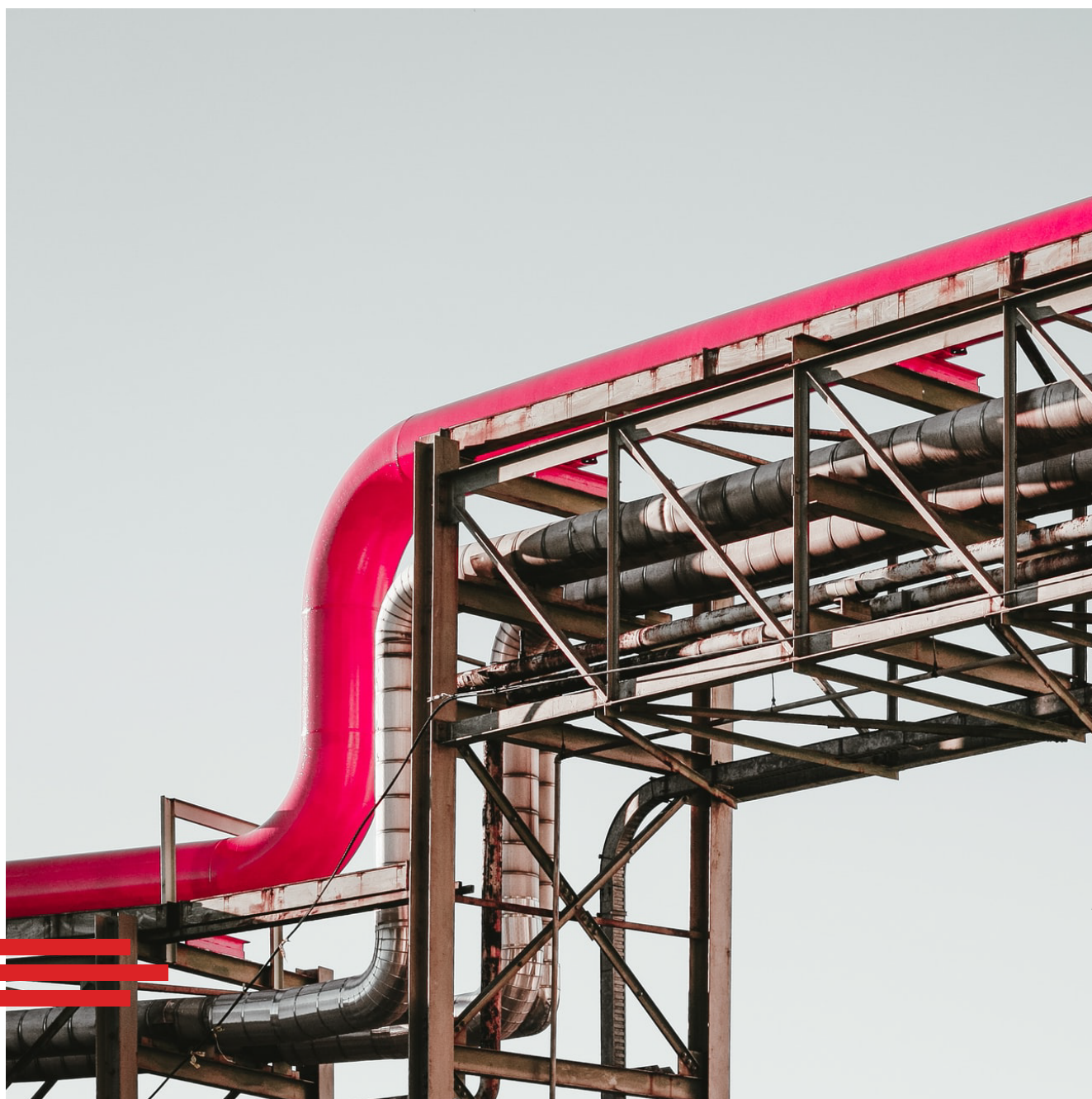


НЕФТЕДОБЫВАЮЩАЯ ОТРАСЛЬ В РОССИИ

стабильность вопреки обстоятельствам



**Обзор «Нефтедобывающая отрасль в России:
стабильность вопреки обстоятельствам» подготовили:**

Филипп Мурадян,
младший директор, корпоративные и суверенные рейтинги

Павел Митрофанов,
управляющий директор, корпоративные и суверенные рейтинги

По оценке рейтингового агентства «Эксперт РА», EBITDA нефтедобывающих компаний ждет стабилизация после умеренного снижения 2019 года в пределах 6 % г/г, вызванного преимущественно ростом налоговой нагрузки по НДС из-за последствий работы демпфирующего механизма на топливном рынке. Действия участников соглашения ОПЕК+ по сдерживанию волатильности цен на нефть, умеренное обесценение среднего курса рубля и практически неизменный уровень добычи жидких углеводородов вкупе с возможностями оптимизации структуры добычи поддержат рентабельность отрасли.

Действия участников соглашения в формате ОПЕК+ обеспечат средний уровень нефтяных котировок выше уровня 60 долларов по сорту Brent в ближайшие годы. По нашему мнению, несмотря на риски снижения мирового спроса на углеводороды из-за торговых войн и коронавирусной инфекции, участники соглашения ОПЕК+, а прежде всего Саудовская Аравия, смогут обеспечить гибкость предложения, достаточную для нахождения нефтяных котировок на уровне в среднем выше 60 долларов за баррель. При этом продолжительный спад производства в Китае из-за эпидемии может привести к падению цен на нефть ниже нашего ориентира.

Системное налоговое стимулирование добычи трудноизвлекаемых запасов и использования методов повышения нефтеотдачи должны предотвратить потенциальное падение добычи нефти в России в ближайшие несколько лет. С каждым годом стандартная система налогообложения компаний нефтедобывающей отрасли в России становится все менее репрезентативной. В 2019 году более 50 % добытой в стране нефти характеризовалось особым режимом налогообложения с применением тех или иных льгот по уплате НДС или экспортной пошлины. В 2020 году правительство должно оценить результаты применения режима налогообложения добавленного дохода (НДД) компаниями по итогам 2019-го, что определит будущую конфигурацию налоговой системы отрасли.

Новации в области налогообложения из-за влияния на ставку НДС результатов работы демпферного механизма окажут ограниченное давление на прибыльность сектора нефтедобычи. Внедрение в 2019 году механизма регулирования цен на внутреннем топливном рынке (демперный механизм) и его первичная последующая корректировка обусловили возникновение не имеющей аналогов в мире взаимосвязи конъюнктуры топливного рынка и платежей по НДС компаний сектора нефтедобычи. В общей сложности влияние конъюнктуры топливного рынка на ставку НДС для нефтедобычи можно оценить в 2 %, что составляет до 5 % EBITDA нашей модельной нефтедобывающей компании. Частое изменение правил игры в нефтедобывающем секторе оказывает сдерживающее влияние на привлекательность отрасли в глазах инвесторов.

Вступление в силу более жестких требований Международной морской организации (ИМО) к содержанию серы в судовом топливе с начала 2020 года приведет к устойчивому восстановлению исторического дисконта российского базового сорта нефти Urals к эталону Brent. В 2019 году на мировом рынке нефти наблюдались рекордно низкие значения дифференциала между сортами нефти Brent и Urals: средняя премия сорта Brent составила около 0,6 доллара за баррель нефти, при этом в некоторые месяцы она даже была отрицательной. В текущих условиях относительного дефицита тяжелых сортов нефти мы ожидаем, что средний спред Urals к Brent расширится в этом году, но не более чем до 1 доллара за баррель.

Мы не ожидаем существенных изменений в прибыльности сектора нефтедобычи в ближайшие годы. EBITDA нашей модельной нефтедобывающей компании в 2019 году продемонстрировала умеренное падение на 6 % г/г в рамках ожиданий, описанных в последнем обзоре агентства. При этом показатель лишь незначи-

тельно сокращается в прогнозном периоде: на 1% в 2020-м и 2% в 2021-м. Давление на прибыльность сектора будут оказывать следующие факторы: потенциальное незначительное сокращение добычи жидких углеводородов из-за действия соглашения ОПЕК+ в пределах 0,5% г/г, умеренное падение средних цен на нефть до 62,5 доллара за баррель по сорту Brent на фоне умеренного обесценения валютного курса до 66 рублей за доллар, восстановление дисконта Urals к Brent до исторических значений и потенциальный рост ставки НДПИ из-за необходимости финансирования компенсаций НПЗ по демпферному механизму. По ожиданиям агентства, структура добычи нефтяных компаний в ближайшие годы будет смещаться в сторону наиболее льготуемых проектов с целью компенсировать негативное влияние роста налоговой нагрузки из-за действий демпфера, ограничения добычи по соглашению ОПЕК+, а также последствий ИМО 2020.

Действия участников соглашения в формате ОПЕК+ обеспечат средний уровень нефтяных котировок выше уровня 60 долларов по сорту Brent в ближайшие годы.

Средняя цена на нефть сорта Brent в 2019 году составила более 64 долларов за баррель, что выше ориентира агентства в 62,5 доллара, обозначенного в последнем обзоре. По нашему мнению, несмотря на риски снижения мирового спроса на углеводороды из-за торговых войн и коронавирусной инфекции, участники соглашения ОПЕК+, а прежде всего Саудовская Аравия смогут обеспечить гибкость предложения, достаточную для нахождения нефтяных котировок на уровне в среднем выше 60 долларов за баррель. При заданном мировом спросе цену на нефть должны определять полные издержки на добычу предельного производителя, которыми на текущий момент являются производители сланцевой нефти в США. Верхняя граница окупаемости для них, по разным оценкам, составляет около 50–60 долларов за баррель. Мы ожидаем умеренного обесценения валютного курса до 66 рублей за доллар при значении 64,7 рубля за доллар в среднем в 2019 году, в результате при неизменной предпосылке по нефтяной котировке в 62,5 доллара рублевая стоимость эквивалента барреля нефти сорта Brent в прогнозном периоде должна сократиться не более чем на 1%.

Определяющая роль ОПЕК в балансировке мирового рынка нефти объясняется тем, что именно на нее приходится более половины объемов трансграничной мировой торговли нефтью, а также в силу геологических особенностей именно на нее приходятся практически все свободные мощности по добыче нефти. Это означает, что ОПЕК в состоянии в максимально короткие сроки (менее 30 дней) регулировать объем предложения нефти на рынке, сглаживая в случае необходимости ценовую волатильность. При этом, по данным Международного валютного фонда, бюджеты большинства стран – участниц ОПЕК балансируются при уровне цен на нефть выше 80 долларов за баррель. По нашему мнению, устойчивый рост цен до таких высоких уровней маловероятен, потому что в среднесрочной перспективе это может спровоцировать взрыв предложения нефти в результате увеличения количества разработок месторождений плотных коллекторов за пределами США, а также нефтяных песков Канады. Минимальный допустимый для ОПЕК уровень цен, следовательно, должен быть таким, чтобы сохранять перспективы инвестиций в вышеуказанные добычные проекты неочевидными, обеспечивающим среднесрочный баланс на рынке.

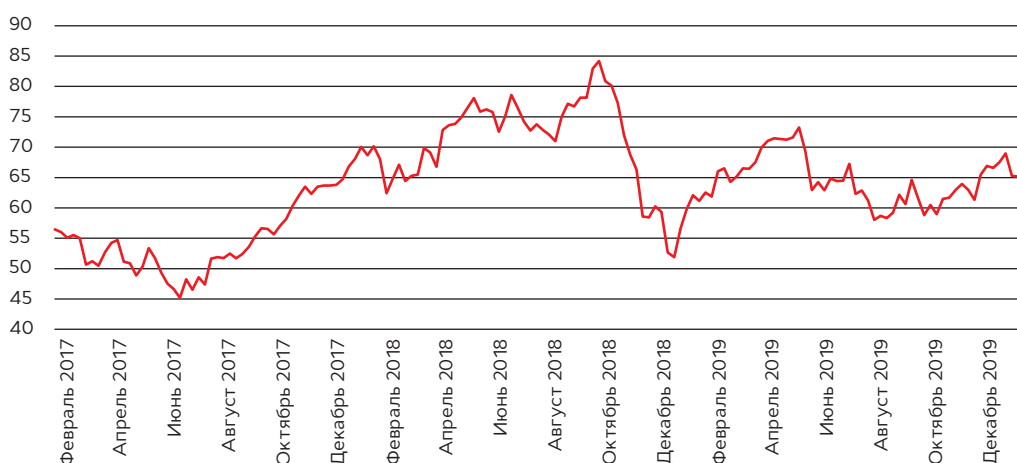
Действие соглашения в формате ОПЕК+ обеспечивает контроль ее участниками более 75% мировой торговли нефтью. Подписание в июле 2019 года хартии о долгосрочном сотрудничестве свидетельствует о готовности участников продолжать осуществлять совместный мониторинг ценовой стабильности на рынке и координировать свои действия даже в гипотетических условиях отсутствия

жестких формальных ограничений на добычу. Данное соглашение в формате ОПЕК+ заканчивает свое действие в конце марта этого года. На наш взгляд, вероятность продления соглашения очень высокая, поэтому мы не ожидаем изменения баланса на мировом рынке нефти в ближайшие годы.

Среди потенциальных факторов будущей ценовой нестабильности, на наш взгляд, можно выделить неопределенность относительно траектории роста добычи сланцевой нефти в США, а также неопределенность относительно геополитической ситуации в Иране, Венесуэле, Ираке, Нигерии и Ливии. Темпы роста добычи сланцевой нефти в США могут начать сокращаться уже в ближайшие годы за счет наличия ограничений в трубопроводной инфраструктуре, снижения эффективности разработки месторождений через уплотнение сетки скважин, необходимости введения в эксплуатацию менее освоенных, а значит, более дорогих участков месторождений, высокой долговой нагрузки небольших сланцевых производителей и консолидационных тенденций в секторе. Поддержку ценам на нефть в будущем также могут оказать разрешение текущей напряженности в международной торговле, заключение торговых соглашений между США и Китаем.

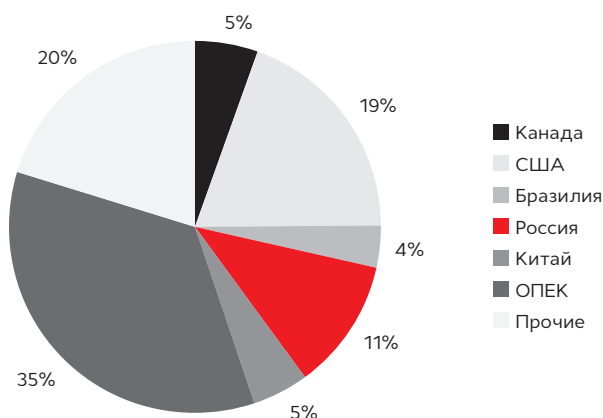
Текущий баланс интересов внутри ОПЕК, а также на рынке в целом во многом является результатом действия санкций США в отношении Ирана и Венесуэлы. С даты отсчета уровня добычи по первоначальному соглашению ОПЕК+ (октябрь 2016 года) объемы добычи в Иране сократились на 1,7 млн баррелей в сутки (более 45%), в Венесуэле – на 1,39 млн баррелей в сутки (более 66%). Таким образом, более 90% сокращения добычи внутри ОПЕК с октября 2016 года пришлось как раз на эти две страны. Стабилизация геополитической обстановки в Иране и Венесуэле в ближайшие годы маловероятна, однако в долгосрочной перспективе восстановление добычи в этих странах может привести к изменению баланса на рынке. Масштаб распространения коронавирусной инфекции в Китае и за его пределами является на текущий момент самым острым фактором неопределенности. Продолжительный спад производства в Китае из-за инфекции может значительно сократить спрос одного из крупнейших потребителей углеводородов и привести к снижению цен на нефть за отметку нашего ориентира.

График 1. Динамика цен на нефть сорта Brent (\$/барр.)



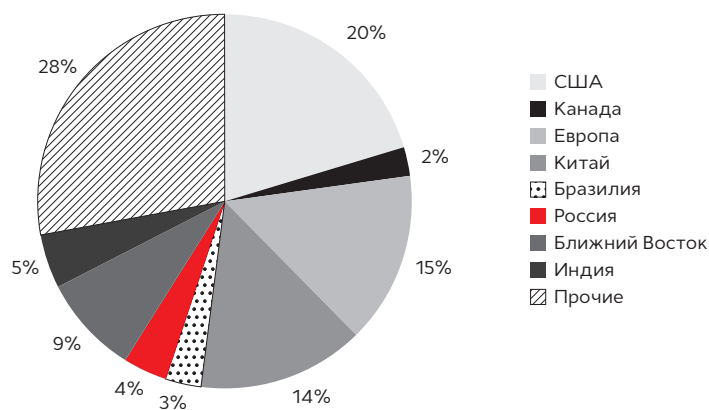
Источник: Bloomberg

График 2. Структура мирового предложения жидких углеводородов



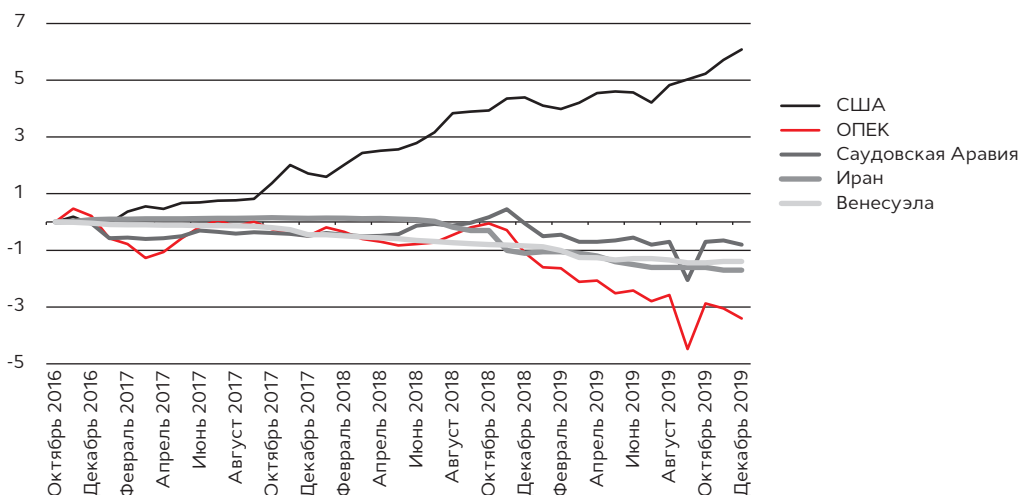
Источник: ВР

График 3. Структура мирового спроса на жидкие углеводороды



Источник: ВР

График 4. Динамика добычи жидких углеводородов в сравнении с октябрем 2016 года (млн барр. в сутки)



Источник: расчеты агентства «Эксперт РА», по данным EIA

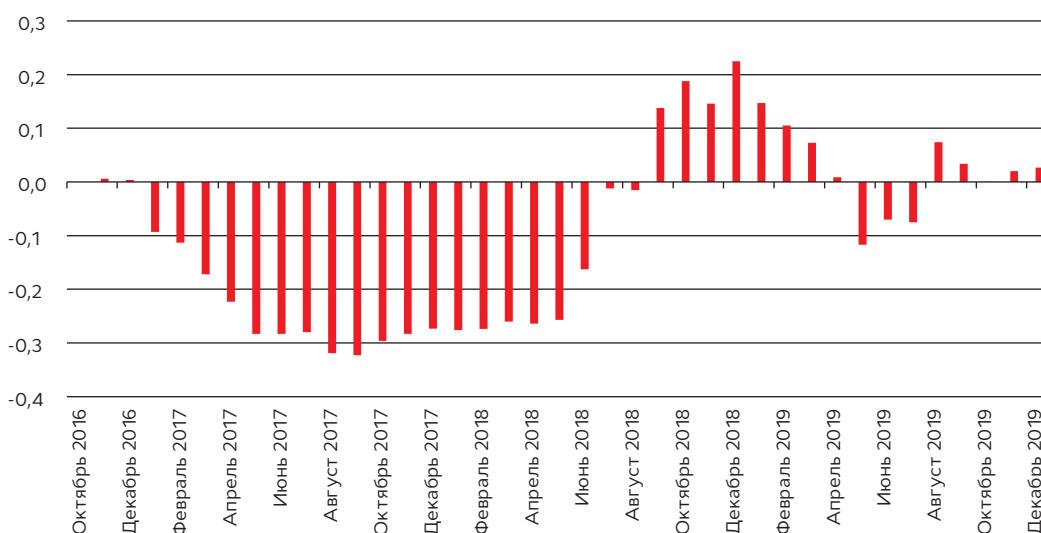
Объем добычи жидких углеводородов в России ожидается стабильным.

Средний объем добычи жидких углеводородов в России в 2019 году составил 11,49 млн баррелей в сутки (+0,9% г/г) и определялся подписанным в декабре 2018-го и продленным в июле 2019-го соглашением в формате ОПЕК+, по которому Россия обязалась снизить добычу на 0,2 млн баррелей в сутки с уровня, достигнутого в октябре 2018-го. В этом месяце добыча в стране была на одном из самых высоких уровней в году после снятия квоты по старому соглашению. Это вкупе с неизбежным лагом при снижении добычи в России в зимние месяцы и обеспечило небольшой прирост итоговой добычи в 2019 году.

В декабре 2019 года было подписано новое, более жесткое соглашение в формате ОПЕК+, требующее от участников совокупного снижения добычи еще на 0,5 млн баррелей в сутки. Квота добычи России по итогам его подписания должна снизиться на 0,07 млн баррелей в сутки, но при этом из расчета уровня добычи был исключен газовый конденсат. Отказ от исключения газового конденсата из расчета квоты мог бы негативным образом повлиять на перспективы развития газовых проектов (в том числе «Ямал СПГ», «Роспан», блок Северо-Русских месторождений), при реализации которых неизбежна добыча жидких углеводородов. Как было описано выше, мы ожидаем, что соглашение в формате ОПЕК+ будет продлено за горизонты своего текущего срока действия – 31 марта 2020 года. Это может в худшем сценарии привести к незначительному сокращению итогового уровня добычи жидких углеводородов в России в ближайшие годы в пределах 0,5% г/г. При этом в более оптимистичном сценарии уровень добычи может остаться неизменным или даже незначительно увеличиться за счет наращивания добычи газового конденсата.

Итоговая относительная стабильность уровня добычи жидких углеводородов не означает стабильности структуры этой добычи по месторождениям. В условиях ограничений по росту добычи в абсолютном выражении у нефтяных компаний появляются стимулы к интенсификации добычи на гринфилдах, как правило, имеющих соответствующие налоговые льготы, и сокращению добычи на менее прибыльных зрелых месторождениях. Оптимизация структуры добычи, а также изменение налоговых режимов для отдельных месторождений несут в себе потенциал для роста прибыли нефтяных компаний.

График 5. Динамика добычи жидких углеводородов в России в сравнении с октябрем 2016 года (млн барр. в сутки)

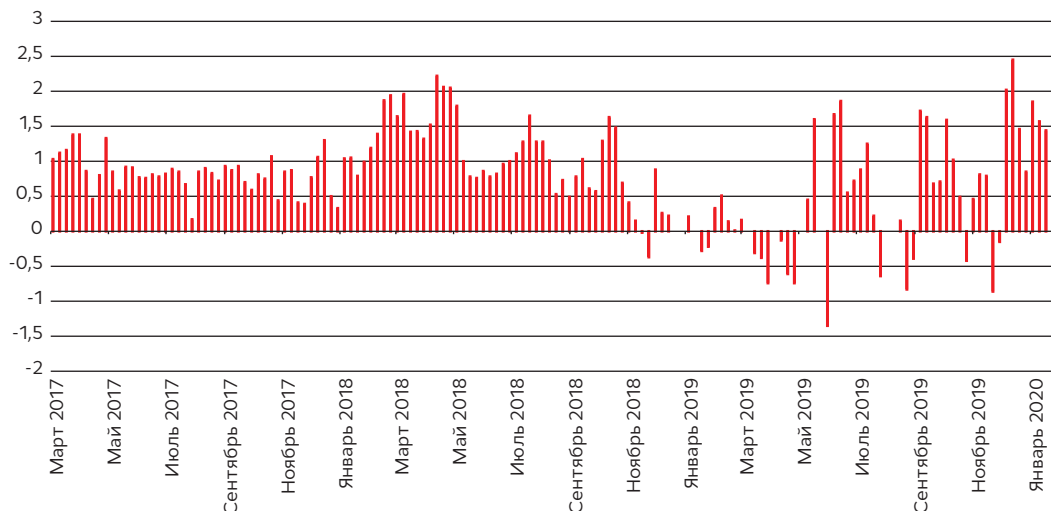


Источник: расчеты агентства «Эксперт РА», по данным EIA

Вступление в силу требований IMO с начала 2020 года приведет к устойчивому восстановлению исторического дисконта российского базового сорта нефти Urals к эталону Brent.

В 2019 году на мировом рынке нефти наблюдались рекордно низкие значения дифференциала между сортами нефти Brent и Urals: средняя премия сорта Brent составила около 0,6 доллара за баррель нефти, при этом в некоторые месяцы она даже была отрицательной. С 2015 года значения премии редко опускались ниже 1 доллара за баррель, среднее значение по 2018-му находилось на уровне 1,3 доллара за баррель. Относительная дороговизна базового российского сорта нефти в 2019 году объясняется снижением предложения на рынке тяжелой нефти, которая необходима части НПЗ в мире из-за технологической структуры их перерабатывающих установок, по причине значительного сокращения добычи в Иране и Венесуэле. Ужесточение требований Международной морской организации (IMO) в этом году предполагает снижение допустимого уровня серы в судовом топливе с 3,5 до 0,5%, что неизбежно снизит спрос на темные нефтепродукты, а значит, и на более тяжелые сорта нефти, в том числе Urals. В текущих условиях относительного дефицита тяжелых сортов нефти мы ожидаем, что средний спред Urals к Brent расширится в этом году, но не более чем до 1 доллара за баррель. При этом компании, добывающие легкую нефть и экспортирующие ее альтернативными маршрутами, например, в восточном направлении через ВСТО или посредством собственной портовой инфраструктуры, избегая смешивания в трубопроводе, смогут получить премиальное ценообразование.

График 6. Динамика спреда сорта нефти Brent к Urals



Источник: расчеты агентства «Эксперт РА», по данным Bloomberg

Новации в области налогообложения из-за влияния на ставку НДС результатов работы демпферного механизма окажут ограниченное давление на прибыльность сектора нефтедобычи.

Далее в обзоре мы будем делать выводы на основе анализа построенной нами финансовой модели типовой нефтедобывающей компании, находящейся в европейской части России. Модель позволяет тестировать влияние на EBITDA изменений таких параметров, как курс рубля по отношению к доллару, цена на нефть сорта Brent, объем добычи, и демонстрировать влияние на EBITDA изменений в системе налогообложения при стабильных макропараметрах. Предположим, что компания добывает 5 млн тонн нефти в год. Базовый сценарий рейтингового агентства «Эксперт РА»: курс рубля к доллару – 66; цена на нефть сорта Brent – 62,5.

Нетбэки, себестоимость добычи нефти, транспортные расходы, затраты на персонал были рассчитаны рейтинговым агентством «Эксперт РА» с использованием собственной базы данных.

В 2020 году в отрасли продолжится завершение налогового маневра, заключающегося в постепенной отмене экспортной пошлины на нефть и равноценном росте ставки НДС. В 2020-м нефтедобывающие компании будут уплачивать в бюджет уже только 2/3 формульного объема экспортной пошлины (в 2021 году – 1/2 формульного объема), оставшуюся часть они заплатят в виде НДС через повышение значения слагаемого Кманевр в формуле. Как и ранее, это никак не должно отразиться на прибыли сектора.

В 2017 году в формуле расчета НДС появилось дополнительное слагаемое Кк в формуле, повышающее итоговый объем платежа налога на 306 рублей в расчете на тонну с ростом до 357 рублей в 2018-м и 428 рублей в 2019-м. Эта мера, обусловленная бюджетными соображениями, предполагалось, будет временной, ее должны отменить в 2020 году. Однако затем отмену этой надбавки к НДС неоднократно переносили: на текущий момент она будет действовать в объеме 428 рублей за тонну как минимум до конца 2021 года, что соответствует примерно 3% общей ставки НДС в базовом режиме налогообложения и более 1% EBITDA нашей модельной нефтедобывающей компании.

Внедрение в 2019 году механизма регулирования цен на внутреннем топливном рынке (демпферный механизм) и его первичная последующая корректировка¹ обусловили возникновение не имеющей аналогов в мире взаимосвязи конъюнктуры топливного рынка и платежей по НДС компаний сектора нефтедобычи. На момент выпуска последнего обзора агентства в I квартале 2019 года дополнительная нагрузка на сектор добычи из-за необходимости выплачивать компенсации в рамках демпфера в пользу НПЗ могла составлять до 235 рублей на тонну нефти в 2019-м и 197 рублей – в 2020-м. С 1 июля 2019 года демпферный механизм был скорректирован в сторону увеличения выплат сектору переработки, что потребовало соответствующего увеличения потенциала дотаций с сектора добычи. В IV квартале 2019 года предельный объем роста НДС мог составить уже 385 рублей на тонну. В последующие годы он формально не является ограниченным за счет введения в формулу нового слагаемого Нбуг, которое рассчитывается исходя из потребности в компенсации за счет нефтедобычи половины дополнительного объема дотаций в пользу НПЗ по новой формуле демпферного механизма. Тем не менее исходя из текущей конъюнктуры мирового рынка нефти и нефтепродуктов мы не ожидаем, что слагаемое ставки НДС для компаний нефтедобычи, привязанное к топливному рынку, в ближайшие годы составит более 385 рублей, формульно зафиксированное как предельное в 2019 году.

По нашей оценке, исходя из среднегодовых значений цен на нефтепродукты на мировых рынках, а также среднегодовых компенсационных надбавок по демпфирующему механизму в 2019 году рост ставки НДС из-за конъюнктуры топливного рынка в 2019-м мог составить до 272 рублей за тонну. В 2020 году слагаемое формулы НДС, привязанное к топливному рынку, в нашем базовом сценарии составляет 269 рублей за тонну, в 2021-м оно может вырасти до 348 рублей за тонну. В общей сложности влияние конъюнктуры топливного рынка на ставку НДС для нефтедобычи можно оценить в 2%, что составляет порядка 3,5–5% EBITDA нашей модельной нефтедобывающей компании. Частое изменение правил игры в нефтедобывающем секторе оказывает сдерживающее влияние на привлекательность активов в глазах инвесторов. Доля изъятий налогов (НДС и экспортная пошлина) из валовой выручки компаний остается очень высокой по мировым меркам – более 66% в стандартном режиме налогообложения.

¹ Введение компенсационных слагаемых к условным оптовым ценам («идейное» снижение условных оптовых цен), описанное в последнем обзоре агентства.

Результаты анализа применения режима налога на добавленный доход (НДД) в 2019 году определяют будущую конфигурацию налоговой системы в отрасли.

С каждым годом стандартная система налогообложения компаний нефтедобывающей отрасли становится все менее репрезентативной для ее анализа. В 2019 году более 50 % добытой в стране нефти характеризовалось особым режимом налогообложения с применением тех или иных льгот по уплате НДС или экспортной пошлины. С учетом введения в 2019 году режима налогообложения добавленного дохода (НДД) в формате пилота количество применяемых налоговых режимов в нефтедобыче достигло 20. По ожиданиям агентства, структура добычи нефтяных компаний в ближайшие годы будет смещаться в сторону наиболее льготированных проектов с целью компенсировать негативное влияние роста налоговой нагрузки из-за действий демпфера, ограничения добычи по соглашению ОПЕК+, а также последствий IMO 2020.

В актуальной отраслевой повестке находятся решение задачи стимулирования добычи трудноизвлекаемых запасов, доля которых с каждым годом в структуре добычи будет расти, а также повышение коэффициента извлечения нефти (КИН), который в России находится на уровне значительно более низком, чем во многих нефтедобывающих странах (22 % в сравнении с 45–50 % в США). Внедрение НДД должно обеспечить равный доступ всех компаний отрасли к мерам стимулирования добычи. Действующая налоговая система зачастую делает невыгодным применение методов повышения нефтеотдачи, так как они предполагают более высокие удельные операционные затраты, не снижающие налоговую базу, что ухудшает эффективность использования недр в целом. Отсутствие должного стимулирования добычи может привести к падению уровня добычи в России уже в ближайшие несколько лет, о чем публично заявлял в том числе министр энергетики Александр Новак.

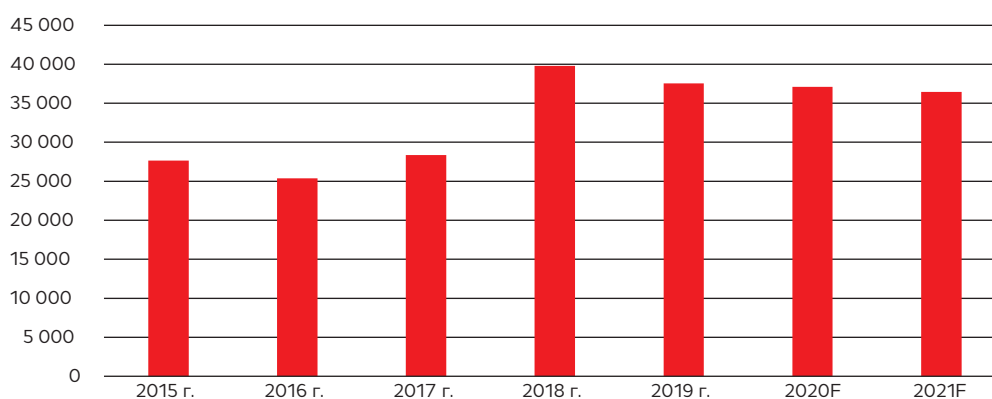
Причины, по которым режим НДД сразу не был применен во всей отрасли, а действует в формате пилота, заключаются в стратегическом значении ТЭК для федерального бюджета. Повсеместное внедрение режима НДД может кардинально снизить предсказуемость будущих налоговых поступлений для Минфина. В 2020 году правительство должно оценить результаты применения режима НДД компаниями по итогам 2019-го, что определит будущую конфигурацию налоговой системы отрасли. Между тем стоит заметить, что налоговая система в нефтедобывающей отрасли единственная в стране, которая предполагает изъятие конъюнктурной ренты благодаря тому, что в формулах расчета НДС и экспортной пошлины заложена прогрессивная зависимость платежей от роста рублевых цен на нефть. Эта характеристика, с одной стороны, сглаживает прибыль нефтедобывающих компаний в зависимости от изменений мировой рыночной конъюнктуры, предоставляя им естественный механизм хеджирования, с другой – снижает потенциальные источники финансирования для инвестиций в поддержание добычи. Повсеместное введение режима НДД в нефтедобывающей отрасли может потребовать значительного снижения зависимости федерального бюджета от доходов компаний нефтедобывающей отрасли за счет диверсификации источников его наполнения.

Мы не ожидаем существенных изменений в прибыльности сектора нефтедобычи в ближайшие годы.

ЕБИТДА нашей модельной нефтедобывающей компании в 2019 году продемонстрировал умеренное падение на 6 % г/г в рамках ожиданий, описанных в последнем обзоре агентства. Основными факторами снижения стали описанный выше рост ставки НДС из-за необходимости финансирования дотаций НПЗ в рамках

демпферного механизма, а также рост надбавки к налогу (слагаемое Кк) в этой же формуле. Снижение средних цен на нефть сорта Brent с 71,1 до 64,4 доллара за баррель было во многом компенсировано умеренным обесценением среднего курса рубля к доллару, сокращением дисконта российского сорта Urals к Brent, а также ростом добычи жидких углеводородов на 0,9% (год к году). Мы ожидаем в целом стабильного уровня EBITDA нефтедобывающих компаний в ближайшие два года. EBITDA нашей модельной нефтедобывающей компании лишь незначительно сокращается в прогнозном периоде: на 1% в 2020 году и 2% в 2021-м. Давление на прибыльность сектора будут оказывать следующие факторы: потенциальное незначительное сокращение добычи жидких углеводородов из-за действия соглашения ОПЕК+, умеренное падение цен на нефть на фоне умеренного обесценения курса рубля к доллару, восстановление дисконта Urals к Brent до исторических значений и потенциальный рост ставки НДС из-за необходимости финансирования компенсаций НПЗ по демпферному механизму.

График 7. EBITDA модельной нефтедобывающей компании



Источник: расчеты агентства «Эксперт РА»