КОМБИНИРОВАННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

РОССИЯ ОСТАЕТСЯ СИСТЕМНО ЗНАЧИМЫМ ИГРОКОМ В ЭНЕРГЕТИКЕ, ХОТЯ С ПЕРЕОРИЕНТАЦИЕЙ НА АЗИЮ ПОТЕРЯЛА ПРЕЖНЮЮ ЭКСПОРТНУЮ ПРЕМИЮ. КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ СТРАНЫ БУДЕТ ЗАВИСЕТЬ ОТ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ И ГЛУБИНЫ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРЬЯ, А ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ — ОТ СПОСОБНОСТИ СОЧЕТАТЬ УГЛЕВОДОРОДЫ С ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКОЙ. ЛЮБОВЬ ВИКТОРОВА

После 2022 года роль России в мировой энергосистеме заметно изменилась. Если раньше вес страны во многом определялся европейским рынком, трубопроводной инфраструктурой и долгосрочными контрактами с премиальными покупателями, то теперь отрасль работает в более фрагментированной, азиатскоцентричной архитектуре.

Влияние России на ценообразование стало менее значительным, считает аналитик ФГ «Финам» Александр Потавин. «Россия все еще играет ключевую роль на рынках нефти, газа, угля и урана, однако уже не рассматривается как универсальный центр ценообразования, каким она была при стабильных поставках в Европу до 2022 года»,— говорит он. По его словам, конкурентные преимущества России не исчезли, но стали менее монетизируемыми и сильнее зависят от санкций, логистики, инфраструктуры и доступа к рынкам.

Главная развилка для российского ТЭКа на горизонте 5–10 лет состоит не в самом факте наличия ресурсов, а в способности превратить их в продукты с более высокой добавленной стоимостью, отмечает руководитель международных проектов в инфраструктурном центре EnergyNet Владислав Южаков.

«Либо Россия остается поставщиком ресурса с растущим дисконтом, либо превращает энергетический экспорт в экспорт комплексных решений и возвращает себе более высокое место в мировой цепочке стоимости»,— подчеркивает он.



ЕВГЕНИЙ ЛАВЛЕНКО

ЦИФРОВАЯ НАДСТРОЙКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РФ РАЗВИВАЕТСЯ БЫСТРЕЕ, ЧЕМ ФИЗИЧЕСКАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

ВОСТОЧНЫЙ ОРИЕНТИР Переориентация российского энергетического экспорта в Азию в целом прошла успешно, считают эксперты. Основными покупателями российских углеводородов стали Китай и Индия стали, функцию важного транзитного узла выполняет Турция.

Как отмечает советник по стратегическому развитию энергетической повестки Ассоциации европейского бизнеса Армен Тадевосян, в начале 2026 года на Китай приходилось около половины российского нефтяного экспорта, на Индию — примерно 40%. Советник подчеркивает, что сотрудничество с этими странами дает гарантию долгосрочного и устойчивого спроса на российскую нефть. Китай является крупнейшим импортером энергоносителей в мире, а Индия — третьим потребителем нефти с растущим спросом.

По оценкам господина Потавина, доля дружественных стран в экспорте нефти составляет сегодня около 94%, из них 81% приходится на АТР. «Денежной замены европейского рынка не произошло. Из Новороссийска в Азию судно идет до трех месяцев против нескольких дней в Европу, это приводит к заморозке топлива в пути и росту стоимости фрахта»,— добавляет аналитик. Дополнительные риски, по его словам, создают санкции против третьих стран, возможные ограничения в ключевых морских коридорах и сложности с платежами.

«Россия фактически сменила одного крупного потребителя в лице Евросоюза на двух: Китай и Индию. Это поддерживает дедолларизацию и приток валют из дружественных стран, но усиливает зависимость нефтегазовых доходов от переговорной позиции нескольких покупателей»,— указывает ведущий аналитик Freedom Finance Global Наталья Мильчакова.

Эксперт Российского газового общества Антон Соколов также обращает внимание, что ключевые азиатские партнеры наращивают и без того значительную переговорную силу, а значит, смогут при желании ужесточать ценовые условия и требования к дисконтам. Узким местом, по его словам, остается и сама инфраструктура: пропускная способность железных дорог и портов Дальнего Востока все еще ограничена.

С другой стороны, по словам господина Соколова, в перспективе следующих 5–10 лет рост нефтехимического сектора Китая и потребление дизельного топлива в Индии останутся ключевыми драйверами спроса на нефть: эксперты уже говорят о смещении «пика нефти» в Китае на конец 2020-х годов, а Индия от этого пика еще совсем далека.

Директор по развитию инжиниринговой компании «Энергия Плюс» Павел Марышев в числе точек роста для дальнейшего повышения экспорта называет «Силу Сибири — 2», наращивание объемов «Восточного маршрута» и строительство газопровода-перемычки «Белогорск — Хабаровск», который позволит объединить восточную и западную части ГТС России.

Кроме того, господин Марышев говорит о росте объемов производства СПГ — к 2030 году планируется довести установленную мощность заводов до 100 млн тонн. Однако есть осязаемое препятствие в лице дефицита СПГ-танкеров ледового класса. Поскольку основные мощности по сжижению газа «Арктик СПГ-2» и «Ямал СПГ» находятся в северных широтах с ограниченным периодом навигации — отсутствие избыточного объема судов класса Arc7 является серьезной проблемой, считает собеседник.

«В нефти и угле потоки уже ушли на Восток, но газовый экспорт перестраивается медленнее: труба, СПГ-мощности, флот, финансирование и долгосрочные контракты требуют времени и капитала. Устойчивость будет зависеть от перехода от продажи молекулы к управлению энергетическими цепочками»,— добавляет господин Южаков.

В ЭПОХУ «ТРУДНОЙ» НЕФТИ Глобальный энергопереход и стремление крупнейших экономик к углеродной нейтральности создают для России двойственный эффект, отмечают эксперты. С одной стороны, нефть, газ, уголь и атомная энергетика останутся частью мировой экономики еще на десятилетия. С другой, именно сырьевая экспортная модель, на которой строились доходы российского ТЭКа, становится менее устойчивой.

Вице-президент аналитической компании «Борселл» Ольга Веретенникова считает, что на кратко- и среднесрочном горизонте спрос на нефть и газ будет сохраняться за счет Азии, развивающихся стран, нефтехимии, авиации, грузового транспорта и энергосистем с высокой долей переменной генерации. Но долгосрочно тренд на углеродную нейтральность снижает ценность тех активов, которые десятилетиями формировали российскую экспортную модель.

«Особенно уязвимы уголь и часть нефтяного экспорта; природный газ имеет более длинное окно спроса, но и он сталкивается с конкуренцией со стороны СПГ, ВИЭ, накопителей и водорода»,— говорит госпожа Веретенникова.

Стратегический ответ России, по мнению экспертов, должен включать учет и снижение углеродного следа, развитии CCUS-технологий (улавливание и монетизация попутного нефтяного газа), повышение энергоэффективности, сокращение потерь на промыслах и в трубопроводах. Господин Тадевосян считает, что российским компаниям необходимо научиться подтверждать выбросы по охватам 1 и 2 и формировать корпоративные стратегии климатического перехода.

Углеводороды остаются незаменимыми для химии, металлургии, аграрного сектора, транспорта и производства широкого спектра материалов, но конкурентоспособность России на «сужающемся» рынке будет зависеть от снижения себестоимости добычи и повышения глубины переработки, считает господин Марышев.

«Главная задача — сохранить низкую себестоимость добычи в условиях деградации сырьевой базы»,— отмечает он, напоминая, что, по данным Минэнерго, около 60% запасов уже относится к трудноизвлекаемым, а к 2050 году эта доля может вырасти до 80%.

Мировая нефтяная отрасль входит в эпоху «трудной» нефти, где конкурентоспособность определяется уже не только доступом к недрам, но и скоростью принятия решений и внедрения технологий, согласен директор по цифровой трансформации «Газпром нефти» Олег Третьяк. Он считает, что в перспективе 20–40 лет добыча трудноизвлекаемых запасов станет общемировой реальностью, и именно цифровые решения на базе ИИ будут главным инструментом сохранения конкурентоспособности российских компаний на глобальном рынке.

«Газпром нефть» уже применяет генеративный ИИ, мультиагентные системы и цифровые двойники по всей цепочке создания стоимости. По словам господина Третьяка, это позволило в среднем на два-три года сократить срок освоения новых месторождений и достичь 98% эффективности геолого-технических мероприятий на разрабатываемых активах. В нефтепереработке решения на базе ИИ, по оценке компании, дают до 3% EBITDA. В портфеле «Газпром нефти» уже 1126 индустриальных и общесистемных IT-решений: от клиентских сервисов до алгоритмов управления бурением и ледовой проводкой судов.

Директор по цифровой трансформации и ИИ компании «Центр цифровизации ТЭК» Сергей Волощенко также считает цифровизацию наиболее зрелым из новых направлений. По его данным, в 2025 году нефтегазовые компании направили на создание IT-продуктов около 162 млрд рублей. Это на 20% больше, чем годом ранее, а за два года инвестиции выросли в 2,5 раза. При этом 44% инвестиций в IT в среднем шло на разработку и интеграцию собственных продуктов.

«Это означает реальный курс на импортозамещение. В проектировании и расчетах российские системы уже занимают 60–80% рынка, но в цифровых двойниках и управлении активами отечественные решения пока составляют лишь около трети»,— говорит господин Волощенко.

Главное противоречие, по его словам, в том, что цифровая надстройка развивается быстрее, чем физическая инфраструктура. Средний возраст оборудования в ТЭК достиг примерно 60 лет, износ электросетей уже составляет более чем 50%, тепловых сетей — 60–70%. «Наложить интеллектуальную систему управления на физически „уставшую“ базу — задача принципиально иного порядка, чем просто внедрить современное ПО»,— указывает эксперт. ■