

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ

Тематическое приложение к ежедневной деловой газете РБК
Понедельник, 16 апреля 2018 | № 067 (2791)

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ: КАК ПРЕОДОЛЕТЬ ЗАВИСИМОСТЬ РОССИЙСКИХ НЕФТЯНИКОВ ОТ ЗАРУБЕЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ | СТРАТЕГИЯ: КОГДА АРКТИЧЕСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИДУТ НА СМЕНУ ТРАДИЦИОННЫМ МЕСТАМ ДОБЫЧИ



ФОТО: АЛЕКСАНДР СЕМЕНОВ/ИТАР-ТАСС

БУРЕНИЕ НА «ЦИФРУ»

О ЗАПУСКЕ ПРОЕКТОВ, СВЯЗАННЫХ С ДИДЖИТАЛИЗАЦИЕЙ, ЗАЯВЛЯЮТ ВСЕ ВЕДУЩИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ РОССИИ. НО ВНЕДРЯТЬ ТЕХНОЛОГИИ ЗАЧАСТУЮ МЕШАЮТ ВНЕШНИЕ САНКЦИИ И ВНУТРЕННИЕ ПРОЦЕССЫ В САМИХ КОМПАНИЯХ. **КОНСТАНТИН АНОХИН**

Почти две трети нефтегазовых компаний на глобальном рынке (62%) планируют в ближайшем будущем увеличить инвестиции в цифровые технологии, по данным корпорации Microsoft.

«Нефтегазовая отрасль всегда была одной из самых передовых в применении новейших технологий, в частности для улучшения производственных возможностей на морских платформах, арктических и сланцевых месторождениях в целях увеличения коэффициента извлечения запасов», — говорит партнер PwC Strategy& Йорг Дорлер. По его словам, необходимость

диджитализации обусловлена огромными возможностями по накоплению и обработке данных, что актуально и в нефтегазовой отрасли. Технологический уровень разведки и добычи серьезно поднимают 4D-сейсмика, построение геологической модели пласта, автоматизированное бурение и предиктивный мониторинг бурового оборудования; в переработке — оптимизация режимов работы насосных агрегатов, планирование ремонтов и занятости ремонтного персонала, удаленный мониторинг оборудования; в сбыте — интегрированное управление балансом спроса и предложения нефтепродуктов, анализ эффективности АЗС.

СМЕНА МОДЕЛИ

Российские компании также наращивают активность внедрения цифровых технологий. Например, в ЛУКОЙЛе, как рассказали в компании, реализуется 18 проектов, основанных на цифровизации, на подходе много новых идей. Одним из ключевых элементов внедренных на предприятиях систем стали центры интегрированных операций, которые обеспечивают системное планирование мероприятий по оптимальному использованию ресурсов. В «Роснефти» также реализуются программы «Цифровое месторождение», «Цифровой завод», «Цифровая цепочка поставок», «Цифровая АЗС» и многие

другие в рамках совершенствования ИТ-сопровождения бизнеса, определенного стратегией компании. «Газпром нефть», в свою очередь, недавно заявила о создании Центра цифровых инноваций для развития и последующего внедрения новых решений в области логистики, переработки и сбыта. Предполагается, что этот центр объединит в поиске новых моделей для повышения эффективности российские технологические и ИТ-стартапы, компании-разработчики и научное сообщество. «Внедрение передовых ИТ-решений экономит

ДОБЫВАТЬ НА СВОЕМ

ГОСУДАРСТВО ОКАЗЫВАЕТ ПОДДЕРЖКУ ТЭК В ОСВОБОЖДЕНИИ ОТ ПРИВЯЗАННОСТИ К ИНОСТРАННОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И ТЕХНОЛОГИЯМ, ОДНАКО БЫСТРОГО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ОТРАСЛИ ЖДАТЬ НЕ ПРИХОДИТСЯ. **МИХАИЛ СЕРГЕЕВ**

Нефтегазовая отрасль многие годы относилась к числу наиболее зависимых от зарубежного оборудования и технологий. Глава правительства Дмитрий Медведев в 2014 году оценивал долю иностранного оборудования в ТЭКе в 60%, что несколько выше, чем было в среднем по промышленности — 57%. Нельзя сказать, что ситуация изменилась принципиально, но, по оценке Минпромторга, за прошедшие годы доля российского нефтегазового оборудования на отечественном рынке, оборот которого министерство оценивает в 500 млрд руб., выросла на 8%.

ПОТРЕБНОСТИ И ФИНАНСИРОВАНИЕ

С 2015 года в Минпромторге работает межведомственная рабочая группа по импортозамещению в топливно-энергетическом комплексе, в ее составе — представители Минэнерго, Минприроды, ФАС, Минкомсвязи, Минобрнауки и других федеральных органов исполнительной власти, рассказали РБК+ в Минпромторге. В рамках этой группы действует научно-технический совет, который, в свою очередь, состоит из экспертных групп по технологическим направлениям. В работе совета участвуют крупнейшие компании — «Газпром», «Газпром нефть», «Транснефть», «Сургутнефтегаз», ЛУКОЙЛ, а также представители «Роснефти», «Башнефти», НОВАТЭКа, «Татнефти», «Сибур», «Зарубежнефти». В работе экспертных групп также принимают участие более сотни машиностроительных предприятий.

В составе научно-технического совета по развитию нефтегазового оборудования действуют экспертные группы «Технологии и оборудование для шельфовых проектов», «Технологии и оборудование для геологоразведки» и «Подводно-добычные комплексы». Эксперты определяют потребности отечественных нефтегазовых компаний в технологиях и оборудовании, необходимых для разведки, добычи и транспортировки углеводородов, в том числе в Арктической зоне.

Для поддержки первоочередных проектов в рамках государственной программы «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений на 2015–2030 годы» Минпромторг в 2016–2019 годах выделил 7,2 млрд руб. Средства пойдут на работы, связанные с созданием сейсмических кос, сейсморегирующего комплекса, донных станций, комплексов испытания морских скважин и других объектов.

В ходе опытно-конструкторских работ по сейсморазведке, электро-разведке и подводной добыче планируется создать основной комплекс оборудования, которое из-за санкций нельзя импортировать для использования на континентальном шельфе и в Арктической зоне.

В числе мер господдержки также специальные инвестиционные контракты (СПИК). В конце прошлого



PHOTO: LORI

года Дмитрий Медведев подписал постановление о расширении действия их механизма, в том числе на нефтегазовую отрасль. Такие контракты, цель которых — поддержать инвесторов, начали применять в 2016 году в производстве различного оборудования, станкостроении. Как РБК+ рассказали в Минпромторге, в рамках СПИК инвесторы получают налоговые льготы, условия ведения бизнеса по СПИК устанавливаются на десять лет и остаются неизменными в течение этого срока.

В качестве примера в министерстве приводят специнвестконтракт, который был заключен между Томским электромеханическим заводом, Минпромторгом России и администрацией Томской области. Он предполагает организацию выпуска импортозамещающей продукции — антипомпажных и регулирующих клапанов с пневмо- или электроприводами. До сих пор такое оборудование закупалось нефтяниками и газовиками за рубежом. Объем инвестиций оценивается в 1,25 млрд руб. Срок специального инвестиционного контракта — семь лет.

ПРОБЛЕМЫ И ЗАДАЧИ

Не все эксперты считают, что процесс замещения иностранного нефтегазового оборудования отечественным прочно встал на рельсы. Вадим Свирчевский, доцент Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова, критически относится к официальным данным. По его оценке, «зависимость нефтегазовой отрасли от импортного оборудования и технологий сохраняется на уровне

60–70% и практически не изменилась в связи с введением антироссийских санкций». Вопрос не только в сложности освоения новых технологий отечественными предприятиями, но и в позиции «западных поставщиков, не желающих терять такой масштабный рынок, как российский ТЭК». По данным эксперта, ряд поставщиков зарегистрировали предприятия в России, предлагая те же самые технологии. В то же время Вадим Свирчевский привел несколько примеров реального импортозамещения. «Это организация производства отечественных магистральных и подпорных насосов и шибберных задвижек в Челябинске и Коврове; разработка российской системы контроля качества нефти в городе Великие Луки; разработка роторно-управляемых систем на трех отечественных предприятиях в Уфе и Санкт-Петербурге, которыми уже к 2019 году планируется обеспечить нефтедобычу», — перечисляет эксперт.

Некоторые технологии и оборудование в ТЭКе не получится заместить в обозримом будущем, считает Владимир Рожанковский, инвестиционный

аналитик Global FX: «Без германской арматуры и норвежских буровых платформ нам здесь будет справиться весьма трудно. Приблизительно то же самое можно сказать и о газодобывающих технологиях».

Марк Гойхман, ведущий аналитик ГК TeleTrade, говорит, что импортозамещение достаточно успешно реализуется прежде всего в газодобыче, а также в переработке и транспортировке нефти. Так, «Газпром» 95% материально-технической продукции закупает у производителей внутри России, в том числе все трубы. «В 2017 году запущено новое производство оборудования на Томском электромеханическом заводе с капиталовложениями от «Газпрома» на 1,25 млрд руб., — рассказывает эксперт. — Совместно с Минпромторгом концерн реализует и масштабный проект выпуска импортозамещающего оборудования на российских предприятиях для подводной добычи сырья».

В качестве примера импортозамещения в нефтепереработке Марк Гойхман приводит снижение доли импорта катализаторов с 62,5% в 2015 году до 37% в 2017-м.

Вадим Свирчевский отмечает, что если еще пять-шесть лет назад большинство предприятий ТЭКа было ориентировано на импортные комплектующие, то сейчас «идет замена на продукцию отечественного производителя».

По мнению эксперта, «реальными механизмами господдержки импортозамещающих проектов является стимулирование спроса и софинансирование страховых рисков, но пока речь идет только о необходимости расширения таких механизмов».

То, что при реализации программы импортозамещения возникают существенные проблемы, признают и в Минпромторге. Одна из них — неготовность заказчиков устанавливать опытные образцы оборудования, которые зачастую дороже импортных и часто не имеют прямых аналогов и референтных изделий. «Для решения этой проблемы мы сформировали новый механизм поддержки отечественных производителей — субсидирование пилотных партий продукции. Этот инструмент позволяет компенсировать производителю до 50% расходов на производство и реализацию первой партии продукции», — говорят в Минпромторге. В 2017 году таким образом в части нефтегазового оборудования было поддержано 26 проектов на общую сумму 619 млн руб.

ВТОРОЕ РОЖДЕНИЕ

Заметный эффект импортозамещения должна показать программа по разработке технологий для освоения нефтеносных пластов Баженовской свиты в Западной Сибири, о реализации которой в конце марта президенту Владимиру Путину доложил глава Минэнерго Александр Новак. «Общие залежи по запасам составляют около 2,5 млрд т» — сказал министр, добавив, что мы сможем наблюдать «второе рождение Западной Сибири». Баженовскую свиту с ее богатейшими запасами сланцевой нефти исследовали 50 лет, и в 2018 году здесь, по словам министра, будет запущен полигон для отработки технологий добычи трудноизвлекаемой нефти.

← Начало на с. 1

от 5 до 20% капитальных затрат, например при использовании цифровых двойников скважин. Безусловно, это повышает рентабельность проектов», — сообщили РБК+ в пресс-службе «Газпром нефти».

Крупные компании, как отмечают аналитики, пришли к пониманию того, что цифровизация — это в первую очередь даже не вопрос ИТ-инноваций, применения датчиков и систем обратной связи: по большому счету речь идет об изменении бизнес-моделей на базе более совершенных технологических платформ. Заместитель генерального директора компании SAP CIS Дмитрий Пилипенко утверждает, что цифровая трансформация входит в повестку дня всех крупных нефтегазовых компаний России. Некоторые из них уже представили свои стратегии в этой сфере. Большинство рассматривают возможность создания подразделений, которые специализируются на обработке данных, внедрении интернета вещей, блокчейна и других технологий. «Процесс добычи становится все более дорогим, цены на нефть нестабильны, конкуренция ужесточается, глобальная энергетика меняется. Отреагировать на все эти изменения сегодня уже невозможно без высокотехнологичных решений», — объясняет Дмитрий Пилипенко.

Основные эффекты от внедрения цифровых технологий в нефтегазовом секторе связаны с увеличением ресурсной базы и сокращением издержек, уверен Йорг Дорлер: «Мы провели оценку возможностей внедрения цифровых технологий в различных направлениях бизнеса. Суммарно компании могут достичь эффекта в 10–15% (как за счет роста выручки, так и за счет сокращения издержек). Таким образом, эффект может быть значительным».

МОТИВАЦИЯ И САНКЦИИ

Впрочем, как считает Йорг Дорлер, российские нефтегазовые компании, в отличие от западных, пока в начальной стадии цифровизации. Чаще всего даже выбор технологических платформ еще не сделан, и существуют серьезные сдерживающие факторы для цифрового рывка в отрасли.

Внедрение новых технологий, как правило, требует развития бизнес-



ФОТО ВЛАДИМИР СМЯНОВ/ТАСС

процессов, внедрения другой организационной структуры, получения работниками новых компетенций и изменения системы мотивации. Однако в российских компаниях не принято стимулировать горизонтальную ротацию. «Это сдерживает развитие компетенций персонала, — считает Йорг Дорлер. — Более того, существующая система мотивации зачастую не стимулирует сотрудников повышать эффективность». Таковы главные причины, которые, по словам эксперта, «препятствуют внедрению цифровых технологий в России по сравнению с другими странами».

При всей потребности компаний в таких технологиях злую шутку может сыграть сравнительно низкая стоимость рабочей силы в России — зачастую использование цифровых решений не дает выраженного экономического эффекта, указывает директор департамента консалтинга компании «Делойт» в СНГ Алексей Суханов. «В Канаде для мониторинга производственного объекта выгоднее поставить «умную» камеру, а в России — посадить оператора перед монитором», —

приводит пример эксперт. К сдерживающим факторам цифровизации отрасли Алексей Суханов относит также скорость принятия решений и внутреннюю культуру компаний. В корпорациях есть две ключевые сложности, поясняет он. Первая состоит в том, что «для развития цифровых технологий создается подразделение и от него ожидают результаты, тогда как для всех остальных в компании эта тема остается в лучшем случае факультативной». Вторая проблема — специально созданные подразделения часто продолжают работать в традиционном режиме, даже используя в работе новые инструменты, — в этом случае они остаются внешними атрибутами, «а изменения мышления сотрудников не происходит». В то время как для истинного развития «цифры» внутри корпорации должна создаваться специфическая экосистема, идти процесс взаимодействия такого кластера с «традиционной» корпоративной средой, уверен Алексей Суханов.

Серьезные барьеры ставит и обычная политика закрытости компаний для обмена данными с другими

игроками рынка. «Высокие требования к конфиденциальности данных в нефтегазе оправданы, но это имеет и свои недостатки, — поясняет Дмитрий Пилипенко. — Например, данные о нагрузке на долото при бурении любых компаний извне, в то время как эта информация была бы полезна и производителю оборудования, и оператору». За рубежом примеры такого обмена данными есть, говорит эксперт и приводит в пример компанию NobleEnergy и предприятие группы GE Baker Hughes, «которые развивают общую аналитическую систему ради снижения расходов на шельфовое бурение на 20%».

Безусловно, роль технологического «тормоза» в России играют и западные санкции — ограничение доступа российских компаний к технологиям, широко распространенным в мире. Создание ответственных технологий цифровизации, не уступающих зарубежным, явно не будет более простым, чем организация производства нефтегазового оборудования взамен ранее доступного импортного.

БЕСПЕРЕБОЙНАЯ РАБОТА ОБОРУДОВАНИЯ — ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ ДЛЯ ВАШЕГО БИЗНЕСА

ВМЕСТЕ ЭТО ВОЗМОЖНО

Надежная работа оборудования без сбоев, потерь энергии и простоев — одна из важных задач генерации энергии.

Для ее решения «Шелл» предлагает портфель современных смазочных материалов, протестированных лидирующими производителями энергетического оборудования, а также поддержку наших технических специалистов с использованием сервиса Shell LubeAnalyst.*

Мы, также как и вы, заинтересованы в успехе вашего бизнеса!

*Узнайте подробнее о смазочных материалах и сервисах «Шелл» на www.shell.com.ru

ШЕЛЛ СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ
ВМЕСТЕ ВОЗМОЖНО ВСЕ

Реклама



АРКТИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА

РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ НЕ НАЧИНАЮТ НОВЫЕ ПРОЕКТЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ В АРКТИКЕ, НО РАЗВЕДКУ ВЕДУТ: РАСТУЩИЙ СПРОС НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ ПОТРЕБУЕТ ОСВОЕНИЯ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. **ВЕРА ГОРДИНА**



ФОТО: АЛЕКСЕЙ ДАНИЧЕВ/РИА НОВОСТИ

Спрос на нефть в мире к 2035 году увеличится как минимум на 10–15%, а на газ — на 35–40%, поделились прогнозами с РБК+ в пресс-службе Минэнерго России.

Мировую нефтегазовую отрасль ожидает в ближайшие годы дефицит добычи на традиционных месторождениях, так как их открывается все меньше и меньше, а вырабатываемость растет быстрыми темпами. В авторской статье курирующего нефтегазовую отрасль заместителя министра энергетики Кирилла Молодцова, опубликованной 23 марта в «Российской газете», отмечается, что в России «значительный потенциал сосредоточен в кладовой углеводородных ресурсов — Арктической зоне — регионе, который в перспективе 20 лет имеет все шансы стать драйвером российской и даже мировой нефтегазодобычи».

Пока основным видом работ на российском арктическом шельфе является геологоразведка, а добыча идет только на Приразломном месторождении «Газпром нефти» в Печорском море. Промышленная разработка этого месторождения была начата в декабре 2013 года. Новый сорт нефти ARCO (первая в России нефть арктического шельфа) поступил на мировой рынок в апреле 2014 года. По итогам прошлого года добыча составила 2,6 млн т нефти, но после 2020 года ожидается ее удвоение.

ТРУДНОСТИ РАЗВЕДКИ

Из-за западных санкций открытым остается вопрос нехватки у рос-

сийских компаний технологий для разведки в Арктике. «Арктические шельфовые проекты России находятся в замороженном состоянии. Причина даже не в их более высокой себестоимости в сравнении с месторождениями Западной и Восточной Сибири, а в отсутствии у России технологий для их разработки, ведь американская ExxonMobil и британская BP, обладающие этими технологиями, вышли из российских проектов», — признает старший аналитик компании «Альпари» Роман Ткачук.

Аналитик отмечает, что многие западные нефтесервисные компании также уменьшили размер своего бизнеса в России. «Санкции вводятся быстро, а снимаются годами, поэтому скорого возвращения западных компаний в проекты ждать не стоит», — отмечает он.

Ведущий аналитик по корпоративным рейтингам RAEX («Эксперт РА») Филипп Мурадян согласен с тем, что российским компаниям сейчас сложно привлечь не только западных партнеров, но даже подрядчиков, так как с августа 2014 года действуют санкционные ограничения по передаче российским компаниям оборудования и технологий для разведки и добычи нефти на глубоководных шельфовых месторождениях. По его словам, сегодня «геологоразведочные работы на арктическом шельфе действительно не являются приоритетными для компаний по причине наличия значительного количества более рентабельных, с учетом риска, проектов на традиционных месторождениях».

В свою очередь, Роман Ткачук замечает, что сейчас вряд ли существует

и возможность привлечения западного финансирования, в то время как эти масштабные проекты требуют значительных инвестиций на геологоразведку, бурение и разработку.

«Средняя себестоимость добычи нефти в России — от \$10 до \$15 за баррель, эта цифра включает в себя как операционные издержки, так и издержки возврата инвестиций капитального характера» — такие данные приводил министр энергетики Александр Новак в октябре 2017 года в ходе правительствального часа в Думе. «А где новое месторождение, арктический шельф, себестоимость, например, не менее \$50 за баррель», — добавил министр. В марте того же года в ходе форума «Арктика — территория диалога» Александр Новак назвал и цену на нефть, при которой добыча на шельфе будет рентабельной.

Сейчас стоимость Brent превышает 70%, но промышленная добыча на шельфе — это дело не сегодняшнего, а завтрашнего дня.

Тем не менее, по словам доцента Высшей школы корпоративного управления РАНХиГС Тамары Сафоновой, малое количество крупных открытий «подталкивает компании входить в новые проекты по разведке и разработке труднодоступных месторождений с целью инвестиций в будущее и расширения масштабов собственного бизнеса».

«Уже через несколько лет ныне дорогостоящие и эксклюзивные технологии добычи могут стать гораздо доступнее, так как технологии совершенствуются и позволяя год от года сокращать удельные затраты на добычу углеводородов. Это дает нам основание утверждать, что в будущем разработка труднодоступных месторождений будет давать более значимый экономический эффект», — считает Тамара Сафонова.

С тем, что проводить геологоразведочные работы в Арктике необходимо уже сейчас, согласен и Филипп Мурадян.

ИГРОКИ И РАСКЛАДЫ

Главным игроком на арктическом шельфе России будет, скорее всего, «Роснефть», считают эксперты. Сейчас

у компании больше всего лицензий на работу в пределах морских акваторий — 53. Еще 41 лицензия у «Газпрома», 14 — у ЛУКОЙЛа и семь — у НОВАТЭКа (всего 138 лицензий на добычу углеводородов, по данным на конец февраля 2017 года).

Тамара Сафонова обращает внимание, что крупнейшим независимым поставщиком услуг из числа буровых компаний России является «Буровая компания «Евразия», которая входит в группу Eurasia Drilling Company Limited (EDC). Кроме того, на российском рынке оказывают услуги такие независимые игроки, как «Интегра», «Газпром бурение», Сибирская сервисная компания, «Геотек Холдинг», «Ру-Энерджи Групп», «Римера» и другие компании. Вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) имеют также в своем составе соответствующие подразделения или общества, как, например, «Татнефть-Бурение».

Роман Ткачук напоминает, что на российском рынке продолжает работать международная нефтесервисная компания Schlumberger.

В то время как многие западные компании покинули российский рынок, эта компания воспользовалась ситуацией и нарастила продажи в нашей стране, говорит эксперт. Роман Ткачук также отмечает, что опыт добычи нефти в сложных проектах есть у «Сургутнефтегаза», который в перспективе «может создать совместные предприятия по разработке сложных месторождений с другими российскими мейджорами».

Тамара Сафонова, в свою очередь, приводит в качестве успешного примера бурение сверхглубоководной поисково-оценочной скважины «Мария-1» на шельфе Черного моря, которое сейчас проводит «Роснефть» совместно с итальянской компанией Eni — своим стратегическим партнером. Эксперт напоминает, что развитие проектов в Арктическом регионе может стимулировать налоговая политика государства: применяется нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых, снижен налог на прибыль и отменены экспортные пошлины.

БОГАТСТВА АРКТИКИ

Территория Арктической зоны России составляет 4386,6 тыс. кв. км, или 25,7% общей площади страны. Здесь сосредоточены значительные извлекаемые запасы углеводородного сырья — почти 25% общероссийских запасов нефти и газового конденсата и более 72% газа. По данным Минэнерго, в 2017 году в Арктике было добыто 96,2 млн т нефти (около 18% российской добычи, прирост на 3,8% к 2016 году) и 568,9 млрд куб. м газа (около 83% всего объема добываемого в стране газа, прирост на 9,6%).

«ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС» (18+)

Тематическое приложение к «Ежедневной деловой газете РБК» является неотъемлемой частью «Ежедневной деловой газеты РБК» № 067 (2791) от 16 апреля 2018 г. Распространяется в составе газеты

Материалы подготовлены редакцией партнерских проектов РБК+

Учредитель: ООО «БизнесПресс»
Издатель: ООО «БизнесПресс»
Директор ИД РБК: Ирина Митрофанова
Главный редактор партнерских проектов РБК+: Наталья Кулакова
Шеф-редактор печатной версии РБК+: Юрий Львов

Редактор РБК+ «Топливо-энергетический комплекс»: Юлия Панфилова
Выпускающий редактор: Андрей Уткин
Дизайнер: Дмитрий Иванов
Фоторедактор: Алена Кондюрина
Корректоры: Татьяна Поленова, Маргарита Тарасенко

И.о. главного редактора газеты: Игорь Игоревич Тросников
Рекламная служба: (495) 363-11-11, доб. 1342
Коммерческий директор издательства РБК: Анна Брук
Директор по продажам РБК+: Евгения Карлина
Директор по производству: Надежда Фомина
Адрес редакции: 117393, Москва, ул. Профсоюзная, 78, стр. 1