

стого сырья, так и его смеси с сернистой нефтью марки Urals. Общий объем переработки достиг 2,2 млн тонн в год.

В 2016 году на заводе был построен приемосдаточный пункт и магистральный нефтепровод-отвод с подключением к трубопроводной системе АК «Транснефть», обеспечивающий подачу 1,5 млн тонн малосернистой нефти в год.

«Благодаря вводу в эксплуатацию в четвертом квартале 2020 года самой мощной технологической установки — ЭЛОУ АТ-6 с проектной мощностью 3 млн тонн в год, проектная мощность Ильского НПЗ достигла 6,5 млн тонн в год. В 2021–2024 годах будут продолжены работы по строительству комплекса производства автобензинов и ароматических углеводородов (КПААУ), со сроком реализации проекта в 2024 году и производительностью 1,52 млн тонн в год», — сообщили в министерстве.

Также на 2026 год на Ильском НПЗ запланирована реализация комплекса депарафинизации и гидроочистки дизельного топлива мощностью 2,4 млн тонн в год и установки производства серы мощностью 26,9 тыс. тонн в год. «Поздняя модернизация Ильского НПЗ позволит до 2028 года реализовать в целом инвестиционный проект "Комплекс производства моторных топлив", перерабатывать сернистую нефть с содержанием серы до 1,8% масс, получать моторные топлива класса 5 в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза (ТР ТС 013/2011), а также увеличить глубину переработки нефти с 55,4% до 95%», — рассказали в минтЭК и ЖКХ Кубани.

По итогам выполнения реализуемой кубанскими НПЗ и региональным минтЭК и ЖКХ стратегии прогнозируется увеличение мощностей нефтеперерабатывающих заводов почти в три раза — с 12,6 млн тонн в 2011 году до 35 млн тонн в 2024 году.

ТЕНДЕНЦИЯ К ИСТОЩЕНИЮ За 2020 год добыча сырой нефти в Краснодарском крае составила 591 тыс. тонн, что на 17,5% меньше, чем за аналогичный период 2019 года, природного газа и газового конденсата — 1,9 млрд куб. м, что на 11,2% меньше, чем за аналогичный период 2019 года. При этом за 2020 год по отрасли добычи сырой нефти, природного газа и газового конденсата поступило налогов в бюджет Краснодарского края на сумму 3,9 млрд руб., что на 986,5 млн руб. больше, чем за 2019 год (или на 34%).

По словам руководителя аналитического департамента AMarkets Артема Деева, главная особенность нефтепереработки в Краснодарском крае — это истощение имеющихся месторождений, рост объемов инвестиций в разведку и разработку новых месторождений, в том числе в море. «Недостаток сырья является ограничивающим фактором для нефтепереработки, доля которой в ВВП составляет около 1%, в отличие от других российских регионов, где также добывается нефть (доля в ВВП может составлять 20–40% или более). Соответственно, вырастут объемы привозного сырья из других нефтеносных районов России», — говорит аналитик.

Заместитель руководителя практики Управленческого консалтинга Группы «Деловой профиль» Александра Шнипова также считает, что Краснодарский край, как один из старейших нефтедобывающих регионов России, сталкивается с проблемой истощения природных запасов. Хотя по количеству разведанных месторождений нефти, по ее словам, край занимает первое место в ЮФО, добыча нефти с 2017 года сократилась на 32,6% и продолжает падать.

«Для динамичного развития нефтепереработки в Краснодарском крае есть два пути. Первый заключается в углублении переработки нефти и увеличении выпуска светлых нефтепродуктов. К 2030 году нефтеперерабатывающие заводы края планируют нарастить долю выпуска светлых нефтепродуктов до 82% и обеспечить глубину переработки нефти до 99%. Второй путь заключается в строительстве новых нефтепроводов, позволяющих пяти крупнейшим нефтеперерабатывающим заводам



ФОТО: ИЛЬСКИЙ НПЗ

края получать легкую восточносибирскую нефть, восполняя увеличивающийся дефицит сырья», — говорит госпожа Шнипова.

По мнению Дмитрия Александрова, у региональных НПЗ есть важное преимущество — расположение на крупных нефтегазотранспортных магистралях и вблизи от крупных портовых перевалочных мощностей, что дает возможность в принципе ориентироваться не только на локальный рынок. Поэтому, по словам эксперта, модернизация мощностей и работа с издержками вместе с таким преимуществом, как удобная логистика, могут создать базис устойчивого развития предприятий региона, существенно нарастивших добычу за последние годы.

ПО ИТОГАМ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕАЛИЗУЕМОЙ КУБАНСКИМИ НПЗ И РЕГИОНАЛЬНЫМ МИНТЭК И ЖКХ СТРАТЕГИИ ПРОГНОЗИРУЕТСЯ УВЕЛИЧЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ ПОЧТИ В ТРИ РАЗА — С 12,6 МЛН ТОНН В 2011 ГОДУ ДО 35 МЛН ТОНН В 2024 ГОДУ

ТРЕНДЫ НА ГЛУБИНУ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ Исторически большинство российских НПЗ являются менее современными и эффективными, чем мировые аналоги: их индекс Нельсона за относительно редким исключением не превышает 6 против 10–12 в Европе, констатирует аналитик ФГ «Финам» Сергей Кауфман. По его словам, основные текущие действия российского правительства направлены на исправление данной ситуации и улучшение микса выпускаемого на НПЗ топлива — рост выхода светлых нефтепродуктов и уменьшение доли мазута.

«Для этого Минэнерго заключает ряд соглашений с НПЗ — повышенная ставка обратного акциза взамен на модернизацию. Например, весной Минэнерго сообщило, что объем инвестиций в установки вторичной переработки в рамках программ модернизации ряда крупных НПЗ с 2019 по 2026 год включительно составит около 800 млрд руб. Для уже современных НПЗ следующей ступенью развития является интеграция в нефтехимическое производство», — говорит господин Кауфман.

По словам Александры Шниповой, Россия, обладающая крупнейшими разведанными запасами нефти в мире, пока остается догоняющей в нефтепереработке. Несмотря на то, что по объемам про-

изводства отрасль занимает третье место в мире, уступая лишь США и Китаю, на преодоление технологического отставания нефтеперерабатывающих производств, по мнению эксперта, может потребоваться 10–15 лет и более 2,5 трлн руб. инвестиций со стороны государства и собственников.

«Можно выделить два главных тренда развития отечественной нефтепереработки. Первый — переход от простой переработки нефти к нефтехимии и увеличение глубины переработки нефти до 100%, что должно стать результатом проводимой крупнейшими игроками масштабной модернизации действующих производств и ввода новых нефтехимических мощностей. Второй — сокращение выхода темных и увеличение доли светлых нефтепродуктов. Если в начале прошлого десятилетия выход светлых нефтепродуктов составлял всего 56%, то в начале нового — 62%, а к началу следующего десятилетия — уже 72%. В то же время в развитых странах выход светлых нефтепродуктов, обладающих более высокой добавленной стоимостью, составляет 75–80%», — говорит госпожа Шнипова.

Как отмечает Дмитрий Александров, глобальными трендами в отрасли нефтепереработки являются снижение воздействия на окружающую среду, дальнейшее повышение глубины переработки остатков и тяжелых фракций, повышение гибкости производства НПЗ с учетом общего тренда на уменьшение доли (а после 2030 года и абсолютных величин) потребления автомобильного топлива и более локального европейского — на уменьшение доли дизельных автомобилей. Таким образом, по его словам, если расставлять акценты, ограничительное отраслевое регулирование с целью стимулирования зеленой энергетики будет оставаться существенным и наиболее устойчивым и прогнозируемым фактором воздействия на энергетические и нефтеперерабатывающие компании во всем мире.

ВНЕШНЕЕ ОПРЕДЕЛЯЕТ ВНУТРЕННЕЕ Российский нефтяной экспорт находится под серьезным давлением внешних факторов, уверена Александра Шнипова. По ее словам, в Европе, как ключевом для российской нефтяной промышленности внешнем рынке, происходит непрерывное ужесточение экологического регулирования на фоне реализации принятой климатической повестки. «Выбранный курс на "зеленую экономику" и декарбонизацию производств в перспективе может привести к массовому закрытию традиционных НПЗ, осуществляющих простую переработку неф-

К 2030 ГОДУ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ ПЛАНИРУЮТ НАРАСТИТЬ ДОЛЮ ВЫПУСКА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДО 82% И ОБЕСПЕЧИТЬ ГЛУБИНУ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ДО 99%

ти, или к переориентации их на выпуск биотоплива. Кроме того, ввод новых нефтеперерабатывающих мощностей в странах Ближнего Востока усиливает конкуренцию на и без того перегретом рынке. Поэтому в обозримом будущем на внешних рынках мы сможем наблюдать постепенное снижение спроса на сырую нефть и повышение требований к качеству ввозимой продукции нефтепереработки», — комментирует эксперт.

«ВВОД НОВЫХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ В СТРАНАХ БЛИЖНЕГО ВОСТОКА УСИЛИВАЕТ КОНКУРЕНЦИЮ НА И БЕЗ ТОГО ПЕРЕГРЕТОМ РЫНКЕ»

По словам госпожи Шниповой, шоковая динамика мировых нефтяных цен не позволяет отечественной нефтепереработке планировать долгосрочные инвестиции и претягивает эффективной реализации инвестиционных программ. «Чтобы сохранить внешние рынки сбыта, российская нефтепереработка должна быть модернизирована в очень сжатые сроки, что требует распространения инвестиционных льгот не только для самих нефтепереработчиков, но и для нефтедобывающих компаний», — резюмирует Александра Шнипова.

Сергей Кауфман констатирует, что соглашение ОПЕК+ привело к тому, что нефтяникам стало сложнее ставить на долгосрочный рост апстрима. Из-за этого, по мнению аналитика, модернизация НПЗ и развитие нефтехимии проходит немного активнее — компании ищут альтернативные способы увеличения прибыльности. «Долгосрочной проблемой российской нефтепереработки является реализация дизельного топлива, особенно после ожидаемой модернизации. Если бензин практически весь потребляется внутри России, то значительная часть дизеля идет на экспорт в Европу. В Европе, как известно, активно развивается "зеленая" повестка, в связи с чем потребление дизельного топлива в ней в обозримом будущем будет снижаться. Азия, которая могла бы стать альтернативным рынком сбыта, сама достаточно активно наращивает объемы нефтепереработки. В такой ситуации российские мощности по производству ДТ могут рано или поздно оказаться избыточными», — говорит аналитик. ■