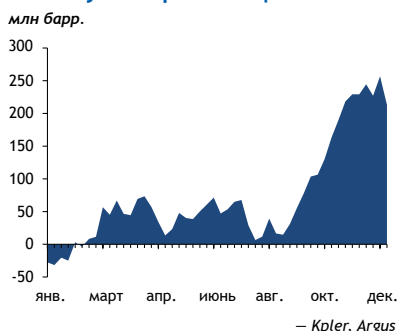


**Стоимость фрахта в 2026 г., по всей видимости, сохранится на повышенном уровне в условиях удлинения маршрутов поставок**

## Изменение запасов нефти в плавучих хранилищах



## В НОМЕРЕ

ЕС не откажется от минерального топлива	2
Британские компании консолидируются	3
В Западной Африке появляются новые НПЗ	4
Добыча в Ливии остается непредсказуемой	5
ОПЕК не меняет прогноз	7
Агатсо отгрузит новый конденсат в Азию	9
Спрос на нефть из Зап. Африки невысок	10
Аргентина ищет новые рынки сбыта	11
IEA ожидает роста нефтепереработки	12
Импорт нефти через Омишаль вырос	12
Мировой рынок нефти	14

## Зеленая панорама

Внедрение синтетического  
топлива затруднено

13

## «Идеальный шторм» на рынке фрахта

Доставка нефти покупателям становится в последнее время только дороже, и такая тенденция может сохраниться в 2026 г. Ставки фрахта для поставок нефти по основным направлениям в настоящее время в два-три раза выше, чем в начале августа. В ситуации так называемого «идеального шторма» снижается общая способность мирового флота быстро адаптироваться к постоянно меняющимся условиям, что неизбежно приводит к росту ставок фрахта.

Наиболее заметное удорожание наблюдается на маршрутах поставок в Азию, поскольку китайские и индийские компании активно ищут альтернативу сырью из России, Ирана и Венесуэлы. Хотя грузы такой нефти продаются со значительными скидками относительно эталонов, многие покупатели опасаются вторичных санкций, а удлинение маршрутов и дополнительные расходы ведут к удорожанию фрахта. Стоимость аренды танкеров для доставки нефти из России в Азию выросла за последние четыре месяца на 25–30%.

Доставка нефти от производителя к потребителю теперь занимает больше времени. За последние три месяца объемы нефти «на воде» постоянно росли: с начала сентября такой прирост составил почти 250 млн барр. Почти 30% этого объема приходится на сырье из России, Ирана и Венесуэлы. Еще четверть — на ближневосточные сорта, что отражает постепенный рост производства в странах ОПЕК+. Оставшаяся часть приходится на долю американской нефти, экспорт которой в Азию растет. Стоимость отгрузки сырья из Атлантического бассейна на восток выросла в условиях сокращения показателя EFS с сентября до \$0,30/барр. по сравнению с \$1/барр. в январе — августе. Этот показатель отражает разницу между стоимостью эталонов Brent и Дубай и является основным индикатором для определения экономики поставок с запада на восток. При снижении EFS азиатским покупателям становится более выгодно приобретать сырье из Атлантического бассейна.

Поддержку стоимости фрахта в текущем году оказывает несколько факторов: ужесточение санкций, фрагментация рынка, удлинение маршрутов доставки сырья, а также нехватка новых судов класса VLCC (дедвейт — 200–319 тыс. т). Удорожанию аренды также способствует сокращение числа доступных танкеров для перевозки нефти, которые не подпали под санкции. Цены растут и на фоне постоянно появляющихся рисков для судоходства в Красном, Черном, Карибском морях, а также из-за внедрения новых спецификаций на бункерное топливо.

«Идеальный шторм» на рынке едва ли утихнет в 2026 г. Торговая политика США, направленная на повышение импортных пошлин, может замедлить объем мировой торговли. Это ограничит спрос на танкеры для перевозки нефти и окажет давление на цены. Возможное мирное урегулирование конфликта на Украине будет способствовать нормализации ситуации. Однако нельзя исключать сценарий ужесточения санкций и усугубления проблем для судоходства. А в условиях увеличения экспорта из стран ОПЕК+ после паузы в I квартале, а также вероятности формирования ситуации контанго на нефтяном рынке объемы нефти «на воде» продолжают расти.

Рынок танкерных перевозок характеризуется цикличностью, как и нефтяной рынок, который он обслуживает. Поэтому в итоге стоимость фрахта снизится. Однако, учитывая перспективу сохранения геополитической напряженности, постоянные сбои в цепочках поставок и продолжающуюся сегментацию флота, снижение ставок фрахта в наступающем году маловероятно.

## РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ

*Дефицит, который сложился на рынке дизтоплива в ЕС в ноябре, немного ослаб в декабре, и цены на продукт снизились*

### ЕС не откажется от минерального топлива

Стоимость дизтоплива в Европе снизилась после решения властей Евросоюза (ЕС) ослабить прежние обязательства по выбросам парниковых газов.

Еврокомиссия (ЕК) предложила к 2035 г. сократить выбросы парниковых газов в атмосферу автомобильным парком на 90%, а не на 100%, как планировалось ранее. Планируемый полный отказ от выбросов, по сути, означал бы отказ с 2035 г. от продаж автомобилей с двигателями внутреннего сгорания (ДВС). Новый план позволит использовать некоторые автомобили с ДВС и после 2035 г., но он еще должен быть одобрен большинством в Европарламенте, а на региональном уровне — правительствами стран ЕС. Пересмотр целевых показателей может лишь незначительно замедлить темпы снижения спроса на дизтопливо в Северо-Западной Европе (СЗЕ), учитывая, что европейские потребители в основном предпочитают новые автомобили, работающие на бензине.

Поддержку ценам на дизтопливо в Европе в последние недели оказывало сокращение импортных поставок на рынки ЕС и Великобритании. В ноябре суммарный импорт топлива в эти страны уменьшился на 26% в годовом выражении и на 22% — в месячном, до 3,67 млн т, по данным аналитической компании Vortexa. Показатель также стал минимальным за девять месяцев.

Наиболее заметно снизился ввоз дизтоплива из США — почти на 67% относительно октября и почти вдвое в годовом выражении, до 537 тыс. т — минимума за восемь месяцев. Экспорт дизтоплива и газойля из США в прошлом месяце сократился до минимального значения за семь месяцев, в основном из-за низкого уровня запасов в начале ноября. Остатки дизтоплива в американских хранилищах к 7 ноября сократились до минимума за четыре месяца, по данным министерства энергетики страны (EIA). Южная Америка стала основным направлением экспортных поставок газойля, включая дизтопливо, из США в ноябре: в этом направлении было отгружено 32% экспортных объемов, что является максимумом с июня. Рост экспорта в этом направлении мог быть обусловлен стремлением импортеров в Бразилии заместить российский продукт.

Поставки дизтоплива из стран Ближнего Востока в Европу в ноябре сократились на 66% в сравнении с тем же периодом 2024 г., до 628 тыс. т. Все снижение пришлось на поставки из Кувейта, которые оказались минимальными с января прошлого года. В ноябре в порты ЕС и Великобритании поступило только 35 тыс. т кувейтского продукта. Экспорт из страны сократился из-за плановых и внеплановых ремонтов на местных НПЗ. Поставки из Кувейта могут оставаться на пониженном уровне и в декабре. Ввоз топлива из Саудовской Аравии снижался третий месяц подряд и составил 867 тыс. т, что, впрочем, оказалось на 19% выше, чем в ноябре 2024 г. Эта страна в прошлом месяце стала крупнейшим поставщиком дизтоплива на рынки ЕС и Великобритании.

Импорт из Турции также оставался на пониженном уровне в ноябре ввиду сокращения поставок в эту страну из России. Из Турции было ввезено 226 тыс. т дизтоплива, тогда как средний показатель импорта в январе — августе был на уровне 550 тыс. т/месяц.

Ограниченное предложение импортного дизтоплива способствовало росту цен на продукт в Европе. Маржа выпуска дизтоплива в СЗЕ относительно Североморского датированного 19 ноября достигла \$45,64/барр. — максимума почти за три года. Страны СЗЕ в наибольшей степени ощутили последствия снижения импорта: поставки в регион сократились на 30% в годовом и месячном выражении. В Средиземноморье импорт топлива уменьшился на 17% относительно ноября 2024 г. и на 6% к уровню октября.

В первой половине декабря дефицит на европейском рынке отчасти сгладился. Маржа выпуска дизтоплива относительно Североморского датированного 1–15 декабря составила в среднем \$25/барр.

## РЫНОК НЕФТИ

**Налоговая политика  
Великобритании вынуждает  
компании, разрабатывающие  
шельфовые участки,  
объединяться и урезать  
расходы**

### Британские компании консолидируются

Компании — операторы шельфовых нефтегазовых месторождений в Великобритании готовятся к новой волне консолидации в следующем году после решения правительства продлить срок действия налога на сверхприбыль до марта 2030 г.

Такой государственный сбор в британском нефтегазовом секторе был введен в 2022 г. в период высоких цен на сырье. Тогда налог был повышен до 78% с 40% ранее. Такое решение побудило многие компании пересмотреть свои проекты и стратегии развития. Руководители нефтегазовых компаний остались недовольны продлением срока действия такого сбора, отмечая, что текущая ценовая конъюнктура разительно отличается от ситуации 2022 г., и назвали карательным действующий налоговый режим. Столкнувшись с высокой налоговой нагрузкой и сокращением маржи производства, компании ищут возможности снижения затрат за счет слияния и объединения.

В декабре стало известно о формировании компании Adura — совместного предприятия Shell и норвежской государственной Equinor. Соответствующая договоренность была достигнута еще в 2024 г. TotalEnergies также договорилась с независимой компанией Neo Next в текущем месяце о создании совместного предприятия в Великобритании. Владельцами Neo Next являются испанская Repsol и частная инвестиционная компания HitecVision из Норвегии.

Новая компания, названная Neo Next+, получит в свое распоряжение 50% газового блока Элгин-Франклин, оператором которого является TotalEnergies, а также доли в нескольких других месторождениях. После этого BP останется единственной крупной европейской компанией, напрямую управляющей активами на шельфе Великобритании.

Другие примеры реструктуризации операторов для управления своими активами в Великобритании включают обмен итальянской компанией Eni своих долей в британском секторе шельфовой добычи и разведки на долю компании Ithaca Energy, ведущей производство в Северном море, а также слияние британской независимой Harbour Energy с германской Wintershall Dea в рамках сделки на сумму \$11,2 млрд, в результате которой были приобретены активы на шельфе Норвегии и в других регионах. Обе сделки были заключены в 2024 г.

Harbour Energy значительно сократила число сотрудников в проектах на шельфе в Северном море, но пока не отказывается от присутствия в Великобритании. Harbour в декабре договорилась о покупке независимой Waldorf Production, благодаря чему принадлежащая компании доля месторождения Кэтчер вырастет до 90% с 50% в настоящее время. Harbour также получит долю месторождения Кракен, а суммарный прирост производственных мощностей компании в Великобритании составит 20 тыс. барр./сут. нефтяного эквивалента (н. э.).

В настоящее время Harbour Energy является крупнейшим независимым производителем в Великобритании: в январе — сентябре добыча компании на шельфе страны составила 156 тыс. барр./сут. н. э. Adura будет производить свыше 200 тыс. барр./сут. н. э., по оценке аналитиков, а Neo Next+ достигнет показателя в 250 тыс. барр./сут. в 2026 г., по прогнозу TotalEnergies.

Консолидация позволяет операторам шельфовых проектов в Великобритании снизить бюджетную нагрузку, но перспективы работы ограничены. Разработка новых нефтегазовых месторождений в Великобритании, как ожидается, будет редкостью начиная с 2026 г. Запрет британского правительства на выдачу новых лицензий остается в силе. План развития месторождений в Северном море разрешает только ограниченное увеличение производства вблизи действующих участков добычи. Это позволит операторам только подключать новые участки к имеющейся инфраструктуре и проводить другие работы по увеличению добычи на уже разрабатываемых объектах.

## РЫНОК АФРИКИ

*Новые НПЗ в Нигерии, Анголе и Гане сформируют собственный нефтепродуктовый рынок в Западной Африке*

## В Западной Африке появляются новые НПЗ

Страны Западной Африки могут стать одним из центров нефтепереработки и торговли нефтепродуктами на континенте благодаря усилиям правительств по улучшению топливной безопасности и расширению экспортных возможностей. Масштабы изменений в 2026 г. будут определяться успехами в реализации текущих и новых проектов, включая крупный действующий НПЗ Dangote в Нигерии и ряд менее масштабных проектов.

Работа завода частной компании Dangote мощностью 650 тыс. барр./сут. по-прежнему влияет на изменение торговых потоков в мире, снижая зависимость Западной Африки от импорта топлива. Нигерия является одним из крупнейших импортеров топлива в регионе, но за год с сентября 2024 г., когда на этом НПЗ началось производство бензина, импорт продукта в страну сократился до исторического минимума. Так, в сентябре Нигерия импортировала 40 тыс. барр./сут. бензина по сравнению с 332 тыс. барр./сут. годом ранее, по данным аналитической платформы Kpler. Нетто-экспорт средних дистиллятов из страны в июле достиг рекордных 145 тыс. барр./сут., тогда как за тот же период 2024 г. отгрузки составили 82 тыс. барр./сут. Нигерия фактически стала нетто-экспортером этих нефтепродуктов с мая 2024 г.

Рост производства в Нигерии позволил заметно снизить зависимость стран Западной Африки в целом от импорта бензина и средних дистиллятов из удаленных регионов. Поставки бензина в западноафриканские страны по состоянию на 15 декабря уменьшились на 25% в годовом исчислении, до 337 тыс. барр./сут., а импорт авиакеросина сократился до 4 тыс. барр./сут. Оба показателя стали минимальными по меньшей мере с 2016 г., когда Kpler начал соответствующий мониторинг. Импорт газойля в регион снизился до 162 тыс. барр./сут., наименьшего уровня за пять лет.

У компании Dangote есть возможности для того, чтобы в будущем году занять еще большую долю рынка бензина в Нигерии. Вместе с тем нигерийская госкомпания NNPC испытывает сложности с предприятиями в Порт-Харкоте (210 тыс. барр./сут.) и в Варри (125 тыс. барр./сут.), которые были вновь приостановлены после перезапуска в 2024 г.

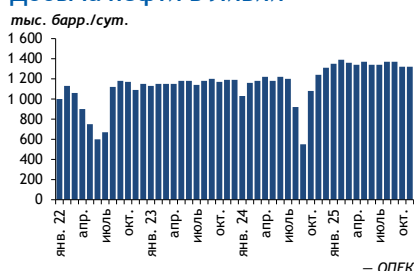
Другие западноафриканские переработчики также наращивают поставки, замещая закупки из Европы. В сентябре был перезапущен завод в Кабинде (Ангола, 30 тыс. барр./сут.), 90% акций которого принадлежат британской Gemcorp, а оставшиеся 10% — ангольской Sonangol, благодаря чему интерес к импортным объемам в стране снижается. На первом этапе на НПЗ производятся преимущественно газойль и авиатопливо для внутреннего рынка, которые обеспечивают до 10% спроса на средние дистилляты в Анголе. В рамках второго этапа с 2028 г. на заводе начнется выпуск бензина. Импорт этого продукта в Анголу в январе — августе составил 20 тыс. барр./сут., дизтоплива и газойля — 40 тыс. барр./сут., авиатопливо почти не ввозилось, по данным Kpler.

На заводе TOR в Гане (45 тыс. барр./сут.) продолжаются работы по восстановлению производственных мощностей. Завод частной Sentuo (120 тыс. барр./сут.) и небольшие НПЗ Platon и Akwaaba пока функционируют с перерывами. Между тем местная компания Petroleum Hub Development Corporation (PDHC), похоже, отложила строительство первого из трех НПЗ мощностью 300 тыс. барр./сут. Такая задержка свидетельствует о длительных сроках выполнения работ, необходимых для крупномасштабных проектов. Так, Dangote потребовалось почти 10 лет от заключения первого кредитного соглашения до запуска НПЗ. Другие проекты, объявленные в этом году, также вряд ли будут быстро реализованы.

## РЫНОК НЕФТИ

**Крупные международные компании проявляют активный интерес к возобновлению работы в Ливии**

**Добыча нефти в Ливии**



## Добыча в Ливии остается непредсказуемой

Производство сырья в Ливии подвержено колебаниям без последовательной траектории, поскольку во многом зависит от сложной внутривнутриполитической ситуации. Впрочем, иностранные компании проявляют интерес к работе в стране.

В январе — ноябре в Ливии добывалось в среднем 1,35 млн барр./сут. нефти, по данным ОПЕК. В прошлом году производство составило почти 1,11 млн барр./сут., в 2023 г. — 1,17 млн барр./сут., а в 2022 г. — 985 тыс. барр./сут. В 2026–2027 гг. добыча нефти в стране может достичь в среднем 1,32 млн барр./сут., по ноябрьской оценке Argus Consulting.

Власти Ливии нацелены на повышение производства нефти до 2 млн барр./сут. к 2029 г., а природного газа — до 4 млрд фут.<sup>3</sup>/сут. с 1,2 млрд фут.<sup>3</sup>/сут. Для этого прилагаются усилия по возвращению иностранных компаний в нефтегазовый сектор страны. В августе впервые за 18 лет был проведен лицензионный раунд с целью продажи 22 нефтегазовых блоков с запасами свыше 10 млрд барр. нефтяного эквивалента. Госкомпания NOC продолжает вести переговоры о заключении двусторонних сделок, а также возобновляет работу над давно отложенными проектами.

Интерес к лицензионному раунду оказался высоким, сообщили в министерстве нефти страны. Предварительный отбор на участие в конкурсе прошли 37 из более 50 зарубежных компаний. В список вошли ExxonMobil, Chevron, Shell, BP и TotalEnergies, а также итальянская Eni, австрийская OMV, китайская CNPC и катарская QatarEnergy. NOC планирует объявить победителей в феврале 2026 г., а также заключить контракты во II квартале. Соглашения о сотрудничестве с NOC в ближайшее время могут подписать также ExxonMobil, TotalEnergies и американская ConocoPhillips.

Предварительное соглашение о разведке и разработке нефтегазовых активов в июле было подписано с Shell. Эта компания прекратила работу в стране в 2012 г. из-за политической нестабильности. BP также рассматривает возможность вернуться в страну и возобновить разработку месторождений Сарир и Месла.

Почти все сырье, которое производится в Ливии, вывозится из страны. В январе — ноябре из ливийских портов экспортировали в среднем 1,20 млн барр./сут. нефти по сравнению с 970 тыс. барр./сут. годом ранее, по данным аналитической компании Vortexa. Свыше 87% объема в текущем году вывезено в Европу, почти 7% — в Азию, а 5,6% — в Северную Америку. Основными экспортными сортами являются Эс-Сидер — 30,2% всего объема и Эш-Шарара — 18,3%. Как и в случае с добычей, отгрузкам из портов угрожают риски внутривнутриполитической нестабильности, что приводит к блокаде объектов нефтяной инфраструктуры.

## Планы возрождения нефтепереработки

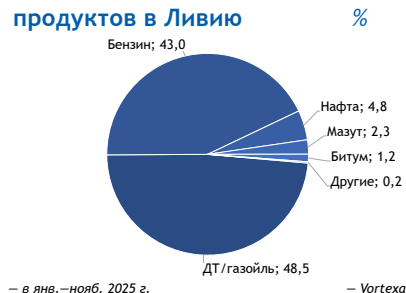
Власти Ливии надеются возобновить в 2026 г. работу законсервированного НПЗ в Рас-эль-Ануфе мощностью 220 тыс. барр./сут., сообщил 2 июля член правления госкомпании NOC Хуссейн Сараф. Этот завод не функционирует с 2013 г. из-за разногласий между NOC и базирующейся в Объединенных Арабских Эмиратах компанией Trasta Energy, каждой из которых принадлежит по 50% акций предприятия. NOC добивается приобретения доли Trasta после того, как выиграла арбитражное дело против нее в 2022 г.



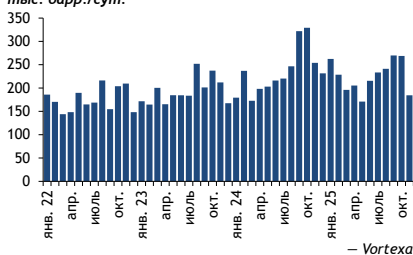
## РЫНОК НЕФТИ

**Ливия планирует повысить мощности процессинга за счет возобновления эксплуатации НПЗ в Рас-эль-Ануфе, модернизации предприятия в Эз-Завии и возведения Южного НПЗ**

**Структура импорта нефтепродуктов в Ливию**



**Импорт нефтепродуктов в Ливию**  
тыс. барр./сут.



«Мы сможем запустить проект примерно через шесть месяцев — ущерб небольшой», — сообщил член правления госкомпании NOC Хуссейн Сараф в июле. Но это будет зависеть от решения вопроса собственности, что, как он надеется, произойдет к концу 2025 г.

Возобновление работы предприятия может способствовать значительному повышению выпуска нефтепродуктов в Ливии, который в 2024 г. составил в среднем 110 тыс. барр./сут., по данным NOC. Однако ОПЕК оценивает объем производства ливийских НПЗ выше — предприятия могли выпускать 188 тыс. барр./сут. нефтепродуктов.

На предприятии в Эз-Завии (120 тыс. барр./сут.) производится основная доля нефтепродуктов Ливии, небольшие объемы выпускаются также на заводах в Тобруке (20 тыс. барр./сут.), Марсе-эль-Бреге (10 тыс. барр./сут.) и Сарире (10 тыс. барр./сут.). NOC также планирует реконструировать НПЗ в Эз-Завии. Министр нефти Халифа Абдулсадек заявлял о планах повышения производительности завода до 200 тыс. барр./сут.

Между тем дочерняя компания NOC — Zallaf Oil & Gas — планирует построить Южный НПЗ (30 тыс. барр./сут.) недалеко от города Убари.

NOC в конце ноября готовилась объявить тендер на поставку на внутренний рынок нефтепродуктов, таких как дизтопливо и бензин. В компании заявили, что целью тендера является обеспечение бесперебойных поставок и распределения топлива во избежание дефицита нефтепродуктов на местном рынке. NOC сообщила, что заключила контракт с аудиторской компанией KPMG для оказания помощи в управлении процессом. Объемы будущих поставок не сообщаются.

Это заявление прозвучало после встречи руководителей NOC, центрального банка, аудиторского бюро и генерального прокурора для обсуждения ситуации в нефтяном секторе. В отдельном заявлении центральный банк намекнул, что тендер будет касаться импорта топлива в Ливию в следующем году.

Проведение таких тендеров, как ожидается, заменит программу NOC по обмену сырья на нефтепродукты, которая вызывала споры в стране. Согласно прошлогоднему отчету ООН, такая программа привела к избыточному увеличению импорта нефтепродуктов, заметно превысившего потребности местного рынка в топливе, и тем самым стимулировала нелегальную торговлю.

Даже несмотря на резкий рост импорта, ливийцы продолжают испытывать нехватку топлива. Программа обмена сырья на нефтепродукты, по-видимому, была заменена финансированием из центрального банка для оплаты импорта топлива, но точная схема пока остается неясной. Центральный банк заявил, что на встрече «были рассмотрены меры по борьбе с контрабандой топлива».

В прошлом году импорт нефтепродуктов в Ливию достиг рекордных 234 тыс. барр./сут., по данным аналитической платформы Kpler. В январе — ноябре в Ливию ввозилось около 225 тыс. барр./сут. нефтепродуктов, из которых 110 тыс. барр./сут. пришлось на дизтопливо и 85 тыс. барр./сут. — на бензин. Основными поставщиками топлива в страну в текущем году являются компании из России (30,4% всего объема), Кипра (18%), Италии (12,6%), Греции (11,3%), Саудовской Аравии (9,7%) и Нидерландов (5,8%). Нефтепродукты также ввозятся из Франции, Турции, Испании, Мальты, Латвии, Грузии, Египта, Бельгии, Нигерии и других стран, по данным Vortexa.

## РЫНОК НЕФТИ

**Прогнозы спроса ОПЕК остаются значительно выше оценок Международного энергетического агентства (IEA)**

## ОПЕК не меняет прогноз

Аналитики ОПЕК пятый месяц подряд сохраняют свои прогнозы роста мирового спроса на нефть на 2025–2026 гг.

Потребление нефти в мире увеличится в текущем году на 1,30 млн барр./сут., до 105,14 млн барр./сут., благодаря возросшему спросу в Китае, странах Африки и в США, согласно декабрьскому отчету ОПЕК о состоянии нефтяного рынка. В 2026 г. спрос повысится на 1,38 млн барр./сут., до 106,52 млн барр./сут., а наибольший прирост обеспечат компании в Индии, Китае, на Ближнем Востоке и в Африке.

Аналитики повысили прогноз роста предложения для стран, не входящих в ОПЕК+, на 2025 г. на 40 тыс. барр./сут., до 960 тыс. барр./сут., а оценка увеличения отгрузок на следующий год сохранена на уровне 630 тыс. барр./сут. Основное повышение предложения сырья обеспечат США — на 460 тыс. барр./сут. в 2025 г. и 100 тыс. барр./сут. в 2026 г.

Добыча в ОПЕК+	млн барр./сут.			
	нояб.	окт.*	цель на нояб.**	± цель на нояб.
ОПЕК 9	23,03	23,05	23,28	-0,25
Вне ОПЕК 9	13,22	13,11	13,32	-0,10
<b>Всего</b>	<b>36,25</b>	<b>36,16</b>	<b>36,60</b>	<b>-0,35</b>

\* — пересмотренные данные;

\*\* — вкл. дополнительные сокращения, согласованные в апр. 23 и нояб. 23

Добыча в ОПЕК	млн барр./сут.			
	нояб.	окт.*	цель на нояб.**	± цель на нояб.
Саудовская Аравия	10,05	10,01	10,06	-0,01
Ирак	4,09	4,11	4,26	-0,17
ОАЭ	3,40	3,36	3,40	0,00
Кувейт	2,56	2,57	2,57	-0,01
Нигерия	1,48	1,52	1,50	-0,02
Алжир	0,98	0,97	0,97	0,01
Республика Конго	0,24	0,26	0,28	-0,04
Габон	0,20	0,21	0,18	0,02
Экваториальная Гвинея	0,03	0,04	0,07	-0,04
<b>ОПЕК 9</b>	<b>23,03</b>	<b>23,05</b>	<b>23,28</b>	<b>-0,25</b>
Иран	3,34	3,39	—	—
Ливия	1,32	1,32	—	—
Венесуэла	1,00	1,00	—	—
<b>Всего ОПЕК 12***</b>	<b>28,69</b>	<b>28,76</b>	<b>—</b>	<b>—</b>

\* — пересмотренные данные;

\*\* — вкл. дополнительные сокращения, согласованные в апр. 23 и нояб. 23;

\*\*\* — Иран, Ливия и Венесуэла освобождены от участия в сделке

## РЫНОК НЕФТИ

Фактическая добыча нефти в странах ОПЕК+ в ноябре выросла на 90 тыс. барр./сут., до 36,25 млн барр./сут. Однако этот показатель на 350 тыс. барр./сут. ниже планового уровня для прошлого месяца. Наибольший прирост в ноябре обеспечил Казахстан — на 50 тыс. барр./сут., до 1,73 млн барр./сут., вследствие расширения производства на месторождении Тенгиз. Этот показатель оказался на 170 тыс. барр./сут. выше целевого уровня для страны. Казахстану в ближайшие месяцы предстоит ограничивать добычу для компенсации перепроизводства, допущенного ранее.

Среди крупных производителей наибольшее снижение добычи в ноябре наблюдалось в Ираке. Страна придерживается своих обязательств и постепенно устраняет прошлое перепроизводство.

Производство вне ОПЕК			млн барр./сут.	
	нояб.	окт.*	цель на нояб.**	± цель на нояб.
Россия	9,43	9,41	9,53	-0,10
Казахстан	1,73	1,68	1,56	0,17
Оман	0,82	0,79	0,81	0,01
Азербайджан	0,44	0,44	0,55	-0,11
Малайзия	0,37	0,35	0,40	-0,03
Бахрейн	0,18	0,18	0,20	-0,02
Южный Судан	0,14	0,15	0,12	0,02
Бруней	0,09	0,09	0,08	0,01
Судан	0,02	0,02	0,06	-0,04
<b>Всего вне ОПЕК</b>	<b>13,22</b>	<b>13,11</b>	<b>13,32</b>	<b>-0,10</b>

\* — пересмотренные данные;

\*\* — вкл. дополнительные сокращения, согласованные в апр. 23 и нояб. 23



## АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКИЙ РЕГИОН

**Саудовский конденсат сможет найти покупателей в Азии в течение следующих нескольких лет, полагают трейдеры**

### Saudi Aramco отгрузит новый конденсат в Азию

Саудовская госкомпания Saudi Aramco планирует приступить к экспорту нового сорта газового конденсата в Азию в I квартале. Трейдеры не исключают заметных ценовых колебаний на рынке, если спрос на этот сорт окажется недостаточным.

Отгрузки конденсата с нового газового проекта Джафура могут составлять в месяц до трех-четырех спотовых партий по 500 тыс. барр., ожидают участники рынка. Конденсат плотностью 49,75° по инвертированной шкале API с содержанием серы 0,16% схож по качеству с австралийским Ихтис и катарским конденсатом, которые дают высокий выход нефти и средних дистиллятов. Он также может конкурировать с легкой малосернистой американской нефтью WTL. Однако компании начнут регулярные закупки Джафура, только будучи уверенными в его качестве, поэтому цены, как обычно в таких случаях, вначале не будут высокими.

Основные партии конденсата из стран Азиатско-Тихоокеанского региона и Ближнего Востока поставляются в Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ), Южную Корею, Сингапур и Китай для переработки на сплиттерах.

К концу 2026 г. ожидается дальнейший рост отгрузок такого сырья на мировой рынок благодаря проекту QatarEnergy по расширению восточной части Северного месторождения в Катаре, но влияние на рынок это окажет лишь в 2027 г. Компания, вероятно, стремилась не допустить избыточного предложения на рынке в следующем году, чтобы избежать снижения цен, считает сингапурский трейдер. QatarEnergy обычно реализует Катарский малосернистый конденсат (LSC) и Дезодорированный промысловый конденсат (DFC), которые также добываются на Северном месторождении, на спотовых тендерах. Конденсат с новых участков окажется схожим по качеству, ожидают трейдеры.

Катар является третьим по величине производителем конденсата в мире после России и США, по данным Международного энергетического агентства (IEA). На долю LSC и DFC в 2024 г. пришлось около четверти всех продаж конденсата в мире, или 850 тыс. барр./сут., по данным аналитической компании Vortexa.

Партии нового ближневосточного конденсата могут оказаться востребованными в Китае, где растет спрос на нефть для новых установок крекинга. Недавние санкции США против России, крупного экспортера нефти на мировой рынок, вынудили покупателей, в том числе Китай, ограничить приобретение российского нефтепродукта. В 2024 г. Китай импортировал около 77 тыс. барр./сут. конденсата, по данным Vortexa. Из них почти половина пришлась на иранский сернистый Южный Парс, который стоил дешевле альтернатив ввиду санкций против Ирана.

Тяжелый конденсат зачастую заменяет переработчикам сверхлегкую нефть в случае его более низкой стоимости. Отмечались случаи, когда высокие цены на легкие сернистые сорта, такие как Мурбан из ОАЭ, побуждали компании закупать катарский конденсат. Регулярным потребителем этого продукта является НПЗ на Пулау-Букоме (Сингапур) мощностью 237 тыс. барр./сут. После завершения проекта расширения этого комплекса для него потребуются дополнительные поставки сырья для переработки на новом сплиттере мощностью 70 тыс. барр./сут., сообщили трейдеры.

Saudi Aramco надеется привлечь не только этих покупателей, но также потребителей легкой нефти. Однако ее продукт должен стать дешевле иранского, чтобы иметь успех на китайском рынке. При недостаточном спросе часть этого конденсата также может быть смешана с нефтью для получения более легких сортов, полагает один из сингапурских трейдеров.

## РЫНОК НЕФТИ

*Растущее предложение нефти из США и стран Южной Америки в Европе и Азии ограничивает интерес к западноафриканским сортам*

### Спрос на нефть из Западной Африки невысок

Поставщики западноафриканской нефти могут столкнуться в 2026 г. с повышенной конкуренцией со стороны добывающих компаний Бразилии, Гайаны и США, где производство сырья продолжает расти.

Экспортерам в регионе все сложнее продавать свою нефть. Так, в настоящее время нереализованными остались 25–30 нигерийских и 14–15 ангольских партий с отгрузкой в январе, по данным трейдеров. Участники рынка ожидают ухудшения условий для продаж нигерийской нефти в начале 2026 г., поскольку почти половина поставок обычно направляется в Европу, которая в настоящее время хорошо обеспечена более дешевыми альтернативами, включая бразильский среднетяжелый малосернистый сорт Бузиос.

Интерес к нигерийской нефти снизился после удорожания большинства сортов в октябре – ноябре на \$0,05–0,30/барр. относительно Североморского датированного. Это произошло в то время, когда маржа переработки в Европе и США приблизилась к максимумам за два года вследствие сокращения загрузки НПЗ из-за ремонтов и скорого вступления в действие запрета на импорт в Европу топлива, произведенного из российской нефти. Активный спрос на нефть со стороны операторов НПЗ в Европе оказался неожиданным, поскольку обычно компании в конце года стремятся сократить запасы сырья для уменьшения налоговых платежей.

Трейдеры ожидают, что в 2026 г. привлекательная цена на WTI продолжит ограничивать спрос на нигерийскую нефть как в Европе, так и со стороны местного НПЗ Dangote близ Лагоса (Нигерия) мощностью 650 тыс. барр./сут. Одновременно интерес в Китае к бразильской и гайанской нефти может усиливаться, что приведет к снижению продаж ангольского сырья китайским компаниям, которые являются его основными покупателями.

На протяжении второго полугодия переработчики их Китая уменьшали закупки ангольской нефти вследствие ремонтов на НПЗ и санкций США в отношении одного из основных импортных терминалов Sinopet, что вынудило компании перестроить логистику. Ангольские сорта и конголезский среднетяжелый малосернистый Джено, который также обычно поставляется в Китай, с 1 октября 2025 г. в среднем подешевели на \$2,40/барр. относительно Североморского датированного. Избыток малосернистого сырья в Атлантическом бассейне усилил давление на стоимость. Между тем возросшие транспортные расходы ослабили спрос на такую нефть.

Интерес к закупкам западноафриканского и ангольского сырья со стороны других азиатских переработчиков также снизился. Эта тенденция с большой долей вероятности может сохраниться и в 2026 г. В прошлом году в Индию и Индонезию было экспортировано в общей сложности 380 тыс. барр./сут. нефти из Западной Африки, по данным аналитической компании Vortexa. В ноябре индийские переработчики проявили повышенный спрос на африканское сырье и приобрели партии с поставкой в феврале, но с той поры интерес к таким поставкам снизился. Участники рынка объясняют такое поведение индийских компаний возвратом к закупкам российской нефти после ее существенного удешевления, последовавшего после введения санкций США против «Роснефти» и «Лукойла».

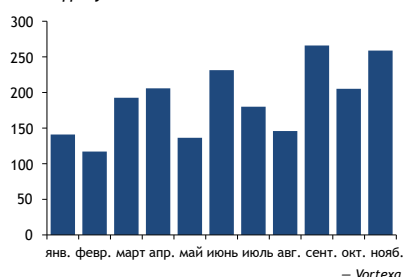
По оценке Argus Consulting, превышение предложения над спросом в следующем году может составить в среднем около 1,5 млн барр./сут. В таких условиях ОПЕК+ может отказаться от поэтапного увеличения добычи еще примерно на 1,65 млн барр./сут. Альянс уже объявил о приостановке повышения производства в I квартале. Однако если цены на нефть удержатся на уровне выше \$50/барр., ОПЕК+ может возобновить увеличение добычи со II квартала.

## РЫНОК НЕФТИ

**Поставщики нефти в Аргентине заинтересованы в расширении отгрузок на рынок Азии, но сталкиваются с растущей конкуренцией**

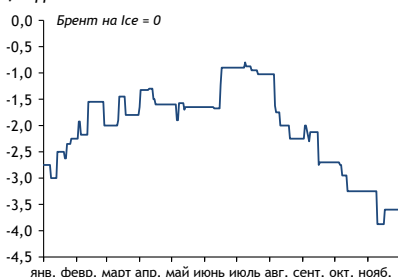
### Экспорт морских партий Меданито

тыс. барр./сут.



### Стоимость Меданито

\$/барр.



## Аргентина ищет новые рынки сбыта

Производители нефти в Аргентине намерены диверсифицировать направления поставок легкого малосернистого сорта Меданито. Добыча сырья на сланцевых месторождениях страны активно растет, а спрос на него на основном рынке сбыта в США снижается из-за закрытия НПЗ. Поставщикам важно найти новые рынки сбыта.

Добыча нефти в Аргентине в октябре выросла почти до 860 тыс. барр./сут. по сравнению с менее 775 тыс. барр./сут. годом ранее. Основной прирост пришелся на сланцевое месторождение Вака Муэрта на юге страны. Этот участок в октябре обеспечил 68% всей добычи. Ожидается, что к 2030 г. производство нефти в Аргентине превысит 1,5 млн барр./сут. благодаря повышению эффективности добычи на этом сланцевом блоке.

Меданито, который производится на Вака Муэрта, стал основным экспортным сортом в Аргентине, тогда как отгрузки тяжелого малосернистого Эскаланте снижаются из-за сокращения производства такого сырья и ограниченного спроса со стороны местных НПЗ. Меданито преимущественно поступает на западное побережье США: в первом полугодии в этом направлении было отгружено свыше 70% всего экспорта сорта, по данным аналитической компании Vortexa. Однако закрытие ряда перерабатывающих мощностей в США ограничивает спрос на Меданито, тогда как добыча этого сорта растет. В результате поставщики начали искать новые направления отгрузок, рассматривая в том числе Азию, преимущественно Китай.

Продажи аргентинского сырья в Азию растут. По меньшей мере два груза сорта Меданито было продано в Китай во втором полугодии, включая партию размером 800 тыс. барр., которую в октябре приобрела китайская госкомпания CNPC. Еще по меньшей мере одна сделка была заключена на отгрузку партии сорта в Китай в январе. Индийская госкомпания BPCL также приобрела не менее двух грузов Меданито для тестовых испытаний. Рост экспорта сорта в Азию сдерживают логистические ограничения в порту отгрузки и высокая стоимость фрахта.

Поставщики Меданито могли бы извлечь выгоду из совместной отгрузки своего сырья с бразильскими сортами, что позволило бы снизить расходы на фрахт, считают участники рынка. Примером такого сотрудничества стала совместная отгрузка аргентинского сорта и бразильского среднетяжелого малосернистого Мерио в октябре в Китай. Однако возможности для такого взаимодействия зависят от наличия судов с динамическим позиционированием, которые являются обязательными при отгрузке бразильской нефти с морских платформ. Такие суда оснащены подруливающими устройствами и позволяют работать в районах с сильными течениями. По мере роста добычи нефти в Бразилии доступность таких танкеров сокращается.

Улучшить экономику экспорта в Азию может также загрузка сорта на более крупные танкеры вместимостью 2 млн барр. в порту Пунта-Колорада (Аргентина). Восемь основных производителей, включая YPF, Shell и Vista Energy, объединили усилия для строительства трубопровода Vaca Muerta South, который соединит сланцевые месторождения с Пунта-Колорада. Запуск трубопровода запланирован на ноябрь 2026 г., и первоначально будет перекачиваться около 180 тыс. барр./сут., к 2028 г. пропускная способность трубопровода увеличится до 700 тыс. барр./сут., хотя есть некоторые сомнения в том, удастся ли уложиться в столь сжатые сроки.

Аргентина также сталкивается с растущей конкуренцией на рынке Азии. Так, свое присутствие в регионе активно наращивает Гайана. Добыча в этой стране уже превысила 900 тыс. барр./сут., а к 2027 г., как ожидается, достигнет 1,4 млн барр./сут.

## НОВОСТИ

**IEA ожидает роста нефтепереработки в мире**

Международное энергетическое агентство (IEA) повысило прогноз объемов переработки нефти в мире на 2026 г. на 250 тыс. барр./сут., до 84,4 млн барр./сут. Основной прирост обеспечат страны Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) вследствие продолжающегося снижения экспорта нефтепродуктов из России, что обострило дефицит средних дистиллятов и бензина на мировом рынке, в то время как избыточное предложение сырья повысилось. В странах ОЭСР уровень загрузки НПЗ ожидается на уровне 36,2 млн барр./сут. по сравнению с 35,6 млн барр./сут., по предыдущему прогнозу IEA. Маржа переработки, особенно в Европе, останется высокой. В следующем году загрузка НПЗ в Европе может достигнуть в среднем 95%, по оценке IEA. Прогноз переработки в странах Северной и Южной Америки, входящих в ОЭСР, повышен на 180 тыс. барр./сут., до 19,2 млн барр./сут. Вне стран ОЭСР процессинг может составить 48,2 млн барр./сут. по сравнению с 48,5 млн барр./сут., по предыдущей оценке. Небольшое снижение связано с задержками с запуском заводов в Индии, Иране и Анголе, а также внеплановым ремонтом на НПЗ КРС в Эз-Зауре (Кувейт).

**Импорт нефти через Омишаль вырос**

Поставки нефти в хорватский порт Омишаль в ноябре увеличились до максимума более чем за четыре года, хотя суммарный импорт в Средиземноморье снизился. В прошлом месяце на терминал в Омишале поступило 185 тыс. барр./сут. по сравнению с 75 тыс. барр./сут. в октябре, по оценке Argus. Импорт стал максимальным с июня 2021 г. Средний уровень поставок в январе – ноябре составил 130 тыс. барр./сут., что на 20 тыс. барр./сут. больше, чем за весь 2024 г. Сырье из Омишала поступает на завод хорватской Ina в Риеке (Хорватия) мощностью 90 тыс. барр./сут. Нефть также прокачивается по трубопроводу Adria пропускной способностью 400 тыс. барр./сут. на НПЗ Mol в Сазхаломбатте (Венгрия, 161 тыс. барр./сут.) и Братиславе (Словакия, 115 тыс. барр./сут.), а также на завод Nis в Панчеве (Сербия, 96 тыс. барр./сут.). В ноябре в Омишаль были доставлены 55 тыс. барр./сут. Смеси КТК, 55 тыс. барр./сут. ливийских сортов Эс-Сидер и Мелита, 25 тыс. барр./сут. Смеси БТД, 20 тыс. барр./сут. Арабской легкой, 10 тыс. барр./сут. гайанского сорта Лиза и 20 тыс. барр./сут. иракского Киркук. Иракский сорт поступил в порт впервые с марта 2023 г. Средняя плотность нефти, которая ввозилась в Омишаль в январе – ноябре составила 37,1° по шкале API, а содержание серы – 0,7%.

**Сделки саудовских компаний в Сирии**

Четыре саудовские энергосервисные компании подписали соглашения с сирийской госкомпанией Syrian Petroleum Company (SPC) о поддержке развития нефтегазового сектора Сирии, по данным саудовского государственного информационного агентства SPA. Нефтесервисная компания ADES займется разработкой сирийских газовых месторождений. Энергетическая сервисная компания Taqa предоставит услуги по содействию повышению добычи нефти и газа. Геофизическая и исследовательская компания Argas сосредоточится на сейсморазведке новых месторождений. Arabian Drilling – один из крупнейших подрядчиков по бурению нефтегазовых скважин в стране – будет заниматься развертыванием и эксплуатацией наземных буровых и ремонтных установок, а также техническим обслуживанием и обучением персонала, сообщили в SPA. В настоящее время добыча нефти в Сирии составляет 90–120 тыс. барр./сут., но власти страны намерены повысить этот показатель до 200 тыс. барр./сут.

**ЭНЕРГОПЕРЕХОД**

*Решение IMO отложить введение механизма ценообразования на выбросы может отпугнуть инвесторов от проектов по выпуску синтетического топлива*

**Внедрение синтетического топлива затруднено**

Темпы вложения инвестиций в проекты по внедрению и адаптации синтетического топлива в морском секторе могут замедлиться в связи с решением Международной морской организации (IMO) отложить введение механизма ценообразования на выбросы парниковых газов на море.

IMO поставила цель по достижению нулевых выбросов на море к 2050 г. в рамках соответствующей программы в судоходстве. Программа предусматривает два основных механизма: всемирный стандарт для морского топлива с поэтапным снижением углеродной интенсивности и глобальную систему ценообразования на выбросы парниковых газов, что фактически станет налогом на выбросы сверх установленных лимитов.

Синтетическое топливо, включая зеленый метанол и аммиак, производится из возобновляемого водорода и преподносится как наиболее чистая альтернатива использованию углеводородов. Кроме того, такое топливо лучше подходит для долгосрочной декарбонизации, поскольку не зависит от ограничений сырьевой базы, как это происходит с биотопливом.

Планы производства синтетического топлива разрабатываются. Однако принятое в октябре решение IMO отложить внедрение системы ценообразования на выбросы и голосование по этому вопросу на год вызывает опасения участников рынка, поскольку у потенциальных инвесторов может снизиться интерес к таким проектам. Компании-производители также теперь с осторожностью относятся к выходу на рынок синтетического топлива.

В преддверии октябрьского заседания IMO производители синтетического топлива призвали делегатов комитета IMO по защите морской среды (MEPC) утвердить этот механизм и предоставить льготы для такой продукции. Группа, в которую входят Moeve, Green North Energy и European Energy, просит уделить больше внимания синтетическому топливу при внедрении стандартов возобновляемой энергетики в морском секторе.

Решение о переносе голосования стало разочарованием для многих участников рынка судоходства, но поддержка может прийти благодаря региональным нормативам. Так, в Евросоюзе (ЕС) использование синтетического топлива станет с 2034 г. обязательным в размере 2% общего потребления по программе FuelEU Maritime. Эти правила также будут распространяться на зарубежные суда и перевозчиков, которые совершают операции в территориальных водах ЕС. Синтетическое топливо получает двойной учет в рамках FuelEU Maritime. Такой подход, а также высокие штрафы, предусмотренные за нарушение нормативов ЕС, станут стимулом для компаний, развивающих проекты по производству синтетического топлива.

Однако в этом сценарии внедрение синтетического топлива сталкивается с двумя основными проблемами — высокими затратами и необходимостью разработки долгосрочных стратегий закупок топлива. Разработчикам проектов по внедрению такой продукции необходимо представить план закупок, как правило, сроком на 10 лет, чтобы обеспечить финансирование со стороны инвесторов, а это требует изменения условий поставок между производителями и потребителями, заявила генеральный директор европейской компании — разработчика синтетического топлива ET Fuels Лара Накушбанди.

Зеленый водород и технологии производства синтетического топлива в настоящее время рассматриваются как конечный пункт на пути достижения нулевых выбросов в судоходстве, согласно отчету компании Accelleron, занимающейся морскими технологиями. Однако текущая нехватка такой продукции и отсутствие необходимой законодательной и льготной поддержки для роста спроса остаются основными барьерами на пути внедрения данного топлива в судоходстве.



## ОБЗОР МИРОВОГО РЫНКА

## Демарш Трампа против Венесуэлы замедлил темпы удешевления нефти

Цены на нефтяные фьючерсы		\$/барр.		
Фьючерсы, 1 месяц	17 дек.	± 16 дек.	± 10 дек.	
WTI, Nymex	55,94	+0,67	-2,52	
Бrent, Ice	59,68	+0,76	-2,53	
Дубай	59,59	-0,32	-2,47	

— котировки публикуются в издании *Argus Crude*

## Цены на нефть близки к минимумам

Стоимость нефти колеблется без резких изменений около многомесячных минимумов. Цена на февральские фьючерсы на Brent на лондонской бирже Ice опустилась ниже \$60/барр., а американский WTI с поставкой в январе на Nymex продается примерно по \$55/барр. Общая тенденция остается нисходящей вследствие превышения предложения над спросом. Дополнительное давление на котировки оказывают слабые экономические данные в Китае, а также ожидания прогресса в урегулировании конфликта на территории Украины, что может привести к смягчению санкций против России.

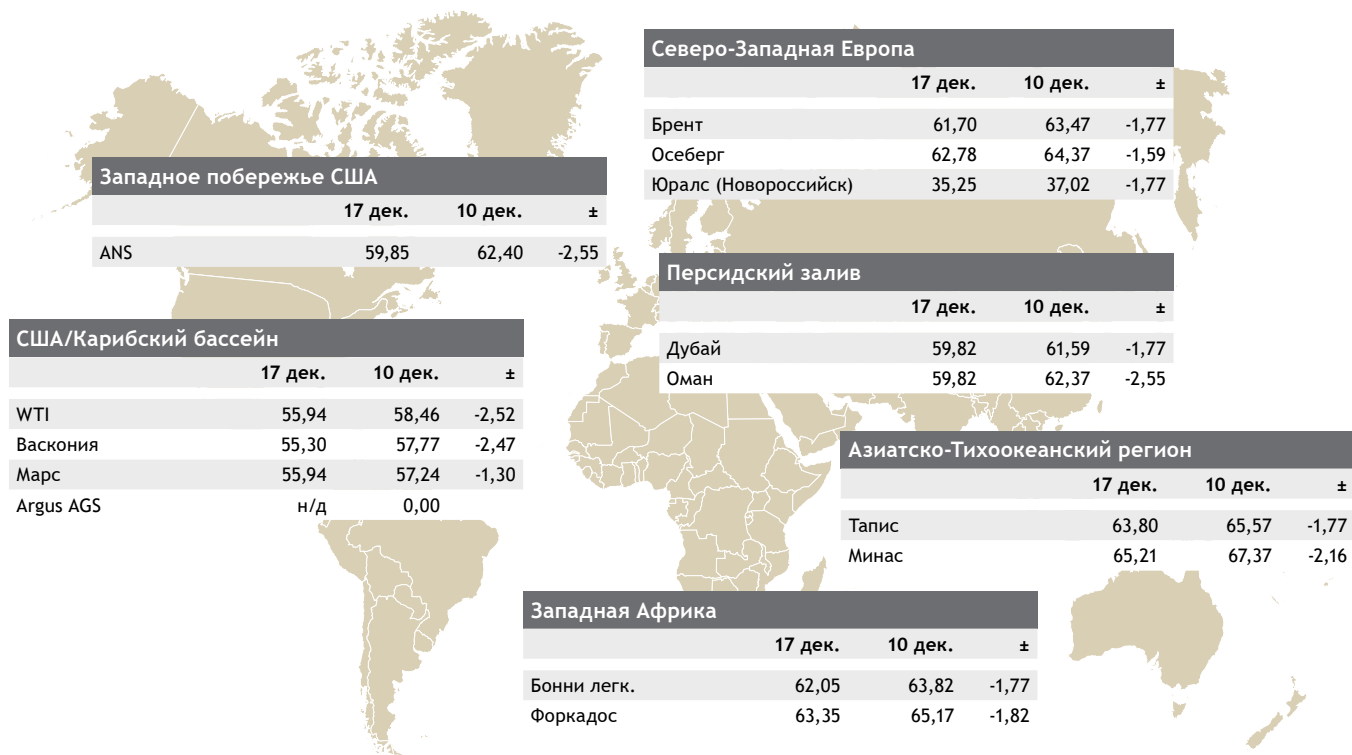
Аналитики британского банка Barclays снизили свои прогнозы цен на нефть на 2026 г.: стоимость Brent ожидается на уровне \$65/барр., а WTI — \$61/барр., что на \$5/барр. и \$6/барр. ниже по сравнению с предыдущей оценкой соответственно. В банке считают, что избыточное предложение в 2026 г. составит 1,9 млн барр./сут., что вдвое меньше оценки Международного энергетического агентства (IEA). В Barclays отметили, что годом ранее ожидался избыток предложения в 2025 г. в размере 500 тыс. барр./сут., но фактическое превышение над спросом составит в конце этого года 1,3 млн барр./сут.

Участники рынка отмечают наличие непроданных декабрьских партий Юралс, которые находятся на пути в страны Азии для вероятной реализации в Китае и Индии. Между тем начались продажи январских грузов. Реализация Юралс затянулась из-за недавних американских санкций, изменивших торговые потоки на азиатском рынке.

Геополитическая нестабильность вокруг Венесуэлы усиливается. Президент США Дональд Трамп объявил о блокаде нефтяного экспорта из Венесуэлы, потребовав компенсацию за национализацию нефтяных активов,

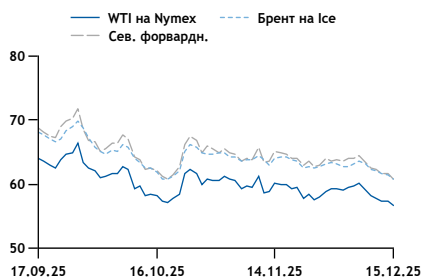
## Обзор мировых цен на нефть

\$/барр.

— котировки публикуются в издании *Argus Crude*



## ОБЗОР МИРОВОГО РЫНКА

**Добыча нефти в США превышает аналогичный показатель годом ранее****Цены на маркерные сорта нефти \$/барр.**

которая прошла много лет назад. Обострение конфликта вызывает обеспокоенность у участников рынка, что сдерживает темпы удешевления сырья. Экспорт из страны остановился после захвата 10 декабря береговой охраной США нефтяного танкера, который конвоируется в порт Хьюстона (шт. Техас) для возможной разгрузки.

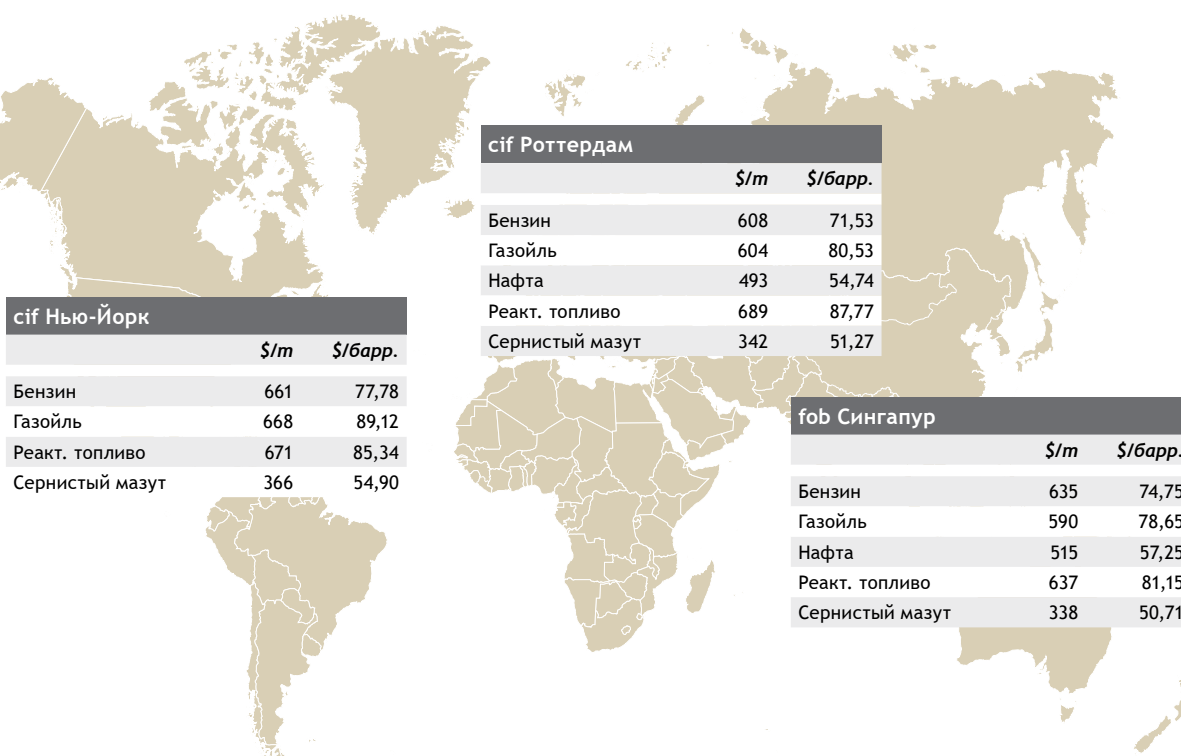
Правительство Венесуэлы осудило угрозу Трампа и обратилось в ООН. Трамп встретил оппозицию и внутри США. Члены Демократической партии инициировали голосование в Палате представителей о запрете Трампу применять военную силу против Венесуэлы без разрешения Конгресса.

Некоторую поддержку стоимости нефти на текущей неделе оказала и статистическая информация министерства энергетики США (EIA). Запасы нефти в коммерческих хранилищах США уменьшились за неделю, завершившуюся 12 декабря, на 1,3 млн барр., до 424,4 млн барр., по данным EIA. Остатки оказались на 3,4 млн барр. выше, чем годом ранее. Одновременно запасы в стратегическом резерве вновь немного повысились — на 249 тыс. барр., до 412,2 млн барр., что на 19,1 млн барр. больше, чем годом ранее.

Импорт нефти в США снизился за неделю на 1%, до 6,53 млн барр./сут., в то время как экспорт увеличился на 16,3%, до 4,66 млн барр./сут., по данным EIA. Производство нефти в США за неделю до 12 декабря снизилось на 10 тыс. барр./сут., до 13,84 млн барр./сут. Это на 239 тыс. барр./сут. превысило показатель годом ранее, однако участники рынка ожидают снижения производства в конце декабря и начале 2026 г. в связи с замедлением деловой активности в нефтегазовой отрасли США.

**Обзор мировых цен на нефтепродукты**

17 дек.



— котировки публикуются в изданиях [Argus International LPG](#), [Argus Asia-Pacific Products](#), [Argus US Products](#) и [Argus European Products](#)

## РЫНОК НЕФТИ В ЕВРОПЕ

**Непроданные декабрьские партии Юралс препятствуют росту цен на российский сорт**

### Скидки на Юралс перестали расти

• Партии Юралс, отгружаемые на танкерах класса Suezmax из Новороссийска, оцениваются со скидкой \$23,75/барр. (fob Новороссийск) к Североморскому датированному, как и неделей ранее. Скидка на Юралс в балтийских портах за минувшую неделю сохранилась на уровне \$24/барр. (fob Приморск/Усть-Луга) к эталону. Скидка на партии Юралс с доставкой на западное побережье Индии составляет \$6,95/барр. (дар западное побережье Индии) к Североморскому датированному, как и неделей ранее. Участники рынка отмечают высокое предложение Юралс на танкерах в водах стран Азии. Ожидается, что эти партии будут реализованы в Китае или Индии. Относительно эталона Дубай российский сорт оценивается со скидкой \$6,61/барр. (дар западное побережье Индии) по сравнению с дисконтом \$6,65/барр. неделей ранее. Премия на Kebco за минувшую неделю сохранилась на уровне \$1/барр. (cif Аугуста) к Североморскому датированному. За прошедшую неделю казахстанские компании вывезли из Усть-Луги 100 тыс. т сорта в Нидерланды, а из Новороссийска — 220 тыс. т в Румынию и Болгарию. Скидка на альтернативный норвежский сорт Юхан Свердруп к Североморскому датированному сохранилась на уровне \$1,40/барр. (fob Монгстад).

• Стоимость Смеси КТК из ресурсов казахстанских компаний увеличилась за неделю на \$0,45/барр., до премии \$0,10/барр. (cif Аугуста) к Североморскому датированному, вследствие устойчивого спроса и снижения отгрузок сорта после внешнего воздействия на инфраструктуру терминала. Январский план предусматривает увеличение экспорта Смеси КТК на 5% относительно декабря, до 1,63 млн барр./сут., в том числе 1,48 млн барр./сут. из ресурса казахстанских производителей.

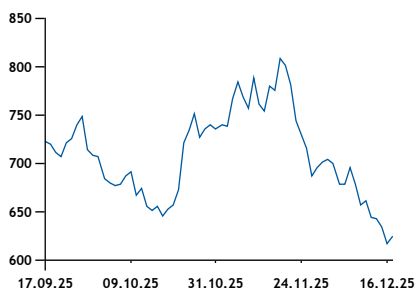
Цены на нефть			\$/barr.	
	17 дек.	± 10 дек.	Дифференциал	
Северное море				
Североморский дат.	60,77–60,83	-1,77	21-сут. Сев.	+1,17
Датированный BFOET	60,77–60,83	-1,86	Сев. форвардн.	+1,17
Брент	61,67–61,73	-1,77	Сев. дат.	+0,90
Фортиз	61,52–61,58	-1,68	Сев. дат.	+0,75
Экофиск	62,47–62,53	-1,68	Сев. дат.	+1,70
Осеберг	62,75–62,81	-1,59	Сев. дат.	+1,98
Юхан Свердруп (fob Монгстад)	59,37–59,43	-1,77	Сев. дат.	-1,40
Россия и Каспий				
Юралс fob Балтика	36,77–36,83	-1,77	Сев. дат.	-24,00
Юралс fob Новороссийск Suezmax	37,02–37,08	-1,77	Сев. дат.	-23,75
Смесь КТК	60,87–60,93	-1,32	Сев. дат.	+0,10
Азербайджанская легкая	63,57–63,63	-2,07	Сев. дат.	+2,80
Средиземноморье				
Эс-Сидер	60,57–60,63	-1,77	Сев. дат.	-0,20
Иранская тяж. (fob Сиди-Керир)	57,20–57,26	-0,67	Сев. дат.	-3,57
Иранская легкая (fob Сиди-Керир)	60,00–60,06	-0,67	Сев. дат.	-0,77
Киркук	56,47–56,53	-1,72	Сев. дат.	-4,30
Сахарская смесь (fob Арзев)	61,77–61,83	-1,77	Сев. дат.	+1,00
Западная Африка				
Бонни легкая	62,02–62,08	-1,77	Сев. дат.	+1,25
Эскравос	62,47–62,53	-1,77	Сев. дат.	+1,70
Форкадос	63,32–63,38	-1,82	Сев. дат.	+2,55
Кабинда	59,42–59,48	-1,77	Сев. дат.	-1,35

— котировки публикуются в издании *Argus Crude*

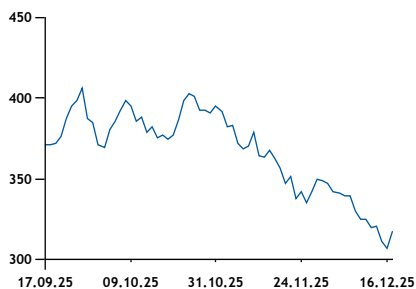
## РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ В ЕВРОПЕ

**Ситуация бэквардации на рынке бензина в Европе сменилась на контанго в соответствии с сезонным ослаблением спроса**

**Цены на дизтопливо 10 ррт в Северо-Западной Европе \$/м**



**Цены на мазут 3,5% в Западном Средиземноморье \$/м**



## Потребление бензина в СЗЕ снижается

• Премия на баржевые партии бензина Eurobob non-oxu в Северо-Западной Европе (СЗЕ) к фьючерсам на Brent на бирже Ice за неделю до 16 декабря сократилась на \$4,36/барр., до \$11,10/барр., минимума с конца июля, но по-прежнему на \$2/барр. выше, чем за аналогичный период годом ранее. Такое снижение объясняется сезонным уменьшением потребления продукта в регионе и за рубежом. Показатель опустился с максимумов, достигнутых в предыдущие недели в условиях ограниченных поставок топлива из-за ремонтов на европейских НПЗ и усиления спроса со стороны Нигерии.

• Запасы мазута в хранилищах региона Амстердам – Роттердам – Антверпен за неделю до 10 декабря выросли на 10,5%, до 1,13 млн т, по данным консалтинговой компании Insights Global. Значительные объемы продукта поступили из Саудовской Аравии, а экспорт осуществлялся в США.

### Цены на нефтепродукты

	17 дек.	± 10 дек.
<b>С.-З. Европа \$/т (cif)</b>		
Пропан	463,00–469,00	-17,25
Бутан	464,75–470,75	-22,50
Бензин 10ppm	607,50–608,00	-65,00
Нафта (65% парафина)	492,00–493,00	-24,75
Реактивное топливо	688,25–689,25	-43,50
Франц. дизтопливо	624,50–625,50	-37,00
Франц. печное топливо	603,25–604,25	-33,50
Вакуумный газойль		
- 0,5% серы	476,50–479,75	-10,88
- 1,6% серы	471,25–474,75	-10,75
Крекинг-мазут		
- 1% серы	367,50–371,50	-15,25
- высокосернистый	339,75–343,75	-7,00
Прямогонный мазут		
- Сев. море 0,5% серы	408,75–412,00	-10,88
<b>Средиземноморье \$/т (cif)</b>		
Пропан	458,00–464,00	-17,25
Бутан	430,75–436,75	-22,50
Бензин 95 RON неэтил.	621,25–621,75	-76,75
Нафта (65% парафина)	475,00–476,00	-28,75
Реактивное топливо (fob)	653,25–654,25	-52,00
Франц. дизтопливо	627,25–628,25	-37,75
Франц. печное топливо	607,25–608,25	-18,75
Вакуум. газойль (0,5%)	476,50–479,75	-10,88
Крекинг-мазут		
- 1% серы	394,50–398,50	-14,25
- высокосернистый	330,50–334,50	-7,75
<b>17 дек. ± 10 дек.</b>		
<b>Персидский залив \$/барр. (fob)</b>		
Бензин 95 RON неэтил.	71,00–71,20	-5,10
Керосин	77,15–77,35	-4,35
Газойль	72,85–73,05	-4,20
Нафта, \$/т	483,05–486,80	-26,73
Высокосерн. мазут 180 cst, \$/т	306,70–307,70	+3,05
Высокосерн. мазут 380 cst, \$/т	302,05–303,05	+3,80

– котировки публикуются в изданиях [Argus International LPG](#), [Argus Asia-Pacific Products](#), [Argus US Products](#) и [Argus European Products](#)

## ЦЕНЫ НА НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ В АЗИИ

*Сото снизила стоимость экспортных сортов для азиатских покупателей вслед за Saudi Aramco*

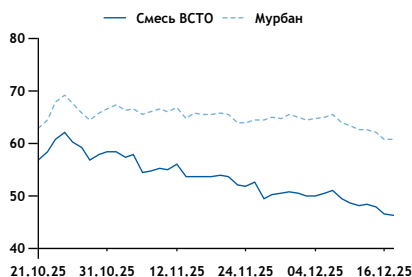
### Иракские сорта подешевели

• Иракская госкомпания Сото снизила стоимость январских партий Басры средней для азиатских компаний на \$0,70/барр. по сравнению с декабрьским уровнем, до скидки \$1,05/барр. (fob Басра) к среднемесячным котировкам Оман и Дубай. Это минимальная цена на сорт с марта 2023 г. Стоимость Басры тяжелой с поставкой в Азию была снижена на \$0,50/барр., до наименьшей за год скидки — \$3,60/барр. (fob Басра) к эталонам. Ирак наряду с другими семью членами ОПЕК+ приостановит повышение производства в январе — марте 2026 г., и квота страны сохранится на декабрьском уровне в 4,27 млн барр./сут. В январе власти Ирака обязались снизить добычу на 125 тыс. барр./сут., чтобы компенсировать предыдущее перепроизводство.

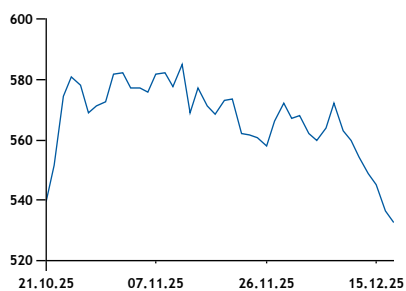
• Доходность выпуска нефти в Азии 16 декабря сократилась до \$90,53/т с \$99,58/т неделей ранее, а 15 декабря показатель опускался ниже \$90/т впервые с конца октября. Цены на продукт в Японии 11–15 декабря уменьшились до скидки в диапазоне \$8–18/т относительно стоимости пропана в Азии впервые с начала апреля, когда отмечалось обострение торгового конфликта между США и Китаем. Причиной этого стал более существенный, чем ожидалось, рост интереса к сжиженному углеводородному газу в странах Азии в условиях ограниченных поставок зимой. Однако существенного увеличения спроса на нефть не произошло, а 16 декабря ее стоимость вновь превысила цены на пропан.

• Запасы мазута в хранилищах Сингапура, крупнейшего в мире центра бункеровки, за неделю до 10 декабря увеличились на 2%, до 26,06 млн барр., ввиду роста импорта на 34%, по данным Enterprise Singapore.

Цены на нефть в Азии \$/барр.



Котировки нефти в Японии \$/т



Цены на нефть		\$/барр.	
	17 дек.	± 10 дек.	Дифференциал
<b>Персидский залив</b>			
Дубай, февр.	59,54–59,64	-2,47	
Мурбан, февр.	60,71–60,81	-2,59	
Оман, февр.	59,77–59,87	-2,55	MOG +0,55
Басра средняя	58,92–59,02	-1,00	Somo +0,55
<b>Азиатско-Тихоокеанский регион</b>			
Минас	65,16–65,26	-2,16	ICP +4,50
Дури	65,51–65,61	-2,16	ICP +4,85
Бач-Хо	65,45–65,55	-1,77	Сев. дат. +4,70
Тапис	63,75–63,85	-1,77	Сев. дат. +3,00

Цены на нефтепродукты		17 дек.	± 10 дек.
<b>Сингапур \$/барр. (fob)</b>			
Бензин 95 RON неэтил.		74,65–74,85	-4,75
Авиакеросин		81,05–81,25	-4,40
Газойль		78,55–78,75	-4,10
Нафта		57,20–57,30	-2,75
Высокосерн. мазут 180 cst (\$/т)		337,75–338,75	+1,00
Высокосерн. мазут 380 cst (\$/т)		333,00–334,00	+1,75
<b>Япония \$/барр. (с+ф)</b>			
Авиакеросин		84,15–84,35	-4,55
Газойль		81,15–81,35	-4,30
<b>\$/т</b>			
Нафта		530,75–534,50	-27,38
Высокосерн. мазут 180 cst		356,45–357,45	+0,10

— котировки публикуются в изданиях *Argus Crude*, *Argus International LPG*, *Argus Asia-Pacific Products*, *Argus US Products* и *Argus European Products*

## ЦЕНЫ НА НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ В США

**Объем переработки сырья в США в середине декабря оказался на 381 тыс. барр./сут. выше показателя годом ранее**

### Загрузка НПЗ в США почти на пике

• Американские НПЗ за неделю до 12 декабря были задействованы на 94,8% по сравнению с 94,5% за предыдущий отчетный период и 91,8% годом ранее, по данным министерства энергетики США (EIA). Объем переработки за отчетную неделю вырос на 57 тыс. барр./сут., до 17,2 млн барр./сут., максимума с 5 сентября.

• Потребление бензина в США за неделю до 12 декабря увеличилось на 622 тыс. барр./сут., до 9,08 млн барр./сут., что на 151 тыс. барр./сут. больше, чем годом ранее, по данным EIA. Запасы топлива в американских хранилищах за неделю повысились на 4,8 млн барр., до 225,6 млн барр. Это на 3,6 млн барр. больше, чем годом ранее.

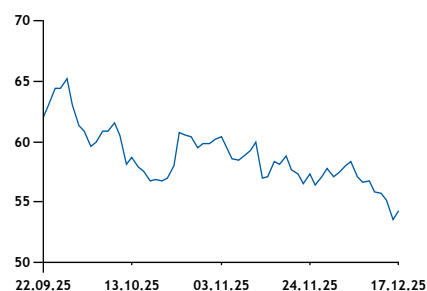
• Реализация дизтоплива и газойля в США уменьшилась на 372 тыс. барр./сут., до 3,79 млн барр./сут. Этот показатель на 712 тыс. барр./сут. ниже, чем годом ранее.

Цены на нефть			\$/barr.	
	17 дек.	± 10 дек.	Дифференциал	
США (трубопровод)				
WTI, январь	55,92–55,96	-2,52		
WTI Мидланд, январь	56,24–56,34	-2,57	январ. WTI	+0,35
WTI Хьюстон, январь	56,54–56,59	-2,52	январ. WTI	+0,63
LLS Сэинт-Джеймс, январь	58,64–58,84	-1,04	январ. WTI	+2,80
Марс	55,44–56,44	-1,30	январ. WTI	0,00
WTS	53,79–54,19	-2,95	январ. WTI	-1,95
Баккен	54,21–54,31	-2,43	фев. CMA	-1,45
ASCI	55,66	-0,93	январ. WTI	-0,28
Америка/морские поставки				
ANS (Зап. побережье)	59,75–59,95	-2,55	фев. WTI	+4,14
Васкониа	54,90–55,70	-2,47	мар. WTI	-0,41

Цены на нефтепродукты		
	17 дек.	± 9 дек.
Бухта Нью-Йорка танкерные партии (в центах за галлон США)		
Бензин неэтил. обыкновен. 93	202,43—203,43	-27,05
Бензин обыкновен. 87	184,68—185,68	-10,42
Дизельное топливо	212,45—212,95	-12,81
Реактивное топливо	202,70—203,70	-7,31
Печное топливо	178,56—179,56	-8,65
Мексиканский залив (в центах за галлон США, fob)		
Неэтил. обыкновен. 93	183,18—185,43	-15,17
Неэтил. обыкновен. 87	167,68—169,68	-11,04
Бункерное топливо (Нью-Йорк) \$/т	395,50—400,50	-5,50
Реактивное топливо	192,38—192,88	-8,38
Печное топливо 0,2%	180,33—180,83	-8,66
Западное побережье США (в центах за галлон США)		
Лос-Анджелес (трубопровод)		
Бензин 85	169,18—169,68	-3,04
CARB дизель	207,70—208,20	-6,06
Реактивное топливо	199,95—204,95	+1,44
Бункерное топливо (\$/т)		
Сернистый мазут	376,50—380,50	-13,00

— котировки публикуются в изданиях [Argus Crude](#), [Argus International LPG](#), [Argus Asia-Pacific Products](#), [Argus US Products](#) и [Argus European Products](#)

Цены на Баккен \$/барр.



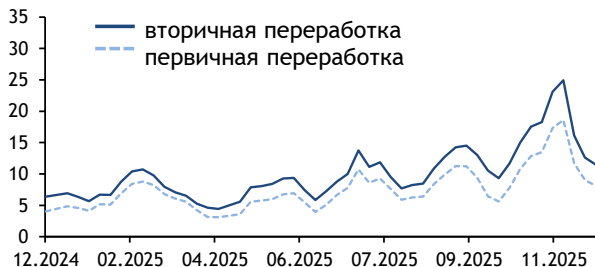
## МАРЖА ПЕРЕРАБОТКИ

Прибыльность переработки нефти, 5–11 декабря											\$/барр.
	Валовая ценность нефтепродуктов				Цена «нетбэк»		Нефть	Расчетная маржа нефтепереработки			
	Первичн. перераб.	± 28 нояб.—4 дек.	Вторичн. перераб.	± 28 нояб.—4 дек.	Первичн. перераб.	Вторичн. перераб.	Спот. цена	Первичн. перераб.	± 28 нояб.—4 дек.	Вторичн. перераб.	± 28 нояб.—4 дек.
<b>СЗЕ</b>											
Брент	73,75	-2,16	77,15	-2,32	72,16	75,56	64,07	+8,09	-0,96	+11,49	-1,12
Фортиз	73,32	-2,11	76,13	-2,24	71,75	74,56	63,81	+7,94	-0,77	+10,75	-0,90
Арабская лег.	71,32	-2,19	73,71	-2,28	68,16	70,55	—	—	—	—	—
Арабская тяж.	65,15	-2,15	67,86	-2,24	61,88	64,59	—	—	—	—	—
Бонни лег.	78,03	-2,33	81,50	-2,48	74,87	78,35	64,42	+10,45	-0,65	+13,93	-0,78
Смесь БТД	76,28	-2,22	79,87	-2,38	72,90	76,49	64,24	+8,66	-1,56	+12,25	-1,72
<b>Мексиканский залив</b>											
Марс	65,76	-1,70	70,68	-1,65	65,76	70,68	57,46	+8,30	-0,61	+13,22	-0,57
LLS	70,48	-1,34	74,70	-1,34	70,48	74,70	60,11	+10,37	-0,48	+14,59	-0,48
Бонни лег.	73,70	-1,20	77,57	-1,39	70,09	73,96	64,42	+5,67	+0,46	+9,54	+0,27
Арабская лег.	68,23	-1,52	72,55	-1,44	64,91	69,23	—	—	—	—	—
Арабская тяж.	65,64	-1,83	70,43	-1,65	62,28	67,07	—	—	—	—	—
Майя	56,81	-2,92	62,38	-2,54	53,55	59,12	53,43	+0,12	-2,30	+5,69	-1,92
<b>Сингапур</b>											
Оман	61,63	-0,88	72,82	-1,40	57,55	68,74	63,10	-5,55	-0,14	+5,64	-0,66
Минас	65,55	-0,91	75,19	-1,50	62,37	72,01	68,07	-5,70	+0,16	+3,94	-0,43
Смесь ВСТО	65,21	-1,02	76,18	-1,51	—	—	49,55	—	—	—	—
Арабская лег.	66,78	-1,08	75,41	-1,58	62,78	71,41	—	—	—	—	—
Арабская тяж.	60,49	-0,80	70,82	-1,31	56,33	66,66	—	—	—	—	—
Мурбан	68,88	-1,16	77,12	-1,63	65,05	73,28	64,11	+0,94	-0,44	+9,17	-0,92

— котировки публикуются в издании Argus Global Markets

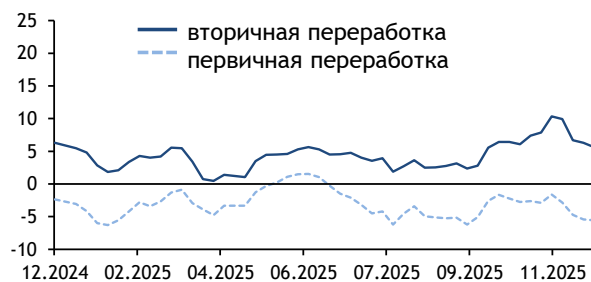
Брент в Северо-Западной Европе

\$/барр.



Сорт Оман в Сингапуре

\$/барр.





## РЫНОК ФРАХТА

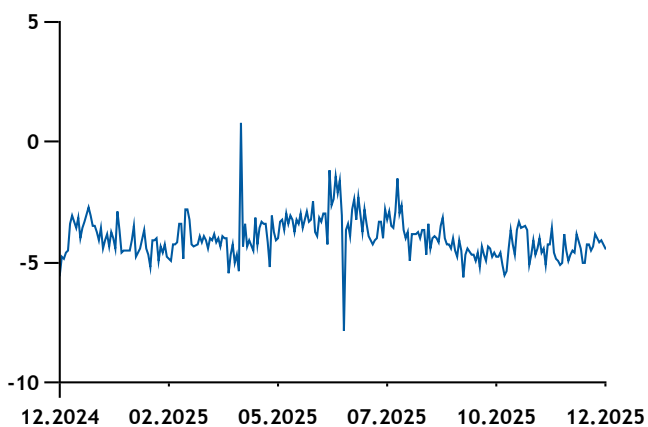
**Аренда танкеров класса VLCC (дедвейт — 200—319 тыс. т) для перевозки нефти из региона Персидского залива в западном направлении подешевела в условиях ослабления спроса на такие поставки**

## Ставки фрахта

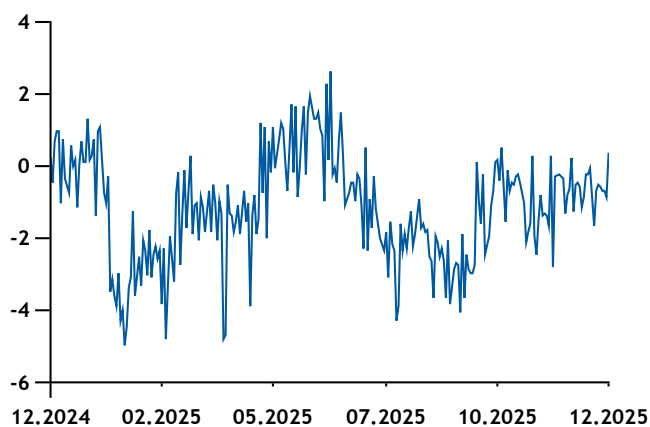
Темные (тыс. т)	17 дек. 25		± 10 дек. 25	
	WS	\$/m	WS	\$/m
<b>Перс. залив/Вост. Азия</b>				
Перс. залив — АТР 270	125,00	29,28	-1,00	-0,23
Перс. залив — Европа 270	67,50	21,23	-7,50	-2,36
Перс. залив — Мекс. залив 270	65,00	24,43	0,00	0,00
Перс. залив — Сингапур 80	187,50	28,20	-12,50	-1,88
<b>Северо-Западная Европа</b>				
Мекс. залив — Европа 150	115,00	25,55	+10,00	+2,22
<b>Западная Африка</b>				
Зап. Африка — Мекс. залив 260	114,00	24,77	-1,00	-0,22
Зап. Африка — Китай 260	112,00	39,75	-1,00	-0,35
<b>Черное море/Средиземноморье</b>				
Черное море — Средиземн. 135	160,00	18,82	-2,50	-0,29
В пределах Средиземн. 135	137,50	10,00	-12,50	-0,91
Средиземн. — Мекс. залив 135	85,00	18,79	-5,00	-1,10
В пределах Средиземн. 30	205,00	15,83	0,00	0,00
<b>Светлые (тыс. т)</b>				
<b>Перс. залив/Вост. Азия</b>				
Перс. залив — Япония 75	152,50	37,04	-2,50	-0,61
Перс. залив — Япония 55	177,50	43,11	-2,50	-0,61
<b>Северо-Западная Европа</b>				
Роттердам — Мекс. залив 37	115,00	19,45	-25,00	-4,22
Великобритания — континент 30	170,00	11,66	-15,00	-1,03
Балтика — СЗЕ 30	180,00	19,42	-15,00	-1,62
<b>Черное море/Средиземноморье</b>				
В пределах Средиземн. 30	240,00	19,22	+60,00	+4,80
Черное море — Средиземн. 30	275,00	37,46	+60,00	+8,18

— котировки публикуются в издании *Argus Tanker Freight*

Дифференциал WTI к Brent/Севмор. дат. \$/барр.



Премия на Севмор. дат. к Дубай \$/барр.





Argus Нефтепанорама выпускается Argus Media group

**Юридический адрес**

Argus Media Limited, Lacon House,  
84 Theobald's Road, London, WC1X 8NL  
Тел.: +44 20 7780 4200  
[sales@argusmedia.com](mailto:sales@argusmedia.com)

ISSN: 1463-4295

**Copyright notice**

Все права защищены © 2025 Argus Media group. Все интеллектуальные права на данный отчет и включенную в него информацию принадлежат Argus и/или его лицензиарам и могут быть использованы исключительно на основании лицензионного договора, заключенного с Argus. Копирование или иное воспроизведение материалов, полностью или частично, включая отдельные цены или данные, в любой форме и для любых целей, может производиться только при наличии предварительного письменного разрешения Argus. Чтение отчета разрешено только в случае Вашего согласия с этим правилом.

**Сведения о товарных знаках**

ARGUS, ARGUS MEDIA, логотип ARGUS, ARGUS НЕФТЕПАНОРАМА и другие наименования продуктов и сервисов ARGUS и индексов ARGUS являются товарными знаками, принадлежащими Argus Media Ltd.

Для получения дополнительной информации, пожалуйста, посетите страницу сайта [www.argusmedia.com/trademarks](http://www.argusmedia.com/trademarks).

**Ограничение ответственности**

Все материалы и информация, включенные в продукты и сервисы (далее совместно именуются — Информация), предоставляются на условиях принципа «как есть». Argus не гарантирует точность, полноту, достоверность или актуальность какой-либо Информации, содержащейся в любом из продуктов и сервисов, или ее пригодность для использования в определенных целях. Argus не несет ответственности за причинение любого ущерба или убытков, возникших в связи с тем, что лицо полагалось на возможность использования Информации в определенных целях, и исключает любую другую ответственность, возникшую в связи с использованием Информации или связанную с ней. Все личные контактные данные хранятся и используются в соответствии с «Политикой конфиденциальности Аргус Медиа» [www.argusmedia.com/ru/privacy-policy](http://www.argusmedia.com/ru/privacy-policy)

**Argus Rus Limited**

Россия, 107045, Москва  
Колокольников пер., 11,  
помещ. 1/3  
Тел.: +7 495 232 0110  
Факс: +7 495 925 6484

**Председатель совета директоров и главный исполнительный директор**  
Эдриан Бинкс

**Глава московского филиала**  
Михаил Дубик

**Руководитель отдела по развитию бизнеса в России и СНГ**  
Дмитрий Юдаков

**Коммерческий директор**  
Антон Григорьев

**Директор ценового и аналитического департамента**  
Екатерина Дербилова

**Главный аналитик**  
Олег Кирсанов

**Argus Нефтепанорама**  
Владислав Сенькович  
(руководитель)  
Мария Качевская  
Инна Чеснокова  
[feedbackru@argusmedia.com](mailto:feedbackru@argusmedia.com)

**Отдел продаж и поддержки клиентов**  
[cis.support@argusmedia.com](mailto:cis.support@argusmedia.com)  
[moscowsales@argusmedia.com](mailto:moscowsales@argusmedia.com)

**INVESTORS<sup>®</sup>  
IN PEOPLE**  
We invest in people. Gold

illuminating the markets<sup>®</sup>