забоем 4100 метров.

Исходя из условий и характера скважин единственным оптимальным механизированным способом добычи для ООО «Газпромнефть-Восток» является применение электроцентробежных установок. На декабрь 2016 года из 446 скважин 408 эксплуатировались с помощью УЭЦН. Из них 62% — в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ).

Как следствие, 65% потребляемой компанией электроэнергии приходится на процесс механизированной добычи. В сложных условиях эксплуатации технологическому отделу удалось не только удержать показатели удельного расхода электроэнергии (УРЭ) на уровне 2013 года, но и кардинально изменить ситуацию. В результате УРЭ стал одним из лучших в отрасли. Рассмотрим, за счет чего были достигнуты эти успехи.

ЕВГЕНИЙ КИБИРЕВ

Скрытые резервы

Программа оптимизации затрат, трансформировавшаяся в программу энергоэффективности, сохраняет основные направления, выработанные еще на начальной стадии, в 2013 году. При этом она не подразумевает дополнительных расходов на закупку новых установок, позиционируемых как энергоэффективные. Все мероприятия проводятся на оборудовании, предоставляемом в прокат, либо при проведении ТиКРС.

Основными направлениями работы стали:

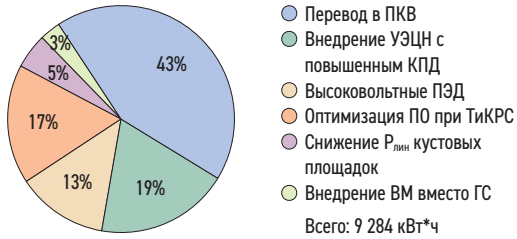
- перевод погружного оборудования в режим ПКВ при притоке менее 40 м^3/сут.;
- отказ от малодебитных типоразмеров УЭЦН;
- увеличение доли двигателей с повышенным напряжением для снижения потерь;
- замена газосепаратора входным модулем;
- снижение линейного кустового давления;
- поэтапное внедрение УЭЦН с ВПЭД;
- использование потенциала интеллектуальных режимов станций управления с частотно-регулируемым приводом;
- внедрение инновационных разработок по снижению УРЭ и эксплуатации малодебитного фонда.

За счет реализации программы энергопотребление на механизированном процессе подъема жидкости в прошлом году сократилось на 9,3 млн кВт*ч (см. *«Экономия электроэнергии в 2016 году»*). В целом за четыре года при росте добычи жидкости на 1,96% удельный расход электроэнергии снизился на 3,65%. Примерно на столько же сократилось ее потребление (см. *«Динамика показателей УРЭ и потребления электроэнергии»*).

Дизайн имеет значение

Одной из главных задач было обеспечить минимальное удельное энергопотребление на 1 м^3 добываемой жидкости за счет создания энергоэффективного дизайна УЭЦН. Надо отметить, что практикуются разные подходы как к расчету показателей, так к подбору оборудования. Причем

Экономия электроэнергии в 2016 г.



Источник: ООО «Газпромнефть-Восток»

не все мероприятия по снижению энергопотребления приемлемы с точки зрения экономики. В нашем случае были определены рентабельные и оперативно доступные решения.

> Повышение энергоэффективности нефтедобычи не только сокращает затраты на этот процесс, но и позволяет в перспективе получать прибыль

Основная часть затрат мощности УЭЦН приходится на насосные секции, газосепаратор и электродвигатель. Меньшая доля — на погружной

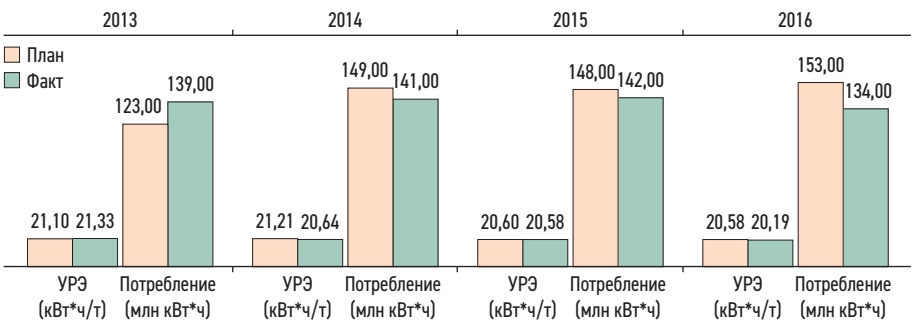
> Около 65% потребляемой компанией электроэнергии приходится на процесс механизированной добычи

кабель, наземное электрооборудование, наземный шлейф. Нашей задачей было определить максимально значимый фактор и разработать мероприятия по снижению потерь конкретно для него.

> Все мероприятия проводятся на оборудовании, предоставляемом в прокат, либо при проведении ТиКРС

На основании поузлового анализа системы «УЭЦН–скважина» была разработана программа увеличения доли УЭЦН с повышенным КПД. Для

Динамика показателей УРЭ и потребления электроэнергии



Источник: ООО «Газпромнефть-Восток»

малодебитного фонда, эксплуатируемого в режиме ПКВ, были приняты установки D700EZ и их аналог с повышенным КПД MT-80 (производства Тюменского завода Schlumberger). Первоначально принятая линейка DN на высокодебитный фонд (DN1000, DN3000, DN3500) в данный момент заменяется линейкой MT (MT-200, MT-500, MT-700).

За четыре года при росте добычи жидкости на 1,96% удельный расход электроэнергии снизился на 3,65%, примерно на столько же сократилось ее потребление

Преимущество такой замены, помимо импортозамещения, состоит в том, что MT-Line оснащаются высоковольтными погружными электродвигателями, внедрение которых также является одним из направлений повышения энергоэффективности. Высоковольтный ПЭД сокращает потери мощности на кабель. Он также более надежен в условиях ПКВ, в том числе из-за меньшего риска отказа кабельной линии.

Планируется расширить перечень применяемого по прокатной схеме оборудования за счет вентильных установок MT-Line

Важен каждый фактор

Неотъемлемой частью программы энергосбережения стал так называемый факторный анализ УРЭ механизированного фонда. На каждом месторождении исследуются факторы как роста, так снижения УРЭ, а также их динамика по отношению к базовому (прошлогоднему) периоду. На основании этих данных выявляются скважины, наиболее повлиявшие на формирование того или иного фактора. Далее по каждой из них определяются причины изменения УРЭ и возможные корректирующие мероприятия.

Факторный анализ можно проиллюстрировать на примере Крапивинского месторождения. В 2015 году сокращение количества высокодебитных УЭЦН стало причиной роста УРЭ на 0,27кВт*ч/т по сравнению с уровнем 2014 года. В прошлом году за счет повышения номинального КПД установок и перевода их в режим периодического кратковременного включения УРЭ удалось снизить на 0,41кВт*ч/т.

В ближайших планах — внедрение системы автоматического расчета показателей и постепенный переход от квартального к ежемесячному их сравнению. Такой метод значительно повысит оперативность решений о необходимых мероприятиях и сократит время на статистическую работу, позволив сконцентрироваться на аналитике.

Результаты налицо

Сегодня подавляющее большинство УЭЦН компании оснащены станциями управления с частотно-регулируемым приводом. Четверть установок снабжена высоковольтным погружным электродвигателем. Три четверти УЭЦН имеют гидрозащиту с увеличенным количеством торцевых уплотнений и камер. Всё это обеспечивает повышенную надежность в режиме ПКВ. Таким образом, решение о расширении спектра дополнительного оборудования, принятое в 2013 году, оказалось стратегически правильным.

В результате принятых мер за три года доля УЭЦН с неоптимальным уровнем расхода электроэнергии сократилась с 67 до 35%. При этом доля установок с УРЭ менее 20 кВт*ч/т увеличилась с 33 до 75%. Сегодня на большинстве месторождений компании УРЭ ниже лучших отраслевых показателей.

В 2015 году на основании сравнительного анализа ООО «Газпромнефть-Восток» было признано лучшим предприятием ПАО «Газпром нефть» по показателю УРЭ на механизированный подъем жидкости. В 2016 году благодаря проведенной работе предприятие было сертифицировано по международному стандарту ISO 50001 (Энергоменеджмент).

Есть куда расти

Программа энергоэффективности на 2017 год предусматривает как минимум сохранение прошлогодних показателей. Планируется расширить перечень применяемого по прокатной схеме оборудования за счет вентильных установок MT-Line производства ООО «ТНШ». Кроме того, предстоят опытно-промышленные испытания новых технологий и оборудования. Речь об установке объемного типа Dream Oil, а также о высокооборотных УЭЦН с вентильным приводом производства АО «ЛЕПСЕ» (Киров).

Также продолжатся внедрение MT-Line и высоковольтных ПЭД, замена газосепаратора входным модулем, перевод в ПКВ.

На 2018 год запланировано важное техническое мероприятие — оснащение приборами учета электроэнергии всех точек выхода. Это позволит обеспечить 100%-й контроль расхода электроэнергии на площадных объектах. Каждые блок гребенки ППД, автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), мачта освещения, установка дозирования реагента (УДР) будут иметь фактические, а не расчетные значения потребления. ❑

Проходка в бурении за февраль 2017 года (тыс. м)

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2017 г., Фактическая проходка	Февраль	С начала 2017 г.		Февраль
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
Нефтяные компании					
ЛУКОЙЛ	31.9	19.7	474.0	167.5	210.1
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь	18.5	13.7	360.1	128.7	144.0
Волгодеминойл	1.4	0.0			
ЛУКОЙЛ-АИК			15.1	0.0	9.0
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	1.7	0.8			
ЛУКОЙЛ-Коми			27.9	5.9	17.8
ЛУКОЙЛ-Нижневолжснефть	0.5	0.0	2.6	2.6	1.4
ЛУКОЙЛ-Пермь	2.6	0.5	41.3	13.3	22.5
ПермТОТИнефть			1.5	0.0	1.5
РИТЭК	5.3	4.6	25.5	17.0	13.9
УралОйл	1.9	0.1			
Роснефть	31.5	21.0	1290.5	484.2	627.5
Бугурусланнефть	1.6	1.5	6.4	0.0	3.1
Ванкорнефть			22.4	22.4	11.2
Варьеганнефтегаз			46.1	28.8	19.5
Востсибнефтегаз			8.5	8.5	3.1
ВЧНГ	0.0	0.0	30.5	30.1	17.7
Грознефтегаз	1.6	1.1			
Дагнефтегаз	0.1	0.0	0.0		0.0
Оренбургнефть	12.0	9.5	40.2	0.0	22.7
РН-Краснодарнефтегаз	0.0	0.0	3.3	0.0	2.5
РН-Няганьнефтегаз	0.1	0.0	58.2	29.9	32.7
РН-Пурнефтегаз	0.8	0.6	56.3	29.1	30.4
РН-Сахалинморнефтегаз	1.3	0.8	0.0		0.0
РН-Северная нефть			16.9	5.6	8.9
РН-Ставропольнефтегаз	1.7	0.6	6.0	0.0	3.0
РН-Уватнефтегаз	0.4	0.4	50.4	23.4	18.8
РН-Юганскнефтегаз			685.3	124.0	332.4
Роспан Интернешнл			22.4	0.0	12.0
Самаранефтегаз	6.2	2.5	42.5	0.0	15.4
Самотлорнефтегаз	3.8	2.7	113.5	111.7	52.2
Сузун			23.7	23.7	11.3
Таас-Юрях Нефтегаздобыча			27.9	27.9	12.9
Тагульское			1.5	1.5	0.8
Тюменнефтегаз			18.6	10.3	11.2
Удмуртнефть	1.8	1.5	10.2	7.3	5.6
Газпром нефть	0.9	0.8	269.8	183.8	139.8
Газпром нефть шельф			4.2	0.0	2.1
Газпромнефть-Ангара	0.7	0.7			
Газпромнефть-Восток	0.2	0.2	12.7	0.0	5.6
Газпромнефть-ННГ			60.1	56.2	35.5
Газпромнефть-Оренбург			30.4	27.1	17.0
Газпромнефть-Хантос			138.3	77.3	67.7
Газпромнефть-Ямал			24.0	23.1	11.9
Сургутнефтегаз	35.5	14.2	674.1	60.7	331.4
Сургутнефтегаз (УФО)	25.0	10.6	637.4	51.7	313.3
Сургутнефтегаз (Якутия)	10.5	3.6	36.8	9.0	18.1
Татнефть им. В.Д.Шашина	6.6	2.8	138.2	22.8	68.9
Абдулинскнефтегаз			0.4	0.0	0.0
Татнефть им. В.Д.Шашина	4.9	2.8	137.9	22.8	68.9
Татнефть-Северный	1.7	0.0			
Башнефть	3.2	0.9	48.6	40.9	19.8
Башнефть-Добыча	3.2	0.9	16.1	12.5	8.2
Башнефть-Полюс			14.0	9.9	6.4
Соровскнефть (Бурнефтегаз)			18.4	18.4	5.1
Славнефть			153.1	105.8	73.7
Обьнефтегеология			15.0	6.0	8.8

Компания (предприятие)	Разведочное бурение		Эксплуатационное бурение		
	С начала 2017 г., Фактическая проходка	Февраль	С начала 2017 г.		Февраль
			Фактическая проходка	Горизонтальное бурение	
ОНГГ			18.8	16.5	8.0
Славнефть			23.1	17.1	11.1
Славнефть-Красноярскнефтегаз			2.1	2.1	0.0
Славнефть-Мегионнефтегаз			58.2	43.7	29.9
Славнефть-Мегионнефтегазгеология			3.1	3.1	3.1
Славнефть-Нижневартовск			32.9	17.2	12.9
РуссНефть			61.5	59.8	34.7
РуссНефть			61.5	59.8	34.7
ННК	1.6	1.6	58.1	19.4	32.4
НК Конданефть	1.6	1.6	49.2	19.4	24.1
ННК-ВТК			0.2	0.0	0.0
Татнефтеотдача			8.7	0.0	8.4
Нефтяные компании, итого	111.1	60.9	3167.9	1144.7	1538.3
НОВАТЭК			3.9	3.9	0.6
НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз			3.9	3.9	0.6
Прочие производители					
Зарубежнефть			7.5	0.0	5.5
РУСВЬЕТПЕТРО			7.5	0.0	5.5
НК Нефтиса	8.5	3.8	35.3	9.5	15.1
Белкамнефть	2.1	1.1		1.0	
ЕНЭС			2.9	0.0	0.3
КанБайкал Резорсез Инк.			12.1	2.8	4.8
Комнедра (УПК Недра)			2.8	0.0	0.6
Окуневское			2.3	0.0	1.1
Регион-й нефтяной консорциум	2.4	1.2			
РешНК			2.5	0.0	1.2
СИБИНТЭК	2.7	0.9	5.8	5.8	2.6
Удмуртская ННК	1.2	0.6			
Юрскнефть			7.0	0.0	4.4
Мессояханефтегаз			35.7	35.7	18.0
Нефтетрейд-Удмуртия	0.4	0.0			
Оренбургнефтеотдача			1.8	1.8	0.6
РН Ингушнефть	0.1	0.0			
Салым Петролеум Дев. Н.В.			54.5	10.4	27.4
Сибнефтегаз	0.5	0.3	2.2	2.2	1.5
Томскнефть ВНК			59.6	27.5	26.7
Ямал СПГ			18.7	18.7	7.3
В том числе независимые производители:	**5.1**	**1.7**	**104.9**	**68.5**	**48.6**
Алойл			4.1	0.0	1.6
ВЕЛЛойл			2.8	0.0	1.4
Геология			2.0	0.0	1.0
Иделойл			0.0		0.0
ИНК	4.8	1.7	72.6	65.9	37.2
Кара-Алтын			3.0	0.0	0.0
Карбон-Ойл			0.3	0.0	0.3
Кондурчанефть			2.8	0.0	1.6
Косьюнефть			2.1	0.0	0.9
Недра-К			0.0		0.0
НК-Геология	0.3	0.0	0.0		0.0
Охтин-Ойл			1.7	0.0	0.0
Селенгушнефть			1.4	0.0	0.0
ТАТЕХ			2.5	1.3	1.3
Татнефтепром			1.5	0.0	0.0
Татнефтепром-Зюзеевнефть			2.9	0.0	1.5
ТНС-Развитие			1.5	0.2	0.5
Шешмаойл			3.7	1.1	1.3
Прочие производители, итого	14.6	5.8	320.3	174.4	150.7
Операторы СРП					
Эксон НЛ (Сахалин-1)			13.0	13.0	8.5
Операторы СРП, итого			13.0	13.0	8.5
Всего	125.8	66.8	3505.1	1336.0	1698.1

По данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК»

«НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ»

объявляет о начале регулярного выпуска уникального для российского рынка издания

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБОЗРЕНИЕ

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ВЕКТОР РОССИИ

Ежеквартальный детальный мониторинг
ключевых параметров жизнедеятельности нефтегазового комплекса страны
с использованием материалов ЦДУ ТЭК

В ФОКУСЕ:

- КОНЪЮНКТУРА РЫНКОВ
- ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА
- ФОНД СКВАЖИН И ЕГО ОПТИМИЗАЦИЯ
  (в т. ч. уровень обводненности, производительность, способы эксплуатации, количество и эффективность операций)
- БУРЕНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН
- ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ, СТРУКТУРА ПРОДУКЦИИ
- ЭКСПОРТ НЕФТИ

ИЕРАРХИЧЕСКИЙ ПОДХОД:

ОТ ОБЩЕГО К ЧАСТНОМУ

1. общеотраслевой срез
2. сегментные обзоры
   (ВИНК, независимые, Операторы СРП...)
3. «оцифрованные портреты» компаний отрасли с данными по дочерним предприятиям

ПОТРЕБИТЕЛЬ ПОЛУЧАЕТ ТОТ УРОВЕНЬ ДЕТАЛИЗАЦИИ, КОТОРЫЙ ЕМУ НУЖЕН

Вы можете приобрести выпуск Отраслевые итоги 2016 года

(печатная и pdf-версии)

Более 250 графических объектов
(таблицы, графики, диаграммы)
наглядная характеристика динамики рынка и его сегментов.

115 страниц

18 000 рублей

Принимается подписка на 2017 год

36 000 рублей
(4 выпуска, включая итоги года)

Принимаются заявки на отдельные выпуски:

Итоги I квартала – 6 000 рублей
Итоги полугодия – 11 000 рублей
Итоги 9 месяцев – 11 000 рублей
Итоги 2017 года – 18 000 рублей

Годовая подписка экономит 10 000 рублей.

По вопросам приобретения Обозрения и оформления подписки обращайтесь, пожалуйста, в отделы подписки и рекламы

Усов Антон usov@ngv.ru
Пещанская Елена eap@ngv.ru

Тел./факс: **+7 (963) 688-35-16**
+7 (499) 750-00-70 доб.6022
+7 (499) 510-57-24

Реклама

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ российской федерации
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Министерство природных ресурсов и экологии РФ
РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей
Союз нефтегазопромышленников России