

Oil Market Report Обзор рынка нефти

15 марта 2018 г.

СВОДНЫЕ ТЕЗИСЫ

- Ожидается, что в 2018 году спрос на нефть увеличится на 1,5 млн барр./сут. и составит 99,3 млн барр./сут., что на 0,1 млн барр./сут. больше, чем прогнозировалось в прошлом месяце. Оценки общемирового спроса на нефть на 2017 год по сравнению с прошлым месяцем не изменились и составили 97,8 млн барр./сут.
- Предварительные данные позволили уточнить прогноз роста спроса в странах ОЭСР на 2018 год в сторону повышения на 240 тыс. барр./сут. Перевод электрогенерации на природный газ в Пакистане и Ираке привел к пересмотру прогноза спроса в странах вне ОЭСР в сторону понижения на 150 тыс. барр./сут.
- В феврале общемировое предложение нефти повысилось до 97,9 млн барр./сут. за счет более высокого уровня добычи в странах вне ОПЕК; это на 0,7 млн барр./сут. больше, чем год назад. Ожидается, что, благодаря уверенному подъему в США, объем добычи вне ОПЕК увеличится на 1,8 млн барр./сут.; для сравнения, в 2017 году рост добычи составил 760 тыс. барр./сут.
- Нефтедобыча в странах ОПЕК в феврале снизилась до отметки в 32,1 млн барр./сут., главным образом, в связи с сокращением добычи в Венесуэле и ОАЭ. Спрос на сырую нефть ОПЕК постепенно растет и во второй половине 2018 года составит 32,6 млн барр./сут., что на 480 тыс. барр./сут. превышает текущий объем добычи.
- Объем коммерческих запасов в странах ОЭСР в январе увеличился впервые за семь месяцев и составил 2 871 млн барр. Увеличение запасов на 18 млн барр. составляет половину обычного прироста. Превышение среднего за пять лет уровня запасов сократилось и составило 53 млн барр. Запасы сырой нефти в Кушинге (Cushing) упали до рекордно низкой отметки за три года.
- В первой половине февраля общемировые цены на сырую нефть упали, а затем стабилизировались к концу месяца. Форвардная кривая по нефти марки Brent (Брент) на бирже ICE по-прежнему находится в депорте, но наблюдается сужение спредов. Средние цены на нефть марки Brent в этом году остаются в районе 67 долл. США/барр.
- В I квартале 2018 года общемировой объем нефтепереработки снизился на 0,9 млн барр./сут по сравнению с рекордно высоким уровнем IV квартала 2017 года. Во II квартале 2018 года будет установлен новый рекорд в 81,8 млн барр./сут. По оценкам МЭА, сезонный рост спроса на нефтепродукты удастся удовлетворить лишь частично за счет выработки НПЗ и понадобится прибегать к накопленным запасам.

ОГЛАВЛЕНИЕ

□□□□□□□□□□.....	1
□□□□□□.....	2
□□□.....	3
□□□□.....	5
□□□□□□□□□□.....	5
□□□□□□□□□□□□□□□□.....	5
□□□□□□□.....	7
□□□□□□□□□□.....	7
□□□□□□□□□□.....	10
□□□□□□□□□□.....	10
<i>По сравнению с текущим низким уровнем запасов в Кулине, вероятно, будущая...</i>	12
<i>По сравнению с текущим низким уровнем запасов в Кулине, вероятно, будущая (продолжение).....</i>	13
□□□.....	14
□□□□□□□□□□.....	14
□□□□□□□□□□.....	14
□□□□□□□□□□.....	17
□□□□□□□□□□.....	17
<i>Объём мировой баланс сырой нефти и нефтепродуктов</i>	19
<i>Объём мировой баланс сырой нефти и нефтепродуктов (продолжение)</i>	20
□□□□□.....	21

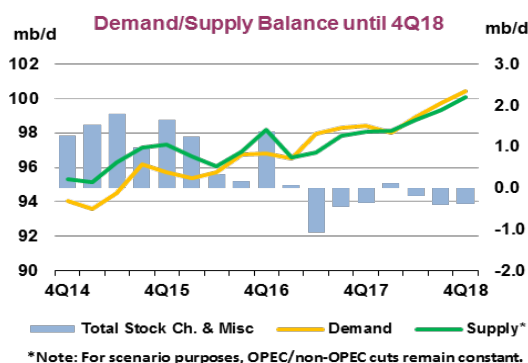
Итог

За прошедший месяц данные прогнозов практически не менялись, за исключением повышения оценки роста спроса. Цены на сырую нефть несколько снизились по сравнению с прошлым месяцем и на протяжении нескольких недель в целом были довольно стабильными. Несмотря на это, в 2018 году средние котировки сырой нефти марки Brent остаются в районе 67 долл. США/барр., что примерно на 20% выше, чем в начале прошлого года.

Прогноз МЭА относительно роста общемирового спроса на нефть на 2018 год был пересмотрен в сторону повышения на 90 тыс. барр. и составляет 1,5 млн барр./сут. Несмотря на то, что эта корректировка не очень значительна, примечательно, что предварительные данные указывают на мощный старт года в Китае и Индии, на которые вместе приходится практически 50% роста общемирового спроса в 2017 году. Похолодание в некоторых частях северного полушария в январе и феврале привело к повышению потребности в отоплении.

С учетом новых и скорректированных данных, прогнозы по предложению лишь незначительно отличаются от оценок прошлого месяца. Несмотря на то, что объемы добычи в США в декабре оказались ниже, чем ожидалось, общие цифры по 2017 году остались без изменений, равно как и прогноз МЭА на 2018 год, согласно которому объем добычи сырой нефти в США вырастет на 1,3 млн барр./сут. Остаются в силе оценки МЭА относительно роста общего объема нефтедобычи вне ОПЕК: 760 тыс. барр./сут. за прошлый год и 1,78 млн барр./сут на 2018 год. В странах ОПЕК основным фактором риска является и, скорее всего, будет оставаться Венесуэла. По оценкам МЭА, в феврале объем нефтедобычи продолжил падать и сократился на 60 тыс. барр./сут. Среди других стран, которые являются источниками риска, – Ливия и, в меньшей степени, Нигерия. В Ливии МЭА отмечает очередное небольшое увеличение объема добычи в феврале до 1,02 млн барр./сут.; несмотря на то, что стабильность поставок не следует воспринимать как должное, частота и длительность перебоев нефтедобычи по-видимому снижаются, а добыча поддерживается на более высоком уровне. Страны ОПЕК в феврале выполняли соглашение о сокращении добычи на 147%; при этом, даже если бы Венесуэла вышла на согласованный уровень добычи, общий уровень соблюдения сделки странами ОПЕК все равно бы был близок к 100%.

Уровень товарных запасов и, в частности, товарных запасов стран ОЭСР по-прежнему является наиболее часто цитируемым признаком восстановления равновесия на рынке нефти. В настоящем обзоре МЭА отмечает, что, впервые с июля, в январе наблюдался прирост товарных запасов по сравнению с предыдущим месяцем. Однако увеличение, составившее 18 млн барр., в два раза ниже среднего уровня для января за последние пять лет. Совокупные запасы стран ОЭСР по сравнению со средним пятилетним уровнем сокращаются девятый месяц подряд и составляют 50 млн барр., при этом наблюдается совсем незначительный дефицит нефтепродуктов.



В то же время продолжается восстановление равновесия на рынке, о чем свидетельствует ряд ключевых показателей: баланс предложения и спроса выравнивается, запасы стран ОЭСР приближаются к средним уровням, форвардная кривая остается в депорте при ценах, которые кажутся более стабильными. Приведенный график отражает сценарий, в котором предполагается, что добыча стран ОПЕК сохранится на прежнем уровне на протяжении всей оставшейся части 2018 года; исходя из этого, объем запасов увеличится в I квартале 2018 года лишь незначительно, а в остальных кварталах установится дефицит. Очевидно, что объемы поставок из Венесуэлы могут

резко и значительно сократиться; если это произойдет и другие добывающие страны не компенсируют это снижение, то, возможно, именно ситуация в Венесуэле станет последней каплей, которая окончательно погрузит рынок в состояние дефицита.

Заглядывая в более отдаленное будущее, чем принято в рамках ежемесячных обзоров, специалисты МЭА подготовили прогноз на ближайшие пять лет, опубликованный в «*Oil 2018 – Analysis and Forecasts to 2023*» («*Нефть 2018 – Анализ и прогнозы на период до 2023 года*»), в котором отмечалось, что в 2017 году было открыто чрезвычайно мало новых запасов – всего 4 млрд барр., при этом добыто было 36 млрд барр. Также отмечалось, что инвестиционные расходы практически не увеличились в 2017 году, а в 2018 году, вероятно, вырастут всего на 6%. В период до 2020 года растущий спрос будет полностью удовлетворяться за счет роста объема нефтедобычи в странах вне ОПЕК. По истечении этого периода сохранение высоких темпов роста добычи в этих странах менее вероятно, а значит, рынку могут понадобиться дополнительные поставки, которые в настоящее время удерживают крупнейшие добывающие страны.

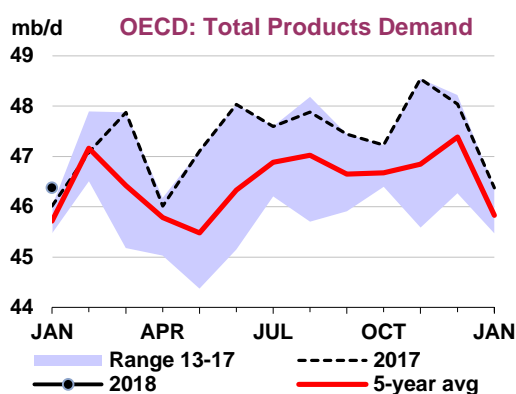
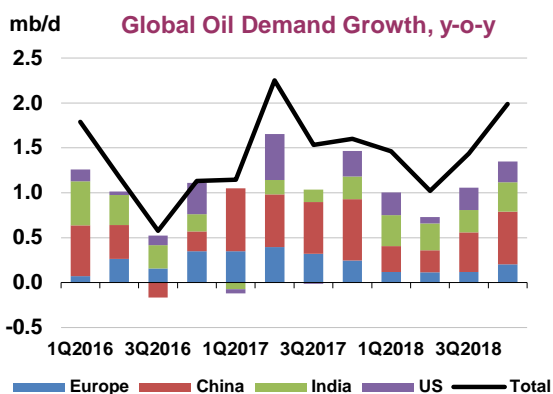
СПРОС

Основные положения

В настоящий момент МЭА располагает первым полным набором данных за 2017 год по странам ОЭСР и основным странам вне ОЭСР. Оценки общемирового спроса на нефтепродукты за 2017 год, как и в прошлом месяце, составили 97,8 млн барр./сут. Ожидается, что в 2018 году общемировой спрос на нефть увеличится на 1,5 млн барр./сут. и составит 99,3 млн барр./сут., что на 90 тыс. барр./сут. больше, чем в февральском обзоре.

Показатель спроса на нефть в странах ОЭСР на 2018 год был скорректирован в сторону повышения на 240 тыс. барр./сут. в свете недавно полученных данных о повышении спроса и низких ценах. В частности, что касается Европы, недавно полученные данные указывают на уверенный рост спроса в Польше и Турции. Спрос в США также был пересмотрен в сторону повышения в связи с увеличением спроса на газойль, вызванным похолоданием в январе и феврале, а также ожидаемым ростом потребления бензина на фоне понижения цен. Спрос на нефть в Японии в 2018 году, вероятно, будет выше, чем предполагалось в предыдущем прогнозе МЭА.

Показатели спроса в странах вне ОЭСР на 2018 год, напротив, были пересмотрены в сторону понижения на 150 тыс. барр./сут. В странах Азии небольшие повышающие корректировки по Китаю и Индии практически полностью компенсируются понижающими корректировками по Пакистану, где резко сократились объемы отгрузки топочного мазута на фоне новых поставок СПГ. Оценка спроса в ретроспективный и прогнозный периоды по Российской Федерации также была снижена в связи с корректировками, внесенными в оценку спроса в категории «другие виды нефтепродуктов». Корректировки по странам Ближнего Востока вызваны высокими темпами перехода с непосредственного сжигания сырой нефти в производстве электроэнергии на использование импортного и собственного природного газа в Ираке, изменениями в структуре спроса в Саудовской Аравии на почве недавнего повышения отпускных цен, а также понижающей корректировкой спроса в Катаре в связи с эмбарго.



Фундаментальные параметры рынка

Экономические допущения, положенные МЭА в основу прогнозов спроса, со времени подготовки предыдущего обзора остались прежними, однако вводные данные, связанные с изменениями цен и погодных условий, были скорректированы с тем, чтобы отразить сложившуюся ситуацию. Ожидается, что темпы глобального экономического роста ускорятся с 3,7% в 2017 году до 3,9% в 2018 году, причем подъем будет повсеместным. Недавно наметившиеся в США протекционистские тенденции создают риск отклонения от этого прогноза, поскольку они повышают вероятность начала глобальной торговой войны. Чрезвычайно высокими темпами увеличивались объемы международной торговли, которые выросли с 2,5% в 2016 до 4,7% в

2017 году. Этим, вероятно, отчасти объясняется значительный прирост общемирового спроса на газойль в 2017 году, который составил 1,8%. По оценкам Международного валютного фонда, в 2018 году объемы международной торговли увеличатся на 4,6%, поддерживая спрос на нефть. Снижение темпов роста имело бы серьезные последствия, особенно для спроса на виды топлива, которые используются в секторе морского транспорта и грузовых автоперевозок.

Температурные колебания уже оказали существенное влияние на спрос на печное топливо в странах ОЭСР в I квартале 2018 года. Подсчет градусо-суток отопительного периода (HDD) для стран ОЭСР осуществляется на основе температурных данных за период до конца февраля. При составлении прогноза предполагалось, что показатели HDD вернуться к средним значениям за последние 10 лет. Похолодание в Северной Америке в декабре и январе способствовало повышению спроса на печное топливо в США, что привело к скачку цен у побережья Атлантического океана. В странах Европы в январе, напротив, стояла относительно теплая погода, и предварительные данные указывают на низкий объем поставок в течение месяца. Однако февральское похолодание, вероятно, привело к повышению спроса.

В том, что касается цен, МЭА скорректировало свои допущения, учитывая форвардную кривую на нефть марки Brent на бирже ICE от начала марта. В результате цены в модели МЭА были на 6,8% ниже, чем в феврале. С учетом спроса на нефть на уровне порядка 99 млн барр./сут. и эластичности цены в районе -0,03, снижение цен на нефть на 7% приведет к росту прогноза спроса на 2018 год на 200 тыс. барр./сут. Воздействие падения цен частично компенсировалось другими факторами, в частности, переходом на природный газ в некоторых странах.

Global Oil Demand (2016-2018)

(million barrels per day)*

	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017	1Q18	2Q18	3Q18	4Q18	2018
Africa	4.3	4.3	4.2	4.3	4.3	4.4	4.3	4.2	4.3	4.3	4.5	4.4	4.3	4.4	4.4
Americas	31.1	31.1	31.7	31.4	31.3	30.9	31.5	31.7	31.6	31.4	31.1	31.6	31.9	32.0	31.7
Asia/Pacific	33.3	32.7	32.1	33.3	32.9	34.1	33.9	33.3	34.5	33.9	35.1	34.5	34.0	35.5	34.8
Europe	14.3	14.7	15.2	14.9	14.8	14.7	15.1	15.5	15.2	15.1	14.8	15.2	15.6	15.4	15.3
FSU	4.5	4.5	4.9	4.8	4.7	4.5	4.7	4.9	4.8	4.7	4.6	4.7	5.0	4.9	4.8
Middle East	7.9	8.4	8.7	8.1	8.3	7.9	8.5	8.6	8.0	8.3	7.9	8.6	8.9	8.2	8.4
World	95.4	95.7	96.8	96.8	96.2	96.5	98.0	98.3	98.4	97.8	98.0	99.0	99.7	100.4	99.3
Annual Chg (%)	1.9	1.2	0.6	1.2	1.2	1.2	2.4	1.6	1.7	1.7	1.5	1.0	1.5	2.0	1.5
Annual Chg (mb/d)	1.8	1.2	0.6	1.1	1.2	1.1	2.3	1.5	1.6	1.6	1.5	1.0	1.4	2.0	1.5
Changes from last OMR (mb/d)	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	0.3	0.0	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1

* Including biofuels

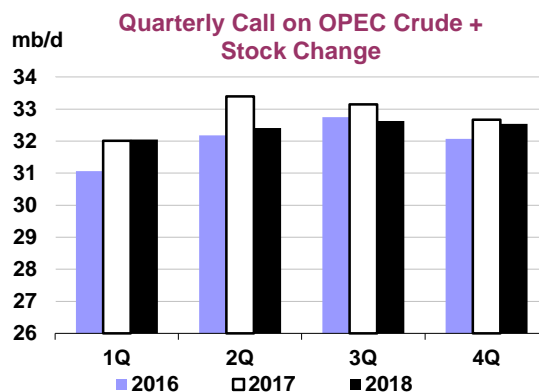
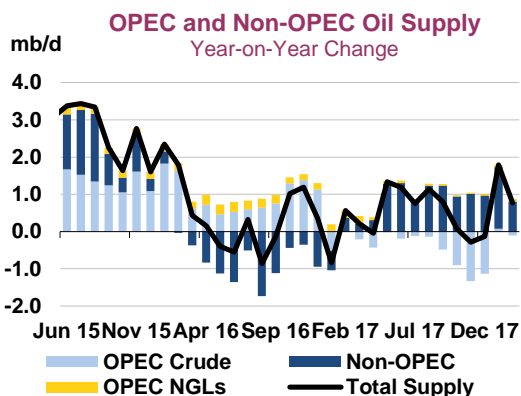
Динамика общемирового спроса практически не изменилась, а последние корректировки связаны с недавним повышением спроса в странах ОЭСР и замедлением темпов роста, ожидаемом в некоторых странах вне ОЭСР в 2018 году. Недавний подъем в странах ОЭСР обусловлен, прежде всего, ростом экономической активности и относительно низкими ценами на нефть, а понижающие корректировки спроса в странах вне ОЭСР связаны со стремительным переходом на природный газ в электроэнергетике и исключительными условиями, которые привели к снижению спроса.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ

Основные положения

Общемировое предложение нефти несколько повысилось в феврале за счет наращивания объемов поставок из США и составило 97,9 млн барр./сут., что на 740 тыс. барр./сут. больше, чем год назад. Ожидается продолжение роста в странах вне ОПЕК на протяжении оставшегося периода 2018 года, в результате чего по итогам года увеличение общих объемов поставок составит 1,8 млн барр./сут., что более чем в два раза выше показателей прошлого года, когда США вернулись на траекторию роста. Большая часть увеличения придется на США, где оно составит 1,5 млн барр./сут., однако Канада, Бразилия и Казахстан также будут наращивать поставки. Это компенсирует сокращение объемов поставок из других стран, в том числе Мексики и Китая.

В феврале предложение стран вне ОПЕК составило 58,9 млн барр./сут., что на 810 тыс. барр./сут. больше, чем в прошлом году. Чуть более года после заключения соглашения об ограничении нефтедобычи в странах ОПЕК, объем добычи незначительно сократился по сравнению с 2017 годом. Стремительное падение нефтедобычи в Венесуэле в целом компенсировалось ее ростом в Ливии и Нигерии.



По сравнению с предыдущим месяцем нефтедобыча в странах ОПЕК в феврале снизилась до отметки в 32,1 млн барр./сут., главным образом, в связи с сокращением добычи в Венесуэле и ОАЭ. Продолжающееся снижение добычи в Венесуэле вывело показатель соблюдения соглашения странами ОПЕК в феврале на рекордно высокий уровень в 147%, а средний показатель выполнения сделки с момента ее заключения повысился, таким образом, до 102%. Уровень выполнения соглашения странами вне ОПЕК был несколько ниже и составил 86%, что, впрочем, тоже является довольно высоким результатом. На сбалансированность рынка влияет ускорение темпа роста спроса, а, значит, квоты на добычу ОПЕК будут повышаться и во второй половине 2018 года достигнут отметки в 32,6 млн барр./сут., что на 480 тыс. барр./сут. больше, чем текущие показатели нефтедобычи по 14 странам-членам организации. Это означает, что при условии сохранения текущего уровня нефтедобычи продолжится расходование резервов.

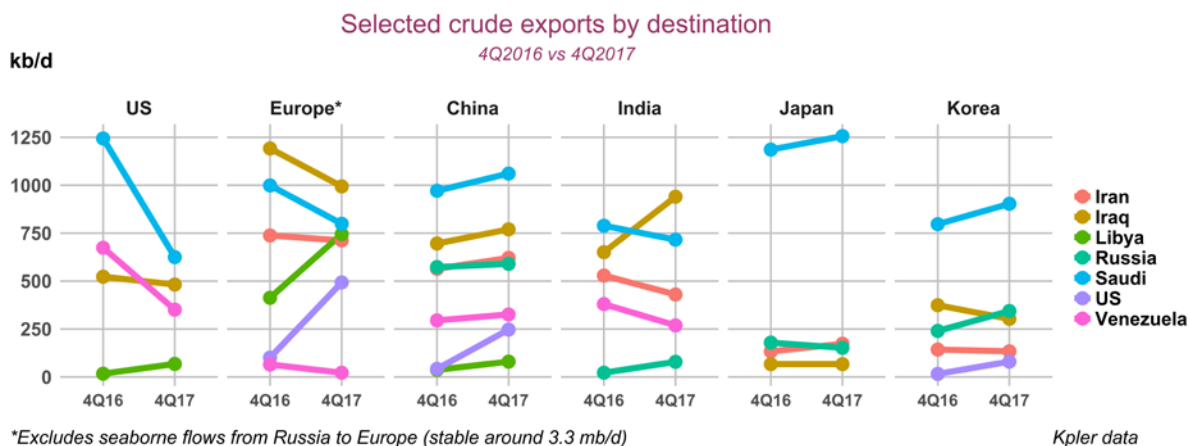
Официальные представители Саудовской Аравии и Российской Федерации – ключевых участников сделки – заявили о своем намерении продлить соглашение, отметив, что выход из него может быть только плановым. Также они обозначили свою готовность придать партнерству институциональный характер, однако пока неясно что именно это означает.

В центре внимания оказалось влияние соглашения на объемы нефтедобычи, однако не менее важны его последствия для экспорта. Крупнейшие добывающие страны, такие как Саудовская Аравия, Российская Федерация, Ирак и Иран, увеличили объем добычи и экспорта в IV квартале

2016 года, в преддверии введения ограничений. Однако после введения мер по сокращению добычи наблюдалось ощутимое смещение географических направлений торговых потоков, наряду с резким падением общих объемов поставок.

Неудивительно, что именно в Азии, которая является ключевым рынком сбыта для многих экспортеров, отмечался рост объемов отгрузки. В прошлом году большинство добывающих стран наращивали объемы экспорта в Китай, чтобы удовлетворить растущий спрос со стороны независимых НПЗ. Ирак, выполняющий соглашение лишь на 41%, увеличил поставки нефти в Индию настолько, что опередил даже Саудовскую Аравию.

В США сохраняются обширные запасы товарной нефти и продолжает активно развиваться нефтедобыча, поэтому Саудовская Аравия, очевидно, будет сокращать экспорт за счет снижения поставок именно в США. Действительно, за прошедший год объем поставок сократился почти в два раза. Венесуэла, на фоне развала нефтяной отрасли, была вынуждена снизить экспорт в США, и в феврале объем поставок упал до уровня 400 тыс. барр./сут., против 670 тыс. барр./сут. в IV квартале 2016 года. Однако снижение поставок из Венесуэлы частично компенсировалось ростом экспортных потоков из Канады. Для Ирана рынок США по-прежнему закрыт, однако страна продолжила активный экспорт в Европу.



Ливия наращивает продажу нефти в Европу на основе контрактов ближних поставок и уже нагоняет Саудовскую Аравию, которая занимает третье место по объему поставок морским транспортом после Ирака и Российской Федерации. Российская Федерация, которая с октября 2016 года сократила объем нефтедобычи почти на 300 тыс. барр./сут., на протяжении 2017 года сохраняла стабильный объем экспорта, включая поставки в Европу морским транспортом. Сокращение добычи в странах ОПЕК и вне ОПЕК, вероятно, упростили выход на международный рынок для США, которые также максимизируют поставки нефти в Китай и наращивают экспорт в Европу. Объем поставок сырой нефти из США, который в настоящее время составляет порядка 1,5 млн барр./сут., продолжит увеличиваться.

OPEC / Non-OPEC Output Compliance¹

(million barrels per day)

	Jan 2018 Supply	Feb 2018 Supply	Supply Baseline ²	Agreed Cut	February Actual Cut	January Compliance	February Compliance	Average Compliance	Sustainable Production Capacity ⁶	Spare Capacity vs Feb 2018
Algeria	1.02	1.04	1.09	-0.05	-0.05	138%	98%	88%	1.08	0.04
Angola	1.57	1.57	1.75	-0.08	-0.18	232%	232%	152%	1.60	0.03
Ecuador	0.52	0.51	0.55	-0.03	-0.04	108%	146%	75%	0.54	0.03
Equatorial Guinea	0.13	0.13	0.14	-0.01	-0.01	83%	83%	117%	0.13	0.00
Gabon	0.21	0.20	0.20	-0.01	0.00	-89%	22%	10%	0.21	0.01
Iran ³	3.80	3.82	3.71	0.09	0.11	103%	126%	104%	3.85	0.03
Iraq	4.48	4.48	4.56	-0.21	-0.08	39%	39%	41%	4.75	0.27
Kuwait	2.70	2.70	2.84	-0.13	-0.14	105%	105%	101%	2.94	0.24
Qatar	0.62	0.60	0.65	-0.03	-0.05	93%	160%	129%	0.64	0.04
Saudi Arabia	9.98	9.98	10.54	-0.49	-0.56	116%	116%	120%	12.10	2.12
UAE	2.85	2.80	3.01	-0.14	-0.21	117%	153%	69%	3.18	0.38
Venezuela	1.61	1.55	2.07	-0.10	-0.52	481%	544%	164%	1.60	0.05
Total OPEC 12	29.49	29.38	31.11	-1.18	-1.73	138%	147%	102%		
Libya ⁴	1.00	1.02							1.02	0.00
Nigeria ⁴	1.68	1.70							1.70	0.00
Total OPEC	32.17	32.10							35.34	3.24
Azerbaijan	0.82	0.81	0.81	-0.04	-0.01	-3%	22%	79%		
Kazakhstan	1.91	1.93	1.80	-0.02	0.12	-520%	-604%	-232%		
Mexico	2.19	2.14	2.40	-0.10	-0.26	213%	260%	176%		
Oman	0.97	0.97	1.02	-0.05	-0.05	100%	106%	93%		
Russia	11.33	11.34	11.60	-0.30	-0.26	88%	87%	81%		
Others ⁵	1.20	1.21	1.22	-0.05	-0.01	54%	25%	50%		
Total Non-OPEC	18.42	18.39	18.86	-0.55	-0.47	81%	86%	85%		

¹ OPEC figures are crude oil only, Non-OPEC figures are total oil supply (including NGLs).

² OPEC based on Oct 2016 OPEC secondary source figures, except Angola which is based on Sep 2016. Non-OPEC based on IEA Oct total supply estimates. Kazakhstan Nov estimate.

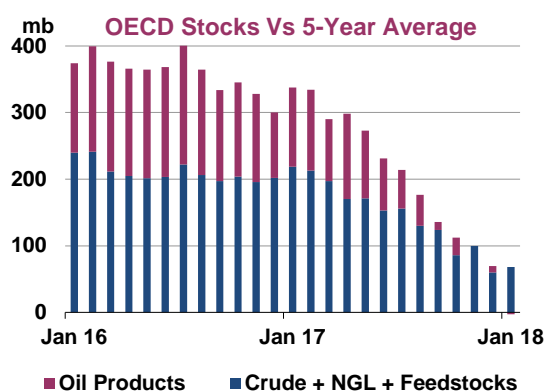
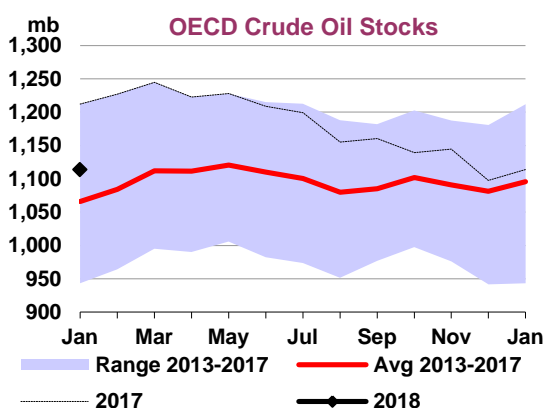
³ Iran was given a slight increase. ⁴ Libya and Nigeria are exempt from cuts. ⁵ Bahrain, Brunei, Malaysia, Sudan and South Sudan.

⁶ Capacity levels can be reached within 90 days and sustained for an extended period.

ТОВАРНЫЕ ЗАПАСЫ

Основные положения

В январе впервые за семь месяцев увеличился объем коммерческих запасов в странах ОЭСР, достигнув отметки в 2 871 млн барр, а его прирост составил 18 млн барр. (580 тыс. барр./сут.). Несмотря на то, что такой прирост за один месяц идет вразрез с недавним трендом на снижение, для стран ОЭСР характерно повышение объема запасов в начале года на фоне сезонного снижения спроса на моторное топливо. Прирост запасов на 18 млн барр. оказался ниже среднего показателя за пять лет, который за январь составляет 34,9 млн барр. На конец января общие товарные запасы стран ОЭСР на 53 млн барр. превышали средний уровень за пять лет, снизившись с отметки в 70 млн барр. в декабре, полученной после повышающей корректировки. В январе накопленные запасы сырой нефти в соответствии с сезонным трендом увеличились на 16,6 млн барр., достигнув отметки в 1 114 млн барр.; рост запасов в Европе шел ускоренными темпами в связи с наращиванием импорта и снижением объема переработки на НПЗ. Вероятно, увеличение запасов также было обусловлено оперативным возобновлением прокачки по трубопроводу Forties в Северном море после ремонта. Запасы сырой нефти в странах Американского континента, входящих в ОЭСР, увеличились намного меньше, чем характерно для этого периода года, что вызвано, главным образом, ростом объема нефтепереработки и стабильным экспортом сырой нефти из США.



Запасы нефтепродуктов в январе снизились, вопреки сезонному тренду, на 5,1 млн барр и составили 1 439 млн барр., что вызвано значительным сокращением запасов категории «другие виды нефтепродуктов» (в первую очередь, LPG (сжиженного нефтяного газа) в США) в связи с повышением спроса на них из-за морозов в Северной Америке. Товарные запасы бензина (+10,1 млн барр.) увеличились, следуя сезонному тренду, однако с учетом того, что продолжался стабильный экспорт в страны Латинской Америки и Западной Африки, где сохраняются сложности с нефтепереработкой и наблюдается нехватка топлива, темпы увеличения были ниже обычного. Запасы средних дистиллятов (+11,7 млн барр.) и топочного мазута (+4,4 млн барр.) увеличились в соответствии с сезонными тенденциями.

Preliminary Industry Stock Change in January 2018 and Fourth Quarter 2017

	January 2018 (preliminary)				Fourth Quarter 2017			
	(million barrels)				(million barrels per day)			
	Am	Europe	As. Ocean	Total	Am	Europe	As. Ocean	Total
Crude Oil	4.0	14.0	-1.5	16.6	0.13	0.45	-0.05	0.53
Gasoline	7.0	1.9	1.2	10.1	0.22	0.06	0.04	0.32
Middle Distillates	3.0	10.6	-1.9	11.7	0.10	0.34	-0.06	0.38
Residual Fuel Oil	2.7	1.5	0.2	4.4	0.09	0.05	0.01	0.14
Other Products	-31.1	3.4	-3.6	-31.2	-1.00	0.11	-0.12	-1.01
Total Products	-18.4	17.3	-4.0	-5.1	-0.59	0.56	-0.13	-0.17
Other Oils ¹	4.0	1.5	1.1	6.6	0.13	0.05	0.04	0.21
Total Oil	-10.4	32.8	-4.4	18.0	-0.33	1.06	-0.14	0.58

¹ Other oils includes NGLs, feedstocks and other hydrocarbons.

Предварительная статистика по странам ОЭСР за февраль указывает на возобновление снижения товарных запасов до уровня порядка 24,8 млн барр., причем резкое сокращение наблюдалось в Японии (-18 млн барр.) в связи с сильным похолоданием и высоким уровнем потребления керосина; также некоторое снижение запасов отмечалось в США (-5,6 млн барр.) и Европе (-1,1 млн барр.). Исходя из данных в разбивке по нефти и различным видам нефтепродуктов, можно говорить о незначительном сокращении запасов сырой нефти и существенном снижении запасов средних дистиллятов (-9,5 млн барр.) и других видов нефтепродуктов (-15,6 млн барр.). За указанный месяц объем запасов также сократился в Эль-Фуджайре (-0,6 млн барр.) и Сингапуре (-0,1 млн барр.).

Были внесены корректировки в оценку общих товарных запасов нефти в странах ОЭСР: в сторону понижения на 3,1 млн барр. за ноябрь и в сторону повышения на 2 млн барр. за декабрь. Кроме того, были учтены уточненные фактические данные по запасам нефти в Швеции за 2016 год, полученные после внесения в начале 2017 года изменений в методологию сбора статистики в этой стране. В результате объемы запасов товарной нефти в Швеции в 2016 году оказались на 15–17 млн барр. выше, чем указывалось в обзоре за прошлый месяц. Статистика по запасам до 2016 года по-прежнему основана на старой методологии. Также были уточнены данные по запасам в Швеции на период с января по август 2017 года; корректировка среднемесячных данных составила порядка 0–1 млн барр.

Revisions versus February 2018 Oil Market Report

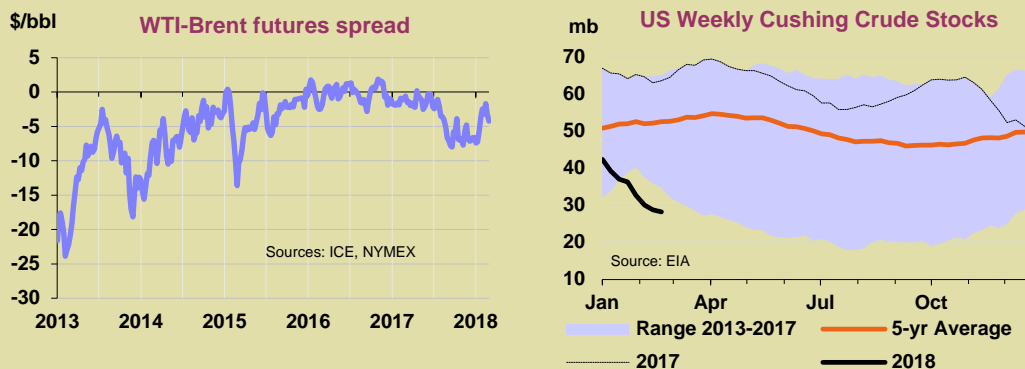
	(million barrels)							
	Americas		Europe		Asia Oceania		OECD	
	Nov-17	Dec-17	Nov-17	Dec-17	Nov-17	Dec-17	Nov-17	Dec-17
Crude Oil	-0.6	-2.6	0.0	-4.3	0.0	-1.6	-0.7	-8.5
Gasoline	-0.1	-1.4	-0.1	5.3	0.0	0.4	-0.2	4.3
Middle Distillates	-0.8	2.6	0.1	5.4	0.0	0.8	-0.8	8.9
Residual Fuel Oil	-0.3	-1.9	-0.8	-2.7	0.0	0.0	-1.1	-4.6
Other Products	-1.2	8.9	-0.2	2.3	0.0	0.6	-1.4	11.8
Total Products	-2.5	8.2	-0.9	10.3	0.0	1.9	-3.4	20.3
Other Oils ¹	0.9	-6.6	0.0	-2.8	0.0	-0.3	1.0	-9.8
Total Oil	-2.2	-1.0	-0.9	3.1	0.0	0.0	-3.1	2.0

¹ Other oils includes NGLs, feedstocks and other hydrocarbons.

По сравнению с текущим низким уровнем запасы в Кушинге, вероятно, будут расти

В начале марта запасы сырой нефти на терминале в Кушинге в штате Оклахома упали до 28 млн барр.; это рекордно низкий показатель более чем за три года. Запасы в нефтехранилище Кушинга не сокращались на протяжении большей части 2017 года, в то время как в США наблюдалось общее падение запасов сырой нефти в связи с рекордно высокими объемами нефтепереработки и экспорта сырой нефти. Однако с ноября уровень запасов в Кушинге начал падать ускоренными темпами, снизившись на 56%. В апреле 2017 года нефтехранилище было заполнено на рекордные 89%, в октябре того же года эта цифра опустилась до 82%, а к началу марта составила всего 36%. Это, в свою очередь, привело к тому, что ставка дисконтирования нефти марки WTI (Западно-техасская средняя) к марке Brent понизилась, а форвардная кривая на WTI в январе вошла в депорт. Связано это, в первую очередь, с развитием инфраструктуры в Канаде, на Среднем Западе США и в районе месторождений Permian Basin и не свидетельствует о формировании широких тенденций на рынке нефти США.

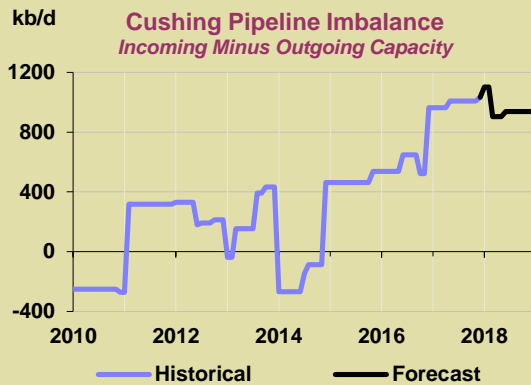
Запасы сырой нефти в Кушинге начали сокращаться в середине ноября, после внепланового вывода из эксплуатации трубопровода Keystone мощностью в 600 тыс. барр./сут, идущего в Кушинг и принадлежащего компании TransCanada; прокачка нефти была прекращена из-за утечки. Трубопровод был закрыт три недели и возобновил работу в конце ноября, однако по-прежнему эксплуатируется с недогрузкой. По этой причине общие запасы в Кушинге снизились, по оценкам, на 16 млн барр. (это почти половина всего объема сокращения). Затем, в декабре, компания Plains ввела в эксплуатацию новый трубопровод Diamond мощностью 200 тыс. барр./сут., через который сырая нефть из Кушинга направляется на расположенный в г. Мемфисе штата Теннесси НПЗ компании Valero. Новый трубопровод разгрузил нефтетранспортную систему Carline, соединяющую американскую часть побережья Мексиканского залива с Восточным побережьем США, и уже способствовал тому, что запасы сырой нефти в Кушинге снизились на 12 млн барр.



Наконец, запасы сократились также в связи с наращиванием темпов нефтепереработки на Среднем Западе США и разгрузкой трубопроводов Basin и Centurion за счет пуска в прошлом году новых отгрузочных мощностей с месторождений Permian Basin. Нефтепровод Basin из Техаса в Кушинг, по имеющимся сведениям, в феврале работал менее чем на половину мощности (200–250 тыс. барр./сут.), поскольку добывающим компаниям выгоднее осуществлять поставки на американское побережье Мексиканского залива. А нефтепровод Centurion пострадал от утечки и, по некоторым данным, работает с недогрузкой. По оценкам МЭА, в настоящее время сложился небольшой избыток нефтетранспортных мощностей, обслуживающих промыслы Permian Basin, в связи с пуском в декабре трубопровода из Мидленда (Midland) в Сили (Sealy) и увеличением мощности ряда других трубопроводов (BridgeTex, Cactus) в 2017 году.

По сравнению с текущим низким уровнем, запасы в Кушинге, вероятно, будут расти(продолжение)

Сокращение запасов сырой нефти подобного масштаба на терминале в Кушинге произошло и в 2014 году, когда для разгрузки существующих мощностей, не справлявшихся со снабжением нефтью американского побережья Мексиканского залива, были введены в эксплуатацию трубопроводы Marketlink мощностью 700 тыс. барр./сут. и Seaway Twin мощностью 450 тыс. барр./сут. В сентябре того года резервуары в Кушинге были заполнены всего на 29%, однако тогда сокращение запасов шло гораздо медленнее, чем в последние месяцы. По оценкам МЭА, объем запасов в Кушинге может



продолжить снижаться в краткосрочной перспективе, однако на протяжении 2018 года они, вероятно, восполнятся. На то есть две причины. Во-первых, дисбаланс трубопроводной системы в Кушинге, при котором приемные мощности превышают отпускные, достиг рекордно высокого уровня, перевалив за 900 тыс. барр./сут., и в этом году, вероятно, продолжит расти за счет наращивания мощности трубопровода с месторождения STACK в Оклахоме. Во-вторых, увеличение объемов добычи в регионе Permian и в Канаде позволит загрузить трубопроводы, идущие в Кушинг, тем самым с лихвой обеспечив сырьем

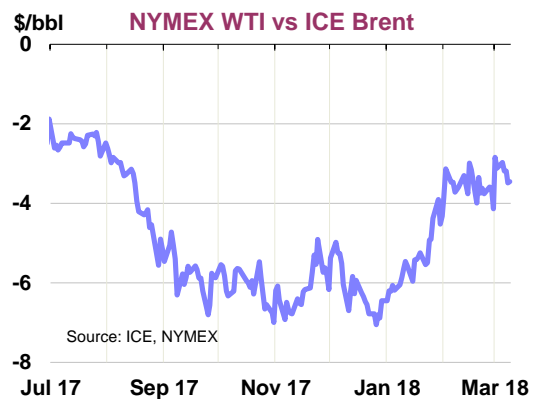
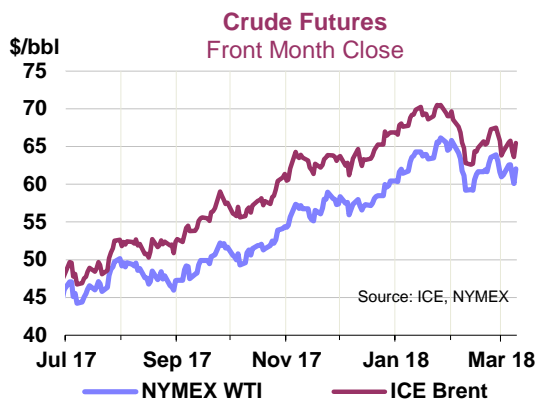
нефтеперерабатывающие мощности на Среднем Западе.

Неясно, как долго трубопровод Keystone будет эксплуатироваться с недогрузкой, но как только он возобновит работу в полную силу, запасы в Кушинге, вероятно, начнут постепенно восполняться. Однако даже после полного восстановления прокачки по трубопроводу Keystone нефтепроводы, идущие из Канады в США, скорее всего, быстро заполнятся в связи с недостатком резервных мощностей. Это означает, что львиная доля нефти, добытой в Канаде в 2018 году, вероятно, так и не поступит на терминал в Кушинге, а вместо этого окажется в железнодорожных цистернах, следующих на американское побережье Мексиканского залива. С другой стороны, по оценкам МЭА, мощности товарного трубопровода с промыслов Permian, скорее всего, уже к середине года будет недостаточно, что, вероятно, подтолкнет добывающие компании к максимальному увеличению объема сырой нефти, направляемой в Кушинг, что будет способствовать восстановлению запасов.

ЦЕНЫ

Основные положения

Спотовые цены на сырую нефть за первые две недели февраля снизились из-за увеличения объема продаж под влиянием волатильности на фондовых рынках и весьма оптимистического прогноза относительно роста предложения нефти сорта LTO (легкая нефть низкопроницаемых коллекторов) из США. Падение цен прекратилось 12 февраля; тогда фьючерсы ближайшего месяца поставки на нефть марки Brent на бирже ICE остановились на отметке в 62,59 долл. США/барр. К 9 февраля цена фьючерсов на нефть WTI на бирже NYMEX опустилась ниже отметки 60 долл. США/барр. Цены на нефть поддержал сохраняющийся высокий показатель соблюдения соглашения об ограничении добычи странами ОПЕК и вне ОПЕК. Форвардная кривая Brent на бирже ICE оставалась в депорте, однако сокращающийся спред указывает на большую сбалансированность рынка. Общемировые базовые цены на реальные поставки сырой нефти снизились, при этом цены на нефть из США укрепились к ценовому эталону North Sea Dated (Североморский датированный) в связи с продолжавшимся сокращением запасов в нефтехранилище Кушинга в Оклахоме. В настоящий момент запасы в Кушинге находятся на самом низком уровне за последние три года. Стремительное совершенствование нефтетранспортной инфраструктуры страны оказывает значительное влияние на относительное ценообразование на сорта нефти США, поскольку объем потоков на американское побережье Мексиканского залива, в обход Кушинга, постоянно растет. Цены на нефтепродукты в феврале также снизились, в частности, из-за падения спроса на моторное топливо.



Фьючерсные рынки

В феврале фьючерсы ближайшего месяца поставки на сырую нефть марки Brent на бирже ICE упали на 3,35 долл. США/барр., составив 65,73 долл. США/барр.; падение среднемесячной цены произошло впервые за последние восемь месяцев. Свою роль сыграли такие факторы, как временное замедление темпов роста спроса, рост предложения со стороны США и частичное закрытие длинных позиций по фьючерсам участниками рынка. В первой половине февраля цены снижались, а затем стабилизировались. На момент подготовки обзора нефть марки Brent торговалась на отметке 65 долл. США/барр. На конец февраля чистые длинные позиции финансовых управляющих в фьючерсах на сырую нефть составляли 998 млн барр., что на 67 млн барр. ниже рекордной отметки в 1 065 млн барр., зафиксированной в конце января. Однако такое сокращение является относительно небольшим на фоне значительного роста в IV квартале 2017 года. В то же время чистые короткие позиции своп-дилеров сократились незначительно – с 350 млн барр. на конец января до 304 млн барр. на конец февраля, что свидетельствует о снижении хеджирования среди нефтяников.

В феврале сузился спред между фьючерсами Brent двух последовательно идущих месяцев на бирже ICE, продолжив тем самым понижающий тренд, сформировавшийся после возобновления прокачки нефти по трубопроводу Forties в конце декабря, и в начале марта находился в депорте 0,24 долл. США/барр. Увеличение премии на реальные поставки нефти North Sea (Североморская) во второй половине февраля не привело к дальнейшему усугублению депорта кривой фьючерсов Brent, однако может поддержать их в последующие несколько недель. Спреды на Brent с удаленными сроками поставки в целом сузились за февраль.

На начало марта спред между фьючерсами на нефть марок Brent и WTI снизился до рекордных 2,84 долл. США/барр. с августа 2017 года, в первую очередь, в связи со снижением запасов на нефтехранилище в Кушинге, а не с изменениями конъюнктуры на рынке сырой нефти на побережье Атлантического океана. К перераспределению транспортных потоков сырой нефти в обход нефтехранилища привело наращивание объемов нефтепереработки в США, ввод в эксплуатацию трубопровода Diamond из Кушинга на Восточное побережье США, а также пуск новых ниток, соединяющих месторождения Permian Basin с американским побережьем Мексиканского залива.

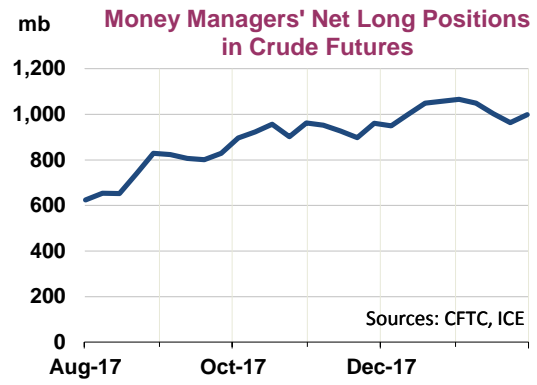
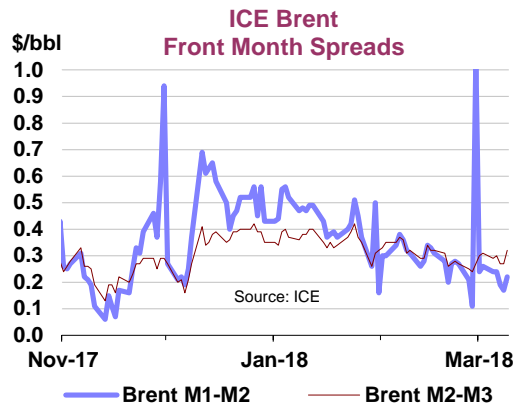
Prompt Month Oil Futures Prices

(monthly and weekly averages, \$/bbl)

	Dec	Jan	Feb	Feb-Jan Avg Chg	% Chg	Week Commencing:				
						05 Feb	12 Feb	19 Feb	26 Feb	05 Mar
NYMEX										
Light Sweet Crude Oil	57.95	63.66	62.18	-1.48	-2.3	61.94	60.42	62.48	62.16	61.70
RBOB	72.26	78.08	74.46	-3.62	-4.6	74.62	71.93	74.36	77.16	80.22
ULSD	81.85	87.27	81.49	-5.78	-6.6	81.58	78.64	81.71	80.87	79.13
ULSD (\$/mmbtu)	14.43	15.39	14.37	-1.02	-6.6	14.39	13.87	14.41	14.26	13.96
Henry Hub Natural Gas (\$/mmbtu)	2.78	3.16	2.66	-0.50	-15.8	2.70	2.57	2.63	2.68	2.74
ICE										
Brent	64.09	69.08	65.73	-3.35	-4.8	65.52	63.77	66.01	65.62	64.95
Gasoil	76.68	82.20	77.70	-4.50	-5.5	77.89	74.51	77.97	77.73	76.66
Prompt Month Differentials										
NYMEX WTI - ICE Brent	-6.14	-5.42	-3.55	1.87		-3.58	-3.35	-3.53	-3.46	-3.25
NYMEX ULSD - WTI	23.90	23.61	19.31	-4.30		19.64	18.22	19.23	18.71	17.43
NYMEX RBOB - WTI	14.31	14.42	12.28	-2.14		12.68	11.51	11.88	15.00	18.52
NYMEX 3-2-1 Crack (RBOB)	17.51	17.48	14.62	-2.86		15.00	13.75	14.33	16.24	18.16
NYMEX ULSD - Natural Gas (\$/mmbtu)	11.66	12.23	11.71	-0.52		11.69	11.30	11.78	11.59	11.21
ICE Gasoil - ICE Brent	12.59	13.12	11.97	-1.15		12.37	10.74	11.96	12.11	11.71

Source: ICE, NYMEX.

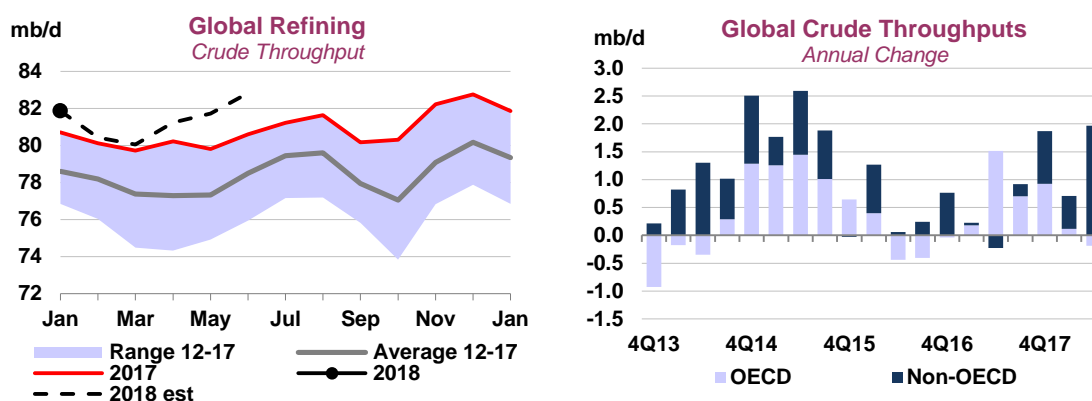
Дифференциал обмена фьючерсных позиций по марке Brent на реальные поставки нефти марки Dubai (Дубай) (Brent-Dubai EFP) практически не менялся, оставаясь выше отметки в 3 долл. США/барр., что указывает на сохранение ослабленного положения ближневосточных сортов сырой нефти, несмотря на продолжающееся сокращение добычи в странах ОПЕК. Что касается нефтепродуктов, то на бирже ICE спред между фьючерсами двух последовательно идущих месяцев на газойль с низким содержанием серы оставался в положении контанго, а европейский рынок был хорошо обеспечен поставками дизельного топлива на фоне сезонного снижения спроса. Кривая фьючерсных цен на дизельное топливо на бирже NYMEX в конце февраля также вышла в контанго.



НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Основные положения

Новые и скорректированные данные подтверждают прогноз МЭА относительно рекордных уровней выработки на НПЗ в IV квартале 2017 года. Объем нефтепереработки составил 81,7 млн барр./сут., что на целых 1,9 млн барр./сут. больше по сравнению с прошлым годом. Это позволило переработчикам частично восполнить запасы нефтепродуктов после того, как на протяжении двух кварталов подряд их объем существенно снижался. Однако прогноз МЭА относительно объемов выработки на НПЗ на I квартал 2018 года был скорректирован в сторону понижения на 0,4 млн барр./сут. в связи с тем, что в США ряд предприятий был остановлен на внеплановый ремонт, уровень выработки в Китае оказался ниже ожидаемого, а на Ближнем Востоке были расширены масштабы программы по техническому обслуживанию. С IV квартала 2017 года темпы сокращения объема нефтепереработки составляют 0,9 млн барр./сут. Это может привести к не характерному для этого времени года снижению накопленных запасов нефтепродуктов.



Сезонные сокращения в I квартале 2018 года практически полностью обусловлены падением объемов переработки в странах ОЭСР, при этом самая большая доля сокращений приходится на США. Несмотря на это, отмечается рекордно высокий для этого времени года уровень загрузки НПЗ в США, что вызвано необходимостью обеспечить поставки на рынки Мексики и стран Латинской Америки. Нефтеперерабатывающие предприятия стран вне ОЭСР снова окажутся в центре внимания, поскольку именно они обеспечат большую часть роста объемов выработки в первой половине 2018 года. Так, в январе выработка на предприятиях Индии достигла рекордных уровней, а НПЗ Китая в январе и феврале перерабатывали на 360 тыс. барр./сут. больше, чем в прошлом году. Кроме того, набирает обороты нефтеперерабатывающая отрасль на Ближнем Востоке: возможно, остановка предприятий на техническое обслуживание в I квартале 2018 года – всего лишь небольшая передышка между двумя кварталами с рекордными показателями.

По прогнозам МЭА, выработка НПЗ вновь выйдет на рекордные показатели во II квартале 2018 года не только на Ближнем Востоке, но и во всем мире. Общемировая переработка составит 81,8 млн барр./сут., что на 1 млн барр./сут. больше, чем в предыдущем квартале. Обоснование такого прогноза приводится во врезке *Global crude oil and products balances* («Общемировой баланс сырой нефти и нефтепродуктов»).

Global Refinery Crude Throughput¹

(million barrels per day)

	Dec 17	4Q17	2017	Jan 18	Feb 18	Mar 18	1Q18	Apr 18	May 18	Jun 18	2Q18
Americas	19.8	19.2	19.3	19.2	18.6	19.1	19.0	19.5	19.7	19.8	19.7
Europe	12.5	12.4	12.3	12.3	11.8	11.5	11.9	12.1	11.8	12.2	12.1
Asia Oceania	7.5	7.2	7.0	7.3	7.4	6.9	7.2	6.9	6.5	6.5	6.6
Total OECD	39.8	38.8	38.6	38.9	37.7	37.6	38.1	38.6	38.1	38.5	38.4
FSU	7.1	6.9	6.8	7.0	7.2	6.9	7.0	6.8	6.9	7.1	6.9
Non-OECD Europe	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6
China	11.5	11.8	11.3	11.8	11.3	12.0	11.7	11.9	11.9	12.1	12.0
Other Asia	10.5	10.4	10.3	10.6	10.6	10.1	10.4	10.2	10.5	10.7	10.5
Latin America	3.7	3.8	3.8	3.7	3.6	3.6	3.6	3.8	4.0	4.0	3.9
Middle East	7.6	7.5	7.4	7.3	7.4	7.3	7.3	7.3	7.7	7.8	7.6
Africa	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9	2.0	1.9	2.0
Total Non-OECD	42.8	42.9	42.1	42.9	42.6	42.4	42.6	42.6	43.5	44.2	43.5
Total	82.7	81.7	80.7	81.8	80.3	80.0	80.7	81.1	81.6	82.7	81.8
<i>Year-on-year change</i>	<i>1.3</i>	<i>1.9</i>	<i>1.1</i>	<i>1.2</i>	<i>0.3</i>	<i>0.3</i>	<i>0.6</i>	<i>1.0</i>	<i>1.9</i>	<i>2.2</i>	<i>1.7</i>

¹ Preliminary and estimated runs based on capacity, known outages, economic runcuts and global demand forecast

Общемировой баланс сырой нефти и нефтепродуктов

Прогноз общемировой выработки нефтепродуктов на II квартал 2018 года несколько превышает рекордные 81,7 млн барр./сут., зафиксированные в IV квартале 2017 года, и на 1,7 млн барр./сут. выше прошлогоднего показателя. Обычно объем выработки во II квартале ниже, чем в I, однако в последние годы, в частности, в 2015 и в 2017 году, складывалась обратная ситуация. Можно ли говорить о смене тенденции?

Исходя из предполагаемого баланса нефтепродуктов, можно говорить о том, что бóльшая часть избыточных запасов, накопленных с 2013 года, к концу 2017 года была израсходована. Согласно прогнозам, сокращение запасов нефтепродуктов продолжится и в I квартале 2018 года в связи с тем, что оценочные значения выработки на 0,9 млн барр./сут. отстают от показателя IV квартала 2017 года, а спрос нарастает. К началу II квартала 2018 года избыток нефтепродуктов составит всего 75 млн барр., против 320 млн барр. в I квартале 2016 года. С другой стороны, ожидается, что излишки запасов сырой нефти относительно уровня 2013 года, без учета предполагаемого баланса по Китаю, будут нарастать в I квартале 2018 года и ко II кварталу 2018 года достигнут отметки в 125 млн барр.

Crude Oil and Product Balances

(million barrels per day)

	2015	2016	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017	1Q18	2Q18
World total demand	95.0	96.2	96.5	98.0	98.3	98.4	97.8	98.0	99.0
World total supply	96.5	97.0	96.6	96.9	97.8	98.1	97.4	98.1	98.7
World balance¹	1.5	0.8	0.1	-1.1	-0.5	-0.4	-0.5	0.1	-0.3
Refined product balance	0.5	0.0	0.1	-1.5	-0.8	0.7	-0.4	-0.4	-0.6
<i>of which</i>									
<i>OECD refined product actual stock change²</i>	0.3	0.0	-0.1	-0.3	-0.5	0.1	-0.2		
<i>Non-OECD refined product implied stock change</i>	0.2	0.0	0.2	-1.2	-0.3	0.6	-0.2		
Crude oil balance	0.9	0.9	0.5	-0.2	-0.4	-0.6	-0.2	0.9	-0.5
<i>of which</i>									
<i>OECD crude oil actual stock change</i>	0.4	0.0	0.7	-0.6	-0.6	-0.8	-0.3		
<i>Non-OECD crude oil implied stock change</i>	0.4	0.8	-0.2	0.4	0.2	0.2	0.2		
<i>China crude oil balance</i>	0.3	0.5	0.8	1.2	0.6	-0.2	0.6		
<i>Other Non-OECD crude oil stock change</i>	0.2	0.4	-1.0	-0.8	-0.4	0.5	-0.4		
OECD non-refined product stock change³	0.0	-0.1	-0.5	0.6	0.7	-0.5	0.1	-0.4	0.6

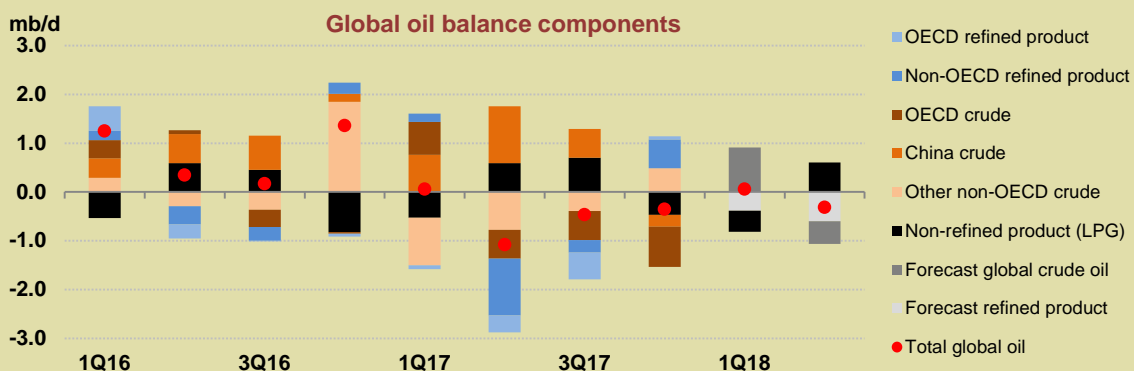
¹ OPEC throughput assumed flat from February 2018 level

² Refined product inventories include gasoline, middle distillates and fuel oil. See *Stocks* for detailed discussion of observed stock changes

³ Based on OECD LPG stock changes until December 2017, and a seasonal average stock change expectation for the forecast period

Таким образом, прогноз общемирового объема выработки на II квартал 2018 года обусловлен сокращением запасов как сырой нефти, так и нефтепродуктов. В результате загрузки перерабатывающих мощностей на рекордно высоком уровне в 81,8 млн барр./сут. запасы сырой нефти будут сокращаться на 0,5 млн барр./сут. при условии, что с февраля 2018 года объемы добычи в странах ОПЕК не изменятся. Несмотря на это, НПЗ не смогут обеспечить прогнозируемый спрос на нефтепродукты. Порядка 0,6 млн барр./сут. должны будут поступать из накопленных запасов. Во II квартале 2017 года ситуация была аналогичная: выработка нефтепродуктов шла рекордными темпами, и тем не менее запасы нефтепродуктов сокращались на 1,5 млн барр./сут.

Общеплановый баланс сырой нефти и нефтепродуктов (продолжение)



Сезонное повышение спроса на нефтепродукты во II и III квартале 2018 года ускорит восстановление равновесия на рынке, независимо от того, какие запасы будут расходоваться в первую очередь – сырой нефти или нефтепродуктов. Совокупный объем расходования запасов сырой нефти и нефтепродуктов, составляющий порядка 1 млн барр./сут., не прослеживается однозначным образом из данных главных таблиц и графиков, посвященных балансу спроса и предложения, поскольку в них учтено сезонное увеличение запасов LPG, главным образом, в странах Северной Америки.

Table 1
WORLD OIL SUPPLY AND DEMAND

(million barrels per day)

	2014	2015	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017	1Q18	2Q18	3Q18	4Q18	2018
OECD DEMAND																	
Americas	24.2	24.6	24.6	24.5	25.1	24.8	24.7	24.5	25.0	25.0	25.1	24.9	24.7	25.0	25.2	25.3	25.0
Europe	13.5	13.8	13.6	13.9	14.4	14.2	14.0	13.9	14.3	14.8	14.4	14.4	14.1	14.4	14.9	14.6	14.5
Asia Oceania	8.1	8.1	8.6	7.7	7.8	8.4	8.1	8.6	7.8	7.9	8.4	8.2	8.6	7.7	7.8	8.3	8.1
Total OECD	45.8	46.4	46.8	46.1	47.3	47.4	46.9	47.0	47.0	47.6	47.9	47.4	47.3	47.1	47.9	48.3	47.7
NON-OECD DEMAND																	
FSU	4.7	4.6	4.5	4.5	4.9	4.8	4.7	4.5	4.7	4.9	4.8	4.7	4.6	4.7	5.0	4.9	4.8
Europe	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8
China	10.8	11.6	11.8	12.0	11.6	11.9	11.8	12.5	12.6	12.2	12.6	12.4	13.0	12.9	12.6	13.0	12.9
Other Asia	11.8	12.4	13.0	13.0	12.7	13.0	12.9	13.1	13.5	13.2	13.5	13.3	13.6	13.9	13.6	14.1	13.8
Americas	6.9	6.7	6.5	6.6	6.7	6.5	6.6	6.4	6.6	6.7	6.6	6.6	6.5	6.6	6.7	6.7	6.6
Middle East	8.4	8.4	7.9	8.4	8.7	8.1	8.3	7.9	8.5	8.6	8.0	8.3	7.9	8.6	8.9	8.2	8.4
Africa	4.1	4.3	4.3	4.3	4.2	4.3	4.3	4.4	4.3	4.2	4.3	4.3	4.5	4.4	4.3	4.4	4.4
Total Non-OECD	47.4	48.6	48.6	49.6	49.4	49.4	49.3	49.6	50.9	50.7	50.5	50.4	50.7	51.8	51.9	52.1	51.6
Total Demand¹	93.1	95.0	95.4	95.7	96.8	96.8	96.2	96.5	98.0	98.3	98.4	97.8	98.0	99.0	99.7	100.4	99.3
OECD SUPPLY																	
Americas ⁴	19.1	20.0	19.9	19.0	19.3	19.7	19.5	19.9	19.8	20.2	21.1	20.2	21.3	21.6	22.0	22.6	21.9
Europe	3.3	3.5	3.6	3.4	3.3	3.6	3.5	3.7	3.5	3.4	3.4	3.5	3.6	3.5	3.4	3.5	3.5
Asia Oceania	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Total OECD	22.9	23.9	24.0	22.9	23.1	23.7	23.4	24.0	23.6	24.0	24.9	24.1	25.4	25.5	25.8	26.6	25.8
NON-OECD SUPPLY																	
FSU	13.9	14.1	14.3	14.1	14.0	14.6	14.2	14.4	14.3	14.3	14.4	14.4	14.4	14.4	14.3	14.5	14.4
Europe	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
China	4.2	4.3	4.1	4.0	3.9	3.9	4.0	3.9	3.9	3.8	3.8	3.9	3.8	3.8	3.8	3.7	3.8
Other Asia ²	3.5	3.6	3.7	3.6	3.5	3.5	3.6	3.5	3.4	3.4	3.4	3.5	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3
Americas ^{2,4}	4.4	4.6	4.3	4.4	4.6	4.6	4.5	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.7	4.6	4.8	4.7
Middle East	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Africa ²	1.8	1.8	1.7	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.7	1.8
Total Non-OECD	29.2	29.7	29.5	29.1	29.1	29.7	29.3	29.5	29.3	29.2	29.3	29.3	29.3	29.3	29.2	29.4	29.3
Processing gains ³	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
Global Biofuels	2.2	2.3	1.9	2.5	2.7	2.3	2.3	1.9	2.4	2.8	2.4	2.4	2.0	2.5	2.8	2.5	2.5
Total Non-OPEC Supply	56.6	58.1	57.7	56.7	57.2	57.9	57.4	57.7	57.7	58.3	58.9	58.1	59.0	59.6	60.1	60.9	59.9
OPEC																	
Crude	30.7	31.8	32.3	32.5	32.9	33.4	32.8	32.1	32.3	32.7	32.3	32.3					
NGLs	6.4	6.6	6.6	6.8	6.9	6.8	6.8	6.8	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	7.0	7.0	7.0
Total OPEC	37.1	38.4	39.0	39.3	39.8	40.2	39.6	38.9	39.2	39.6	39.2	39.2					
Total Supply⁴	93.6	96.5	96.6	96.1	96.9	98.2	97.0	96.6	96.9	97.8	98.1	97.4					
STOCK CHANGES AND MISCELLANEOUS																	
Reported OECD																	
Industry	0.4	0.8	0.4	0.4	0.1	-0.9	0.0	0.3	-0.2	-0.5	-1.3	-0.4					
Government	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1					
Total	0.4	0.8	0.4	0.4	0.1	-0.8	0.0	0.3	-0.3	-0.6	-1.4	-0.5					
Floating storage/Oil in transit	0.0	0.3	0.2	0.3	-0.2	0.2	0.1	-0.3	-0.3	-0.7	0.3	-0.3					
Miscellaneous to balance ⁵	0.1	0.4	0.6	-0.4	0.3	2.0	0.6	0.0	-0.5	0.9	0.8	0.3					
Total Stock Ch. & Misc	0.5	1.5	1.2	0.3	0.2	1.4	0.8	0.1	-1.1	-0.5	-0.4	-0.5					
Memo items:																	
Call on OPEC crude + Stock ch. ⁶	30.2	30.4	31.1	32.2	32.8	32.1	32.0	32.0	33.4	33.1	32.7	32.8	32.1	32.4	32.6	32.5	32.4

¹ Measured as deliveries from refineries and primary stocks, comprises inland deliveries, international marine bunkers, refinery fuel, crude for direct burning, oil from non-conventional sources and other sources of supply. Includes Biofuels.

² Other Asia includes Indonesia throughout. Latin America excludes Ecuador throughout. Africa excludes Angola, Gabon and Equatorial Guinea throughout.

³ Net volumetric gains and losses in the refining process and marine transportation losses.

⁴ Comprises crude oil, condensates, NGLs, oil from non-conventional sources and other sources of supply.

⁵ Includes changes in non-reported stocks in OECD and non-OECD areas.

⁶ Equals the arithmetic difference between total demand minus total non-OPEC supply minus OPEC NGLs.

Table 1a
WORLD OIL SUPPLY AND DEMAND: CHANGES FROM LAST MONTH'S TABLE 1

(million barrels per day)

	2014	2015	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017	1Q18	2Q18	3Q18	4Q18	2018
OECD DEMAND																	
Americas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	0.1
Europe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Asia Oceania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0.1
Total OECD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	-	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2
NON-OECD DEMAND																	
FSU	-	-	-	-	-0.1	-	-	-0.1	-	-0.1	-0.1	-0.1	-	-	-0.1	-	-
Europe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	0.2	-	-	-	-
Other Asia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Americas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Middle East	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Non-OECD	-	-	-	-	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.1	-	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1
Total Demand	-	-	-	-	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-	-0.1	0.3	-	0.2	-	0.1	0.1	0.1
OECD SUPPLY																	
Americas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-
Asia Oceania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total OECD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-
NON-OECD SUPPLY																	
FSU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other Asia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Americas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Middle East	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Non-OECD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Processing gains	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Global Biofuels	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Non-OPEC Supply	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0.1	-	0.1	-	-	-	-
OPEC																	
Crude	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NGLs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total OPEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Supply	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0.1	-	-	-	-	-	-
STOCK CHANGES AND MISCELLANEOUS																	
REPORTED OECD																	
Industry	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Government	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Floating storage/Oil in transit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Miscellaneous to balance	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-	0.1	-0.4	-	-	-	-	-	-
Total Stock Ch. & Misc	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0.1	-	0.1	-0.3	-	-	-	-	-	-
Memo items:																	
Call on OPEC crude + Stock ch.	-	-	-	-	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-	-0.1	0.3	-	0.1	0.1	0.1	-	0.1

When submitting their monthly oil statistics, OECD Member countries periodically update data for prior periods. Similar updates to non-OECD data can occur.

Table 2
SUMMARY OF GLOBAL OIL DEMAND

	2015	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017	1Q18	2Q18	3Q18	4Q18	2018
Demand (mb/d)																
Americas	24.55	24.59	24.47	25.05	24.85	24.74	24.47	24.96	24.98	25.06	24.87	24.68	24.98	25.20	25.31	25.04
Europe	13.83	13.60	13.93	14.44	14.19	14.04	13.95	14.33	14.76	14.43	14.37	14.07	14.44	14.88	14.64	14.51
Asia Oceania	8.06	8.57	7.70	7.84	8.38	8.12	8.56	7.76	7.90	8.43	8.16	8.57	7.72	7.78	8.35	8.10
Total OECD	46.44	46.76	46.10	47.33	47.42	46.91	46.98	47.05	47.64	47.93	47.40	47.31	47.14	47.86	48.29	47.66
Asia	23.96	24.76	25.05	24.29	24.87	24.74	25.57	26.11	25.40	26.04	25.78	26.55	26.77	26.21	27.11	26.66
Middle East	8.37	7.87	8.40	8.70	8.12	8.27	7.92	8.49	8.65	7.99	8.26	7.85	8.56	8.86	8.23	8.38
Americas	6.71	6.47	6.58	6.66	6.53	6.56	6.45	6.57	6.68	6.58	6.57	6.47	6.62	6.73	6.69	6.63
FSU	4.59	4.52	4.51	4.88	4.84	4.69	4.50	4.69	4.95	4.81	4.74	4.60	4.73	5.02	4.88	4.81
Africa	4.26	4.32	4.33	4.18	4.32	4.29	4.42	4.31	4.23	4.33	4.32	4.50	4.40	4.28	4.45	4.41
Europe	0.69	0.69	0.73	0.72	0.72	0.71	0.71	0.74	0.75	0.75	0.74	0.73	0.76	0.76	0.77	0.76
Total Non-OECD	48.58	48.63	49.60	49.43	49.41	49.27	49.56	50.91	50.66	50.50	50.41	50.69	51.84	51.87	52.13	51.64
World	95.02	95.39	95.71	96.76	96.82	96.18	96.54	97.96	98.30	98.43	97.82	98.00	98.98	99.74	100.42	99.30
of which: US50	19.53	19.54	19.50	19.94	19.77	19.69	19.49	20.01	19.92	20.05	19.87	19.75	20.08	20.18	20.28	20.07
Europe 5*	8.13	8.09	8.14	8.34	8.21	8.19	8.30	8.36	8.51	8.29	8.37	8.22	8.34	8.52	8.37	8.36
China	11.56	11.75	12.03	11.58	11.87	11.81	12.45	12.61	12.16	12.55	12.45	12.97	12.86	12.60	13.04	12.87
Japan	4.12	4.44	3.70	3.79	4.18	4.03	4.33	3.64	3.69	4.12	3.94	4.27	3.52	3.61	4.04	3.86
India	4.24	4.65	4.63	4.40	4.56	4.56	4.58	4.79	4.54	4.81	4.68	4.92	5.09	4.78	5.14	4.98
Russia	3.45	3.46	3.36	3.71	3.61	3.53	3.38	3.51	3.75	3.58	3.56	3.47	3.54	3.80	3.65	3.62
Brazil	3.18	3.02	3.07	3.13	3.07	3.07	3.01	3.05	3.17	3.12	3.09	3.03	3.10	3.19	3.18	3.13
Saudi Arabia	3.42	3.02	3.39	3.53	3.11	3.26	2.88	3.35	3.57	3.08	3.22	2.94	3.41	3.63	3.16	3.29
Canada	2.37	2.33	2.32	2.46	2.40	2.38	2.35	2.34	2.50	2.46	2.41	2.31	2.30	2.47	2.46	2.39
Korea	2.47	2.66	2.55	2.60	2.72	2.63	2.69	2.56	2.64	2.72	2.65	2.72	2.63	2.59	2.70	2.66
Mexico	2.01	2.05	2.02	2.01	2.03	2.03	1.96	1.98	1.90	1.88	1.93	1.95	1.95	1.90	1.89	1.92
Iran	1.84	1.84	1.82	1.79	1.82	1.82	1.84	1.85	1.81	1.82	1.83	1.86	1.92	1.88	1.89	1.89
Total	66.31	66.86	66.52	67.27	67.34	67.00	67.27	68.05	68.15	68.50	68.00	68.40	68.75	69.16	69.81	69.03
% of World	69.8%	70.1%	69.5%	69.5%	69.6%	69.7%	69.7%	69.5%	69.3%	69.6%	69.5%	69.8%	69.5%	69.3%	69.5%	69.5%
Annual Change (% per annum)																
Americas	1.6	0.7	0.5	0.4	1.5	0.8	-0.5	2.0	-0.3	0.9	0.5	0.8	0.1	0.9	1.0	0.7
Europe	2.2	0.5	1.9	1.1	2.5	1.5	2.6	2.8	2.2	1.7	2.3	0.8	0.8	0.8	1.4	1.0
Asia Oceania	0.1	-1.3	1.1	1.2	2.1	0.8	-0.1	0.8	0.8	0.6	0.5	0.1	-0.4	-1.5	-1.0	-0.7
Total OECD	1.5	0.3	1.0	0.8	1.9	1.0	0.5	2.0	0.6	1.1	1.1	0.7	0.2	0.5	0.8	0.5
Asia	5.9	5.7	3.6	1.2	2.7	3.3	3.3	4.2	4.6	4.7	4.2	3.8	2.6	3.2	4.1	3.4
Middle East	-0.6	1.1	-1.4	-1.5	-2.6	-1.2	0.6	1.1	-0.6	-1.6	-0.1	-0.8	0.7	2.5	2.9	1.4
Americas	-2.1	-2.4	-2.2	-1.8	-2.6	-2.3	-0.3	-0.1	0.3	0.7	0.2	0.3	0.8	0.8	1.7	0.9
FSU	-1.6	5.3	-2.0	2.2	3.7	2.2	-0.6	3.9	1.4	-0.7	1.0	2.2	0.9	1.4	1.4	1.5
Africa	3.0	2.8	3.7	1.1	-4.1	0.7	2.3	-0.5	1.3	0.3	0.8	1.9	1.9	1.1	2.6	1.9
Europe	3.9	4.5	6.1	3.1	2.2	4.0	1.5	2.0	4.0	4.4	3.0	3.8	3.2	1.7	2.6	2.6
Total Non-OECD	2.6	3.5	1.5	0.4	0.5	1.4	1.9	2.6	2.5	2.2	2.3	2.3	1.8	2.4	3.2	2.4
World	2.0	1.9	1.2	0.6	1.2	1.2	1.2	2.4	1.6	1.7	1.7	1.5	1.0	1.5	2.0	1.5
Annual Change (mb/d)																
Americas	0.39	0.18	0.11	0.11	0.36	0.19	-0.12	0.49	-0.07	0.22	0.13	0.20	0.02	0.23	0.24	0.17
Europe	0.29	0.07	0.26	0.16	0.35	0.21	0.35	0.40	0.32	0.25	0.33	0.12	0.11	0.12	0.20	0.14
Asia Oceania	0.01	-0.11	0.09	0.09	0.17	0.06	-0.01	0.06	0.06	0.05	0.04	0.01	-0.03	-0.12	-0.08	-0.06
Total OECD	0.69	0.14	0.46	0.36	0.88	0.46	0.22	0.94	0.31	0.51	0.50	0.33	0.09	0.23	0.36	0.25
Asia	1.33	1.34	0.87	0.29	0.64	0.79	0.81	1.06	1.11	1.17	1.04	0.98	0.67	0.81	1.08	0.88
Middle East	-0.05	0.09	-0.12	-0.13	-0.22	-0.10	0.05	0.09	-0.05	-0.13	-0.01	-0.06	0.06	0.22	0.23	0.11
Americas	-0.14	-0.16	-0.15	-0.12	-0.18	-0.15	-0.02	-0.01	0.02	0.05	0.01	0.02	0.05	0.05	0.11	0.06
FSU	-0.08	0.23	-0.09	0.10	0.17	0.10	-0.03	0.18	0.07	-0.03	0.05	0.10	0.04	0.07	0.07	0.07
Africa	0.13	0.12	0.15	0.04	-0.19	0.03	0.10	-0.02	0.05	0.01	0.04	0.08	0.08	0.05	0.11	0.08
Europe	0.03	0.03	0.04	0.02	0.02	0.03	0.01	0.01	0.03	0.03	0.02	0.03	0.02	0.01	0.02	0.02
Total Non-OECD	1.21	1.64	0.71	0.21	0.25	0.70	0.93	1.31	1.23	1.09	1.14	1.14	0.93	1.21	1.63	1.23
World	1.90	1.79	1.17	0.57	1.13	1.16	1.15	2.25	1.54	1.60	1.64	1.46	1.02	1.44	1.99	1.48
Revisions to Oil Demand from Last Month's Report (mb/d)																
Americas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.01	0.13	0.03	0.05	0.01	0.06
Europe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.11	0.04	0.12	0.10	0.12	0.05	0.10
Asia Oceania	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.08	0.09	0.13	0.09
Total OECD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02	0.16	0.05	0.31	0.21	0.26	0.19	0.24
Asia	0.00	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.03	-0.03	0.09	0.00	0.18	-0.03	-0.03	-0.02	0.02
Middle East	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.02	0.06	0.01	-0.24	-0.09	-0.05	-0.07	-0.11
Americas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.04
FSU	0.00	0.01	0.00	-0.05	-0.04	-0.02	-0.06	-0.04	-0.09	-0.06	-0.06	-0.03	-0.04	-0.08	-0.04	-0.05
Africa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.02	0.03	0.03	0.01	0.02
Europe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Non-OECD	0.00	-0.04	-0.04	-0.09	-0.08	-0.06	-0.08	-0.06	-0.13	0.09	-0.05	-0.11	-0.18	-0.18	-0.13	-0.15
World	0.00	-0.03	-0.04	-0.09	-0.08	-0.06	-0.08	-0.05	-0.11	0.25	0.00	0.20	0.04	0.08	0.06	0.09
Revisions to Oil Demand Growth from Last Month's Report (mb/d)																
World	0.00	-0.06	-0.02	-0.08	-0.08	-0.06	-0.05	-0.01	-0.02	0.34	0.07	0.28	0.09	0.19	-0.19	0.09

Table 2a
OECD REGIONAL OIL DEMAND¹
(million barrels per day)

	2016	2017	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	Oct 17	Nov 17	Dec 17 ²	Latest month vs.	
										Nov 17	Dec 16
Americas											
LPG and ethane	3.27	3.24	3.50	3.07	2.96	3.42	3.06	3.54	3.66	0.13	0.14
Naphtha	0.35	0.34	0.35	0.36	0.34	0.33	0.32	0.33	0.32	-0.01	-0.04
Motor gasoline	11.10	11.08	10.64	11.30	11.36	11.01	11.11	10.93	11.00	0.07	-0.12
Jet and kerosene	1.90	1.98	1.89	1.97	2.04	2.02	2.02	2.02	2.03	0.01	0.09
Gasoil/diesel oil	5.07	5.15	5.14	5.10	5.10	5.25	5.24	5.43	5.10	-0.34	-0.16
Residual fuel oil	0.60	0.66	0.67	0.69	0.60	0.69	0.71	0.74	0.62	-0.12	0.03
Other products	2.44	2.42	2.28	2.48	2.58	2.34	2.42	2.40	2.19	-0.20	-0.18
Total	24.74	24.87	24.47	24.96	24.98	25.06	24.87	25.39	24.93	-0.47	-0.24
Europe											
LPG and ethane	1.21	1.20	1.27	1.18	1.15	1.18	1.13	1.17	1.23	0.06	-0.08
Naphtha	1.11	1.21	1.30	1.13	1.21	1.21	1.21	1.22	1.20	-0.02	0.03
Motor gasoline	1.90	1.92	1.79	1.99	2.01	1.88	1.88	1.90	1.86	-0.04	0.00
Jet and kerosene	1.37	1.44	1.29	1.46	1.63	1.40	1.51	1.33	1.35	0.02	0.08
Gasoil/diesel oil	6.28	6.48	6.32	6.42	6.53	6.64	6.59	6.84	6.48	-0.37	0.00
Residual fuel oil	0.89	0.89	0.89	0.86	0.90	0.93	0.94	0.91	0.94	0.02	0.09
Other products	1.28	1.23	1.10	1.29	1.34	1.20	1.26	1.23	1.12	-0.11	-0.06
Total	14.04	14.37	13.95	14.33	14.76	14.43	14.53	14.60	14.18	-0.42	0.07
Asia Oceania											
LPG and ethane	0.83	0.79	0.89	0.77	0.74	0.78	0.70	0.77	0.87	0.10	-0.08
Naphtha	1.96	2.09	2.14	1.98	2.05	2.17	2.16	2.17	2.19	0.02	0.09
Motor gasoline	1.55	1.55	1.47	1.53	1.62	1.57	1.51	1.57	1.63	0.06	0.04
Jet and kerosene	0.90	0.92	1.17	0.73	0.72	1.06	0.85	1.07	1.27	0.20	0.04
Gasoil/diesel oil	1.84	1.92	1.90	1.90	1.89	1.98	1.83	2.08	2.02	-0.05	0.03
Residual fuel oil	0.65	0.56	0.64	0.51	0.52	0.56	0.48	0.56	0.63	0.06	-0.07
Other products	0.40	0.34	0.35	0.34	0.35	0.31	0.28	0.32	0.32	0.00	-0.06
Total	8.12	8.16	8.56	7.76	7.90	8.43	7.82	8.54	8.93	0.39	-0.01
OECD											
LPG and ethane	5.31	5.23	5.66	5.02	4.85	5.38	4.90	5.47	5.77	0.29	-0.01
Naphtha	3.42	3.64	3.79	3.46	3.60	3.71	3.70	3.73	3.72	-0.01	0.08
Motor gasoline	14.55	14.55	13.91	14.82	15.00	14.47	14.50	14.40	14.49	0.09	-0.08
Jet and kerosene	4.17	4.34	4.34	4.15	4.39	4.48	4.38	4.42	4.65	0.23	0.21
Gasoil/diesel oil	13.20	13.54	13.36	13.42	13.52	13.86	13.66	14.35	13.60	-0.76	-0.13
Residual fuel oil	2.15	2.11	2.20	2.06	2.01	2.18	2.12	2.22	2.19	-0.03	0.04
Other products	4.11	3.99	3.72	4.12	4.26	3.85	3.97	3.95	3.63	-0.32	-0.29
Total	46.91	47.40	46.98	47.05	47.64	47.93	47.22	48.54	48.04	-0.50	-0.18

¹ Demand, measured as deliveries from refineries and primary stocks, comprises inland deliveries, international bunkers and refinery fuel. It includes crude for direct burning, oil from non-conventional sources and other sources of supply. Jet/kerosene comprises jet kerosene and non-aviation kerosene. Gasoil comprises diesel, light heating oil and other gasoils.

North America comprises US 50 states, US territories, Mexico and Canada.

² Latest official OECD submissions (MOS).

Table 2b
OIL DEMAND IN SELECTED OECD COUNTRIES¹
(million barrels per day)

	2016	2017	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	Oct 17	Nov 17	Dec 17 ²	Latest month vs.	
										Nov 17	Dec 16
United States³											
LPG and ethane	2.47	2.49	2.69	2.36	2.26	2.66	2.34	2.73	2.92	0.19	0.26
Naphtha	0.22	0.23	0.24	0.24	0.21	0.22	0.22	0.23	0.22	-0.01	0.00
Motor gasoline	9.32	9.32	8.95	9.54	9.56	9.23	9.35	9.14	9.20	0.06	-0.09
Jet and kerosene	1.62	1.69	1.61	1.69	1.72	1.73	1.71	1.73	1.76	0.03	0.08
Gasoil/diesel oil	3.88	3.94	3.95	3.91	3.87	4.02	3.97	4.17	3.93	-0.23	-0.11
Residual fuel oil	0.33	0.36	0.37	0.37	0.30	0.39	0.36	0.43	0.39	-0.04	0.08
Other products	1.86	1.85	1.69	1.91	2.01	1.79	1.86	1.85	1.66	-0.19	-0.13
Total	19.69	19.87	19.49	20.01	19.92	20.05	19.81	20.28	20.08	-0.20	0.10
Japan											
LPG and ethane	0.44	0.42	0.50	0.40	0.37	0.42	0.35	0.42	0.50	0.07	-0.04
Naphtha	0.76	0.78	0.83	0.75	0.75	0.81	0.78	0.82	0.82	-0.01	-0.02
Motor gasoline	0.90	0.88	0.82	0.87	0.95	0.90	0.86	0.89	0.94	0.05	0.03
Jet and kerosene	0.50	0.51	0.73	0.36	0.33	0.61	0.44	0.61	0.79	0.18	0.03
Diesel	0.43	0.42	0.43	0.41	0.42	0.43	0.40	0.44	0.45	0.00	-0.01
Other gasoil	0.35	0.35	0.39	0.32	0.31	0.37	0.31	0.38	0.42	0.04	0.01
Residual fuel oil	0.34	0.29	0.33	0.27	0.27	0.29	0.25	0.28	0.33	0.05	-0.03
Other products	0.31	0.29	0.30	0.27	0.29	0.29	0.26	0.29	0.31	0.02	-0.02
Total	4.03	3.94	4.33	3.64	3.69	4.12	3.65	4.15	4.55	0.41	-0.04
Germany											
LPG and ethane	0.10	0.14	0.14	0.15	0.14	0.12	0.10	0.14	0.13	-0.01	0.03
Naphtha	0.38	0.40	0.46	0.39	0.39	0.37	0.34	0.38	0.37	-0.01	-0.02
Motor gasoline	0.42	0.43	0.42	0.45	0.44	0.43	0.42	0.45	0.41	-0.04	0.00
Jet and kerosene	0.20	0.21	0.20	0.21	0.23	0.20	0.22	0.20	0.20	0.00	0.01
Diesel	0.76	0.77	0.75	0.78	0.78	0.76	0.77	0.81	0.70	-0.11	-0.01
Other gasoil	0.36	0.37	0.39	0.36	0.35	0.36	0.35	0.39	0.33	-0.07	-0.07
Residual fuel oil	0.09	0.09	0.10	0.08	0.08	0.10	0.11	0.10	0.10	0.00	0.00
Other products	0.10	0.10	0.08	0.11	0.11	0.09	0.11	0.10	0.06	-0.04	-0.01
Total	2.41	2.50	2.54	2.52	2.52	2.43	2.43	2.58	2.30	-0.28	-0.08
Italy											
LPG and ethane	0.11	0.11	0.13	0.10	0.10	0.12	0.10	0.12	0.14	0.02	0.00
Naphtha	0.09	0.11	0.11	0.11	0.12	0.11	0.12	0.12	0.10	-0.02	-0.01
Motor gasoline	0.18	0.17	0.16	0.18	0.18	0.17	0.17	0.16	0.17	0.01	0.00
Jet and kerosene	0.10	0.10	0.08	0.11	0.13	0.09	0.11	0.07	0.09	0.01	0.00
Diesel	0.46	0.47	0.45	0.47	0.46	0.48	0.49	0.48	0.47	-0.01	0.01
Other gasoil	0.09	0.09	0.08	0.08	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.00	-0.01
Residual fuel oil	0.06	0.07	0.07	0.06	0.08	0.06	0.07	0.06	0.06	-0.01	-0.01
Other products	0.16	0.16	0.15	0.16	0.16	0.16	0.18	0.17	0.14	-0.02	-0.01
Total	1.25	1.28	1.23	1.28	1.32	1.30	1.34	1.29	1.27	-0.02	-0.02
France											
LPG and ethane	0.12	0.11	0.14	0.10	0.10	0.11	0.10	0.11	0.12	0.01	-0.02
Naphtha	0.10	0.10	0.12	0.10	0.11	0.07	0.07	0.08	0.08	0.00	0.00
Motor gasoline	0.17	0.18	0.16	0.19	0.20	0.18	0.17	0.18	0.18	0.01	0.01
Jet and kerosene	0.15	0.16	0.15	0.16	0.18	0.15	0.16	0.14	0.16	0.02	0.02
Diesel	0.70	0.72	0.71	0.73	0.73	0.72	0.71	0.73	0.72	-0.01	0.00
Other gasoil	0.25	0.25	0.28	0.21	0.25	0.26	0.24	0.27	0.28	0.01	0.00
Residual fuel oil	0.04	0.06	0.06	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.00	0.02
Other products	0.12	0.12	0.09	0.14	0.13	0.11	0.11	0.12	0.10	-0.02	0.01
Total	1.66	1.71	1.72	1.68	1.76	1.66	1.62	1.68	1.69	0.02	0.03
United Kingdom											
LPG and ethane	0.16	0.15	0.16	0.15	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.00	-0.03
Naphtha	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.01	0.00
Motor gasoline	0.29	0.29	0.28	0.30	0.29	0.29	0.27	0.30	0.29	-0.01	0.01
Jet and kerosene	0.31	0.32	0.32	0.31	0.33	0.32	0.32	0.32	0.33	0.01	0.03
Diesel	0.52	0.52	0.49	0.53	0.52	0.54	0.51	0.56	0.54	-0.02	0.01
Other gasoil	0.13	0.14	0.12	0.14	0.15	0.14	0.14	0.15	0.13	-0.01	0.02
Residual fuel oil	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.00	0.00
Other products	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12	0.11	0.12	0.11	0.11	-0.01	0.00
Total	1.59	1.58	1.53	1.59	1.60	1.60	1.56	1.63	1.60	-0.03	0.04
Canada											
LPG and ethane	0.37	0.35	0.39	0.32	0.32	0.36	0.33	0.42	0.33	-0.09	-0.11
Naphtha	0.10	0.10	0.09	0.09	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	-0.01	-0.01
Motor gasoline	0.85	0.85	0.80	0.86	0.89	0.85	0.85	0.86	0.84	-0.02	-0.01
Jet and kerosene	0.14	0.15	0.13	0.14	0.17	0.14	0.16	0.14	0.14	-0.01	0.01
Diesel	0.30	0.29	0.30	0.29	0.29	0.29	0.28	0.29	0.29	0.00	0.01
Other gasoil	0.24	0.29	0.26	0.26	0.32	0.33	0.36	0.34	0.29	-0.05	0.01
Residual fuel oil	0.04	0.05	0.05	0.06	0.05	0.04	0.04	0.05	0.04	0.00	0.00
Other products	0.34	0.34	0.33	0.32	0.36	0.35	0.36	0.36	0.34	-0.03	-0.01
Total	2.38	2.41	2.35	2.34	2.50	2.46	2.48	2.56	2.35	-0.21	-0.12

¹ Demand, measured as deliveries from refineries and primary stocks, comprises inland deliveries, international bunkers and refinery fuel. It includes crude for direct burning, oil from non-conventional sources and other sources of supply. Jet/kerosene comprises jet kerosene and non-aviation kerosene. Gasoil comprises diesel, light heating oil and other gasoils.

² Latest official OECD submissions (MOS).

³ US figures exclude US territories.

Table 3
WORLD OIL PRODUCTION

(million barrels per day)

	2016	2017	2018	3Q17	4Q17	1Q18	2Q18	3Q18	Dec 17	Jan 18	Feb 18
OPEC											
Crude Oil											
Saudi Arabia	10.42	9.96		9.99	9.99				9.97	9.98	9.98
Iran	3.55	3.80		3.83	3.81				3.80	3.80	3.82
Iraq	4.42	4.47		4.48	4.45				4.49	4.48	4.48
UAE	3.05	2.93		2.94	2.90				2.87	2.85	2.80
Kuwait	2.88	2.71		2.70	2.70				2.70	2.70	2.70
Neutral Zone	0.00	0.00		0.00	0.00				0.00	0.00	0.00
Qatar	0.65	0.61		0.60	0.61				0.61	0.62	0.60
Angola	1.71	1.64		1.67	1.62				1.59	1.57	1.57
Nigeria	1.47	1.53		1.62	1.60				1.61	1.68	1.70
Libya	0.39	0.83		0.94	1.00				1.00	1.00	1.02
Algeria	1.11	1.05		1.06	1.02				1.04	1.02	1.04
Equatorial Guinea	0.14	0.13		0.12	0.13				0.13	0.13	0.13
Ecuador	0.55	0.53		0.54	0.53				0.52	0.52	0.51
Venezuela	2.24	1.97		1.99	1.75				1.61	1.61	1.55
Gabon	0.23	0.20		0.20	0.21				0.20	0.21	0.20
Total Crude Oil	32.80	32.35		32.68	32.31				32.14	32.17	32.10
Total NGLs ¹	6.78	6.87	6.96	6.90	6.85	6.91	6.94	6.98	6.85	6.91	6.91
Total OPEC^{2,3}	39.59	39.22		39.58	39.17				38.99	39.08	39.01
NON-OPEC^{2,3}											
OECD											
Americas	19.48	20.25	21.90	20.17	21.11	21.35	21.57	22.02	21.15	21.16	21.32
United States	12.53	13.19	14.70	13.15	13.96	14.17	14.60	14.75	13.97	13.94	14.15
Mexico	2.47	2.23	2.09	2.16	2.13	2.15	2.11	2.07	2.11	2.19	2.14
Canada	4.47	4.82	5.11	4.86	5.01	5.03	4.86	5.20	5.06	5.03	5.03
Chile	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Europe	3.52	3.48	3.50	3.37	3.42	3.60	3.49	3.38	3.27	3.61	3.58
UK	1.03	1.02	1.12	0.97	0.98	1.09	1.13	1.08	0.82	1.08	1.08
Norway	1.99	1.97	1.89	1.90	1.91	2.00	1.86	1.81	1.93	2.03	2.00
Others	0.49	0.50	0.50	0.50	0.52	0.50	0.50	0.49	0.52	0.50	0.51
Asia Oceania	0.43	0.39	0.42	0.41	0.38	0.41	0.41	0.41	0.37	0.41	0.41
Australia	0.35	0.32	0.35	0.33	0.31	0.34	0.34	0.35	0.30	0.34	0.34
Others	0.08	0.07	0.07	0.08	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Total OECD	23.42	24.12	25.82	23.95	24.90	25.35	25.47	25.81	24.78	25.18	25.31
NON-OECD											
Former USSR	14.24	14.36	14.40	14.26	14.37	14.42	14.38	14.33	14.44	14.43	14.44
Russia	11.34	11.36	11.33	11.30	11.33	11.33	11.30	11.32	11.34	11.33	11.34
Others	2.90	3.00	3.08	2.96	3.05	3.10	3.08	3.01	3.10	3.09	3.10
Asia²	7.57	7.33	7.12	7.27	7.26	7.19	7.14	7.10	7.22	7.25	7.16
China	3.98	3.87	3.77	3.83	3.84	3.80	3.79	3.76	3.82	3.86	3.77
Malaysia	0.71	0.69	0.68	0.69	0.69	0.69	0.68	0.68	0.69	0.69	0.69
India	0.85	0.86	0.83	0.86	0.85	0.83	0.82	0.84	0.85	0.84	0.82
Indonesia	0.88	0.85	0.82	0.84	0.84	0.83	0.83	0.82	0.84	0.83	0.83
Others	1.15	1.06	1.02	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.03	1.03	1.04
Europe	0.14	0.13	0.12	0.13	0.13	0.13	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13
Americas²	4.48	4.54	4.67	4.54	4.55	4.58	4.67	4.64	4.57	4.55	4.57
Brazil	2.61	2.74	2.88	2.73	2.73	2.78	2.87	2.86	2.73	2.74	2.80
Argentina	0.61	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58
Colombia	0.88	0.86	0.84	0.86	0.86	0.86	0.84	0.83	0.87	0.86	0.85
Others	0.38	0.37	0.37	0.37	0.37	0.36	0.37	0.37	0.38	0.37	0.34
Middle East^{2,4}	1.27	1.25	1.24	1.25	1.25	1.24	1.24	1.24	1.26	1.24	1.24
Oman	1.01	0.98	0.97	0.98	0.98	0.97	0.97	0.97	0.99	0.97	0.97
Syria	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Yemen	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Others	0.21	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
Africa	1.66	1.71	1.76	1.73	1.74	1.75	1.78	1.78	1.77	1.78	1.71
Egypt	0.67	0.64	0.62	0.64	0.65	0.63	0.62	0.61	0.65	0.64	0.63
Others	0.99	1.07	1.15	1.09	1.10	1.11	1.16	1.17	1.12	1.15	1.07
Total Non-OECD	29.34	29.32	29.32	29.19	29.31	29.31	29.33	29.22	29.39	29.39	29.24
Processing gains ⁵	2.27	2.29	2.32	2.29	2.29	2.32	2.32	2.32	2.29	2.32	2.32
Global Biofuels	2.34	2.40	2.46	2.82	2.40	2.04	2.51	2.78	2.13	2.05	2.06
TOTAL NON-OPEC	57.37	58.13	59.92	58.25	58.90	59.03	59.63	60.13	58.59	58.94	58.94
TOTAL SUPPLY	96.96	97.35		97.84	98.07				97.58	98.02	97.94

¹ Includes condensates reported by OPEC countries, oil from non-conventional sources, e.g. NGLs in Qatar and Nigeria and non-oil inputs to Saudi Arabian MTBE.

² Latin America excludes Ecuador throughout. Africa excludes Angola, Gabon and Equatorial Guinea throughout. Asia includes Indonesia throughout.

³ Comprises crude oil, condensates, NGLs and oil from non-conventional sources

⁴ Includes small amounts of production from Jordan and Bahrain.

⁵ Net volumetric gains and losses in refining and marine transportation losses.

Table 4
OECD INDUSTRY STOCKS¹ AND QUARTERLY STOCK CHANGES

	RECENT MONTHLY STOCKS ²					PRIOR YEARS' STOCKS ²			STOCK CHANGES			
	in Million Barrels					in Million Barrels			in mb/d			
	Sep2017	Oct2017	Nov2017	Dec2017	Jan2018*	Jan2015	Jan2016	Jan2017	1Q2017	2Q2017	3Q2017	4Q2017
OECD Americas												
Crude	624.7	616.5	609.7	579.5	583.5	544.2	632.6	665.1	0.56	-0.44	-0.34	-0.49
Motor Gasoline	252.5	248.4	253.9	268.3	275.2	281.1	292.2	293.0	0.02	-0.03	-0.18	0.17
Middle Distillate	210.7	201.3	202.0	218.5	221.5	208.6	238.7	242.1	-0.13	-0.02	-0.15	0.08
Residual Fuel Oil	42.7	38.3	37.7	35.0	37.7	41.0	50.4	47.6	0.00	-0.08	0.02	-0.08
Total Products ³	747.5	727.3	722.6	736.2	717.8	724.1	780.4	781.5	-0.43	0.19	-0.06	-0.12
Total ⁴	1571.5	1542.0	1523.8	1498.2	1487.8	1435.8	1587.1	1623.3	0.10	-0.13	-0.26	-0.80
OECD Europe												
Crude	337.5	334.9	347.1	329.5	343.5	314.3	360.2	354.5	0.18	0.04	-0.28	-0.09
Motor Gasoline	86.9	90.0	92.2	99.0	100.8	101.0	102.4	104.1	0.02	-0.09	-0.06	0.13
Middle Distillate	293.4	276.2	265.7	271.3	281.9	261.0	322.9	319.7	0.06	-0.15	-0.04	-0.24
Residual Fuel Oil	58.7	62.0	60.4	59.0	60.5	70.2	77.3	70.9	-0.02	-0.04	-0.07	0.00
Total Products ³	555.3	539.9	531.2	543.2	560.5	530.0	602.5	601.9	0.16	-0.30	-0.09	-0.13
Total ⁴	965.3	948.2	952.5	942.5	975.3	906.7	1032.5	1026.4	0.33	-0.25	-0.37	-0.25
OECD Asia Oceania												
Crude	198.2	188.4	188.1	188.9	187.4	167.4	191.6	192.7	-0.03	0.01	0.09	-0.10
Motor Gasoline	23.1	23.0	23.7	22.7	24.0	23.0	25.4	25.5	-0.01	0.02	-0.02	0.00
Middle Distillate	66.4	72.8	66.2	63.2	61.3	62.8	64.5	69.0	-0.05	0.04	0.03	-0.04
Residual Fuel Oil	18.9	20.9	21.1	19.0	19.3	19.7	18.9	18.3	0.01	0.03	-0.02	0.00
Total Products ³	172.1	182.8	176.1	164.7	160.7	167.3	167.2	167.0	-0.08	0.16	0.03	-0.08
Total ⁴	433.2	435.4	426.9	412.1	407.7	398.8	425.2	421.6	-0.13	0.23	0.10	-0.23
Total OECD												
Crude	1160.5	1139.8	1144.8	1097.8	1114.4	1025.9	1184.4	1212.3	0.71	-0.39	-0.53	-0.68
Motor Gasoline	362.5	361.4	369.8	390.0	400.0	405.0	419.9	422.5	0.03	-0.09	-0.26	0.30
Middle Distillate	570.6	550.3	533.9	552.9	564.6	532.4	626.0	630.7	-0.12	-0.13	-0.15	-0.19
Residual Fuel Oil	120.3	121.2	119.1	113.1	117.4	130.9	146.6	136.8	-0.01	-0.09	-0.08	-0.08
Total Products ³	1474.8	1450.0	1430.0	1444.1	1439.0	1421.4	1550.0	1550.3	-0.35	0.04	-0.13	-0.33
Total ⁴	2970.0	2925.6	2903.2	2852.8	2870.8	2741.3	3044.8	3071.3	0.31	-0.16	-0.53	-1.27

OECD GOVERNMENT-CONTROLLED STOCKS⁵ AND QUARTERLY STOCK CHANGES

	RECENT MONTHLY STOCKS ²					PRIOR YEARS' STOCKS ²			STOCK CHANGES			
	in Million Barrels					in Million Barrels			in mb/d			
	Sep2017	Oct2017	Nov2017	Dec2017	Jan2018*	Jan2015	Jan2016	Jan2017	1Q2017	2Q2017	3Q2017	4Q2017
OECD Americas												
Crude	673.6	669.0	661.3	662.8	664.2	691.0	695.1	695.1	-0.04	-0.14	-0.06	-0.12
Products	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	0.00	0.00	0.00	0.00
OECD Europe												
Crude	208.0	207.4	207.0	206.0	206.1	208.6	206.8	205.8	0.00	0.03	0.00	-0.02
Products	267.2	265.0	266.7	270.6	271.6	257.8	265.9	274.9	0.02	-0.03	-0.06	0.04
OECD Asia Oceania												
Crude	385.0	385.0	385.4	384.4	384.4	385.0	383.6	384.1	0.00	0.01	0.00	-0.01
Products	38.3	38.3	38.6	38.7	38.7	32.0	34.2	37.4	0.01	0.00	0.00	0.00
Total OECD												
Crude	1266.7	1261.4	1253.7	1253.2	1254.7	1284.5	1285.5	1285.0	-0.04	-0.09	-0.06	-0.15
Products	307.5	305.3	307.4	311.3	312.3	291.7	302.1	314.2	0.03	-0.03	-0.05	0.04
Total ⁴	1577.7	1570.2	1564.6	1567.6	1569.9	1580.0	1591.4	1602.1	0.00	-0.12	-0.12	-0.11

* estimated

1 Stocks are primary national territory stocks on land (excluding utility stocks and including pipeline and entrepot stocks where known) and include stocks held by industry to meet IEA, EU and national emergency reserve commitments and are subject to government control in emergencies.

2 Closing stock levels.

3 Total products includes gasoline, middle distillates, fuel oil and other products.

4 Total includes NGLs, refinery feedstocks, additives/oxygenates and other hydrocarbons.

5 Includes government-owned stocks and stock holding organisation stocks held for emergency purposes.

Table 5
TOTAL STOCKS ON LAND IN OECD COUNTRIES¹
(millions of barrels¹ and 'days'²)

	End December 2016		End March 2017		End June 2017		End September 2017		End December 2017 ³	
	Stock Level	Days Fwd ² Demand	Stock Level	Days Fwd Demand	Stock Level	Days Fwd Demand	Stock Level	Days Fwd Demand	Stock Level	Days Fwd Demand
OECD Americas										
Canada	183.3	78	184.9	79	182.7	73	185.7	75	188.7	-
Chile	11.2	33	11.9	35	11.2	32	12.5	36	11.5	-
Mexico	47.3	24	47.6	24	49.3	26	46.5	25	43.8	-
United States ⁴	2031.6	104	2034.5	102	2011.2	101	1980.3	99	1897.0	-
Total⁴	2295.5	94	2301.1	92	2276.5	91	2247.2	90	2163.0	88
OECD Asia Oceania										
Australia	33.9	30	33.3	28	35.4	30	33.7	28	34.2	-
Israel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Japan	562.5	130	546.3	150	566.3	154	571.3	139	562.8	-
Korea	230.3	86	237.8	93	236.4	89	243.5	89	230.6	-
New Zealand	8.9	48	8.2	48	9.0	54	8.1	44	7.5	-
Total	835.6	98	825.6	106	847.1	107	856.6	102	835.1	97
OECD Europe⁵										
Austria	22.8	88	24.3	94	21.8	76	22.1	84	21.5	-
Belgium	47.4	71	47.8	76	46.6	72	44.1	66	41.4	-
Czech Republic	21.9	115	22.5	101	21.4	93	21.4	97	21.5	-
Denmark	30.5	201	27.2	169	27.3	172	23.6	146	23.4	-
Estonia	2.4	72	2.6	94	2.7	98	2.2	80	3.0	-
Finland	42.3	220	44.8	224	43.4	214	44.7	236	41.1	-
France	162.2	94	167.7	100	165.4	94	165.2	99	165.7	-
Germany	285.4	112	280.4	111	276.8	110	274.1	113	278.7	-
Greece	33.9	115	35.1	118	32.4	100	32.3	109	32.4	-
Hungary	24.5	151	24.3	144	25.2	145	26.2	148	25.4	-
Ireland	11.8	78	12.8	86	12.1	79	10.1	63	11.0	-
Italy	124.3	101	134.4	105	133.7	101	127.7	98	125.1	-
Latvia	2.4	69	2.4	58	3.3	77	1.5	43	2.5	-
Luxembourg	0.7	12	0.7	12	0.7	12	0.6	11	0.6	-
Netherlands	152.6	155	154.7	158	156.1	162	149.7	161	142.5	-
Norway	22.9	113	22.9	107	22.0	98	22.0	81	23.3	-
Poland	67.4	116	69.8	110	69.5	103	69.2	104	71.8	-
Portugal	22.7	101	26.5	110	24.0	96	24.1	101	22.9	-
Slovak Republic	12.1	151	12.8	151	13.0	140	12.1	122	11.4	-
Slovenia	4.5	96	4.9	94	5.1	92	4.7	88	5.2	-
Spain	129.0	101	136.5	106	128.7	98	127.2	98	119.1	-
Sweden	50.7	163	52.6	162	53.2	160	42.3	131	35.6	-
Switzerland	35.2	158	35.5	162	34.5	160	35.4	148	33.9	-
Turkey	79.1	100	81.4	83	84.0	76	83.9	81	83.2	-
United Kingdom	82.3	54	81.2	51	80.7	50	77.5	49	80.1	-
Total	1471.0	105	1505.8	105	1483.5	101	1444.0	100	1422.3	101
Total OECD	4602.1	98	4632.5	98	4607.0	97	4547.7	95	4420.4	93
DAYS OF IEA Net Imports⁶ -	200	-	203	-	196	-	192	-	187	-

¹ Total Stocks are industry and government-controlled stocks (see breakdown in table below). Stocks are primary national territory stocks on land (excluding utility stocks and including pipeline and entropot stocks where known) they include stocks held by industry to meet IEA, EU and national emergency reserves commitments and are subject to government control in emergencies.

² Note that days of forward demand represent the stock level divided by the forward quarter average daily demand and is very different from the days of net imports used for the calculation of IEA Emergency Reserves.

³ End December 2017 forward demand figures are IEA Secretariat forecasts.

⁴ US figures exclude US territories. Total includes US territories.

⁵ Data not available for Iceland.

⁶ Reflects stock levels and prior calendar year's net imports adjusted according to IEA emergency reserve definitions (see www.iea.org/netimports.asp). Net exporting IEA countries are excluded.

TOTAL OECD STOCKS

CLOSING STOCKS	Total	Government ¹ controlled		Industry	Total	Government ¹ controlled	
		Millions of Barrels				Days of Fwd. Demand ²	
4Q2014	4288	1582	2706	92	34	58	
1Q2015	4377	1584	2792	96	35	61	
2Q2015	4467	1587	2880	95	34	61	
3Q2015	4538	1581	2957	98	34	64	
4Q2015	4577	1588	2989	98	34	64	
1Q2016	4633	1595	3039	101	35	66	
2Q2016	4668	1592	3076	99	34	65	
3Q2016	4679	1596	3084	99	34	65	
4Q2016	4602	1600	3002	98	34	64	
1Q2017	4632	1600	3033	98	34	64	
2Q2017	4607	1588	3019	97	33	63	
3Q2017	4548	1578	2970	95	33	62	
4Q2017	4420	1568	2853	93	33	60	

¹ Includes government-owned stocks and stock holding organisation stocks held for emergency purposes.

² Days of forward demand calculated using actual demand except in 4Q2017 (when latest forecasts are used).

Table 6
IEA MEMBER COUNTRY DESTINATIONS OF SELECTED CRUDE STREAMS¹
(million barrels per day)

	2015	2016	2017	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	Oct 17	Nov 17	Dec 17	Year Earlier	
											Dec 16	change
Saudi Light & Extra Light												
Americas	0.63	0.69	0.58	0.70	0.75	0.44	0.46	0.43	0.46	0.48	0.76	-0.28
Europe	0.78	0.79	0.69	0.64	0.78	0.64	0.68	0.70	0.85	0.49	0.90	-0.41
Asia Oceania	1.25	1.40	1.56	1.65	1.49	1.56	1.53	1.36	1.63	1.61	1.73	-0.12
Saudi Medium												
Americas	0.37	0.44	0.33	0.43	0.35	0.28	0.27	0.18	0.36	0.28	0.41	-0.13
Europe	0.03	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.02	0.04	-	0.02	-	-
Asia Oceania	0.44	0.41	0.37	0.33	0.33	0.41	0.41	0.26	0.40	0.57	0.25	0.31
Canada Heavy												
Americas	1.90	2.04	2.23	2.31	2.25	2.21	2.16	2.13	1.99	2.37	2.17	0.20
Europe	0.01	0.01	0.02	0.01	-	0.03	0.04	0.03	0.06	0.01	0.02	-0.01
Asia Oceania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Iraqi Basrah Light²												
Americas	0.17	0.42	0.63	0.53	0.67	0.55	0.75	0.73	0.77	0.74	0.64	0.11
Europe	0.72	0.81	0.77	0.76	0.84	0.76	0.71	0.77	0.68	0.68	0.73	-0.05
Asia Oceania	0.41	0.46	0.40	0.42	0.39	0.41	0.39	0.30	0.42	0.45	0.50	-0.05
Kuwait Blend												
Americas	0.13	0.14	0.11	0.19	0.18	0.04	0.03	-	-	0.09	0.25	-0.16
Europe	0.13	0.19	0.20	0.20	0.22	0.25	0.14	0.17	0.07	0.18	0.22	-0.04
Asia Oceania	0.65	0.66	0.68	0.71	0.68	0.67	0.67	0.63	0.74	0.62	0.59	0.03
Iranian Light												
Americas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europe	0.09	0.21	0.27	0.38	0.25	0.25	0.20	0.14	0.24	0.22	0.33	-0.10
Asia Oceania	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	0.01	0.02	-	0.01	-	-
Iranian Heavy³												
Americas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europe	0.02	0.21	0.52	0.41	0.52	0.59	0.54	0.61	0.61	0.40	0.46	-0.06
Asia Oceania	0.27	0.52	0.57	0.73	0.43	0.57	0.54	0.58	0.54	0.49	0.66	-0.17
BFOE												
Americas	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	-	-	0.04	-
Europe	0.49	0.44	0.45	0.39	0.41	0.49	0.52	0.39	0.42	0.74	0.63	0.12
Asia Oceania	0.06	0.05	0.10	0.09	0.06	0.09	0.14	0.13	0.09	0.20	0.13	0.07
Kazakhstan												
Americas	0.00	0.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europe	0.64	0.70	0.75	0.76	0.78	0.74	0.72	0.64	0.71	0.82	0.73	0.09
Asia Oceania	0.06	0.03	0.10	0.05	0.09	0.15	0.13	0.10	0.14	0.14	0.12	0.02
Venezuelan 22 API and heavier												
Americas	0.67	0.63	0.48	0.52	0.61	0.41	0.39	0.43	0.37	0.37	0.61	-0.24
Europe	0.09	0.05	0.04	0.06	0.04	0.05	0.03	0.05	0.02	0.01	0.06	-0.05
Asia Oceania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexican Maya												
Americas	0.50	0.53	0.58	0.54	0.63	0.50	0.67	0.68	0.73	0.62	0.52	0.10
Europe	0.15	0.17	0.20	0.20	0.18	0.17	0.26	0.32	0.21	0.23	0.16	0.07
Asia Oceania	0.01	0.05	0.07	0.06	0.07	0.07	0.10	0.11	0.08	0.10	0.07	0.03
Russian Urals												
Americas	-	-	0.01	-	-	0.02	0.01	0.02	-	-	-	-
Europe	1.61	1.72	1.64	1.64	1.57	1.68	1.66	1.76	1.72	1.49	1.82	-0.32
Asia Oceania	-	-	0.01	-	0.02	0.02	-	-	-	-	-	-
Cabinda and Other Angola												
North America	0.11	0.16	0.07	0.04	-	0.17	0.07	0.08	-	0.14	0.11	0.02
Europe	0.42	0.27	0.11	0.09	0.07	0.17	0.10	0.06	0.13	0.12	0.09	0.03
Pacific	0.02	0.01	0.01	-	0.01	0.03	-	-	-	-	-	-
Nigerian Light⁴												
Americas	0.02	0.07	0.04	0.02	0.04	0.05	0.06	0.18	-	-	-	-
Europe	0.57	0.39	0.39	0.36	0.46	0.38	0.38	0.43	0.33	0.39	0.30	0.09
Asia Oceania	-	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.01	0.04	-	0.01	0.04	-0.03
Libya Light and Medium												
Americas	-	-	0.02	-	-	0.03	0.03	-	0.08	-	-	-
Europe	0.22	0.20	0.54	0.41	0.37	0.67	0.70	0.55	0.85	0.69	0.30	0.39
Asia Oceania	0.01	0.02	0.03	0.04	0.04	0.01	0.03	0.03	0.02	0.03	0.02	0.02

¹ Data based on monthly submissions from IEA countries to the crude oil import register (in '000 bbl), subject to availability. May differ from Table 8 of the Report. IEA Americas includes United States and Canada. IEA Europe includes all countries in OECD Europe except Estonia, Hungary, Slovenia and Latvia. IEA Asia Oceania includes Australia, New Zealand, Korea and Japan.

² Iraqi Total minus Kirkuk.

³ Iranian Total minus Iranian Light.

⁴ 33° API and lighter (e.g., Bonny Light, Escravos, Qua Iboe and Oso Condensate).

Table 7
REGIONAL OECD IMPORTS^{1,2}
(thousand barrels per day)

	2014	2015	2016	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	Oct 17	Nov 17	Dec 17	Year Earlier	
											Dec 16	% change
Crude Oil												
Americas	4201	4026	4542	4558	4664	4289	3941	4130	3894	3797	4485	-15%
Europe	8679	9505	9253	9490	9632	9779	9930	9810	10464	9533	9380	2%
Asia Oceania	6366	6573	6669	7006	6450	6921	6941	6561	6953	7310	7272	1%
Total OECD	19246	20103	20464	21055	20746	20989	20812	20501	21312	20640	21137	-2%
LPG												
Americas	12	10	20	23	16	15	25	20	34	22	17	26%
Europe	433	418	445	505	425	421	400	395	387	416	495	-16%
Asia Oceania	531	518	566	603	586	467	537	529	526	557	513	9%
Total OECD	975	947	1031	1132	1028	903	962	944	947	994	1025	-3%
Naphtha												
Americas	20	14	10	19	19	18	20	31	25	3	13	-74%
Europe	352	345	348	390	372	363	389	402	349	415	378	10%
Asia Oceania	952	950	905	980	976	968	988	1054	1004	907	860	5%
Total OECD	1324	1309	1263	1389	1367	1350	1397	1486	1378	1325	1251	6%
Gasoline³												
Americas	665	670	735	575	891	880	564	795	491	402	481	-16%
Europe	117	105	100	151	141	129	224	209	208	256	213	20%
Asia Oceania	75	93	84	119	97	94	92	94	102	81	107	-24%
Total OECD	857	868	919	845	1129	1103	880	1098	801	739	801	-8%
Jet & Kerosene												
Americas	100	141	169	148	144	181	210	279	192	158	165	-5%
Europe	455	445	504	465	469	552	535	538	611	459	371	24%
Asia Oceania	60	66	74	112	68	46	88	86	94	85	110	-23%
Total OECD	615	651	747	724	681	780	833	902	897	702	646	9%
Gasoi/Diesel												
Americas	95	76	67	81	37	48	144	75	136	221	66	234%
Europe	1043	1161	1340	1390	1375	1389	1345	1303	1326	1405	1306	8%
Asia Oceania	152	158	195	204	206	188	178	175	201	159	262	-39%
Total OECD	1291	1395	1601	1675	1617	1624	1667	1553	1663	1784	1634	9%
Heavy Fuel Oil												
Americas	132	116	149	141	103	153	128	116	154	116	125	-6%
Europe	596	537	477	271	215	299	174	225	109	188	506	-63%
Asia Oceania	200	173	153	145	180	106	154	150	124	186	141	32%
Total OECD	928	826	779	557	498	559	456	490	387	490	771	-36%
Other Products												
Americas	671	675	652	705	694	722	745	734	741	759	519	46%
Europe	692	701	774	1113	1118	827	977	833	1111	993	776	28%
Asia Oceania	399	343	344	301	244	243	253	236	287	238	285	-16%
Total OECD	1762	1719	1770	2120	2055	1792	1976	1803	2140	1990	1580	26%
Total Products												
Americas	1695	1702	1802	1692	1904	2018	1835	2050	1773	1681	1386	21%
Europe	3687	3712	3988	4286	4114	3981	4044	3903	4102	4130	4045	2%
Asia Oceania	2369	2301	2321	2464	2357	2111	2291	2322	2338	2213	2277	-3%
Total OECD	7751	7715	8110	8442	8376	8110	8170	8276	8213	8024	7709	4%
Total Oil												
Americas	5896	5728	6344	6250	6568	6307	5776	6180	5668	5478	5870	-7%
Europe	12366	13216	13241	13776	13746	13760	13974	13713	14566	13663	13426	2%
Asia Oceania	8735	8874	8990	9471	8807	9032	9232	8884	9291	9523	9550	0%
Total OECD	26997	27818	28574	29496	29121	29099	28983	28777	29525	28665	28846	-1%

1 Based on Monthly Oil Questionnaire data submitted by OECD countries in tonnes and converted to barrels.

2 Excludes intra-regional trade.

3 Includes additives.

© ОЭСР/МЭА 2018 г. Все права сохранены

Не противоречит условиям и положениям, представленным на вебсайте МЭА по адресу: www.iea.org/t&c/termsandconditions/ (далее Условия), которые применимы к настоящему выпуску Oil Market Report (далее OMR) и связанным с ним публикациям; ответственность за подготовку OMR несет Исполнительный директор и Секретариат МЭА. Некоторые данные, использованные в публикации, предоставляются правительствами стран-членов МЭА на основе информации, полученной ими от нефтяных компаний, однако эти правительства и компании могут не разделять точку зрения Секретариата или выводы, содержащиеся в OMR. OMR предназначается для широкого распространения и предоставляется только для общего сведения. Информация или взгляды, содержащиеся в OMR, не являются предложением или приглашением к покупке или продаже ценных бумаг, опционов, фьючерсов или других видов производных инструментов, связанных с такими ценными бумагами.

Согласно Условиям, авторские права на OMR принадлежат ОЭСР/МЭА. Однако при подготовке выпуска OMR для подписчиков (в соответствии с Условиями) вся информация Argus снабжается ссылкой на источник с пометкой Copyright © 2018 Argus Media Limited и публикуется с разрешения компании Argus. Исчисление спотовых цен на сырую нефть и нефтепродукты производится на основе ежедневных данных Argus, выраженных при необходимости в долларах США за баррель, в соответствии со спецификацией нефтепродуктов «Argus». Компания Argus Media Limited сохраняет за собой все права, касающиеся всей информации Argus. Воспроизведение любой информации Argus без предварительного письменного разрешения компании Argus запрещается. Компания Argus не несет ответственности перед другими сторонами за неточные, ошибочные или неполные данные, содержащиеся в настоящем выпуске OMR, а также за убытки или ущерб, в том числе связанные с использованием сторонами информации, представленной в настоящем выпуске OMR.

Редактор

Neil Atkinson
☎ +33 (0)1 40 57 65 90
✉ Neil.Atkinson@iea.org

Спрос

Christophe Barret
☎ +33 (0)1 40 57 65 16
✉ Christophe.Barret@iea.org

Предложение вне ОПЕК

Toril Bosoni
☎ +33 (0)1 40 57 67 18
✉ Toril.Bosoni@iea.org

Предложение ОПЕК

Peg Mackey
☎ +33 (0)1 40 57 65 81
✉ Peg.Mackey@iea.org

Нефтепереработка

Kristine Petrosyan
☎ +33 (0)1 40 57 66 05
✉ Kristine.Petrosyan@iea.org

Запасы

Olivier Lejeune
☎ +33 (0)1 40 57 67 58
✉ Olivier.Lejeune@iea.org

Цены

Anne Kloss
☎ +33 (0)1 40 57 67 28
✉ Anne.Kloss@iea.org

Аналитик

Yujiao Ma
☎ +33 (0)1 40 57 67 78
✉ Yujiao.Ma@iea.org

Аналитик

Jose Alfredo Peral
☎ +33 (0)1 40 57 65 03
✉ JoseAlfredo.Peral@iea.org

Статистика

Nestor Abraham
☎ +33 (0)1 40 57 65 48
✉ Nestor.Abraham@iea.org

Статистика

Pierre Monferrand
☎ +33 (0)1 40 57 66 67
✉ Pierre.Monferrand@iea.org

Ассистент редактора

Deven Moonesawmy
☎ +33 (0)1 40 57 65 03
✉ Deven.Moonesawmy@iea.org

Контакты для прессы
Пресс-служба МЭА

☎ +33 (0)1 40 57 65 54
✉ ieapressoffice@iea.org

Подписка и доставка

Подписка на «Oil Market Report»
Международное энергетическое агентство
BP 586-75726 PARIS Cedex 15, France
✉ OMRSubscriptions@iea.org
www.iea.org/publications/oilmarketreport/

☎ +33 (0)1 40 57 67 12

☎ +33 (0)1 40 57 66 90

Руководство для читателя и Глоссарий к «Oil Market Report» МЭА

Для получения информации об источниках данных, используемых определениях, технических терминах и общем подходе к подготовке *Oil Market Report (OMR)*, *Market Report Series_Oil* и *Annual Statistical Supplement* (текущий выпуск Statistical Supplement от 11 августа 2017 года) обращайтесь к «Руководству для читателя» (*Users' Guide*) по ссылке: www.oilmarketreport.org/glossary.asp. Исчисление спотовых цен на сырую нефть и нефтепродукты производится на основе ежедневных данных Argus, выраженных при необходимости в долларах США за баррель, в соответствии со спецификацией нефтепродуктов Argus (Copyright © 2018 Argus Media Limited – все права сохранены).

Следующий выпуск: 13 апреля 2018 г.

Oil Market Report

Обзор рынка нефти