

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕХИМИЯ И ДЕШЕВАЯ НЕФТЬ: КОНКУРЕНТО- СПОСОБНОСТЬ И РИСКИ

rupec.ru



РОССИЙСКАЯ НЕФТЕХИМИЯ И ДЕШЕВАЯ НЕФТЬ: КОНКУРЕНТО- СПОСОБНОСТЬ И РИСКИ

rupec.ru

Введение	4
Основные выводы	5
Дешевая нефть и мировая нефтехимия	7
Конкурентоспособность российских производств	12
Сырье	13
Прямогонный бензин	13
Сжиженные газы	16
Энергетика и рабочая сила	17
Конкурентоспособность на внешних рынках	20
Конкурентоспособность будущих производств	25
Что уже изменилось и что изменится в будущем	25
Переоценка капитальных вложений	26
Стоимость заимствования: сценарии	28
«Налоговый маневр» и ожидаемая стоимость сырья	32
Будущие российские пиролизы на глобальной кривой затрат	32
Заключение	36

Введение

В середине 2014 года на мировом рынке нефти стала набирать силу весьма позитивная тенденция — сырье начало стремительно дешеветь. Впрочем, вряд ли с такой оценкой согласится российский бюджет, а вот мировая нефтехимия от дешевой нефти очень выиграла, ведь стоимость всех традиционно используемых видов сырья, кроме, пожалуй, этана, прямо зависит от цен на нефть.

Опять-таки, это «прямо» справедливо почти для всего мира. Кроме России, где система экспортных таможенных пошлин на нефть, нефтепродукты и СУГ, с одной стороны, является залогом конкурентоспособности отечественной нефтехимии, а с другой — в какой-то мере закрывает ее от складывающихся на мировых рынках тенденций. При этом важно выяснить, в какой мере дешевая нефть и девальвировавший рубль улучшили или ухудшили позиции российской нефтехимии в глобальном смысле — по сравнению с мировыми конкурентами. По идее, слабая национальная валюта усиливает эти позиции, но так ли это на практике? Какую роль сыграл «налоговый маневр» и помогают ли нефтехимикам компенсирующие меры по ценам на сырье?

С конца 2014 года российская экономика начала втягиваться в системный спад, причины которого, конечно, лежат весьма далеко от продуктового эмбарго и валютных кризисов декабря. Однако именно обвал рубля и двузначная инфляция породили еще один аспект кризиса — экстремально дорогие деньги, время которых пришло вслед за решением Банка России по ключевой ставке. В 2015 год отрасль вошла с дорогой валютой, очень дорогими заимствованиями и пессимистичным взглядом на развитие потребляющих отраслей — гражданского и дорожного строительства, автопрома, ЖКХ и многих других.

Именно поэтому важно оценить, в чем же отличия ситуации начала 2015 года с точки зрения планирования инвестиций в нефтехимии от ситуации, имевшей место в относительно благополучном 2014 году. Иными словами, как вышеперечисленные аспекты кризиса изменили наше видение перспективных нефтехимических проектов в России с точки зрения глобальной конкурентоспособности в будущем.

На все эти вопросы RUPEC постарается ответить в данном обзоре.

Основные выводы

- Вслед за падением цен на нефть в конце 2014 года мировая нефтехимия показала серьезное снижение издержек на производство базового продукта — этилена. В среднем по миру они сократились в 2,2 раза (на 55%). Лидерами стали североамериканские пиролизы на нефти (–75%) и сжиженных газах (–73%). Последние впервые за долгие годы оказались на лидирующих позициях.
- Издержки производителей этилена из нефти в Северной Америке в январе 2015 года оказались ниже, чем при его производстве из этана, — впервые за многие годы.
- Издержки западноевропейских пиролизом на СУГ сократились столь существенно, что теоретически дают возможность размещаться с этиленовыми производными в Азии, — в предшествующие годы такое было просто невозможно.
- За счет более медленного снижения цен на нефтехимические производные этилена и резкого падения издержек мировая нефтехимия получила дополнительную маржу.
- Условная долларовая стоимость нефти в российском порту в связи с «налоговым маневром» сократилась лишь на 37%, в то время как опорные котировки в Европе — на 49%. Ситуацию спас вычет по акцизу, применение которого привело к снижению эффективной стоимости нефти в порту на 45%. Из-за девальвации нефть подешевела в рублях лишь на 3%.
- Механизм расчета экспортной пошлины на СУГ оказался более гибким: условная долларовая цена СПБТ на белорусско-российской границе снизилась на 59%, в то время как котировка — на 60%. В рублях СУГ подешевели на 27%.
- За счет девальвации рубля долларовая стоимость таких факторов производства, как энергетика и рабочая сила, существенно снизилась, укрепив позиции производителей.
- Издержки на производство этилена из нефти на существующих комплексах пиролиза в Центральной России сократились в целом на 45%. Это, однако, ниже, чем среднемировое значение, поэтому в условиях подешевевшей нефти российские пиролизы на нефти значительно потеряли в глобальной конкурентоспособности. Однако если бы не применялся вычет по акцизу на нефть, то сокращение издержек составило бы лишь 26%, вообще сделав нефтяные пиролизы в России глобально неконкурентоспособными.
- Издержки российских пиролизом на СУГ в Центральной России сократились на 72%. Их глобальная конкурентоспособность существенно улучшилась, они незначительно обошли североамериканские этановые комплексы, уступая только североамериканским на нефти и СУГ и ближневосточным на этане.

- Взгляд на конкурентоспособность перспективных российских производств этилена в горизонте 2020 году существенно изменился в начале 2015 года по сравнению с условиями 2014 года. Если в прошлом году при любой стратегии заимствования инвестор мог создать комплекс с примерно одинаковыми издержками (с учетом возврата на инвестиции) в середине глобальной кривой затрат, то в 2015 году оказалось, что занимать полностью в рублях по российским ставкам абсолютно бессмысленно. Если же привлекать все средства в долларах по ставкам западных банков, инвестор может рассчитывать даже на улучшение конкурентоспособности на мировой кривой затрат.

ДЕШЕВАЯ НЕФТЬ И МИРОВАЯ НЕФТЕХИМИЯ

Самым прямым и наиболее сильным следствием дешевой нефти стало снижение цен на нефтепродукты и все их энергетические альтернативы на тех рынках, где ценообразование строится напрямую от нефти, а это большинство стран с рыночной экономикой. Разумеется, с точки зрения нефтехимии наиболее значимыми товарами, торгуемыми от нефти, являются нефть и сжиженные газы. Однако эти эффекты имели различную глубину для разных регионов мира.

При дальнейшем анализе изменения издержек мировых нефтехимических производителей нам понадобятся два хронологических репера. Логично избрать таковыми сентябрь 2014 года — месяц, предшествовавший фактическому обвалу цен на нефть, и январь 2015 года — месяц ценового «дна».

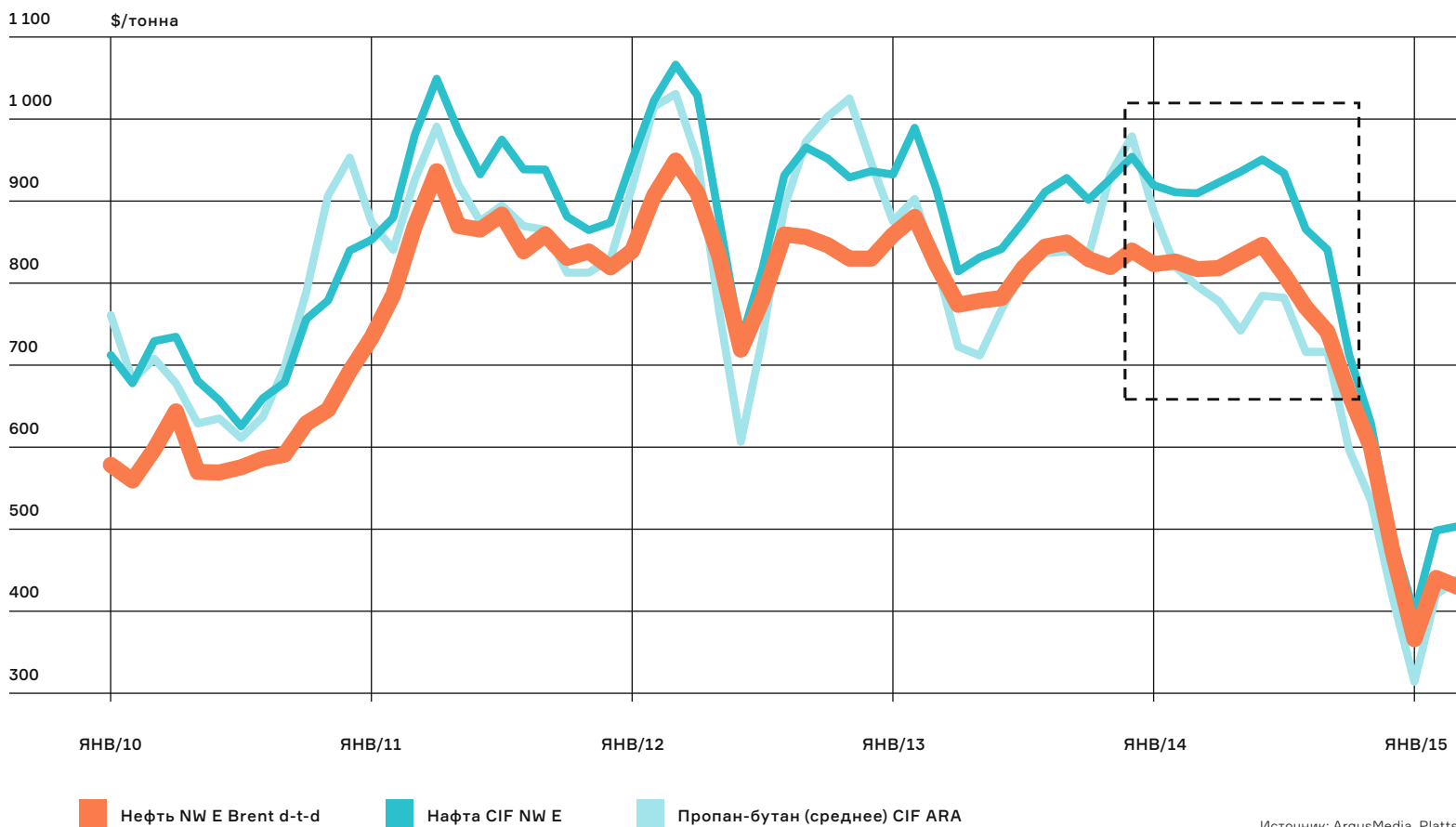
На рынке северо-западной Европы снижение котировок day-to-day на нефть сорта Brent началось в июле 2014 года, однако этому предшествовали не менее важные изменения ценообразования на нефтехимическое сырье. Примерно с конца 2013 года котировки на крупные партии сжиженных газов начали отрываться от привычного

исторического корреляционного коридора с ценами на прямогонный бензин (это было связано с открытием экспортных поставок СУГ из США). Таким образом, сжиженные газы в Европе дешевели весь 2014 год, а летом вместе с нефтью темп падения цен лишь ускорился (см. Рис. 1)

С точки зрения среднемесячных показателей цены на нефть Brent в январе 2015 года в северо-западной Европе оказались на 51% ниже, чем в сентябре 2014 года. При этом нефтя подешевела на 53%, а пропан-бутан — на 56%.

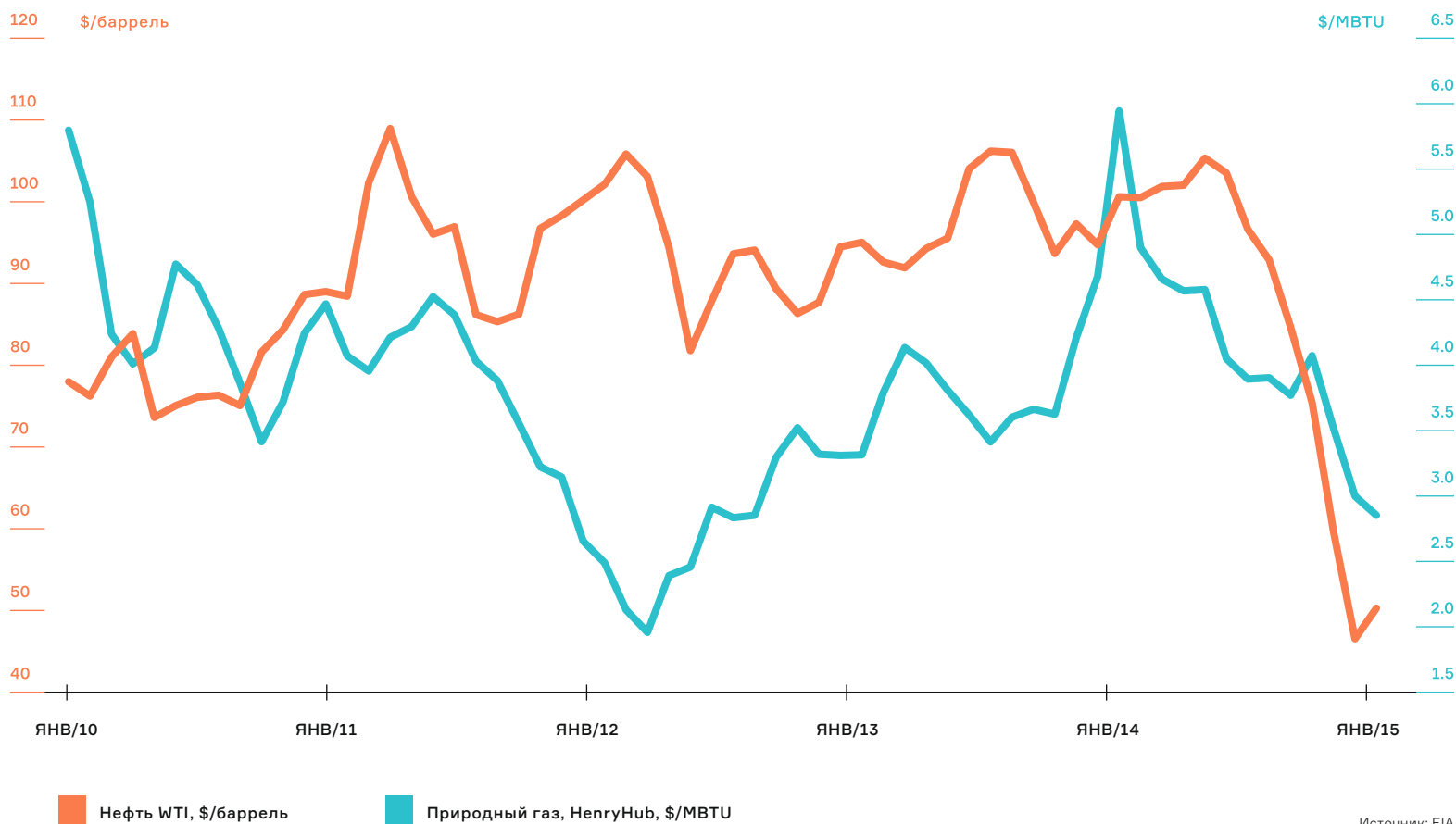
Сырье занимает основную долю в себестоимости нефтехимического производства. А поскольку большинство пиролизных в Европе работают на жидких или смесевых фракциях, падение цен на них имело самое благоприятное влияние на издержки производителей. Если в сентябре 2014 года нефтяные пиролизные в Западной Европе балансировали на краю глобальной кривой затрат, то в январе 2015 года издержки на производство 1 тонны этилена сократились в долларовом выражении на 56%, до \$503 за тонну этилена (данные WoodMackenzie).

Рис. 1 Динамика котировок на нефть, нефтя и сжиженные газы в северо-западной Европе в 2010-2015 годах



В США дешевая нефть имела еще более комплексные последствия. Во-первых, доля этилена, производимого из нефти или СУГ, в США невелика — всего, по разным данным, от 25 до 30%, или около 800 тыс. тонн в месяц. Остальное приходится на пиролизы, работающие на этане. В силу того, что из-за сланцевого прорыва внутреннее ценообразование на газ и этан в Северной Америке еще раньше оторвалось от нефти, издержки собственно этановых производителей не среагировали на дешевую нефть. Более того, по данным WoodMackenzie, они приросли в январе 2015-го к сентябрю 2014 года на 6%. При этом нефть сорта WTI на спотовых торгах подешевела за тот же период на 49%. Однако это еще не все: природный газ на HenryHub подешевел на 24% (см. Рис. 2). Как следствие, снизилась и стоимость электроэнергии (на 8%). Цены на пропан (MontBelvieu) снизились за тот же период на 55%. В итоге в Северной Америке издержки этиленовых производителей, работающие на нефти, в январе 2015 года оказались на 75% ниже, чем в сентябре 2014-го, а при использовании СУГ — на 73% ниже.

Рис. 2 Динамика котировок на нефть WTI и природный газ в США в 2010–2015 годах



В Азии издержки производителей, работающих на нефти (а это 28% общемирового месячного производства) и СУГ, снизились в целом синхронно со снижением котировок на сырье.

На Ближнем Востоке, где сырьевой основой пиролизом является этан с дотируемыми ценами, вполне ожидаемо изменения издержек почти не произошло (снижение на 1%, по данным WoodMackenzie), а вот издержки производителей на смешанном бензиново-газовом сырье сократились на 61% из-за того, что стоимость нефтяной корзины ОПЕК просела еще сильнее, чем Brent и WTI (-56% в январе 2015 года к сентябрю 2014-го), и с опережением подешевели нефть и сжиженные газы.

Изменения в долларовых издержках на производство 1 тонны этилена по регионам мира и видам сырья показаны на Рис. 3.

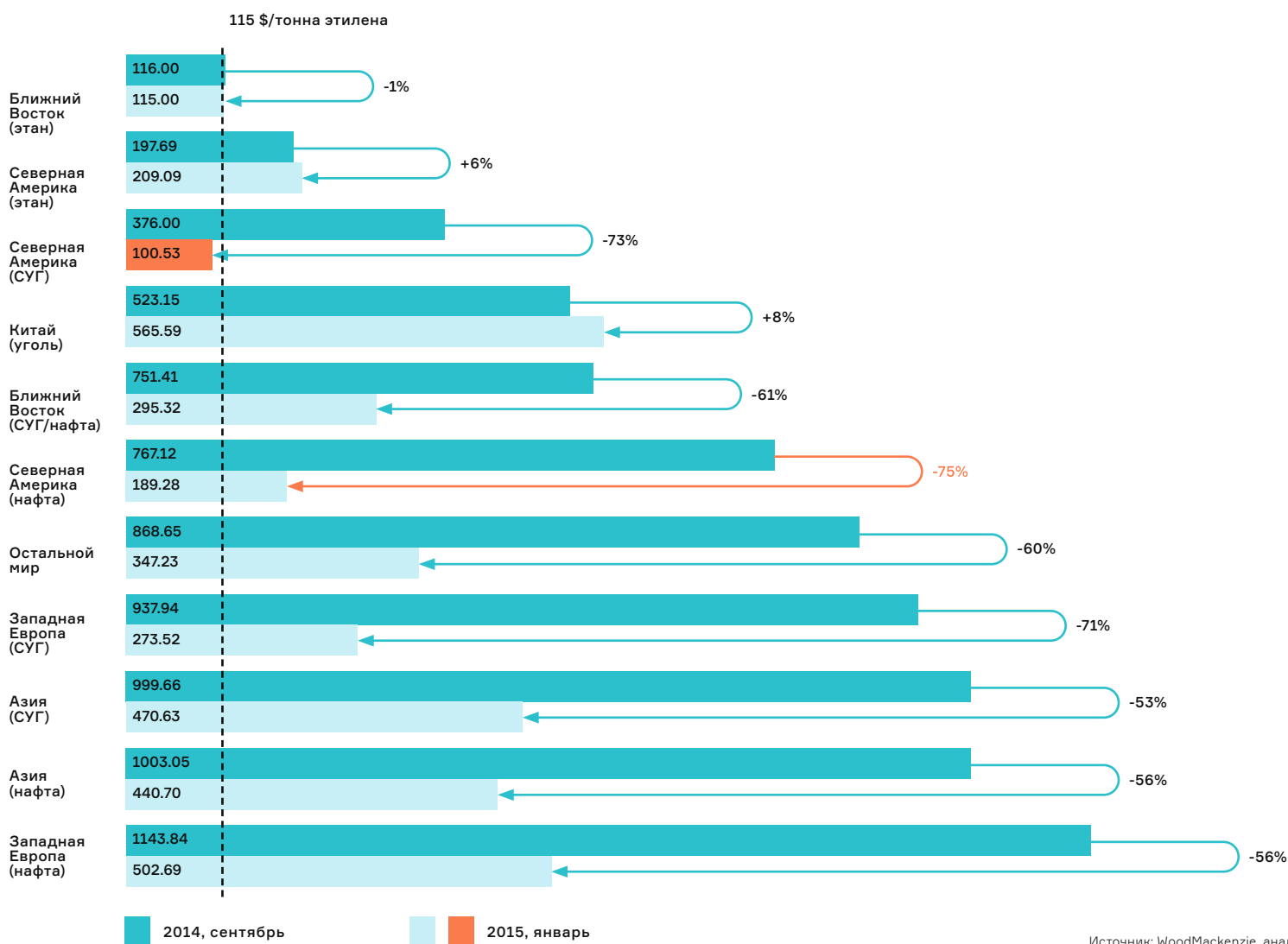
Можно констатировать, что фактор дешевой нефти, спровоцировавшей снижение цен и на основное нефтехимическое сырье, существенным образом отразился на ставшей уже привычной «расстановке сил» в контексте затрат на производство нефтехимической продукции. Так, в условиях января 2015 года многолетний бессменный лидер по издержкам Ближний Восток уступил пальму первенства североамериканским пиролизам, использующим в качестве сырья сжиженные газы, которые подешевели на внутреннем рынке США сильнее всех. Кроме того, впервые за многие годы издержки производства этилена из нефти в Северной Америке оказались ниже, чем при использовании этана. Это очень важное обстоятельство, поскольку именно дешевизна этана икратно меньшие затраты на производство из него этилена стали основой для развертывания в Северной Америке масштабной работы по переводу существующих производств на С2, а также послужили толчком к началу строительства новых крупных комплексов. В условиях дешевой нефти оказывается, что конкурентоспособность этановых производств на внутреннем рынке США уже не является столь несомненной.

Дешевая нефть изменила также позиции этиленовых производителей в Азии. Так, производства олефинов по технологии «уголь-олефины» (coal-to-olefins, CTO) в Китае в сентябре 2014 года находились в левой половине кривой затрат, успешно конкурируя с местными нефтяными пиролизами и даже с пиролизами на сжиженных газах. В новых условиях китайские «угольные» олефины оказались на самом краю кривой затрат, балансируя на грани рентабельности. При этом зазор между издержками на производство этилена из этана в Северной Америке и из нефти в Азии столь сократился, что под вопросом оказывается конкурентоспособность североамериканских поставщиков полиэтилена при размещении на рынке Китая (с учетом перенесенных затрат на полиэтилен, пошлин и транспортировки), а ведь еще полгода назад подобный прогноз показался бы фантастическим.

Очень сильно выиграли от дешевой нефти и начала поставок СУГ из США олефиновые производители Западной Европы, использующие сжиженные газы. Их издержки в условиях января 2015 года оказались даже ниже, чем издержки ближневосточных производителей на жидком и смесевом сырье и в целом позволяют на грани рентабельности размещаться с этиленовыми деривативами в Азии — результат, ранее абсолютно немыслимый.

Рис. 3 Динамика долларовых издержек на производство 1 тонны этилена в январе 2015 года по сравнению с сентябрем 2014 года

Ценовые условия моделирования
 сентябрь 2014 года: нефть Brent — \$98/баррель; природный газ HenryHub — \$3,90/MBTU;
 этан в США — 23 цента/галлон
 январь 2015 года: нефть Brent — \$48/баррель; природный газ HenryHub — \$3,00/MBTU;
 этан в США — 19,5 цента/галлон



В целом мировая нефтехимия с точки зрения издержек на производство базового мономера — этилена — сильно выиграла от дешевой нефти: мировая медиана затрат сократилась в 2,2 раза, с \$714 до \$324 за тонну этилена. При этом цены на продукцию следующих переделов (полиэтилены, МЭГ) упали существенно меньше, обеспечив нефтехимических производителей дополнительной маржой.

КОНКУРЕНТО-СПОСОБНОСТЬ РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДСТВ

Можно было ожидать, что эффект от дешевой нефти в российской нефтехимии окажется не столь прямым, как у мировых конкурентов. Это связано как с особенностями ценообразования на сырье, так и с эволюцией в таможенно-тарифной политике государства в отношении нефтепродуктов. Кроме того, картина в существенной степени смазалась параллельно протекающей девальвацией рубля по отношению к основным мировым валютам.

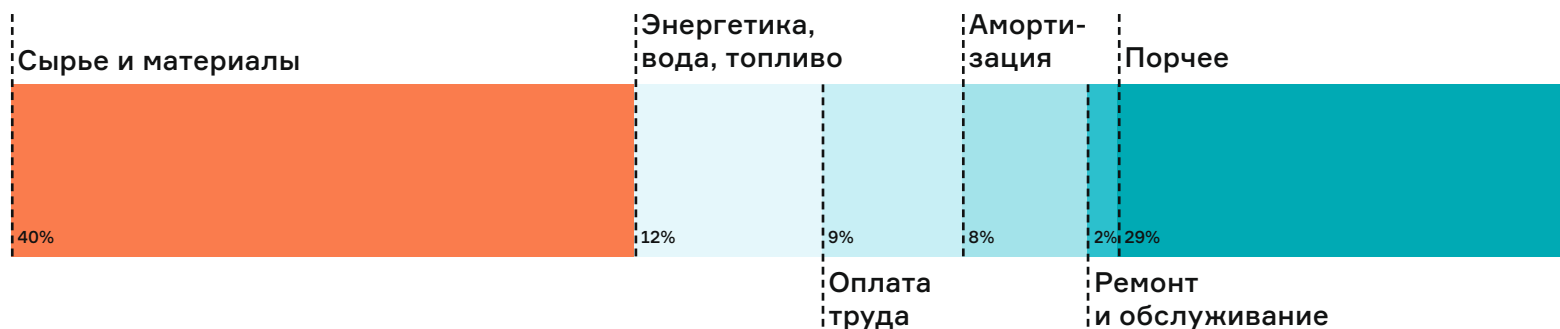
Постараемся оценить, как же вслед за дешевающими нефтью и энергетическими продуктами изменилась конкурентоспособность существующих российских предприятий на внешних рынках.

При построении модели для оценки издержек российских производителей мы будем подразумевать условные предприятия, расположенные в центре европейской части России. Применяемые расходные значения по сырью, вспомогательным материалам, энергетическим ресурсам, персоналу соответствуют фактическим значениям для реальных заводов.

Для сохранения единообразия в качестве сравниваемых временных точек выберем первый квартал 2014 года (далее 1Q2014) и первый квартал 2015 года (далее 1Q2015).

Для начала выделим основные факторы, определяющие издержки производителей. На Рис. 4 показана структура издержек, характерная для российской нефтехимии, полученная усреднением данных за 2014 год для трех крупнейших российских нефтехимических компаний — СИБУРа, «Нижнекамскнефтехима» и «Казаньоргсинтеза».

Рис. 4 Структура рублевых затрат российских нефтехимических производителей в 2014 году



Источник: Данные компаний

Таким образом, около 2/3 всех затрат производителей приходится на сырье, энергетические ресурсы и стоимость труда. Разберем влияние на каждую из этих составляющих дешевой нефти и слабого рубля.

СЫРЬЕ

Пока основным сырьем нефтехимии в России являются прямогонные бензины и их аналоги, а также сжиженные газы. В 2014 году из 8,9 млн тонн сырья, потребленного нефтехимией, на долю бензиновых фракций пришлось 38%, на долю СУГ — 35%.

ПРЯМОГОННЫЙ БЕНЗИН

Нафта в России является преимущественно экспортным продуктом. Из всех производимых видов нафты (прямогонные бензины нефтепереработки, газовый бензин, легкие дистилляты газового конденсата, фракции С5 с газодистилляцией и переработки нефти) в последние годы от 75% до 80% поставляется на внешние рынки. Это обуславливает и сложившуюся модель ценообразования по принципу экспортного паритета. Таким образом, снижение цен на нефть на мировых рынках, по идее, должно приводить к адекватному снижению

цен на нее и внутри России. Однако фактическая картина искажается из-за действующей системы экспортных пошлин: как известно, они устанавливаются в виде коэффициента к пошлине на сырую нефть, которая в свою очередь складывается по результатам мониторинга нефтяных цен за предшествующий период. Такая схема при высокой волатильности рынка создает «эффект запаздывания», что неплохо при быстром падении цен: пошлина фиксируется на месяц вперед, а нефтяные цены тем временем продолжают падать. С другой стороны, введенный в действие с 1 января 2015 года режим «налогового маневра» искусственно увеличивает паритетную стоимость нефти по сравнению с условиями предшествующих лет за счет того, что коэффициент для расчета ставки экспортной пошлины на прямогонный бензин был снижен с 90 до 85%.

Сумма этих факторов привела к следующему эффекту: если среднеквартальные котировки на нефть CIF NWE в 1Q2015 сократились к 1Q2014 на 49%, то условная цена «в российском порту» (расчитанная вычитанием среднеквартальной величины пошлины из среднеквартальной котировки без учета минорных затрат на перевалку, морскую логистику и страхование) снизилась только на 37% в долларовом выражении (см. Рис. 5).

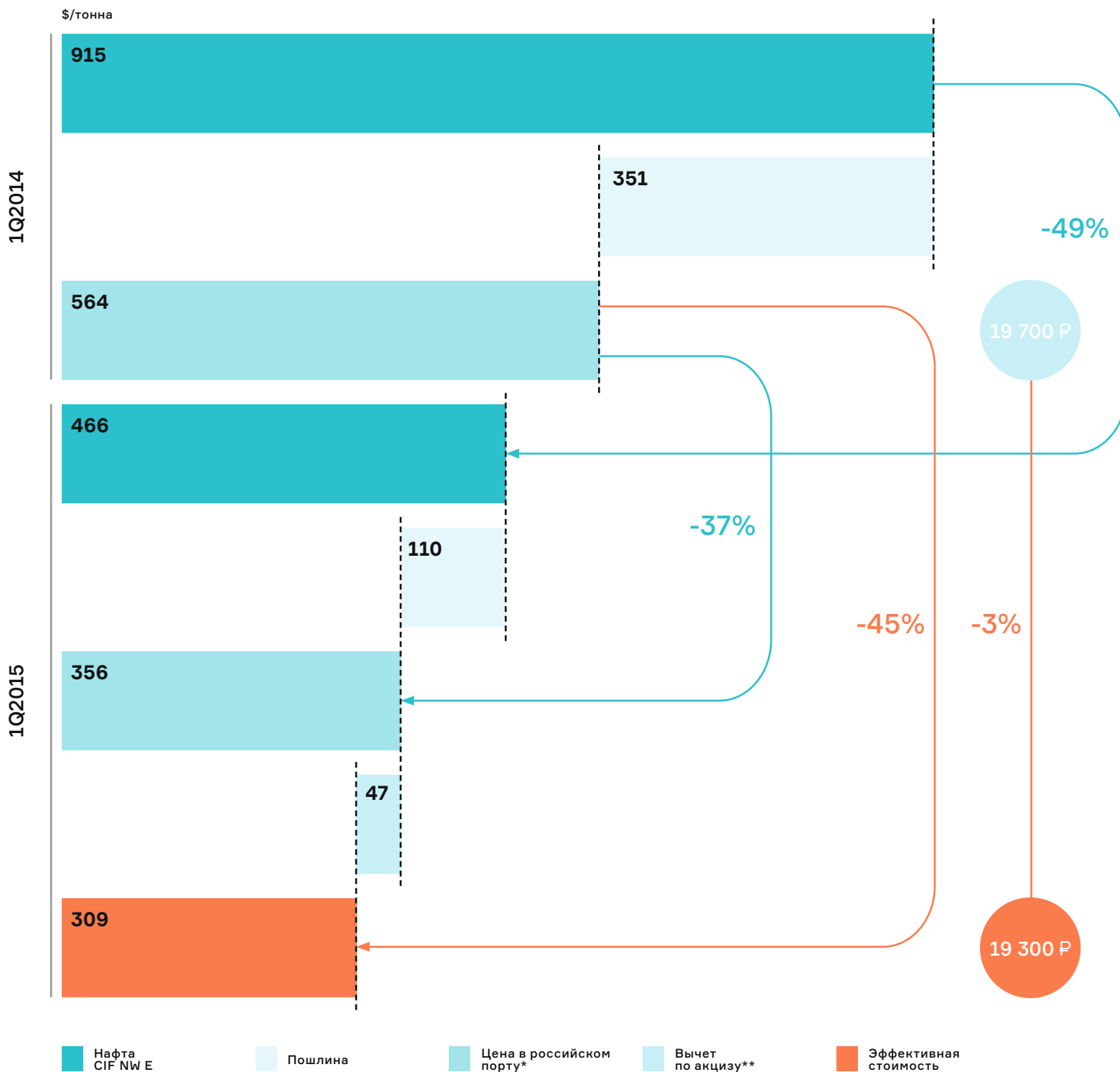
Регулятор под давлением игроков нефтехимического рынка еще на этапе согласования параметров «налогового маневра» в отношении нефти, потребляемой на пиролизе, предусмотрел компенсирующий механизм — налоговый вычет по акцизу, который в силу специфики исчисления должен был превышать величину акциза. По задумке регулятора, такой механизм должен создавать условия для продажи прямогонного бензина нефтехимическим предприятиям внутри России по цене ниже экспортной альтернативы.

Расчет величины налогового вычета для условий 2015 года с учетом средней стоимости рубля относительно доллара приводит к тому, что эффективная стоимость нефти для целей нефтехимии «в порту» оказывается примерно на \$50 ниже величины паритета, что означает уже более адекватное мировым ценам снижение эффективной стоимости нефти, потребляемой в нефтехимии на внутреннем рынке, однако все же «запаздывающее»: минус 45% против минус 49% у котировок CIF NWE (см. Рис. 5).

Такой эффект позволяет ожидать, что сырьевые издержки существующих российских пиролизом, использующих в качестве основного сырья бензиновые фракции, должны снизиться в долларовом выражении, однако не столь сильно, как у конкурентов в Европе, США и на Ближнем Востоке.

Если говорить об эффективной стоимости сырья в рублевом выражении, то девальвация российской валюты практически нацело смазала эффект снижения мировых цен: в рублях соответствующий условный показатель даже с учетом налогового вычета сократился всего на 3%.

Рис. 5 Изменение паритетного уровня условных цен на нефть в России в 1Q2015 по сравнению с 1Q2014



*без учета стоимости перевалки, морской логистики и страхования

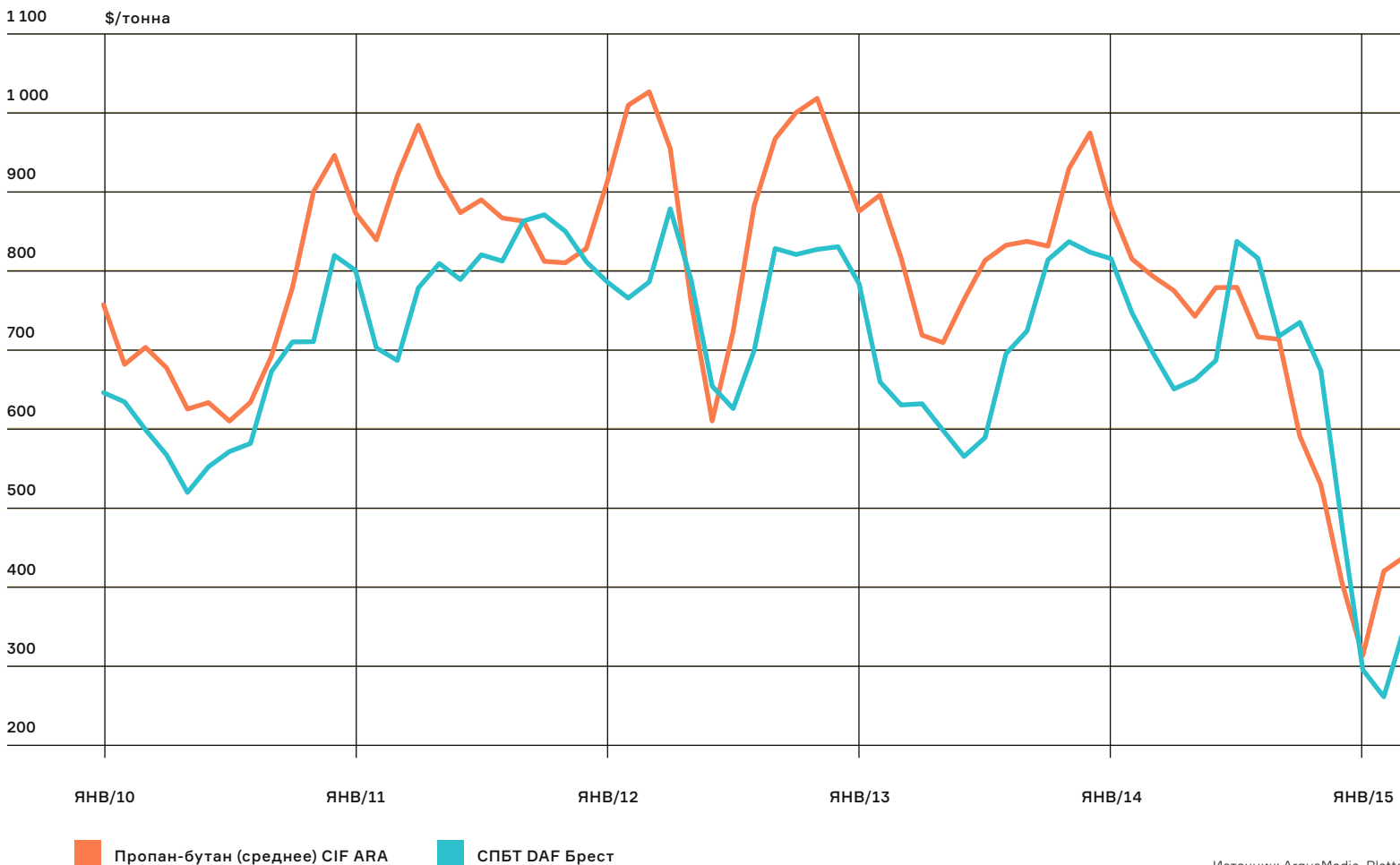
** вычет, начисленный с коэффициентом 1,37 на 70% от 1 тонны нефти, ушедших на производство продукции нефтехимии на пиролизе, и с коэффициентом 1 на 30%, ушедших на производство не нефтехимической продукции на пиролизе

Источник: Platts, Банк России, Министерство финансов РФ, Минэкономразвития РФ

СЖИЖЕННЫЕ ГАЗЫ

В 2014 году из 12,3 млн тонн произведенных в России сжиженных газов (пропан, бутаны и смеси) было экспортировано 43%. Таким образом, и этот сегмент также сильно зависит от поставок на внешние рынки, а потому логично предполагать модель ценообразования преимущественно по экспортному паритету. Здесь в нашей модели опорным ценовым индикатором, несмотря на широкомасштабный экспорт СУГ через Усть-Лугу на рынки северо-западной Европы, можно считать цены, складывающиеся на белорусско-польской границе. Это обусловлено как тем, что через Усть-Лугу поставляются преимущественно чистые фракции, а в пиролизе применяется в основном смесевые, так и тем, что ставка экспортной пошлины на СПБТ определяется именно по ценам в Бресте.

Рис. 6 Динамика котировок на сжиженные газы в северо-западной Европе и на белорусско-польской границе в 2010–2015 годах



Вместе с тем подобный подход приводит к определенным отклонениям от складывающихся ценовых трендов на сырье для предприятий нефтехимии в Европе и России. Дело в том, что котировки DAF Брест в целом, конечно, коррелируют с индикаторами для региона Северного моря, однако, во-первых, изменяются с некоторым временным лагом к последним, а во-вторых, подвержены влиянию факторов спроса и предложения, рождающихся в не нефтехимических секторах потребления в Восточной Европе, в первую очередь на топливном и коммунально-бытовом рынках (см. Рис. 6). Это обуславливает в целом несколько различающийся характер динамики цен.

Так, например, цены в Бресте почти не заметили фактора новых объемов СУГ из США, продемонстрировав традиционный сезонный всплеск летом 2014 года, позже ответили на снижение нефтяных котировок и просели сильнее, чем в Северном море.

В отличие от ситуации с нефтью система расчета российских экспортных пошлин на смесевые СУГ показала в целом более адекватное реагирование на волатильность рынка без всяких дополнительных компенсирующих «надстроек». Если среднеквартальные значения котировок DAF Брест в 1Q2015 снизились к уровню 1Q2014 на 60%, то условная цена на российской границе (учитывающая величину пошлины и логистики по территории Белоруссии и не учитывающая минорные затраты на перевалку) снизилась синхронно — на 59% (см. Рис. 7).

При этом, в отличие от нефти рублевая стоимость смесевых сжиженных газов «на границе» вслед за девальвацией рубля не выросла, а довольно ощутимо снизилась на 27%.

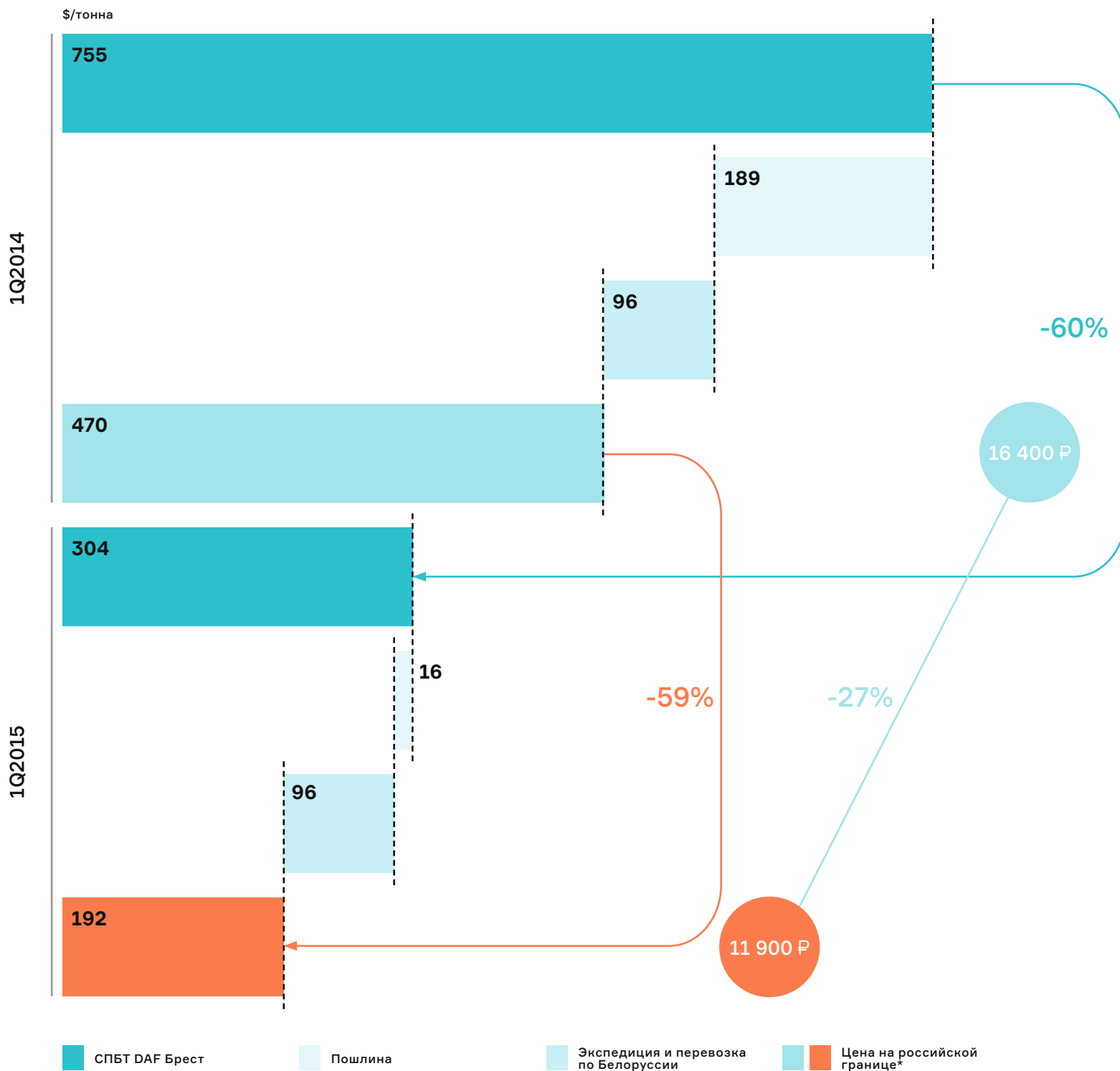
ЭНЕРГЕТИКА И РАБОЧАЯ СИЛА

С точки зрения оценки конкурентоспособности российской нефтехимии по отношению к мировым производителям принципиальным является не само по себе изменение рублевой стоимости энергоресурсов и рабочей силы в 1Q2015 по отношению к 1Q2014, а динамика тех же показателей, но в долларовом выражении и в сравнении с неким близким по изначальному уровню издержек зарубежным аналогом, например США.

В условиях дорогой нефти (1Q2014) средняя фактическая стоимость электроэнергии в России, вопреки распространенному заблуждению, была в целом не сильно ниже, чем в США, где, как известно, отрасль работает по принципиально иной модели, благодаря которой промышленность получает ресурсы по самым низким ценам среди всех категорий потребителей. Так, средняя по всем штатам стоимость 1 кВт•ч для промышленности в январе–марте 2014 года составляла 6,99 цента. В России реальная (то есть вычисленная исходя из затраченных денег и закупленных ресурсов) средняя по регионам стоимость для нефтехимических предприятий при переводе в доллары США по среднеквартальному курсу Банка России составляла 6,29 цента за 1 кВт•ч.

При этом падение стоимости нефти и газа на рынке США вызвало определенную перестройку сырьевой структуры энергетики, и то же средневзвешенное значение для начала 2015 года в сравнении

Рис. 7 Изменение паритетного уровня условных цен на СПБТ в России в 1Q2015 по сравнению с 1Q2014

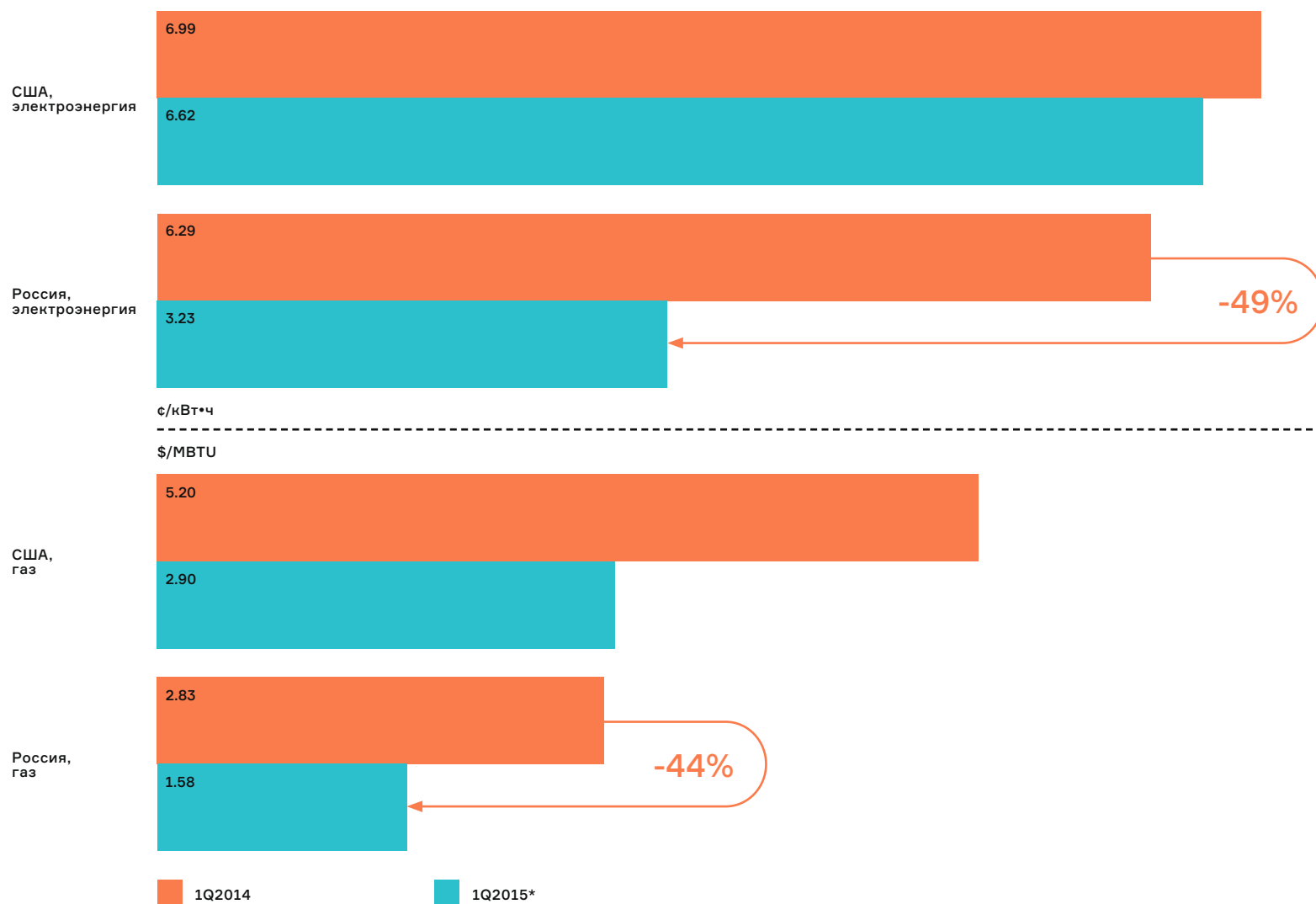


* без учета стоимости перевалки

с 2014-м оказалось на 5% ниже. В России рублевая стоимость энергоресурсов почти не изменилась, поэтому основной вклад в изменение их долларовой стоимости внесло обесценение рубля.

Несколько иная картина наблюдалась на рынке газа: в США в 1Q2015 он оказался на 79% дешевле, чем в 1Q2014. В России же цены на газ (рассчитываемые ФТС на основе цен на мазут как альтернативное нефтяное топливо по итогам девятимесячного мониторинга) пока не отреагировали на дешевую нефть, поэтому снижение долларовой стоимости газа составило 44% из-за девальвации рубля (см. Рис. 8).

Рис. 8 Изменение уровня долларовых цен на электроэнергию и природный газ в России и США в 1Q2015 по сравнению с 1Q2014



* электроэнергия: январь 2015 для США, 4Q2014 для РФ; газ: 3Q2014 для РФ

Источник: EIA, СИБУР, «Газпром», Банк России

Аналогичной была ситуация со стоимостью труда в России: в рублевом выражении издержки этого рода в 1Q2015 в сравнении с аналогичным периодом предыдущего года почти не изменились, усиление конкурентоспособности в долларовом выражении произошло из-за девальвации.

В целом курсовые изменения оказали положительное влияние на конкурентоспособность российских нефтехимических производителей с точки зрения их затрат на энергоресурсы и труд.

КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ НА ВНЕШНИХ РЫНКАХ

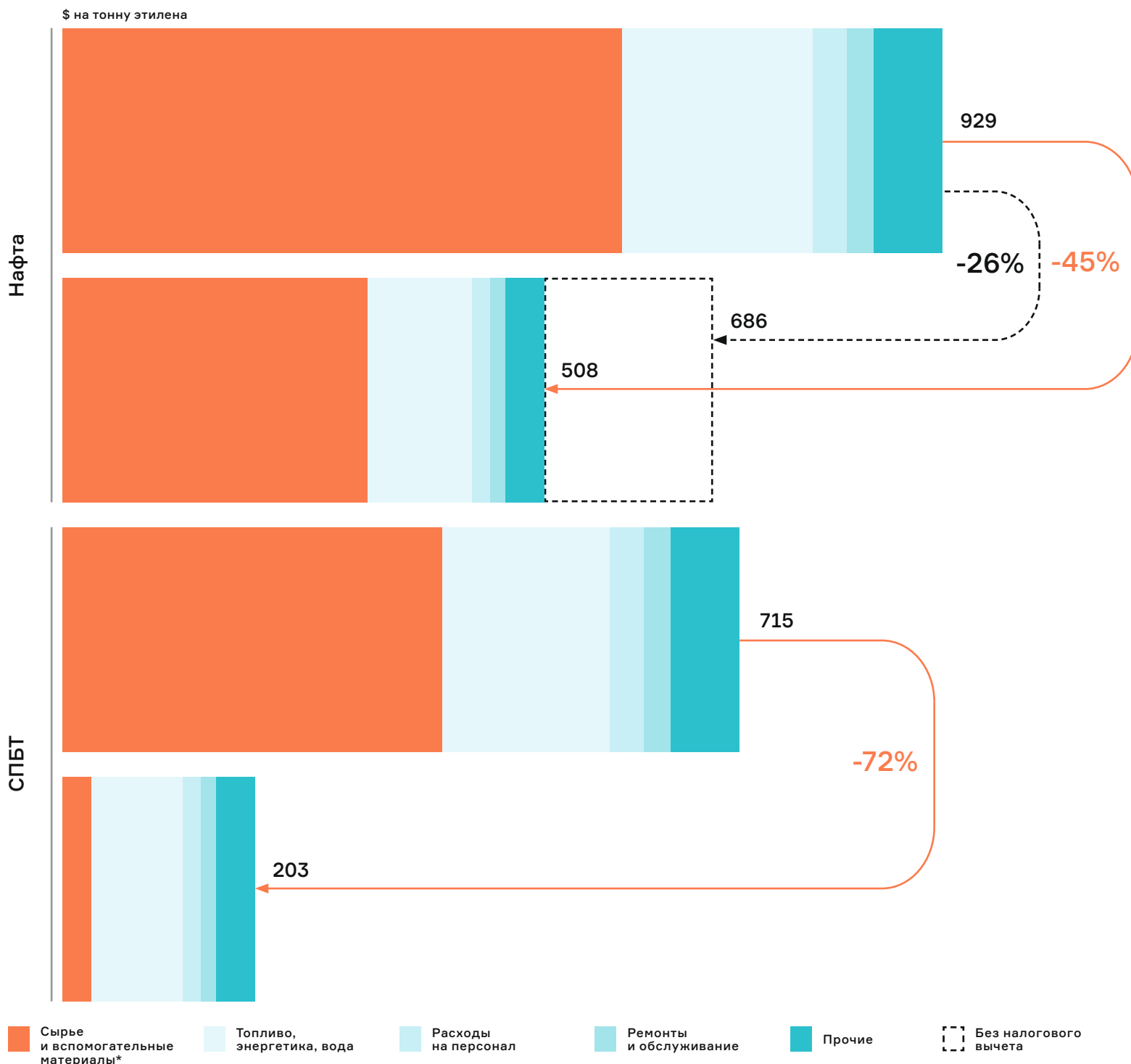
Изменение конкурентоспособности российских производств этилена на фоне мировых производителей, произошедшее вслед за снижением цен на нефть и девальвацией рубля, можно выразить через изменение положения отечественных компаний на глобальной кривой затрат. С этой целью для наших модельных предприятий мы рассчитали выраженные в долларах затраты на производство 1 тонны этилена из нефти и пропан-бутановой смеси для условий 1Q2014 и 1Q2015 (см. Рис. 9).

Как можно видеть, характер изменений в величине издержек существенно различен для двух указанных видов сырья. В случае использования нефти, как было показано выше, таможенно-тарифная система России нивелировала некоторую часть эффекта от снижения мировых цен на это сырье, а обвалившийся рубль сделал все остальное. Кроме того, в нашей модели рублевая цена бензина для производителя этилена уменьшена от уровня условной эффективной стоимости «в порту» на величину стоимости железнодорожной доставки. Будучи выраженной в рублях и практически не изменившись год к году, в долларовом выражении эта железнодорожная составляющая снизилась вслед за девальвацией рубля, что дополнительно привело к увеличению долларовой цены на сырье для нефтехимического производителя. При этом суммарная стоимость корзины прочих продуктов пиролиза (использовались фактически имевшие место средние цены продаж в соответствующих периодах без НДС) практически не изменилась в рублевом выражении (-3%), в то время как в долларовом упала на 45%. В итоге долларовые затраты на производство 1 тонны этилена из нефти снизились всего на 45%, до \$508.

Можно оценить, сколь важную роль здесь сыграли компенсирующие меры в виде налогового вычета по акцизам на бензиновое сырье для пиролиза. Если бы, например, они не были применены, долларовые издержки условного российского пиролиза на производство 1 тонны этилена сократились бы всего на 26% (до \$686).

В случае со сжиженными газами эффект экспортных пошлин не замаскировал снижение опорных ценовых котировок (см. Рис. 7). Кроме того, достаточно затратная составляющая в виде железнодорожной перевозки по территории Белоруссии, также номинированная в долларах, не изменилась. Рублевая стоимость железнодорожной перевозки по территории России существенно не изменилась, снизившись в валюте пропорционально курсовым изменениям. Однако это не смогло перекрыть общего снижения

Рис. 9 Издержки на производство 1 тонны этилена из нефти и СУГ на модельных предприятиях в европейской части России в 1Q2015 по сравнению с 1Q2014



* стоимость сырья для производства 1 тонны этилена за вычетом выручки от реализации прочей продукции пиролиза

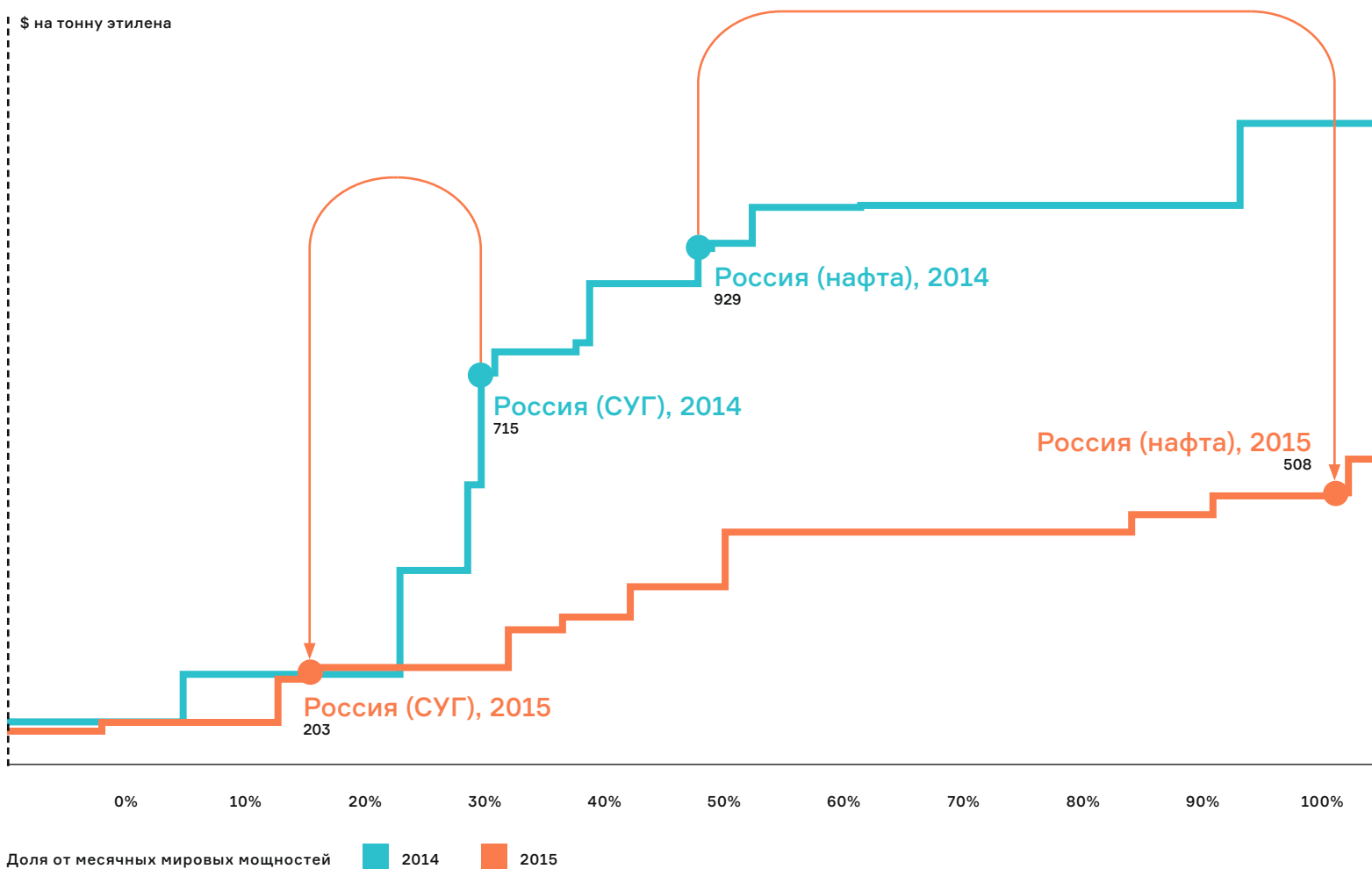
Источник: анализ RUPEC

стоимости сырья. Вкупе с описанными выше эффектами снижения долларовых цен на энергоресурсы и рабочую силу общие издержки на производство 1 тонны этилена из смесевых сжиженных газов в 1Q2015 оказались в долларовом выражении на 72% ниже, чем за аналогичный период годом ранее, и составили всего \$203 (см. Рис. 9).

Стоит сказать, что подобный темп снижения затрат оказался в числе самых сильных среди всех регионов мира, уступив только падению издержек на производство этилена из нефти и СУГ в США (см. Рис. 3).

Как отмечалась выше, мировая медиана снижения затрат в связи с дешевой нефтью составила 54%. Это значит, что конкурентные позиции российских пиролизом на сжиженных газах в новых условиях усилились (движение влево по кривой затрат), а пиролизом на нефть — ухудшились (движение вправо, см. Рис. 10).

Рис. 10 Положение российских модельных пиролизом на СУГ и нефти на глобальной кривой затрат в 1Q2015 по сравнению с 1Q2014



Усиление глобальных конкурентных позиций для существующих российских пиролизом на сжиженных газах оказалось достаточно знаковым — по уровню издержек они (в рамках нашего условного моделирования, конечно) пусть незначительно, но все же обошли североамериканские этановые комплексы, уступая в мире лишь североамериканским пиролизом на сжиженных газах, ближневосточным этановым и североамериканским нафтовым.

Для существующих же пиролизом на бензиновом сырье выигрыша от дешевой нефти фактически не произошло, даже наоборот: из-за действия факторов, обсуждаемых выше, на мировой кривой затрат они откатились в самый конец, проигрывая даже западноевропейским пиролизом на нефти — традиционным аутсайдером рейтинга глобальных издержек. По сути, единственный конкурент, с которым по издержкам в 1Q2015 могли бороться российские нафтовые пиролизом, — китайские угольные олефины. Таким образом, даже несмотря на компенсирующие меры в рамках «налогового маневра», вся целиком система ценообразования на нефть продемонстрировала неспособность обеспечить внутреннюю нефтехимию возможностью воспользоваться позитивной понижательной волатильностью на мировом энергетическом рынке.

КОНКУРЕНТО-СПОСОБНОСТЬ БУДУЩИХ ПРОИЗВОДСТВ

Не менее интересно посмотреть, как под влиянием снизившихся мировых цен на нефть, девальвации рубля и спровоцированным ею изменением политики Банка России в отношении стоимости краткосрочного кредитования коммерческих банков изменился взгляд на конкурентоспособность будущих российских этиленовых производств по сравнению с мировыми конкурентами в условиях, скажем, 2020 года при цене нефти \$96 (цена выбрана для последующего сопоставления наших результатов с глобальными кривыми затрат, рассчитанными WoodMackenzie для этого значения). При таком значении цены на нефть мы ожидаем, что стоимость доллара США составит 34,5 рубля, отношение евро/доллар — 1,2.

Как и ранее, свои оценки мы будем относить к модельному производству, вновь создаваемому в европейской части России и использующему в качестве сырья прямогонные бензины.

ЧТО УЖЕ ИЗМЕНИЛОСЬ И ЧТО ИЗМЕНИТСЯ В БУДУЩЕМ

Для начала стоит понять, во-первых, чем будущие комплексы отличаются от существующих в части издержек. Во-вторых, какие факторы внешней среды оказывают влияние на текущую оценку конкурентоспособности.

Ключевое отличие планируемых производств от существующих — принципиально иной уровень ресурсосбережения за счет использования новых технологий. Это касается прежде всего расходных норм по сырью, что приводит к более низкой его стоимости для производства 1 тонны целевой продукции (этилена). Более высокие выходы на единицу сырья в современных комплексах пиролиза достигаются за счет более совершенных конструкций и материалов змеевиков и горелок, устройства горячей и холодной секций, более тщательной работы с рецикловыми потоками и сокращения потерь. Так, при прочих равных (а именно, составу рецикловых потоков) выход этилена из нефти при пиролизе на старых комплексах ниже в среднем на 2–3% по сравнению с современными комплексами (это же обстоятельство, впрочем, приводит и к меньшей, чем ранее, стоимости корзины прочих продуктов пиролиза).

Затраты энергетических ресурсов у новых комплексов также ниже, чем у существующих в России, что немаловажно, учитывая, что именно затраты на энергетику сейчас занимают второе место в структуре издержек. По нашей оценке, удельное энергопотребление на 1 тонну этилена у существующего российского пиролиза на нефти составляет в среднем 45 ГДж, в новых проектах — порядка 34 ГДж, что на 25% ниже.

Опыт новых проектов в российской нефтехимии показывает также, что на установках, созданных по современным технологиям с привлечением современных же практик автоматизации и контроля безопасности, удельная численность производственного персонала на единицу мощности ощутимо ниже, чем на существующих аналогичных предприятиях. И если бы не российские требования промышленной безопасности, это значение могло бы быть еще ниже. Так, типичный для США комплекс на 1 млн тонн этилена в год требует для эксплуатации всего 72 человека непосредственно задействованного производственного персонала.

Таковы составляющие издержек, которые в новых комплексах олефинов должны снизиться по сравнению с существующими. Увеличатся же те составляющие, которые являются производными от стоимости нового комплекса. Это расходы на обслуживание и ремонт оборудования, страхование имущественного комплекса и налог на имущество, вычисляемый из высокой стоимости почти неамортизированных (в отличие от существующих комплексов) основных средств.

Новой составляющей издержек при оценке мировой конкурентоспособности будущих производств должен стать учет необходимости возврата капитальных вложений вкупе с затратами на обслуживание заемных средств. Поскольку условия 2015 года в части валютных курсов и стоимости заимствования существенно

изменились, эта составляющая, на наш взгляд, — самый существенный фактор, отличающий входные данные для прогнозирования в 1Q2015 от входных данных в 1Q2014. Стоит рассмотреть его подробнее.

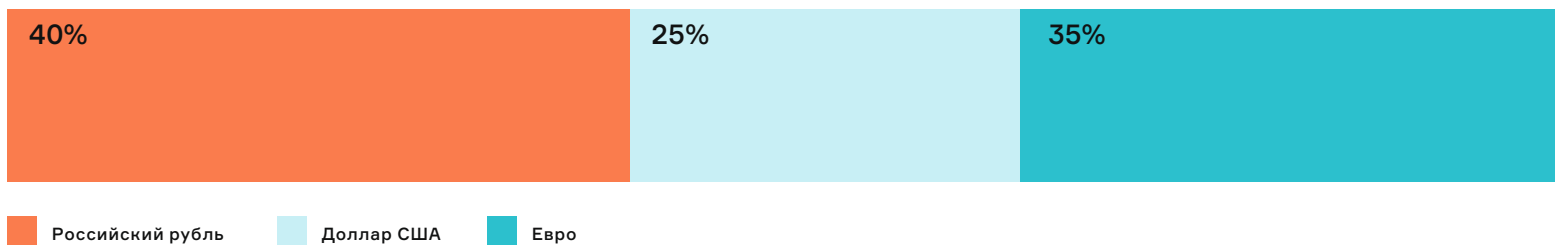
ПЕРЕОЦЕНКА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ

Может показаться, что, имея оценку ожидаемых капитальных вложений, выраженную в долларах США в 1Q2014, и соответствующий рублевый эквивалент через обменный курс Банка России, можно получить новый рублевый эквивалент в условиях 1Q2015 простым перемножением на новый обменный курс. Это, однако, далеко не так.

Дело в том, что любые ожидаемые капитальные вложения в проект номинированы в нескольких валютах, среди которых основные — доллар США, евро и рубль. Приблизительная валютная структура сметы реально построенного в России нефтехимического объекта отражена на Рис. 11.

Рис. 11 Примерная валютная структура инвестиций в новые нефтехимические объекты в России

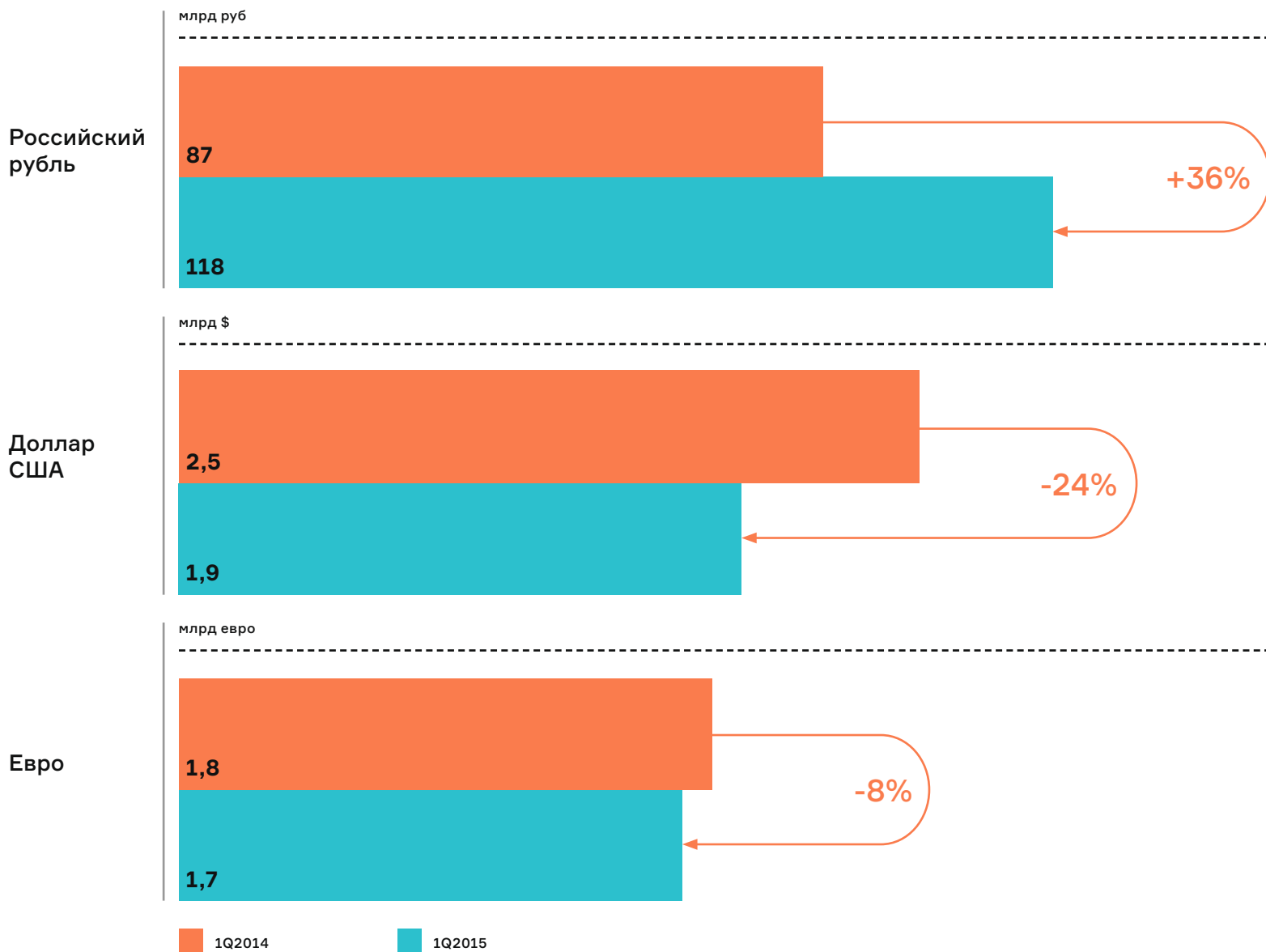
В рублевом выражении



Источник: анализ RUPEC

И точно так же, как в конце 2014 года, рубль девальвировался по отношению к мировым валютам, евро существенно подешевел к доллару. Это означает, что если переоценивать изначальные ожидания по капитальным затратам в условиях 2015 года и приводить все опять, скажем, к доллару США, то получится, что часть затрат, номинированная в евро, снизилась, рублевая уменьшилась пропорционально валютным курсам, долларовая не изменилась. Можно проиллюстрировать это на конкретном примере. Скажем, оценка полных капитальных затрат на некий условный greenfield-комплекс этилена (без производных) мощностью 1 млн тонн в европейской части России на начало 2014 года составляла \$2,5 млрд, или 87 млрд рублей по среднеквартальному курсу. Если исходить из указанной выше валютной структуры издержек и среднеквартальных курсов валют Банка России для 1Q2014 и 1Q2015, то окажется, что смета, выраженная в долларах, сократится на 36%, до \$1,9 млрд; в евро — сократится на 8%; в рублях — вырастет на 36%, до 118,2 млрд рублей, несмотря на то, что стоимость доллара к рублю выросла на 78% (Рис. 12).

Рис. 12 Пример переоценки размера ожидаемых капитальных вложений, выраженных в различных валютах



Источник: Банк России, анализ RUPEC

Важно понимать, что девальвация рубля сама по себе никак не повлияла на абсолютную стоимость позиций сметы, выраженных в соответствующей валюте. То есть оборудование, которое ранее предполагалось приобретать у европейских производителей за евро, по-прежнему стоит примерно столько же, сколько и год назад, а, например, закупаемые в Японии системы автоматики и измерительные системы стоят в долларах столько же, сколько и стоили раньше (с поправкой, конечно, на курс йены к доллару). Ожидаемая стоимость, например, услуг российских строительных подрядчиков также изменилась в рублях незначительно (в рамках промышленной инфляции).

Это очень важное соображение. Из него следует, что при выборе оптимальной кредитной стратегии риски, связанные с изменившейся оценкой капитальных затрат, можно свести к минимуму. Например, если инвестор сумеет привлечь финансирование, номинированное в долларах, которое сможет покрыть большую часть сметы, размер такого привлечения в 1Q2015 окажется даже меньше, чем в условиях 1Q2014. Аналогичная ситуация (правда, с меньшим эффектом) имеет место при кредитовании в евро. Наиболее негативный сценарий — привлечение финансирования, номинированного в рублях. Здесь размер и, самое главное, стоимость заимствования существенно увеличатся.

СТОИМОСТЬ ЗАИМСТВОВАНИЯ: СЦЕНАРИИ

Будем в нашей модели исходить из того, что валютная структура ожидаемых капитальных затрат соответствует представленной на Рис. 11, их общий размер таков же, как в предыдущем примере (в рублевом выражении 87 млрд рублей на начало 2014 года и 118 млрд рублей на начало 2015 года). Речь идет о создании олефинового комплекса мощностью 1 млн тонн в год по этилену без каких-либо установок по производным. Также будем исходить из того, что при любой стратегии привлечения внешнего финансирования инвестор будет использовать 30% суммы из собственных средств во всех валютах, а финансирование привлекается на 10 лет по аннуитетной схеме. При этом инвестор рассчитывает вернуть свою долю вложений также за 10 лет. Для простоты иллюстрирования дисконтирование не применяется.

Сценарий 1. *Все ожидаемые капитальные вложения номинированы в рублях, заимствования осуществляются в рублях в российских банках по рыночным ставкам.*

Это наиболее тяжелый для инвестора сценарий, поскольку, во-первых, ожидаемые инвестиции в рублевом выражении в условиях 1Q2015 увеличились по сравнению с условиями 1Q2014 на 36%, а во-вторых, вслед за декабрьским обвалом рубля и резким увеличением ключевой ставки Банка России возросла стоимость заимствования. Несмотря на то, что впоследствии ставка была снижена (на момент подготовки обзора она составляла 14%), фактическая стоимость коммерческого кредитования увеличилась почти вдвое. В своих расчетах мы будем использовать в качестве индикатора усредненное по соответствующим квартальным периодам 2014 и 2015 годов значение MosPrimeRate 6 месяцев, имея в виду, конечно, что фактическая стоимость заимствования с длительным сроком для промышленного инвестора выше. Тем не менее, значение MosPrimeRate 6 месяцев в 1Q2015 увеличилось до 18,5% против характерного для 1Q2014 значения 7,9%.

Вместе эти два фактора приводят к тому, что суммарная удельная составляющая на возврат средств и обслуживание долга на 1 тонну мощности в рублях вырастает с 11,7 тыс. рублей в ожиданиях 1Q2014 до 22,3 тыс. рублей в условиях 1Q2015, то есть на 91%. Для целей сопоставления с мировыми конкурентами эти цифры нуждаются

в приведении к долларовому выражению по курсу, выбранному нами для 2020 года. Поскольку, условно, эта оценка одинакова и для 1Q2014, и для 1Q2015, эффект девальвации рубля не в состоянии скрыть негатив, поэтому в валютном выражении эта удельная составляющая также растет на 91%, с \$338 до \$646 на тонну.

Сценарий 2. *Часть ожидаемых капитальных затрат номинирована в евро, остальная — в рублях. Доля в евро кредитуется в соответствующей валюте в европейских банках, рублевая часть — в рублях в российских банках.*

Условия данного сценария очень реалистичны, поскольку чаще всего контрактным вариантом создания новых нефтехимических мощностей является формат EP+C, где проектирование и поставку основного технологического оборудования осуществляет западный лицензиар, расчеты с которым номинированы в евро. Кроме того, заказывая основное технологическое оборудование, инвестор может воспользоваться гарантиями европейских кредитно-экспортных агентств и получить выгодные условия у европейских банков или синдикатов. Услуги же строительного подрядчика, расходы на ОЗХ и значимую часть вспомогательного оборудования и материалов номинированы в рублях или долларах.

В этом варианте в качестве ориентирных ставок при рублевом заимствовании мы будем использовать те же среднеквартальные значения индекса MosPrimeRate 6 месяцев, а в качестве ставок по кредитам в евро — средние за 2014 год значения ставок по соответствующим валютным кредитам, раскрываемые в своей годовой финансовой отчетности компанией СИБУР (1,5%), в предположении, что в 1Q2015 эффективная величина этих ставок не изменилась по сравнению с 2014 годом.

При таком сценарии суммарная удельная составляющая на возврат средств и обслуживание долга на 1 тонну мощности в условиях 2014 года составляет 10,4 тыс. рублей, в условиях 2015 года — 16,7 тыс. рублей (рост на 61%). Аналогичный рост в долларовом выражении — до \$484 в условиях 1Q2015 против \$301 в условиях 1Q2014.

Сценарий 3. *Все ожидаемые капитальные вложения номинированы в долларах, заимствования осуществляются также в долларах в западных банках.*

Это наиболее привлекательный вариант, поскольку, как было показано выше, в долларовом выражении за счет относительно большой доли рублевых расходов, девальвации российской валюты и снижения отношения евро/доллар оценка капитальных вложений снизилась на 24% (см. Рис 12).

В качестве ориентирной ставки будем также отталкиваться от раскрываемых компанией СИБУР средних за 2014 год ставок по долларовым кредитам в ее портфеле (3,5%) в предположении неизменности этих значений в начале 2015 года.

При таком сценарии суммарная удельная составляющая на возврат средств и обслуживание долгов на 1 тонну мощности в условиях 2014 года равна 9,8 тыс. рублей, в условиях 2015 года — 7,5 тыс. рублей (снижение на 24%). В долларовом выражении величина той же составляющей уменьшается с \$284 в условиях 1Q2014 до \$217 в условиях 1Q2015 (Рис. 13).

Тут, правда, есть один нюанс: все приведенные выше выкладки в отношении удельных расходов на возврат капвложений справедливы при условии постоянства валютных курсов на период инвестирования. То есть, например, инвестор может воспользоваться моментом и занять по Сценарию 3 некую долларовую сумму, эквивалентную текущей оценке капитальных вложений. Однако если в ходе реализации проекта рубль сильно укрепится к доллару, заемной суммы будет уже недостаточно для покрытия подорожавшей рублевой части инвестиционных расходов. В своей

Рис. 13 Изменения долларовых значений составляющей удельных издержек будущих комплексов пиролиза на возврат капитальных вложений и обслуживание займов на 1 тонну мощности по этилену при различных сценариях

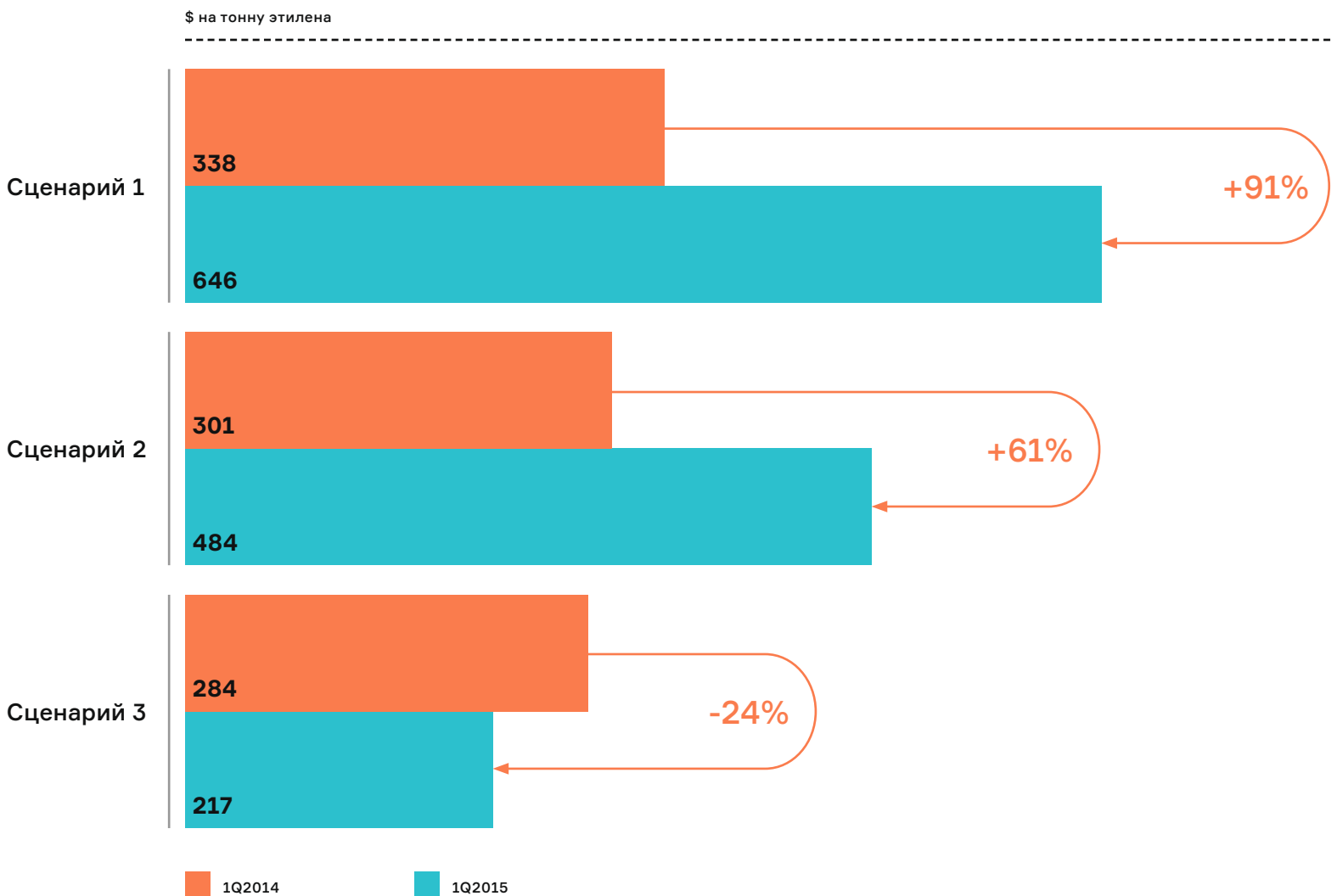
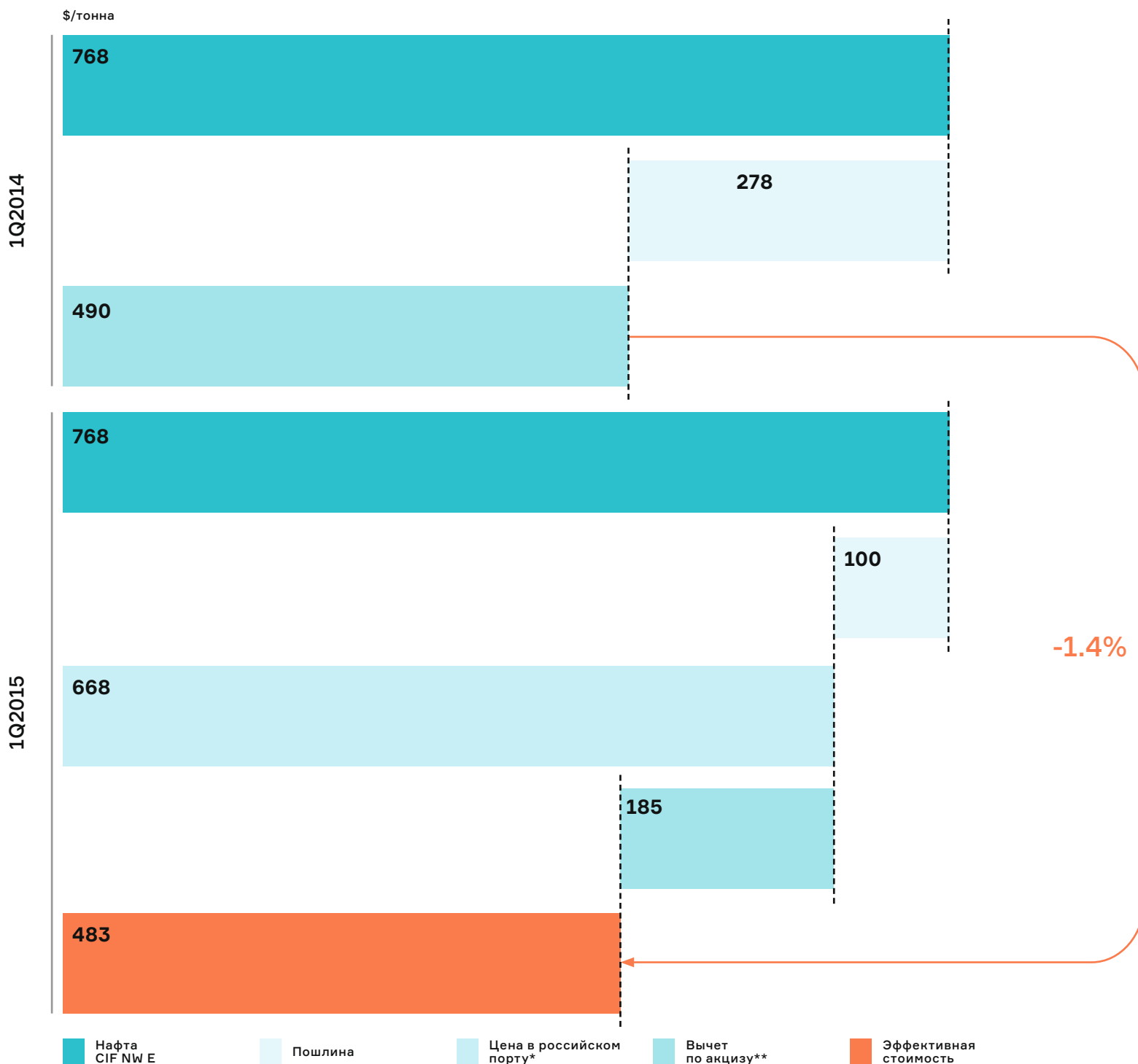


Рис. 14 Ожидаемая в 2020 году эффективная стоимость нефти на пиролиз «в порту» без налогового вычета (оценка 1Q2014) и с вычетом (оценка 1Q2015)



* без учета стоимости перевалки, морской логистики и страхования
 ** вычет, начисленный с коэффициентом 1,94 на 70% от 1 тонны нефти, ушедших на производство нефтехимии на пиролизе, и с коэффициентом 1 на 30%, ушедших на производство не-нефтехимической продукции на пиролизе

модели мы будем предполагать, что валютные соотношения постоянны на период освоения рублевой части затрат по проекту и равны тем величинам, которые используются для переоценки общего размера капитальных затрат.

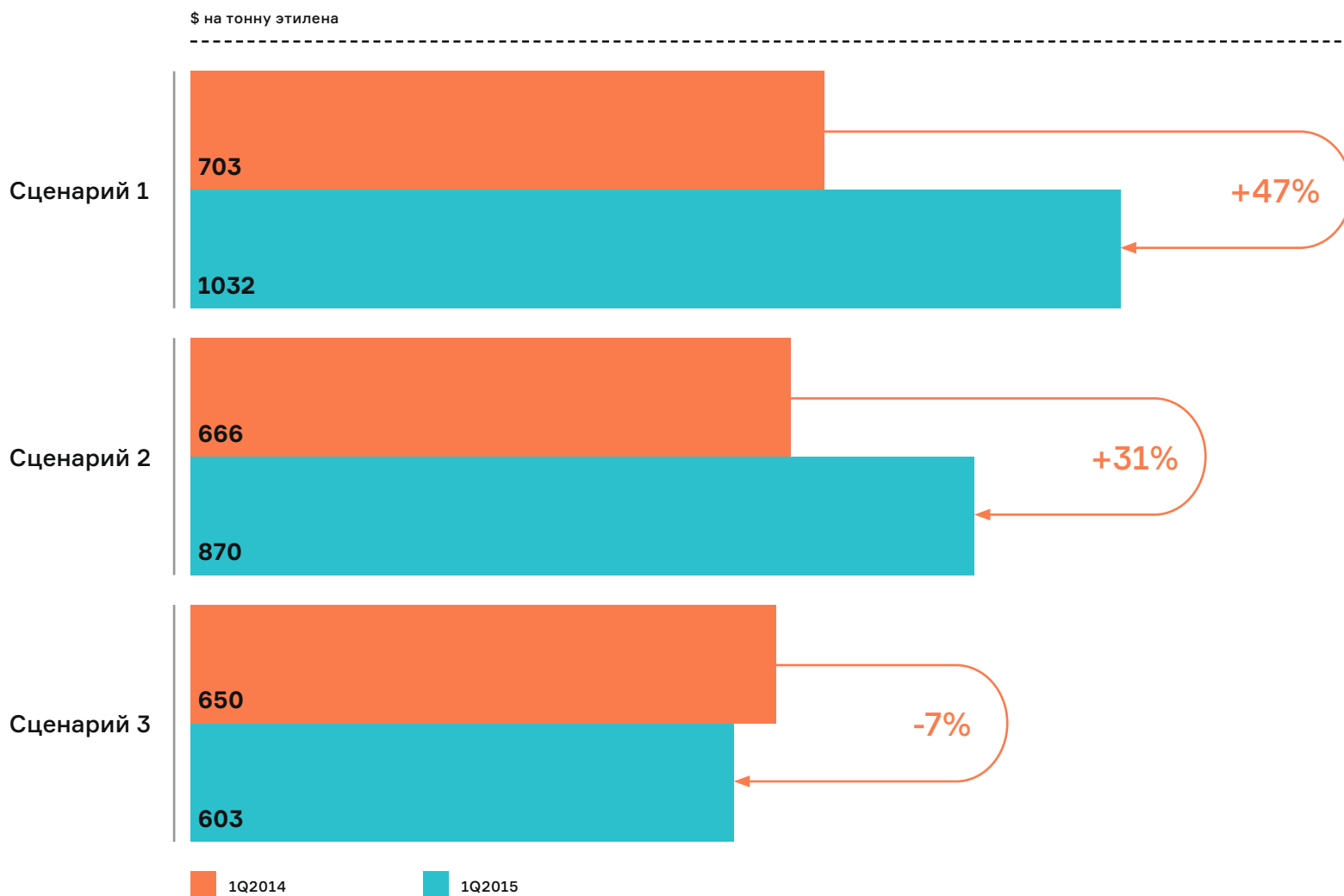
«НАЛОГОВЫЙ МАНЕВР» И ОЖИДАЕМАЯ СТОИМОСТЬ СЫРЬЯ

Еще одним важным фактором, отличающим вводные данные для оценки будущей конкурентоспособности российских пиролизом на нефти в 1Q2014 от обстоятельств 1Q2015, является «налоговый маневр». Так, согласно постановлению правительства РФ №276 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую...» (в редакции от 02.01.2014) при цене нефти в 2020 году \$96 за баррель (опускаем для простоты незначительный дисконт Urals к Brent) размер ставки вывозной пошлины на нефть должен был бы составить \$309 за тонну и, соответственно, размер пошлины на прямогонные бензины — \$278 за тонну. В действующей на момент подготовки отчета редакции того же постановления (от 20.12.2014), куда интегрированы параметры «налогового маневра», те же значения составили бы \$182 и \$100 за тонну нефти и нефти соответственно. Учитывая ценообразование на прямогонные бензины внутри России по принципу экспортного паритета (см. выше), можно ожидать, что стоимость сырья для российского нефтяного пиролиза должна существенно вырасти. На деле, однако, этот эффект купируется применением отрицательного налогового вычета по акцизу. Совокупный эффект в рамках «налогового маневра» оказывается в целом нейтральным: эффективная стоимость прямогонного бензина на пиролиз «в порту» ниже на 1,4%, что в целом находится в пределах погрешности моделирования (см. Рис. 14). Таким образом, при нынешней цене нефти предложенные регулятором компенсирующие меры для нефтехимических производителей в целом справляются со своей задачей, при условии, конечно, их практической работоспособности, которая на момент подготовки обзора пока не была подтверждена.

БУДУЩИЕ РОССИЙСКИЕ ПИРОЛИЗЫ НА ГЛОБАЛЬНОЙ КРИВОЙ ЗАТРАТ

В качестве модельного будущего предприятия рассматривается условный комплекс олефинов мощностью 1 млн тонн по этилену, локализованный в центре европейской части России и работающий на бензиновой фракции по современным технологиям. Продуктами комплекса являются этилен, пропилен, фракция C4, бензол, пироконденсат C6–C8, фракция C9, смола пиролиза и топливные газы. Фракция C5 после необходимого гидрирования возвращается в качестве рецикла. Предполагается, что 2020 год (год оценки положения модельного предприятия на глобальной кривой затрат) — первый год его работы. Стоимость нефти в этот год составляет \$96 за баррель, курс доллара — 34,5 рубля. Экспортные пошлины — в соответствии с параметрами «налогового маневра». Цены на прочие продукты пиролиза (кроме этилена) — на уровне 1Q2014 без НДС. Рассматриваются три сценария финансирования (см. выше) в оценках 1Q2014 и 1Q2015.

Рис. 15 Ожидаемые в 2020 году издержки на производство 1 тонны этилена из нефты в России в сумме с составляющей на возврат капитальных вложений при трех сценариях заимствования



Источник: анализ RUPEC

Результаты моделирования показывают, что только при реализации Сценария 3 заимствования (кредиты полностью в долларах США и под низкую ставку иностранных банков) прогноз суммы издержек и затрат на возврат капвложений в 2020 году в условиях 1Q2015 оказывается оптимистичнее, чем в условиях 1Q2014, снижаясь на 7% (см. Рис. 15). При этом базовая составляющая издержек (сырье за вычетом прочей продукции пиролиза, энергоресурсы, труд, затраты на ремонты, страховку, общехозяйственные расходы и налог на имущество) в оценке 1Q2014 ниже всего на 6% (\$365 на тонну) из-за тех компонентов, которые зависят от размера капитальных вложений, главным образом налога на имущество.

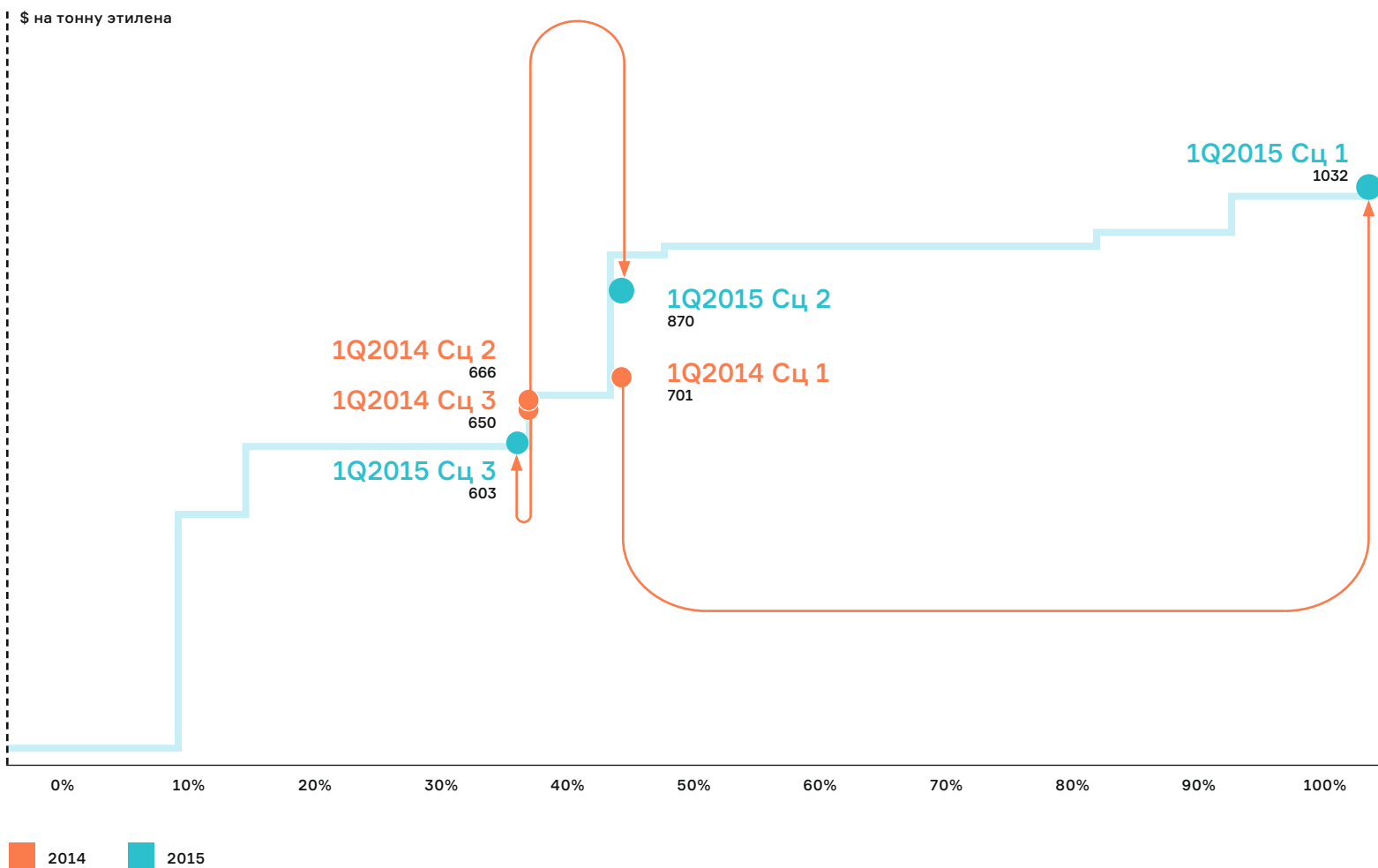
При всех прочих вариантах финансирования капитальных вложений суммарные издержки существенно вырастают: например, при реализации Сценария 1 (кредитование полностью в рублях по рыночным российским ставкам) этот рост составляет 47%.

Таким образом, только при реализации Сценария 3 оценка в условиях начала 2015 года показывает улучшение конкурентных позиций на глобальной кривой затрат, чем взгляд из 1Q2014 (см. Рис. 16). А оценка в условиях 1Q2015 по Сценарию 1 пессимистичнее настолько, что соответствующие издержки оказываются в самом конце кривой затрат, делая такой проект потенциально неконкурентоспособным.

Рис. 16 Положение перспективного российского пиролиза на нефти на глобальной кривой затрат в 2020 году при различных сценариях заимствований в оценках 1Q2014 и 1Q2015

ЦЕНОВЫЕ УСЛОВИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ

НЕФТЬ BRENT — \$96/БАРРЕЛЬ; ПРИРОДНЫЙ ГАЗ HENRYHUB — \$4,90/МВТУ; ЭТАН В США — 70 ЦЕНТОВ/ГАЛЛОН



При этом реализации Сценария 2 как при взгляде из 1Q2014, так и при взгляде из 1Q2015 с точки зрения положения на кривой затрат в целом принципиально не отличаются: соответствующие издержки попадают в диапазон между ближневосточными пиролизными на СУГ и нефти, проигрывая им, но выигрывая у североамериканских проектов на сжиженных газах. При этом издержки по Сценарию 3 в оценке начала 2015 года вполне могут конкурировать с таковыми для североамериканских этиленовых производств на этане.

Если резюмировать вышесказанное, получается, что с точки зрения положения на глобальной кривой затрат в 2020 году перспективный взгляд в условиях 1Q2015 мало чем отличается от того же взгляда, базирующегося на вводных данных 1Q2014 при условии, что инвестор намерен финансировать капитальные затраты, заимствуя необходимые средства либо в долларах в иностранных банках, либо по смешанному сценарию — в европейских и российских банках. Если же инвестор планирует занимать средства в рублях по российским рыночным ставкам, он рискует получить заведомо неконкурентоспособный комплекс, и этого риска не было при оценке, исходящей из условий начала 2014 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итак, в условиях сильной понижающей волатильности на мировом нефтяном рынке российская нефтехимия показала противоположные реакции с точки зрения глобальной конкурентоспособности. Сложившаяся внутри страны система ценообразования на нефть не смогла вполне адекватно мировым котировкам снизить стоимость сырья для нефтехимиков, помог лишь отрицательный вычет по акцизу. Но даже это привело к снижению конкурентоспособности российских нефтяных пиролизом. Напротив, при дешевых сжиженных газах соответствующие пиролизы существенно выиграли, автоматически попав в первую четверть списка мировых лидеров. Причина тому — более гибкий механизм расчета экспортной пошлины на газы, более или менее оперативно реагирующий на мировую конъюнктуру.

Наше моделирование издержек некоего нового проекта на нефти в условиях 2020 года не претендует, разумеется, на точность, а лишь призвано проиллюстрировать то, как взгляд на одни и те же вещи может меняться в зависимости от макроэкономической обстановки. Валютный фактор и фактор стоимости капитала, существенно изменившиеся в 1Q2015 по сравнению с 1Q2014, оказали очень большое влияние на рентабельность. Оказалось, что если год назад при любой стратегии заимствования оценка издержек нового комплекса на нефти укладывалась в 15-процентный диапазон, то в начале этого года стало ясно: занимать в рублях на капиталоемкие проекты с большой долей валютных издержек бессмысленно — на выходе получается практически неконкурентоспособное производство.

Напрашивается и еще один очень простой вывод: крупные инвестиции в промышленные объекты не любят перемен на этапе разработки и моделирования. Если требовать подобного от рынков нельзя, то от национального таможенно-тарифного и налогового регулирования — вполне стоит.

Исследование подготовлено коллективом авторов под общей редакцией **А. Костина**
Цитирование материалов допускается исключительно с указанием ссылки на источник.
Цитирование на интернет-ресурсах допускается с использованием активной
гиперссылки на www.rupesc.ru

