

ОБЗОР НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ В РФ

в ожидании коррекции
после рекордов 2018 года



**Исследование «Обзор нефтяной отрасли в РФ: в ожидании коррекции
после рекордов 2018 года» подготовили:**

Филипп Мурадян,
ведущий аналитик, корпоративные и суверенные рейтинги

Павел Митрофанов,
управляющий директор, корпоративные и суверенные рейтинги

Нефтяная отрасль в РФ: в ожидании коррекции после рекордов 2018 года

По оценке рейтингового агентства «Эксперт РА», EBITDA нефтедобывающих компаний после рекордных значений 2018 года ждет коррекция до 6% в 2019-м и до 1% в 2020-м на фоне снижения рублевых цен на нефть и уровня добычи в рамках соглашения ОПЕК+. EBITDA НПЗ скорректируется сильнее, до 12 и 4% соответственно. Нейтральное влияние налогового маневра на отрасль осложняется малопредсказуемыми последствиями применения демпфирующего механизма в сегменте нефтепереработки.

Завершение налогового маневра нейтрально для компаний нефтедобывающей отрасли и НПЗ, получивших компенсации в виде обратного акциза на нефть. В рамках завершения налогового маневра обратный акциз на нефть в точности дублирует ранее существовавшие для НПЗ выгоды от разницы в экспортных пошлинах на нефть и нефтепродукты, а логистический коэффициент улучшает экономику наиболее оструюжающихся в субсидировании удаленных от границ РФ НПЗ. В 2019 году нефтедобывающие компании столкнутся с ростом налоговой нагрузки из-за очередного повышения слагаемого K_k в формуле расчета НДС, что снижает EBITDA сегмента на 1%, в 2020-м изменений в налоговой нагрузке не происходит. EBITDA модельного НПЗ, получающего обратный акциз на нефть (98% мощностей российской переработки), не претерпевает изменений в 2019 и 2020 годах.

Демпфирующий механизм, установленный с 2019 года для целей сдерживания цен на топливо и недопущения его дефицита, может привести к прямо противоположному эффекту. Механизм предусматривает отрицательный размер компенсации, в случае если величина экспортного нетбэка на топливо в портах СЗФО опускается ниже условной регулируемой оптовой цены, что может стимулировать НПЗ повышать реальные цены продажи топлива для оплаты этой компенсации. Платежи по демпферу способны менять свой знак, ведя себя скачкообразно при минимальных колебаниях параметров его расчета, что осложняет прогнозирование потоков НПЗ. Для нефтедобывающих компаний (в том числе не имеющих перерабатывающих мощностей) действие демпфера может привести к снижению EBITDA на 3%. Риски, связанные с демпфирующим механизмом, могут быть нивелированы его отменой в 2020 году и установлением режима плавающего акциза на топливо, что зависит от того, будет ли найден компромисс между позициями Минэнерго и Минфина.

EBITDA компаний нефтяной отрасли ждет коррекция после рекордных значений 2018 года. По нашим прогнозам, EBITDA нефтедобывающих компаний может упасть до 6% в 2019 году и до 1% в 2020-м на фоне снижения рублевых цен на нефть и уровня добычи в рамках соглашения ОПЕК+. EBITDA НПЗ может скорректироваться сильнее, до 12 и 4% соответственно. Мы воздерживаемся от явного прогнозирования итогов действия демпфирующего механизма на топливном рынке, при этом отмечаем, что он может оказать смешанное, малопредсказуемое влияние на сегмент нефтепереработки, что негативным образом отразится в первую очередь на кредитоспособности независимых НПЗ.

Макроэкономический фон: США и страны – участницы соглашения ОПЕК+ – по-прежнему оказывают определяющее влияние на нефтяные котировки.

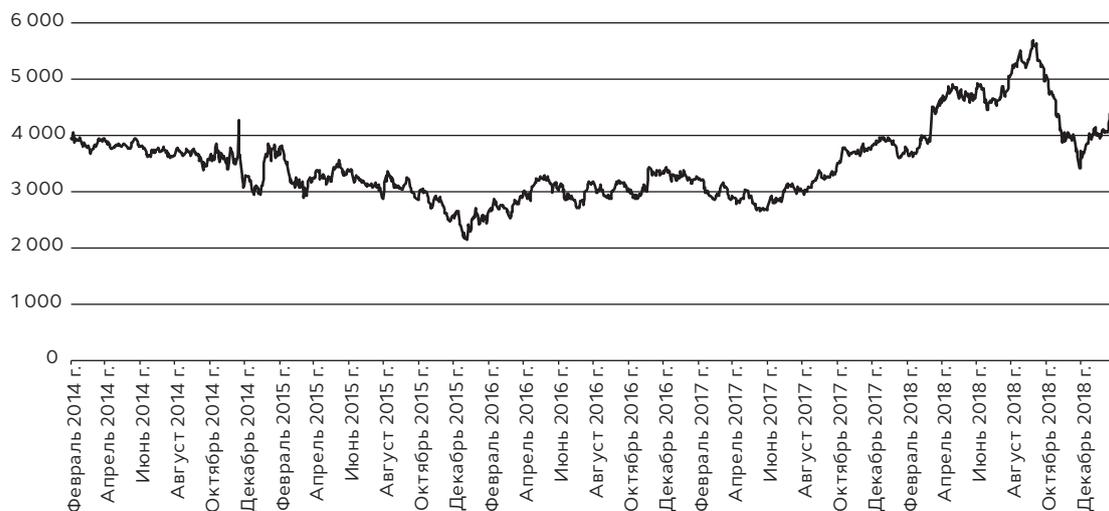
В течение 2018 года агентство скорректировало свои ценовые предпосылки по нефти сорта Brent в сторону повышения с 52,5 до 62,5 доллара за баррель, что было обусловлено действием ряда факторов как в части предложения нефти, так и в части спроса. Мы придерживаемся такого прогноза на данный момент и на 2019–2020 годы. При этом фундаментально в отсутствие регулирования предложения на рынке, а также геополитических шоков, на наш взгляд, цена на нефть должна определяться предельными издержками добычи последнего мирового производителя, которым являются сейчас США. Эти издержки, по разным оценкам, составляют от 50 до 55 долларов за баррель. Цены на нефть характеризуются высоким уровнем эластичности по отношению к предложению нефти, что объясняет их повышенную волатильность при выходе любых новостей, в том числе геополитических, которые могут свидетельствовать о потенциальном росте или снижении мировой добычи. В 2018 году на рынок значимо влияли: 1) агрессивный, превысивший ожидания рост уровня добычи нефти в США; 2) снижение экспорта иранской нефти в результате возобновления санкций со стороны США; 3) устойчивое снижение уровня добычи нефти в Венесуэле; 4) действия стран – участниц соглашения в формате ОПЕК+.

По данным ОПЕК, предложение нефти в 2018 году вне картеля выросло на 2,7 млн баррелей в сутки, причем около 82% этого объема пришлось на США. В 2019 году США останутся ключевым драйвером роста мировой добычи нефти, поддержку чему окажет снятие действующих инфраструктурных ограничений по экспорту нефти – будут запущены в эксплуатацию новые трубопроводы, которые позволят стране, по прогнозам EIA, увеличить добычу нефти и жидких углеводородов еще на 2 млн баррелей в сутки. Реализовавшиеся, пусть и в менее радикальном сценарии, опасения по возобновлению санкций США в отношении Ирана привели к снижению добычи в этой стране с 3,8 млн баррелей в сутки в 2017 году до 3,5 млн баррелей в сутки в 2018-м, при этом в течение 2018 года уровень добычи стабильно падал и по состоянию на январь 2019-го составляет уже 2,7 млн баррелей в сутки. Меньшая радикальность реализовавшегося сценария заключается в том, что запрет на текущий момент не касается крупнейших стран – покупательниц иранской нефти, – среди которых Китай и Индия, однако исключение действует только до мая 2019 года. В этой ситуации у американской администрации имеется определенный рычаг давления на мировые цены на нефть в том смысле, что она может так или иначе регулировать объем предложения иранской нефти через изменение допустимых объемов ее реализации крупнейшим покупателям. Уровень добычи нефти в Венесуэле демонстрирует последние годы самое драматичное падение: с 2,4 млн баррелей в сутки в 2015 году до 1,1 млн баррелей по состоянию на январь 2019-го. Введенные США санкции против PDVSA могут ускорить падение добычи в стране в 2019 году.

Геополитическая ситуация в Иране и Венесуэле, которые являются значимыми участницами ОПЕК (18% добычи картеля по итогам 2017 года), помогла реализации соглашения ОПЕК+ по ограничению добычи нефти, подписанного в декабре 2016-го, что привело к росту цен выше 70 долларов за баррель нефти сорта Brent с апреля 2018 года. Дополнительную поддержку реализации соглашения оказал превысивший ожидания спрос на нефть крупнейших стран-потребительниц. По данным ОПЕК, в 2018 году рост спроса на нефть составил 1,47 млн баррелей в сутки, из которых 31% пришелся на США, 27% – на Китай, 14% – на Индию. Опасения по дефициту нефти на рынке привели к тому, что Саудовская Аравия и Россия наряду с США подняли уровни добычи до рекордных отметок, и на фоне озабоченности инвесторов замедлением роста мировой экономики

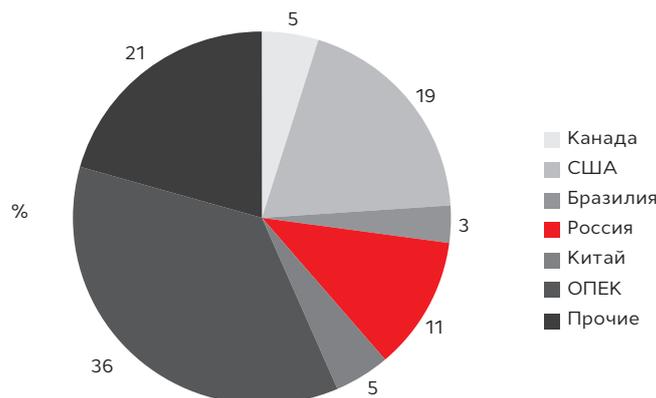
из-за торговой войны Штатов и Китая это спровоцировало обвал цен в IV квартале 2018 года. Однако цены менее месяца находились на предельном для американских производителей уровне 50–55 долларов за баррель и затем вернулись в текущий диапазон 60–65 долларов после подписания в декабре 2018 года нового соглашения по ограничению добычи в формате ОПЕК+. Оно заключается в снижении уровня добычи на 1,2 млн баррелей в сутки и будет действовать до середины 2019 года. Главная роль в исполнении соглашения отводится Саудовской Аравии, которая заявила о готовности снизить добычу в большем объеме, чем предусмотрено в соглашении, что можно объяснить тем, что для государственного бюджета этой страны комфортен уровень цен на нефть более 70 долларов за баррель.

График 1. Динамика рублевой стоимости барреля нефти сорта Brent



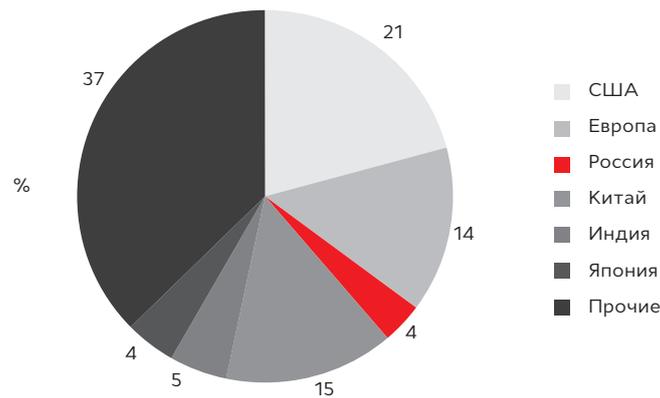
Источник: Bloomberg

График 2. Крупнейшие производители нефти на мировом рынке на январь 2019 года



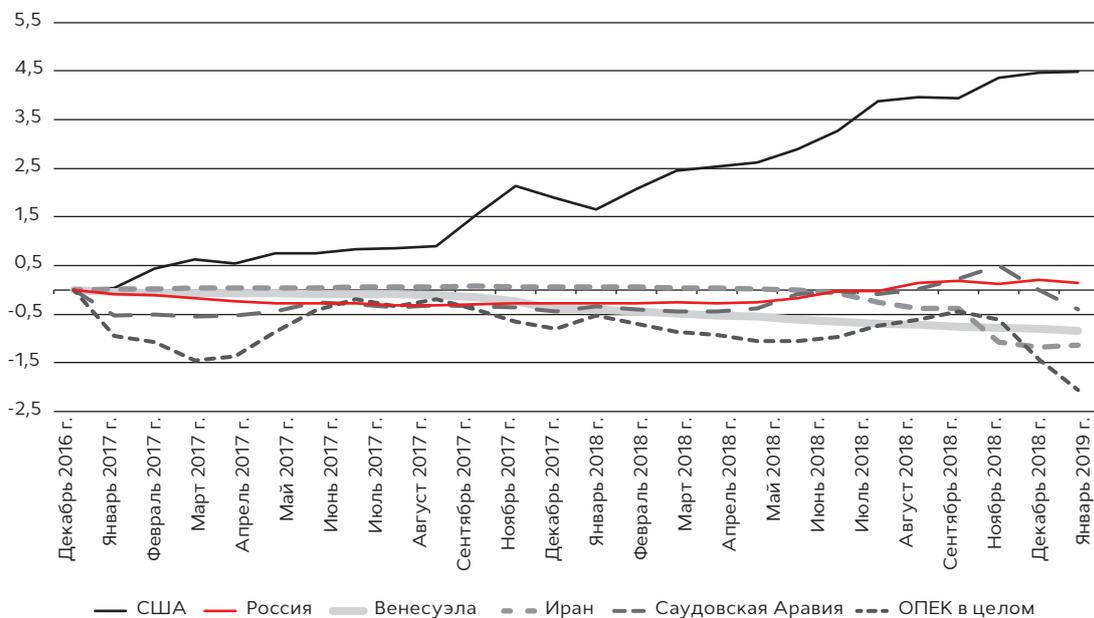
Источник: расчеты рейтингового агентства «Эксперт РА», по данным EIA

График 3. Крупнейшие потребители мирового рынка нефти на январь 2019 года



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

График 4. Динамика добычи нефти в некоторых странах в сравнении с декабрем 2016 года, млн баррелей в сутки



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

Макроэкономический фон: следование соглашению ОПЕК+ в целом позитивно для российской нефтедобывающей отрасли, несмотря на необходимость корректировок планов по росту добычи.

Новая договоренность ОПЕК+ подразумевает для России сокращение добычи на 0,2 млн баррелей в сутки с уровня, достигнутого в октябре 2018-го, что в ситуации продления соглашения на весь год приведет к снижению объема добычи в 2019 году на 1,5–2%. Кроме того, соглашение может привести к сдвигу сроков разработки ряда месторождений ввиду того, что некоторые компании имели амбициозные планы по наращиванию уровня добычи в ближайшие годы. Тем не менее, на наш взгляд, принимая во внимание эффективность дебютного соглашения ОПЕК+ в части влияния на мировые цены, новая договоренность, несмотря на то что 1%-ное увеличение объема добычи для российской нефтедобывающей компании по причинам, связанным со спецификой налогообложения, более выгодно, чем 1%-ный рост цены на нефть, позитивна для компаний отрасли, так как до-

полнительная прибыль в результате роста цен превысит недополученный доход из-за сдерживания объемов добычи. Это объясняется уже упомянутой ранее высокой эластичностью цен на нефть к изменениям в предложении. Вопрос, будет ли новое соглашение продлено на весь 2019 год, остается открытым и, на наш взгляд, будет зависеть от конкретной ситуации на рынке к моменту его мониторинга комитетом в апреле. В любом случае участники соглашения дали понять, что координация действий между странами останется даже при отсутствии формально зафиксированного плана действий, что видится важным фактором будущей стабильности цен на рынке в среднесрочной перспективе. При проведении анализа агентство консервативно предполагает, что соглашение по ограничению добычи продлят на 2019 год, и оно будет действовать на весь дальнейший горизонт прогнозирования.

Изменения в налогообложении могут оказывать существенное влияние на денежные потоки нефтедобывающих компаний и в особенности предприятий нефтепереработки. Вступление в силу пилотного проекта по налогообложению добавленного дохода в 2019 году предоставит нефтедобытчикам возможность оптимизировать свою налоговую нагрузку по некоторым группам месторождений.

Как уже было отмечено в предыдущем обзоре, уровень кредитоспособности компаний нефтяной отрасли, который мы условно отождествляем с показателем EBITDA, определяется не только изменением мировых цен на энергоресурсы, динамикой валютного курса и уровня добычи, но и во многом зависит от специфики налогообложения. Так, платежи по НДС и экспортной пошлине нефтедобывающей компании на стандартном режиме налогообложения могут достигать 70% от валовой выручки, а конкурентоспособность нефтеперерабатывающего завода критичным образом зависит от наличия косвенного налогового субсидирования. Важно отметить, что объемы НДС и экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в отрасли не постоянны, а зависят от ряда параметров, в частности, от мировых цен на нефть и валютного курса.

МЕТОДОЛОГИЯ

Ниже в обзоре мы делаем выводы на основе построенных нами моделей типовой нефтедобывающей компании, нефтеперерабатывающего завода (далее – НПЗ) и вертикально интегрированной нефтяной компании (далее – ВИНК), находящихся в европейской части России. Модели позволяют тестировать влияние на EBITDA изменений таких параметров, как курс рубля по отношению к доллару, цена на нефть сорта Brent, объем добычи и переработки нефти, и демонстрировать влияние на EBITDA изменений в системе налогообложения при стабильных макропараметрах. Предположим, что нефтедобывающая компания добывает, а НПЗ перерабатывает 5 млн тонн нефти в год. Базовый сценарий рейтингового агентства «Эксперт РА»: курс рубля к доллару – 67; цена на нефть сорта Brent – 62,5. НПЗ имеет среднероссийские параметры выхода светлых нефтепродуктов – 62%, производя в год 700 тыс. тонн автобензина и 1 050 тыс. тонн дизельного топлива. Нетбэки, себестоимость добычи нефти, производственные затраты на переработку нефти, транспортные расходы, затраты на персонал были рассчитаны с использованием собственной базы данных рейтингового агентства «Эксперт РА».

Проанализируем влияние на EBITDA наших компаний изменений в системе налогообложения отрасли при стабильных макропараметрах. С 2015 года в отрасли проводился большой налоговый маневр, который заключался в поэтапном, но не равноценном снижении экспортной пошлины на нефть и росте НПДИ. Одновременно с этим изменялись экспортные пошлины на нефтепродукты, которые устанавливаются в относительном выражении к размеру экспортной пошлины на нефть: с целью стимулирования модернизации НПЗ были понижены экспортные пошлины на светлые нефтепродукты и повышены на темные.

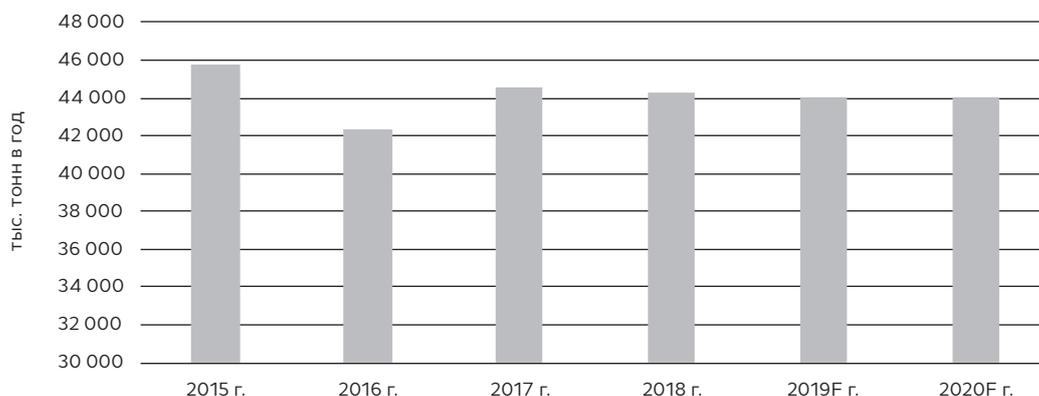
В 2016 году базовая ставка НДС была повышена с 766 до 857 рублей за тонну нефти, однако ставка экспортной пошлины на нефть (42%) не изменилась при том, что ставки экспортных пошлин на нефтепродукты поменялись в соответствии с планом: экспортная пошлина на автобензин была снижена с 78 до 61% от размера пошлины на нефть, экспортная пошлина на мазут была повышена с 76 до 82%. Это привело к падению EBITDA нефтедобывающего сегмента на 14% (выросли платежи по НДС, но остались прежними платежи по экспортной пошлине на нефть) и росту EBITDA НПЗ на 23%. Совокупный EBITDA ВИНК в итоге сократился на 7%. Увеличение прибыли нефтепереработки было обусловлено ростом объема косвенного, или так называемого таможенного, субсидирования, которое заключается в разнице между экспортными пошлинами на нефть и нефтепродукты. В нашем примере эта разница за счет снижения экспортной пошлины на светлые нефтепродукты выросла, что было частично компенсировано ростом пошлин на темные нефтепродукты. Так как ценообразование на нефть и нефтепродукты обычно строится на принципах экспортного паритета, то входящая цена на сырье для НПЗ включает в себя скидку от мировой цены на нефть в виде экспортной пошлины на нефть. Исходящая цена на произведенный нефтепродукт на внутреннем рынке также включает в себя скидку от мировой цены в объеме величины экспортной пошлины на этот нефтепродукт. Благодаря тому что экспортная пошлина на нефтепродукт устанавливается в процентном соотношении к экспортной пошлине на нефть, НПЗ получает регулярную субсидию, размер которой тем выше, чем выше рублевая стоимость цены на нефть. Эта субсидия призвана компенсировать российским НПЗ логистическое отставание от европейских конкурентов из-за невыгодного географического расположения. Недостатком этой схемы является как раз зависимость объема субсидирования от рублевых цен на нефть.

График 5. EBITDA модельной нефтедобывающей компании и НПЗ
при стабильных рыночных условиях и изменяющейся налоговой нагрузке



Источник: «Эксперт РА»

График 6. EBITDA модельного ВИНК при стабильных рыночных условиях
и изменяющейся налоговой нагрузке



Источник: «Эксперт РА»

В 2017 году маневр был продолжен, при этом изменялась уже и величина экспортной пошлины на нефть. Также было введено дополнительно Кк при расчете НДС на нефть, которое увеличило объем налога на 306 рублей за тонну. При значениях валютного курса и цене на нефть в базовом сценарии рейтингового агентства «Эксперт РА» это вернуло бы EBITDA нефтедобывающего сегмента к объему, достигнутому в 2015 году. В перерабатывающем сегменте снижение экспортной пошлины на нефть, несмотря на относительное сокращение экспортных пошлин на светлые нефтепродукты, привело к обвалу рентабельности: EBITDA уменьшился на 30% к 2017 году и стал ниже на 14%, чем изначальный уровень, достигнутый в 2015-м. Это было обусловлено тем, что снижение размера экспортной пошлины на нефть одновременно сократило и объем получаемой НПЗ таможенной субсидии в виде разницы между пошлиной на нефть и нефтепродукты. Совокупный эффект на экономику ВИНК налоговых изменений с 2015 года оказался отрицательным: EBITDA 2017-го был ниже на 3%. В 2018 году происходили минимальные изменения в налогообложении: был увеличен размер слагаемого Кк при расчете НДС на нефть до 357 рублей за тонну, что привело к сокращению EBITDA нефтедобычи до 1% и никак не повлияло на переработку.

В рассмотренном нами выше примере модельной нефтедобывающей компании мы не учитывали существующие льготные системы налогообложения как

по экспортной пошлине, так и по НДС, под которые подпадает более 40% добываемой в России нефти. Например, по некоторым видам месторождений льготы могут заключаться в уменьшении ставки НДС или даже в нулевой ставке, которая применяется, в частности, при добыче нефти из залежей Баженовской свиты. В 2019 году у нефтедобывающих компаний в рамках пилотного проекта Минэнерго появится возможность перевода некоторых групп месторождений на режим налогообложения добавленного дохода (НДД), что увеличит количество одновременно действующих режимов налогообложения до 20. Стандартный режим НДС предусматривает уплату налога на выручку от добытого объема нефти безотносительно к затратам на добычу. Основная идея НДД заключается в налогообложении разницы между расчетной выручкой и затратами, связанными с добычей, подготовкой и транспортировкой нефти. Это, по задумке, должно естественным образом предоставлять компаниям льготы при разработке трудноизвлекаемых запасов, доля которых в структуре добычи будет постепенно расти. На текущий момент для таких месторождений уплата НДС остается, но с применением пониженной ставки. У нас есть понимание, что нефтедобывающие компании будут переводить свои активы на пилотный режим НДД только в случае наличия существенных экономических выгод в сравнении с действующим режимом налогообложения. Это означает, что проект НДД исключительно позитивно влияет на кредитоспособность отрасли.

Завершение налогового маневра нейтрально для компаний нефтедобывающей отрасли и НПЗ, получивших компенсации в виде обратного акциза на нефть, при игнорировании новаций в регулировании внутреннего топливного рынка.

В 2018 году правительство приняло поправки в Налоговый кодекс, связанные с завершением налогового маневра: в течение 6 лет в отрасли поэтапно должны быть отменены экспортные пошлины с синхронным, на этот раз равноценным, ростом НДС. Для сохранения таможенной субсидии НПЗ был введен обратный акциз на нефть, который в точности дублировал ранее существовавшие льготы от разницы в пошлинах на нефть и нефтепродукты. Однако такую компенсацию смогли получить не все НПЗ, а только те, которые поставляют на внутренний рынок автобензин соответствующего качества или нефть для нужд нефтехимической отрасли в объеме не менее 10% от структуры выпуска. Аналогичные привилегии могли быть предоставлены НПЗ компаний, находящихся под санкциями, а также тем, кто заключил с Минэнерго инвестиционное соглашение на модернизацию. В январе 2019 года были подписаны 9 инвестиционных соглашений с последними крупными НПЗ, не попадавшими под компенсационные критерии, в результате чего около 98% российских перерабатывающих мощностей сохранили свое субсидирование. Важно отметить, что для НПЗ, заключивших инвестиционное соглашение, Минэнерго предусмотрело ежегодный мониторинг, по результатам которого в случае неисполнения плана по капитальным вложениям возможна отмена субсидий. Для ряда удаленных от границ России НПЗ, то есть тех, которые наиболее остро нуждаются в субсидировании логистического отставания, концепцией предусмотрен соответствующий коэффициент, который увеличивает объем получаемого возвратного акциза НПЗ, по сути, улучшая их экономику по сравнению с условиями 2017 года. Правда, недостатком такого рода стимулирования по-прежнему видится зависимость его объемов от рублевой цены на нефть: при низкой стоимости нефти подобные НПЗ особенно нуждаются в поддержке, так как сокращается величина получаемой ими косвенной субсидии, однако выплаты по внедренному механизму будут меньше пропорционально снижению цен на нефть.

В 2019 году нефтедобывающая компания сталкивается с ростом налоговой нагрузки из-за очередного повышения Кк в формуле расчета НДС – до 428 руб-

лей за тонну нефти, что снижает EBITDA сегмента на 1%. В 2020 году изменений в налоговой нагрузке не предвидится. EBITDA модельного НПЗ, получающего обратный акциз на нефть, не претерпевает изменений в 2019 и 2020 годах. Однако все эти результаты верны только при игнорировании новшеств в регулировании внутреннего топливного рынка, которые мы рассмотрим далее.

Демпфирующий механизм может стимулировать рост внутренних цен на топливо вместо того, чтобы их сдерживать, и приводить к повышенной, мало-предсказуемой волатильности денежных потоков НПЗ. Для нефтедобывающих компаний (в том числе не имеющих перерабатывающих мощностей) действие демпфера может привести к снижению EBITDA на 3%.

Средняя цена на нефть сорта Brent в 2018 году составила около 71 доллара за баррель, продемонстрировав исключительный рост с 54 долларов за баррель в 2017-м. Применение Минфином бюджетного правила, а также влияние санкций и глобальный отток капитала с развивающихся рынков в результате торговых войн нарушили привычную корреляцию валютного курса и цен на нефть, что привело к росту валютно-ценовых рисков для всех компаний-экспортеров. Относительная стабильность курса рубля по итогам года дала более чем 40%-ное увеличение стоимости рублевого эквивалента барреля нефти, обеспечив, с одной стороны, сопоставимый рост EBITDA в нефтедобыче, а с другой стороны, вызвав сложности на топливном рынке внутри РФ, так как привела к удорожанию цен на топливо, зависящих от величины экспортного нетбэка. Исторически цены на топливо на внутреннем рынке росли сопоставимо с уровнем инфляции, при этом не уменьшаясь даже в периоды низких цен на нефть, что объяснялось относительной стабильностью рублевой стоимости барреля нефти, а также ростом акцизов.

Для сдерживания цен на автобензин и дизельное топливо в октябре 2018-го Минэнерго, ФАС, ВИНК и независимые НПЗ подписали соглашение о «заморозке» цен. В соответствии с ним до 31 марта 2019-го по регионам устанавливаются потолки цен на оптовом топливном рынке, которые планируется в случае продления договоренности индексировать на уровень годовой инфляции.

Также для целей сдерживания роста цен на топливо и недопущения его дефицита¹ Минэнерго с начала этого года внедрило демпфирующий механизм, призванный компенсировать НПЗ часть разницы (60% в 2019-м и 50% в 2020-м) между справедливой ценой на топливо, определяемой величиной экспортного нетбэка в портах Северо-Западного федерального округа, и условной оптовой ценой на топливо (с учетом НДС и акциза), устанавливаемой регулятором. Механизм предусматривает отрицательный размер компенсации, то есть, по сути, налог или штраф, в случае если величина экспортного нетбэка на топливо опускается ниже условной оптовой цены, что может стимулировать НПЗ повышать цены реализации для его оплаты. При этом сам механизм действует только до тех пор, пока фактические средние оптовые цены реализации топлива на внутреннем рынке не выходят за 10%-ный коридор условных оптовых цен, ежегодно индексируемых на 5%. Условные оптовые цены на топливо были установлены регулятором на уровне 56 тыс. рублей за тонну бензина АИ-92 и 50 тыс. рублей за тонну дизельного топлива 5-го класса, однако затем идейно снижены на 10%, что, по нашим расчетам, значительно уменьшает вероятность получения НПЗ, производящего и автобензин, и дизельное топливо, совокупных убытков (суммарно по автобензину и дизельному топливу) при реализации топлива на внутреннем рынке по предельным «замороженным» ценам, но одновременно порождает возможность скачкообразного изменения платежей при падении нетбэка ниже уровня

¹ Вероятно возникновение ситуации, когда НПЗ из-за регулятивных ограничений цен на топливо на внутреннем рынке будет выгодно переориентировать структуру выпуска посредством уменьшения доли выпуска автобензина и увеличения доли выпуска нефти, что может при повсеместном применении привести к дефициту топлива на рынке.

изначальной условной базовой цены. Так происходит потому, что НПЗ в соответствии с этим идейным снижением получает дополнительную компенсацию в виде бонуса от сокращения условной оптовой цены, только если экспортный нетбэк на топливо превышает старую условную оптовую цену. Если экспортный нетбэк ниже старой условной оптовой цены, НПЗ по-прежнему имеет отрицательную компенсацию, даже в ситуации, когда данный нетбэк выше новой условной оптовой цены, НПЗ вынужден повышать цены на топливо. Это может привести к сложностям при прогнозировании денежных потоков НПЗ, так как платежи по демпферу способны менять свой знак при минимальных изменениях рублевых цен на нефть. По нашим расчетам, даже в обстоятельствах стабильной внешней конъюнктуры, но, например, при индексации условной базовой цены НПЗ может из-за особенностей демпфирующего механизма генерировать EBITDA с волатильностью около 20%, что способно затруднить процесс принятия решений инвесторами о вложении средств в отрасль.

Половина объема дополнительной компенсации НПЗ за счет упомянутого идейного снижения условной оптовой цены в соответствии с НК РФ должна быть возмещена повышением НДС, но в размере не более 235 рублей за тонну нефти в 2019 году и 197 – в 2020-м, что создает потенциальный риск сокращения EBITDA нефтедобывающих компаний на 3%. Возникает ситуация, когда даже компания, не имеющая собственных перерабатывающих мощностей, может столкнуться с ростом налоговой нагрузки из-за изменения конъюнктуры на топливном рынке.

Риски, связанные с действием демпфирующего механизма, могут быть нивелированы его отменой в 2020 году и введением режима плавающего акциза на топливо, что зависит от того, будет ли найден компромисс между позициями Минэнерго и Минфина.

Демпфирующий механизм имеет и другие, менее заметные недостатки. Например, платеж по демпферу неизвестен в начале каждого месяца его действия, то есть НПЗ будут вынуждены самостоятельно прогнозировать, чтобы учесть этот момент в ценах. Принимая во внимание сложность такого упражнения, логично, что НПЗ постарается максимально зависить цену на свою продукцию, чтобы минимизировать объем возможных потерь, точнее штрафов по демпферу, в случае если нетбэк по топливу в портах СЗФО будет ниже, чем условная оптовая цена. Важно отметить, что оба компонента этого неравенства никак явно не связаны с реальными ценами на топливо на внутреннем рынке. Следовательно, мы снова приходим к тому, что демпфирующий механизм противоречит изначальной цели своего создания – сдерживанию роста цен на топливо. Более того, непонятно, каким образом регулятор будет поступать с участниками рынка, строго исполняющими требование продавать топливо по ценам в 10%-ном диапазоне условной оптовой цены, в случае если значительная доля игроков уклонится от этой обязанности и, соответственно, средняя фактическая оптовая цена топлива выйдет за рамки установленного коридора? Будет ли такой участник рынка несправедливо лишен компенсационного платежа, на текущий момент непонятно.

Насколько мы понимаем, по итогам I квартала 2019-го Минэнерго будет анализировать фактическое применение демпфирующего механизма, и в принципе его работы, возможно, внесут изменения. Также в течение этого года в правительстве должны обсуждать проект введения плавающего акциза на топливо, который, по нашему мнению, способен исправить недостатки демпфирующего механизма и оказать стабилизирующее влияние на внутренний рынок топлива. Плавающий акциз на топливо должен зависеть от рублевой цены на нефть на мировых рынках и заменить действующие фиксированные ставки. Таким образом, в случае роста рублевых цен на нефть уменьшение ставки акциза компенсирует повыше-

ние экспортного нетбэка на топливо, не допустив его удорожания для конечного потребителя. Введение этого более простого механизма регулирования цен на топливо было невозможно при принятии законопроекта о завершении налогового маневра из-за того, что от поступлений денежных средств с фиксированных акцизов зависит в соответствии с утвержденным бюджетом Минфина финансирование дорожного строительства. Минэнерго предстоит убедить Минфин в том, что для целей ценовой стабильности топливного рынка и всей отрасли необходим поиск иных источников финансирования.

ЕБИТДА нефтедобывающих компаний после рекордных значений 2018 года ждет коррекция до 6% в 2019-м и до 1% в 2020-м на фоне снижения рублевых цен на нефть и уровня добычи в рамках соглашения ОПЕК+. ЕБИТДА НПЗ скорректируется сильнее, до 12 и 4% соответственно. Действие демпфирующего механизма может создать повышенные кредитные риски для компаний, оперирующих независимыми НПЗ.

Ранее мы использовали предпосылку неизменности валютного курса и цены на нефть в рассматриваемом периоде с 2015 года до прогнозного 2020-го для того, чтобы продемонстрировать влияние изменений в налогообложении на ЕБИТДА в отрасли. Теперь опустим эту предпосылку и сделаем суждение по поводу прогнозной динамики ЕБИТДА нашей модельной нефтедобывающей компании, НПЗ и ВИНК в 2019 и 2020 годах. Как и ранее, предположим, что средний курс рубля к доллару в прогнозном периоде составит 67, цена на нефть сорта Brent – 62,5 доллара за баррель. Введем дополнительное допущение о том, что объем добычи нефти компании снизился на 2% за отметку 2018 года, чтобы отразить консерватизм в отношении периода действия соглашения ОПЕК+, и учтем индексацию тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов на уровне 4%.

ЕБИТДА нефтедобывающей компании в базовом сценарии сокращается в 2019 году на 6% и в 2020-м на 1% в сравнении с рекордно прибыльным 2018-м. В абсолютном выражении показатель остается более чем на 30% выше уровня 2017 года. Сдерживающее влияние на ЕБИТДА в прогнозном периоде будут оказывать: 1) снижение уровня добычи нефти в результате реализации сделки ОПЕК+; 2) снижение рублевой цены на нефть; 3) индексация тарифа на транспортировку нефти; 4) рост НДС в результате увеличения слагаемого Кк в формуле до 428 рублей за тонну нефти.

Перерабатывающий сегмент в нашей модели также имел рекордную прибыль в 2018 году, поддержанную ростом рублевых цен на нефть и соответствующим увеличением косвенной субсидии в виде разницы в экспортных пошлинах на нефть и нефтепродукты. ЕБИТДА НПЗ в базовом сценарии сокращается на 12% в 2019 году и на 4% в 2020-м. При этом в абсолютном выражении сегмент демонстрирует ЕБИТДА на 25% больший, чем за весь рассматриваемый нами период с 2015 года¹. Сдерживающее влияние на ЕБИТДА НПЗ в прогнозном периоде будут оказывать снижение рублевой цены на нефть и рост транспортных тарифов. Мы воздерживаемся от явного прогнозирования итогов действия демпфирующего механизма, при этом отмечаем, что он может привести к потере нефтедобывающими компаниями 3% своего ЕБИТДА. На ЕБИТДА перерабатывающего сектора, на наш взгляд, демпфер может оказать смешанное, малопредсказуемое влияние, что негативным образом отражается в первую очередь на кредитоспособности независимых НПЗ. Динамика совокупного ЕБИТДА ВИНК в базовом сценарии дублирует динамику нефтедобывающей компании.

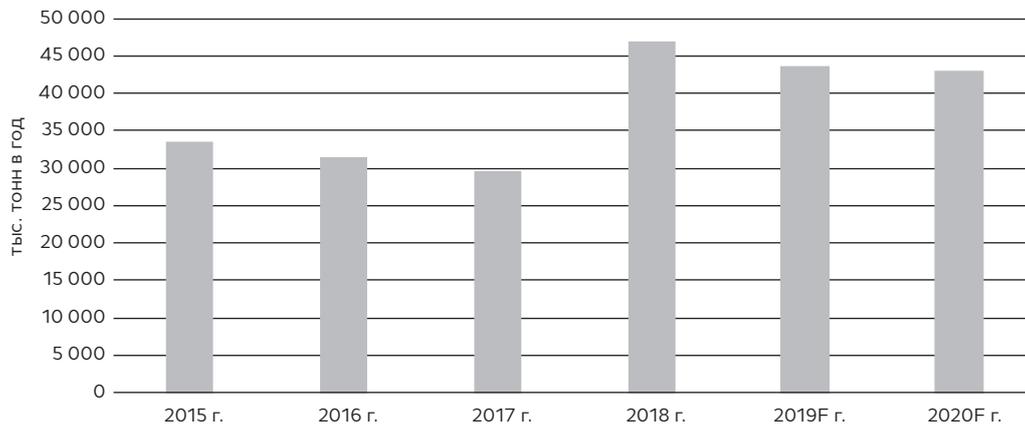
¹ При моделировании мы исходили из предпосылки стабильности крэк-спредов.

График 7. EBITDA модельной нефтедобывающей компании и НПЗ при фактических и прогнозных рыночных условиях в базовом сценарии



Источник: «Эксперт РА»

График 8. EBITDA модельного ВИНК при фактических и прогнозных рыночных условиях в базовом сценарии



Источник: «Эксперт РА»