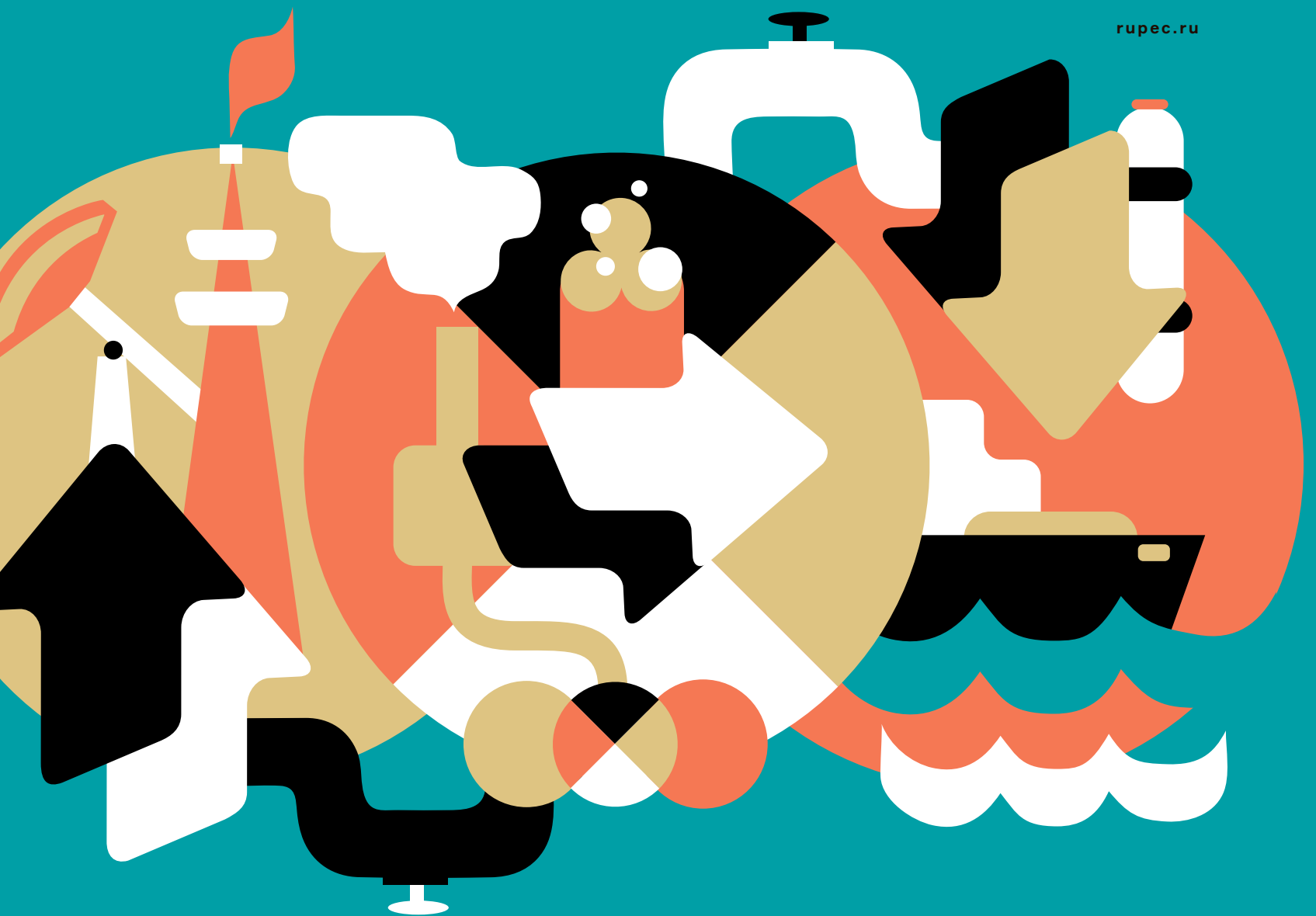


MIDSTREAM В НЕФТЕГАЗЕ И НЕФТЕХИМИИ РОССИИ

rupec.ru



MIDSTREAM В НЕФТЕГАЗЕ И НЕФТЕХИМИИ РОССИИ

Введение	4
Основные выводы	5
Что такое Midstream	6
Midstream в Северной Америке	10
Акт о природном газе 1938 года	11
Нефтяной кризис и начало реформы	12
Реакция рынка и midstream-сегмента	13
MLP — спецрежим для midstream-сектора	15
Midstream в России	21
Кейс попутного нефтяного газа	22
Состав и характеристика сегмента	23
Специфика регулирования	31
Экспортные пошлины: пожарный инструмент	34
Влияние регулирования на midstream	36
Midstream и нефтехимия	39
Газовый midstream — особенности	41
Заключение	43

Введение

В июне и июле 2016 года первые два танкера со сжиженным природным газом прибыли из США на Ближний Восток, в Кувейт и ОАЭ. Это событие означает радикальный перелом сложившегося в течение века порядка в мировой торговле газом. Оказалось, что североамериканский сланцевый газ, которому десять лет назад не прочили никакого будущего, не только выжил, но и оказался конкурентоспособен по затратам с газом из региона с традиционно самыми низкими ценами на углеводороды.

Как мы показали ранее (см. «Российская альтернатива сланцевому газу: новое сырье нефтехимии», июль 2015), такой результат с учетом весьма и весьма высоких расходов на добычу газа из сланцевых месторождений стал возможен за счет того, что североамериканские газовые компании начали зарабатывать собственно не на газе, а на его переработке и продаже легкого углеводородного сырья для нефтехимии: этане, пропане, бутанах и газовом бензине.

Создание практически за десятилетие огромного количества новых газоперерабатывающих заводов и продуктопроводов для транспортировки их продукции стало возможно благодаря существованию специальных благоприятствующих режимов регулирования для компаний, специализирующихся в сегменте midstream — отрасли, которая осуществляет технологическую связь между добычей и переработкой углеводородов.

В России в силу как объективных, так и субъективных причин midstream как таковой не выделяется не только с точки зрения регулирования, но и даже на уровне понятий. Вынужденный нести очень высокие капитальные затраты на строительство своих объектов, он является заложником двухцентровой системы регулирования, ориентированной только на балансировку интересов добычи и переработки углеводородов с интересами государства.

В данном обзоре RUPEC покажет, что подобный подход во многом дестимулирует приток инвестиций в отрасль. В итоге уровень развития сегмента существенно ниже потенциала, учитывая лидирующие позиции России с точки зрения добычи первичного углеводородного сырья.

Основные выводы

- Технологическая цепочка использования ископаемых углеводородов состоит не только из добычи (upstream) и переработки (downstream). Между ними есть третий сегмент — midstream, задача которого обеспечивать технологическую связанность добычи и переработки.
- Именно достаточность мощностей и инфраструктуры в midstream-сегменте часто является ограничителем возможностей по добыче «жирного» природного газа и попутного нефтяного газа с точки зрения рентабельности.
- Фундаментально midstream существует в очень узком ценовом коридоре, поэтому риски инвестиций в этом сегменте выше, чем в добыче или переработке. При этом капиталоемкость сегмента значительна и вполне сопоставима с капиталоемкостью переработки.
- Опыт Северной Америки показывает, что midstream для успешного его развития нуждается не только в отдельном регулировании, но и в создании преференциальных режимов, стимулирующих приток инвестиций.
- В России midstream не только не имеет собственной регуляторной среды, учитывающей его специфику и риски и нацеленной на стимулирование, но и вообще не выделяется понятийно из сегментов добычи и переработки. При этом наряду с другими секторами он несет большие капитальные затраты и, как правило, создает ранее не существовавшие мощности и инфраструктуру.
- Существование сегмента между интересами добычи, интересами переработки и интересами государства создает повышенные риски. Хаотичность регулирования, балансирующая интересы основных (с точки зрения регулятора) участников, порождает вполне отчетливые и математически выражаемые потери для сегмента.
- Как следствие — низкие темпы инвестиций в midstream, существенно заниженная реализация углеводородного потенциала страны по сравнению с другими странами мира.
- Для дальнейшего развития нефтегазовой, нефтехимической и химической промышленности России необходимо оформление midstream-сегмента в самостоятельную отрасль на уровне стратегических (Генсхемы развития газовой и нефтяной отраслей, План развития газонефтехимии, Стратегия развития химической промышленности) и регулирующих документов с введением преференциальных условий и льгот.
- Целенаправленное стимулирование сегмента несет большую потенциальную ценность для государства и отраслей промышленности, чем существующая система.

ЧТО ТАКОЕ MIDSTREAM

Несколько последних лет нефтяная отрасль России находится во власти сильнейшей регуляторной турбулентности. Складывающаяся тенденция, по сути, представляет собой своего рода поиск оптимальной конфигурации регулирования методом проб и ошибок.

Поиск этот заключается в подборе к постоянно меняющимся как отраслевым, так и конъюнктурным факторам оптимального баланса интересов четырех субъектов. Всякий раз задача состоит в том, чтобы (а) сохранить определенную маржинальность в нефтедобыче, чтобы поддержать привлекательность инвестиций в ее поддержание (бурение) и рост (МУН и освоение новых месторождений), (б) учесть бюджетные интересы государства путем взимания достаточной ренты, (в) подтолкнуть в ту или иную сторону сегмент нефтепереработки, управляя ее маржинальностью через размер экспортных пошлин и акцизы, а также (г) учесть хотя бы в какой-то степени интересы конечных потребителей нефтепродуктов на внутреннем рынке.

В последнем «большом налоговом маневре» пятым вектором в этой привычной уже системе координат стала нефтехимия, интересы которой были учтены «заплаточным» решением за счет бюджета.

Однако в общем можно видеть, что фактически имеющиеся в руках государства инструменты — ставки экспортных пошлин, НДС, акцизы и льготы для отдельных категорий объектов разработки — прикладываются только к двум точкам: сегменту добычи и сегменту нефтепереработки.

Такое биполярное представление о нефтяной отрасли является вполне сложившимся, что выражается, например, в прочно вошедших в обиход соответствующих терминах: upstream (нефтедобыча) и downstream (нефтепереработка). Фактически все регулирование отрасли сконструировано именно на представлении о ней как системы из двух величин. Причем — и «большой налоговый маневр» хорошо дает это понять, — нефтехимия также рассматривается, как часть downstream.

Однако если уйти от интуитивного проведения границы между этими сегментами и задуматься над их функциональными зонами ответственности, то можно сказать, что upstream — это группа технологических операций по извлечению минерального сырья из недр, а downstream — группа технологических операций по превращению этого сырья в продукты конечного потребления.

С этих позиций аналогично можно рассматривать и газовую отрасль, понимая под downstream здесь, например, производство СПГ, метанола, его производных или минеральных удобрений.

Вроде бы все логично, и нарисованная картина выглядит вполне законченной. Однако в ней есть два крупных логических пробела.

Во-первых, ни нефть, ни газ не могут быть потреблены на переработку (downstream) в том виде, в котором они были добыты (upstream). Как минимум нужна еще одна технологическая операция по доставке углеводородов к точкам переработки. А если смотреть глубже, то не только по доставке, но и по подготовке их к транспортировке. В случае с нефтью это отделение газа, нефти, воды, твердых частиц. В случае с газом — сероочистка, осушка, отделение жидких фракций, доведение газа до требований безопасности трубопроводного транспорта.

Во-вторых, и нефтяной, и газовый upstream помимо целевых продуктов генерируют и большой поток попутных продуктов различного свойства. Это и попутный газ, и конденсат, и разнообразные «хвосты» углеводородного и неуглеводородного (сера, гелий, например) характера. В терминах вышеописанного функционального разделения секторов — это тоже продукция upstream. Но напрямую потреблять их (кроме серы) тоже никто не может, этому также должна предшествовать определенная группа технологических операций по превращению попутных продуктов в товарные, то есть придание им свойства «потребляемости», а также, как и в первом случае, их транспортировка.

Получается, что между нефтяным и газовым upstream и downstream сегментами существует еще один — третий, тесно взаимосвязанный с ними сегмент. Он охватывает следующие этапы жизненного цикла минерального сырья:

1. Промысловая подготовка нефти и газа к транспорту.
2. В случае с «жирным» или высокосернистым газом — полноценная первичная переработка.
3. Транспорт нефти и газа, в том числе магистральный трубопроводный.
4. Сбор и первичная переработка попутных продуктов (переработка ПНГ, деэтанализация конденсата).
5. Транспорт продуктов первичной переработки (в том числе трубопроводный для ШФЛУ и деэтанализованного конденсата).
6. Вторичная переработка попутных продуктов до «товарного вида» (стабилизация конденсата, фракционирование ШФЛУ).

На выходе из этой группы операций возникают:

1. Товарный магистральный газ.
2. Товарная магистральная нефть.
3. Стабильный конденсат.
4. Сера, гелий, этан.
5. Топливные (смесевые и технические) сжиженные углеводородные газы.
6. Смесевые и индивидуальные СУГ для нефтехимии (пиролиза, дегидрирования).
7. Газовый бензин (БГС) и прочие разновидности бензиновых фракций.

Во всем мире этот промежуточный сегмент между upstream и downstream традиционно носит название midstream и выделяется в отдельную самостоятельную подотрасль со своими законами возникновения стоимости (см. Рис. 1).

Однако в России с ее полумонопольной спецификой отдельных технологических операций жизненного цикла нефтегазового сырья (например, железнодорожные перевозки, магистральный транспорт нефти и газа) и сильной консолидацией функций внутри вертикально-интегрированных сырьевых холдингов midstream не только никак не регулируется отдельно от upstream и downstream, но и даже не выделяется понятийно. Фактически, в описанной выше биполярной системе приложения регуляторных сил государства этот сегмент всякий раз оказывается заложником переноса акцентов с добычи на переработку и обратно.

А ведь именно midstream является «связкой», обеспечивающей попадание существенной доли углеводородного сырья из сферы добычи в сферу нефтехимической и вообще химической переработки. В этой связи развитие сегмента midstream — необходимое условие для нефтехимии с точки зрения стратегического сырьевого обеспечения, с учетом того, что единственным видом дополнительного сырья нефтехимии с глубокой и надежной перспективой на будущее являются легкие углеводородные фракции, получаемые именно в сегменте midstream от переработки «жирного» природного газа и деэтанализации/стабилизации газового конденсата (попутный нефтяной газ обеспечивает сегодняшний базис, но радикального роста здесь ожидать трудно).

Более того, как RUPEC показал ранее в одном из своих исследований (см. «Российская альтернатива сланцевому газу: новое сырье нефтехимии», июнь 2015), возможны такие сценарии в ценовой конъюнктуре на рынке газа, что освоение новых месторождений без вовлечения газа в глубокую переработку с производством нефтехимического сырья просто не будет окупаться. Таким образом, развитие сегмента midstream является критичным и для будущего газовой отрасли вообще.

Родина термина midstream — Северная Америка. Там этот сегмент сформировался как независимый и самостоятельный от добычи и переработки в ходе многолетней борьбы регуляторов за создание конкурентного рынка природного газа. Причем государство достаточно рано осознало, что этому сегменту нужны специфические меры стимулирования, без которых развитие рынка газа невозможно. В этой связи опыт Северной Америки показателен, а его изучение целесообразно в контексте рассмотрения настоящего и будущего сектора midstream в России.

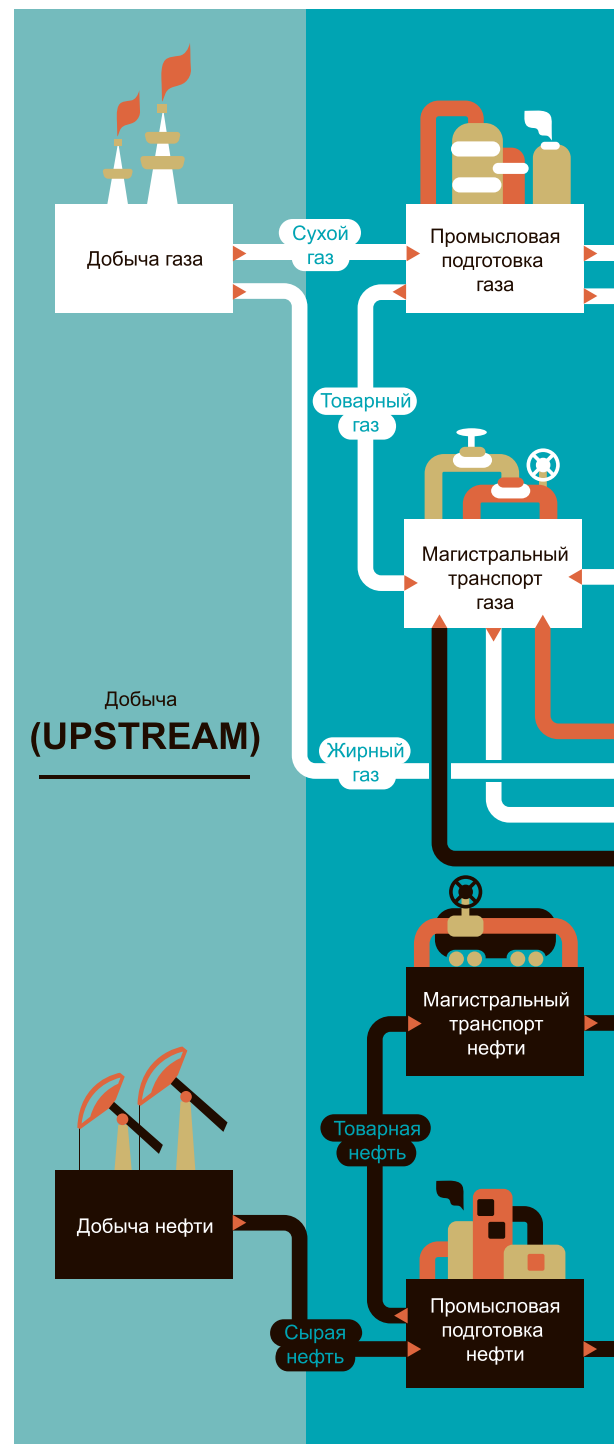
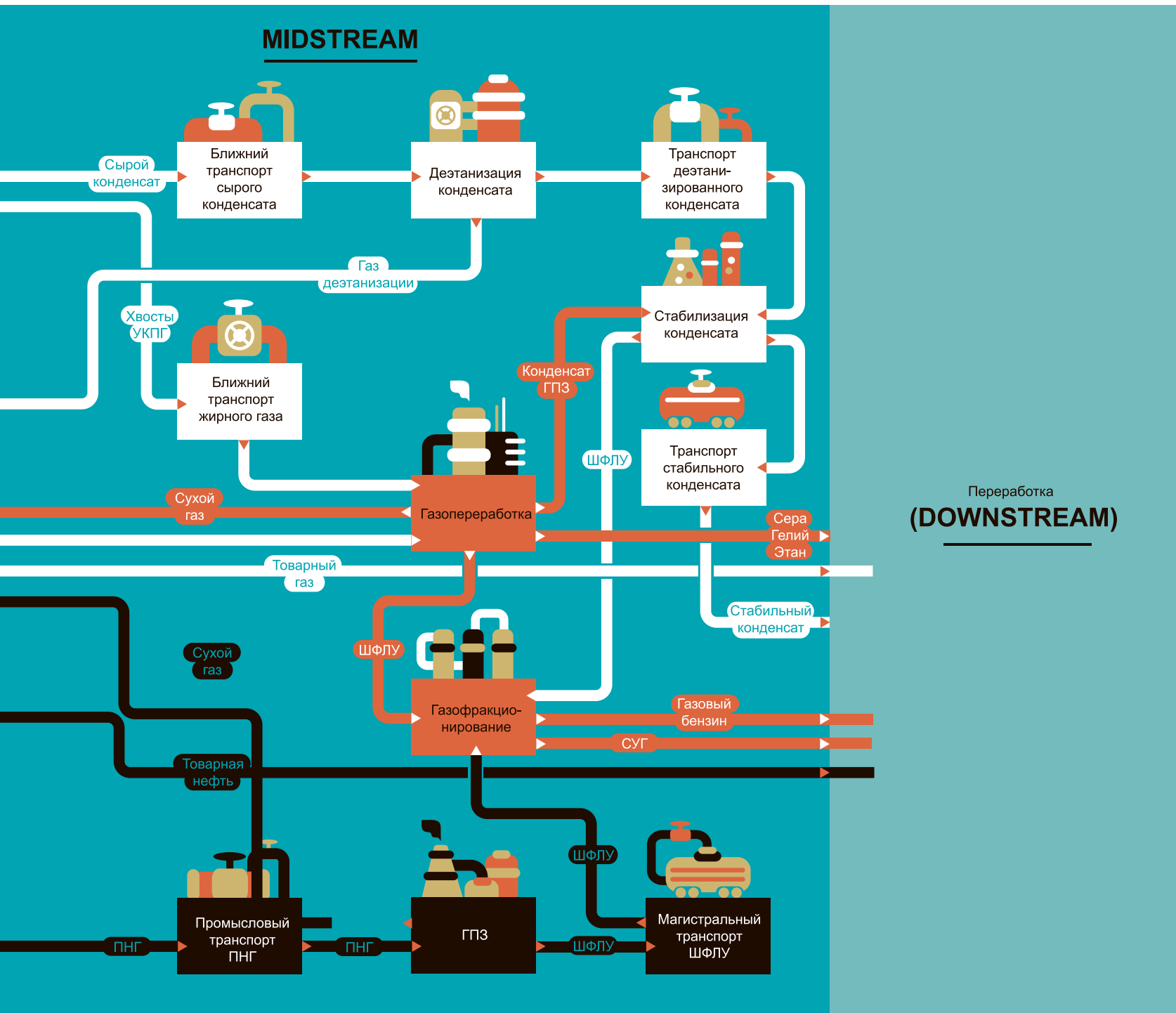


Рисунок 1. Положение midstream в нефтегазовой отрасли



MIDSTREAM В СЕВЕРНОЙ АМЕРИКЕ

Газовая отрасль США берет свое начало в 1825 году, когда оружейник Вильям Харт пробурил первую коммерческую газовую скважину в штате Нью-Йорк. Скважина была глубиной всего около 8 м, а добытый газ поступал по примитивному трубопроводу и использовался для освещения расположенного рядом поселка. Получается, что именно Харт начал первую коммерческую добычу сланцевого газа в Северной Америке. А в 1857 году его родственник Престон Бармор произвел первый успешный разрыв пласта для повышения газоотдачи — для этого он опустил заряд динамита вниз по стволу скважины на глубину 37 м. Стоит отметить, что все это происходило еще до успешного бурения первых нефтяных скважин на месторождениях в Пенсильвании.

Первое время природный газ использовался исключительно для домашнего и уличного освещения. В этом он составлял конкуренцию светильному газу (продукту пиролиза каменного угля), широко использовавшемуся для уличного освещения в городах Старого и Нового света.

Очень скоро стало ясно, что газораспределительные сети городов быстро превращались в монополии: технологии дальнего транспорта газа только-только разрабатывались, поэтому добывающие скважины конкурентов находились буквально «за забором» населенных пунктов. И в примитивной ценовой войне за поставки

газа выживала только одна компания. У единственного оставшегося игрока появлялось естественное желание установить максимально высокую цену на свой товар. Поэтому деятельность первых газовых компаний буквально сразу попала под муниципальное антимонопольное регулирование, цель которого заключалась в установлении баланса между интересами покупателей и продавцов газа через фиксацию максимальных уровней прибыли последних.

Постепенно с развитием технологий газопроводы начали выходить за границы отдельных муниципальных образований и связали между собой отдельные города. Да и газовое освещение довольно быстро стало вытесняться электричеством, заставив производителей газа искать новые сферы сбыта. Проблема была не столь проста, как это кажется сегодня. Фактически она ставила небольшие компании перед выбором: закрыть свой бизнес или объединиться с другими игроками.

Так был запущен первый в газовой отрасли процесс консолидации и укрупнения активов, а власть газовых монополий муниципального уровня начала расширяться. Тогда задача по ее регулированию легла на власти штатов. Эти функции с большим или меньшим успехом выполняли созданные в самом начале XX века общественные комиссии, первые из которых появились в штатах Висконсин и Нью-Йорк в 1907 году.

«АКТ О ПРИРОДНОМ ГАЗЕ» 1938 ГОДА

Очевидно, что газопроводы не могли долгое время оставаться «запертыми» внутри границ отдельных штатов и довольно быстро стали за эти границы выходить. А это, в силу особенностей государственного устройства США, ставило ряд проблем для регулирования деятельности подобных компаний, оставляя им лазейки, позволявшие завывать цены.

В период 1911–1928 годов в ряде штатов регуляторами были предприняты попытки навязать компаниям, оперировавшим газопроводами «из штата в штат» (тогда и добыча, и транспорт, и торговля газом еще осуществлялись одними лицами), определенное регулирование. Однако Верховный суд США постановил, что эти ограничения противоречат правилам торговли между штатами.

К середине 1930-х годов стало ясно, что проблема требует решения на федеральном уровне. В 1938 году Конгресс принимает «Акт о природном газе» (Natural Gas Act, NGA), во многом определивший дальнейшее развитие газовой отрасли США.

Согласно данному акту, Федеральная комиссия по энергетике (Federal Power Commission, FPC) должна была устанавливать максимальные цены продажи газа при его транспортировке между штатами, а также давать разрешение на строительство новых газопроводов. Идея состояла в том, что добывающие штаты не должны завывать цены продажи газа в те штаты, где добычи нет, поэтому соответствующие цены регулировались.

Однако в «Акте» присутствовало несколько белых пятен, которые в течение последующих лет были исправлены разными способами (можно отметить решение Верховного суда по спору между

компанией Phillips Petroleum (сейчас ConocoPhillips) и штатом Висконсин в 1954 году, согласно которому под контроль FPC попали также сделки купли-продажи газа «на скважине» между аффилированными компаниями).

Результатом принятых на федеральном уровне мер стало продолжительное поддержание цен на газ для потребителей на искусственно низком уровне.

Здесь, правда, надо сделать пару оговорок. Установление цен «на каждой скважине» потребовало от FPC привлечения огромного ресурса; попросту говоря, практиковался индивидуальный подход в каждом случае, что вылилось в очень медленную работу службы. Поэтому, столкнувшись с непреодолимым завалом работы, комиссия сначала перешла к формированию «потолочных» цен для различных географических зон, а потом и вовсе к единой максимальной цене на продаваемый газ, которая, впрочем, все равно была заметно ниже рыночных цен внутри штатов. Логичным ответом газодобытчиков стало максимально возможное увеличение продаж газа внутри штата по высоким ценам и сокращение «внешних» продаж по регулируемым ценам. Этот фактор постепенно играл все возрастающую роль, поскольку газовый рынок, поначалу в основном состоявший из попутного нефтяного газа, который добывающие компании часто рассматривали как бесплатный бонус к добываемой нефти, все больше начал наполняться чисто природным газом, то есть целевым продуктом добычи с понятной себестоимостью. Часто уровни регулируемых цен при продаже между штатами эту себестоимость не окупали.

НЕФТЯНОЙ КРИЗИС И НАЧАЛО РЕФОРМЫ

Сложившаяся структура рынка отчасти внесла свой вклад в рецессию, начавшуюся в 1970 году, когда добыча нефти и газа в США стала падать, а на внутреннем рынке возник энергетический дефицит — регулирование цен при продаже между штатами сдерживало переток ресурсов.

Ситуацию еще больше усугубило нефтяное эмбарго 1973 года, в короткое время взвинтившее мировые цены на нефть. Надо сказать, что «Акт о природном газе» все же сыграл свою сдерживающую роль во время эмбарго: цена на газ для конечных американских потребителей за время кризиса выросла существенно меньше по сравнению с ценами на нефть и нефтепродукты.

Тем не менее у производителей газа не было экономических стимулов к разведке новых месторождений, увеличению добычи, отсутствовала заинтересованность в поставках сырья за пределы добывающего штата. Сложившийся дефицит газа остро поставил вопрос о необходимости реформирования рынка.

Ответом стал новый федеральный закон, принятый в 1978 году под названием «Акт о политике в отношении природного газа» (Natural Gas Policy Act, NGPA). Новый документ преследовал масштабные цели: создание основ для формирования единого национального газового рынка, балансирования производства и потребления, и, самое главное, формирования рыночных механизмов определения цены газа «на скважине».

Для этого в NGPA был предложен механизм установки потолочных цен на газ, предусматривающий их изменение в зависимости от текущей экономической ситуации. Устранялись некоторые нормативные препятствия в торговле газом между штатами, разделившие раньше эти рынки. Далее предполагалось, что в течение семи лет произойдет полный переход ценообразования в сфере природного газа на рыночные рельсы, и к 1985 году удастся отказаться от государственного регулирования цен.

В действительности же потребовалось сделать еще несколько административных шагов на пути к этой цели.

Один из них состоял в том, чтобы именно в индустрии природного газа выделить транспортную составляющую в отдельную услугу, которую могут предоставлять газотранспортные компании, и создать конкуренцию на рынке газотранспортных услуг. До этого компании — операторы газопроводов, как правило, предоставляли своим покупателям неделимый пакет: сам объем газа и услугу по его транспортировке. Таким образом, потребители покупали газ у операторов газотранспортных систем, а не, скажем, у производителей газа. Позволить потребителям разделять покупку самого газа и покупку его доставки смогло постановление №436 от 1985 года Федеральной комиссии по регулированию энергетики (Federal Energy Regulatory Commission, FERC), пришедшей на смену FPC. Именно этот момент можно считать точкой отсчета в оформлении midstream-сегмента в самостоятельную отрасль.

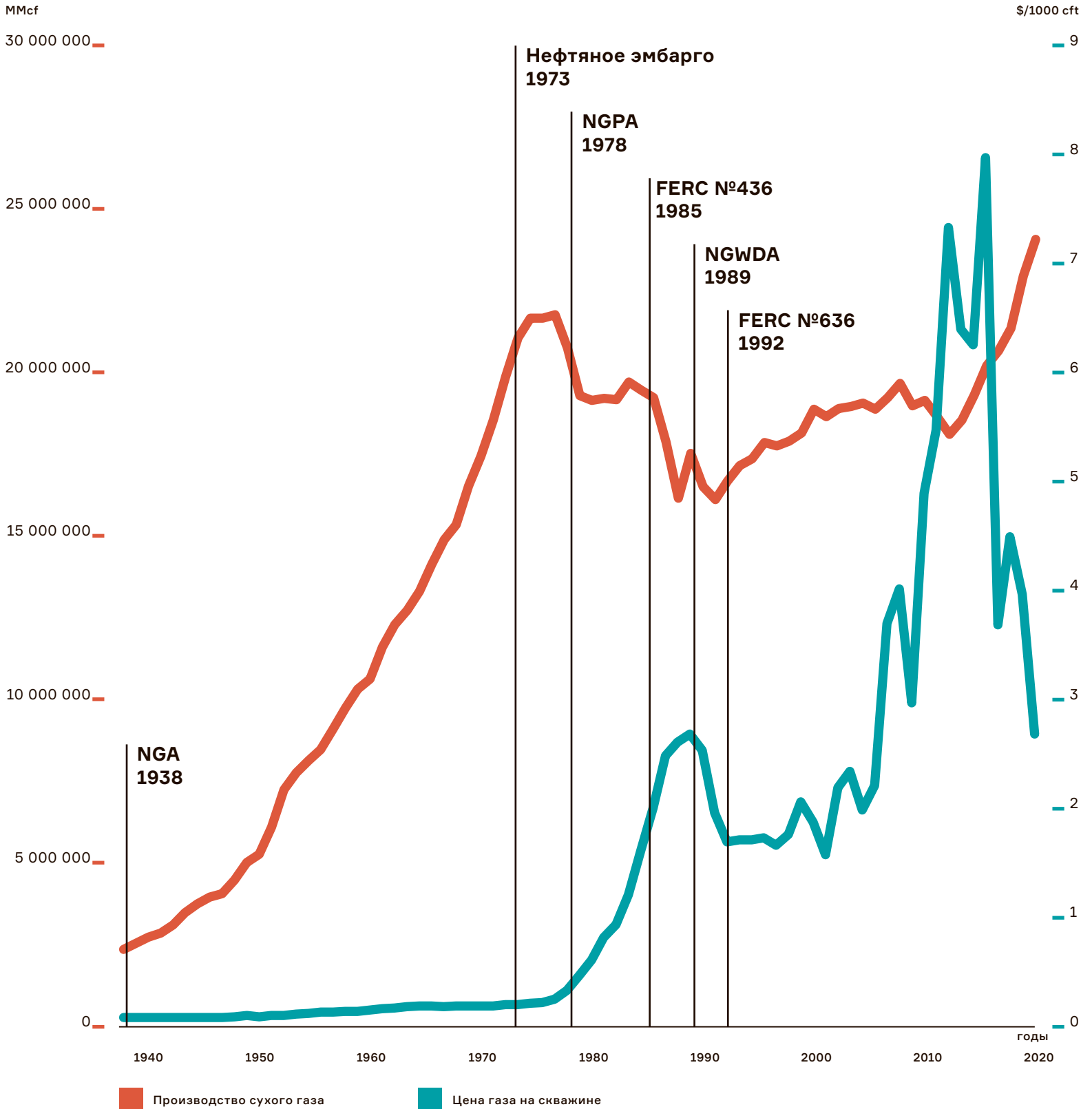
Постановление позволило газотранспортным компаниям на добровольной основе продавать отдельно услуги по транспорту газа, установив лишь минимальные и максимальные ставки тарифов. Следствием постановления №436 стало выделение транспорта как основного бизнеса midstream-компаний, а также возникновение прозрачного механизма ценообразования на газ «на скважине», основанного на принципе нетбэк.

Полный же отказ от регулирования цен на газ «на скважине» произошел в 1993 году, чему предшествовало принятие Конгрессом соответствующего «Акта о дерегулировании» в 1989 году (Natural Gas Wellhead Decontrol Act, NGWDA). Финальное разделение реализации и транспорта состоялось в постановлении FERC №636 1992 года. Постановление заменяло добровольный механизм выделения транспортной услуги на обязательный, а также предписывало газотранспортным компаниям публиковать отчетность, например, о загрузженности своих транспортных мощностей.

РЕАКЦИЯ РЫНКА И MIDSTREAM-СЕГМЕНТА

До сих пор мы говорили о регулировании на рынке товарного газа, не останавливаясь на том, как реагировала на предпринимаемые меры отрасль и особенно midstream-сегмент. До 1990-х годов существенной частью трубопроводных и перерабатывающих активов владели нефте- и газодобывающие компании. Переломным моментом стало принятие постановления FERC №636, которое фактически положило начало оформлению сегмента транспортировки и первичной переработки в качестве самостоятельной отрасли.

Рисунок 2. Хронология регулирования рынка газа в США



Сменилась и бизнес-модель, которую использовали компании—операторы трубопроводных и газоперерабатывающих мощностей. Раньше они работали преимущественно по так называемым keerwhole-контрактам, при которых компания покупала сырье (в данном случае сырой газ) по рыночной цене, затем перерабатывала его и самостоятельно реализовывала продукты (сухой газ и жидкие фракции). После реструктуризации отрасли midstream-компании заметно уменьшили долю keerwhole-контрактов как более рискованных при высокой и несбалансированной волатильности цен на газ и жидкие фракции. На замену пришли менее маржинальные, но более стабильные контракты процессинга за фиксированный тариф или за долю от жидких фракций. Игроки upstream-сегмента, владевшие раньше midstream-активами, стали постепенно избавляться от них как непрофильных, фокусируясь на разведке и добыче.

Какие это имело последствия? Midstream-компании смогли за счет большой доли процессинговых контрактов обеспечить себе стабильный и относительно высокий доход. Это в свою очередь вызвало заинтересованность среди широкого круга инвесторов, ориентированных на «длинные» инвестиции и консервативную стратегию. Таким образом, midstream-компании, в основном через фондовые инструменты, смогли получить существенный приток инвестиций.

Однако еще до разделения отрасли регулятор сумел еще больше увеличить привлекательность midstream-сегмента.

MLP — СПЕЦРЕЖИМ ДЛЯ MIDSTREAM-СЕКТОРА

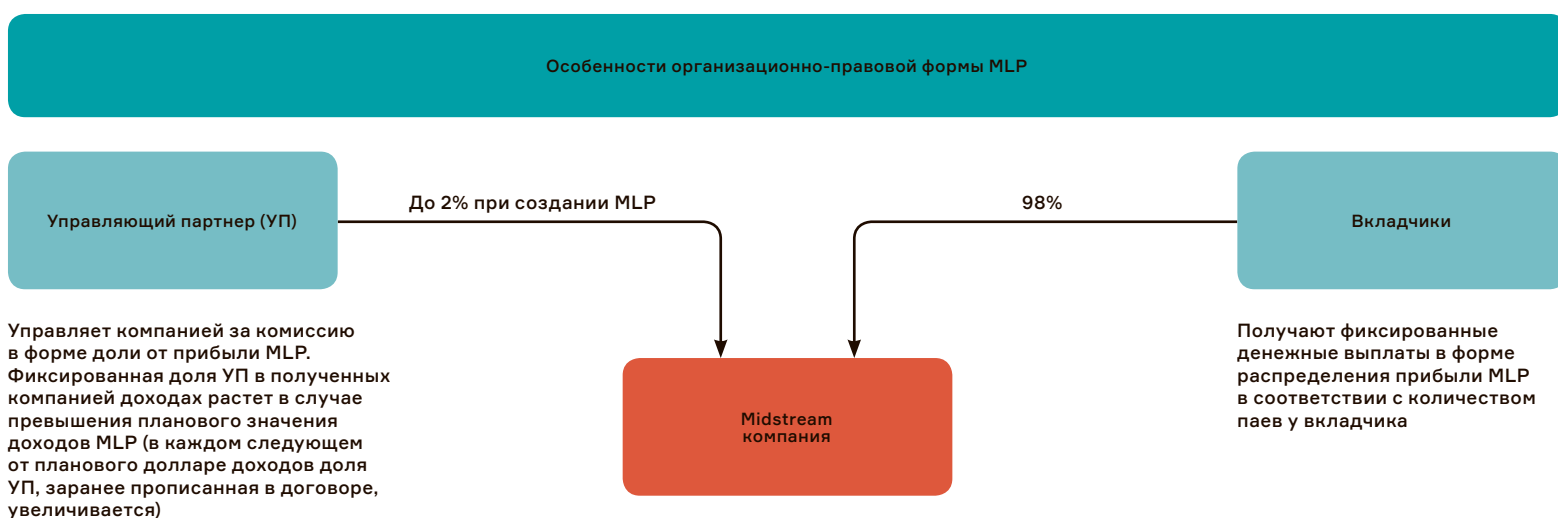
В рамках проводимого президентом Р. Рейганом курса на восстановление американской экономики в 1981 году был принят «Закон о налогообложении для экономического возрождения» (Economic Recovery Act of 1981). Идея закона заключалась в снижении налогового бремени для граждан и организаций, что было призвано стимулировать спрос и инвестиции и, как следствие, развитие экономики. Одним из следствий данной идеологии стало возникновение особой организационно-правовой формы коммерческих предприятий — Master Limited Partnership (MLP, аналога в российском законодательстве нет). Суть новации была в том, что MLP-компании освобождались от уплаты корпоративных налогов вроде налога на прибыль, а налоги начислялись только на дивиденды, выплачиваемые держателям паев компании.

Новая форма налогообложения оказалась крайне привлекательной для самых разных компаний, причем не только в нефтегазовой отрасли. К MLP прибегали девелоперы, ресторанный бизнес и даже спортивные команды. Естественно, что регулятор довольно быстро внес корректировки, и в 1987 году было принято важное дополнение (Revenue Act of 1987), что форма MLP может применяться только для тех компаний, 90% доходов которых приходится на разведку, добычу, переработку, транспортировку и/или хранение природных ресурсов (позднее в список добавили еще и производство биотоплив).

Таким образом, нефтегазовая отрасль получила фактически специализированный режим корпоративного налогообложения, особенность которого заключалась в привлекательности для широкого

круга инвесторов-пайщиков, в том числе непрофессиональных (фиксированный, почти гарантированный доход), а также нацеленный на интенсивное развитие (от роста доходности MLP-компании в большей степени выигрывает управляющая компания, то есть фактически менеджмент, а не держатели паев, см. Рис. 3).

Рисунок. 3. Структура типовой MLP-компании в США



Источник: анализ RUPEC

Возникает вопрос: почему же большинство компаний нефтегазового сектора не превратились в MLP и почему мы отдельно подчеркиваем роль MLP именно в контексте midstream-сегмента?

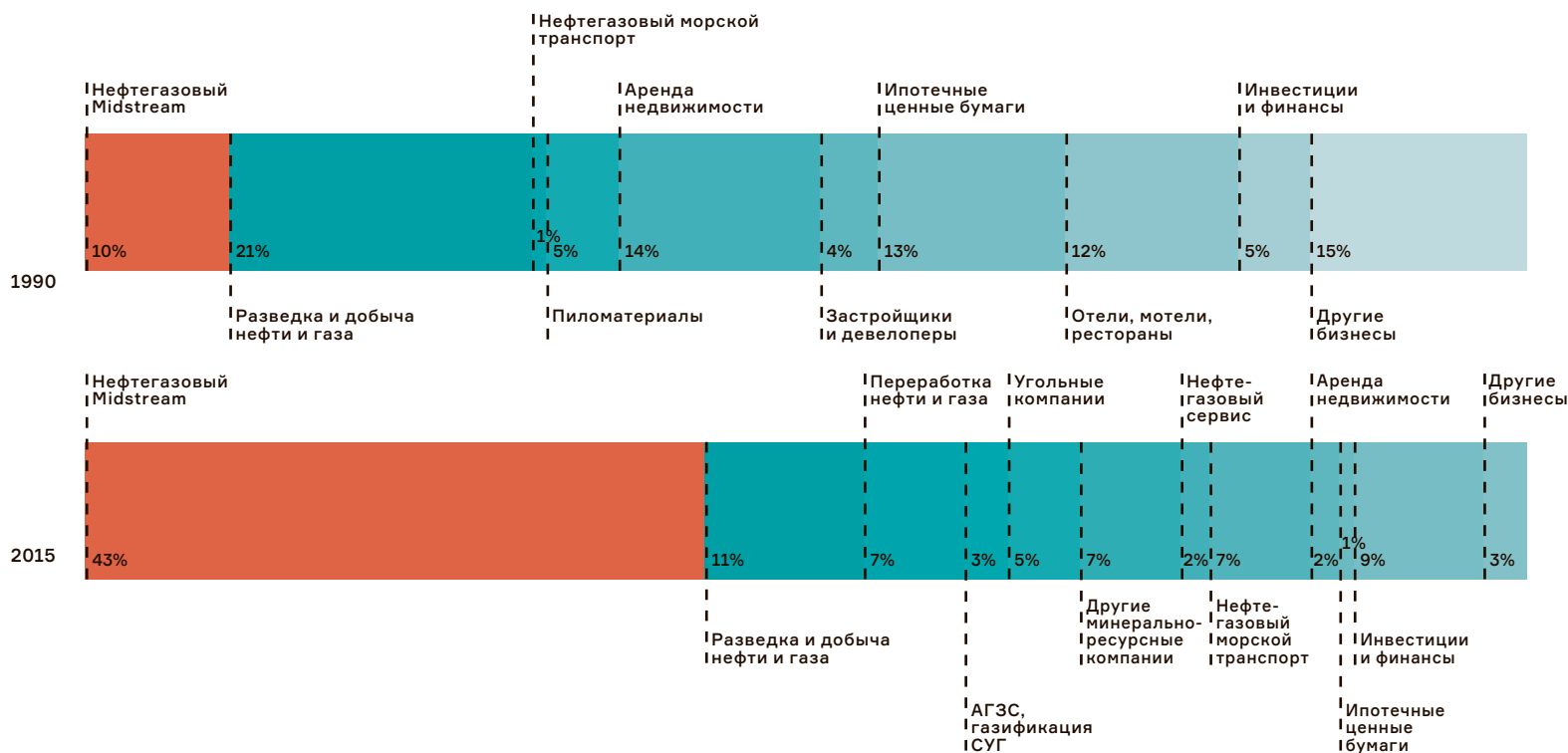
В принципе, после появления формы MLP многие организации нефтегазового сектора действительно захотели получить этот налоговый режим, сменив организационно-правовую форму. Однако на волне снижения цен на газ, начавшейся в 1984 году, и, как следствие, падения прибылей, некоторые компании не смогли обеспечивать стабильные выплаты держателям паев (а они, напомним, фиксированы). В результате такие компании потеряли всякую привлекательность в глазах вкладчиков: искатели стабильного дохода не горели желанием инвестировать в дело, успех которого сильно зависел от волатильности рынков. В первую очередь это коснулось upstream-сегмента как наиболее рискованного в плане прогнозирования затрат и прибыли.

А вот зарождающийся midstream-сегмент со своими «скучными», но относительно стабильными процессинговыми доходами оказался вполне привлекательным. В полной мере преимущества MLP смогли проявиться уже после 1992 года, когда midstream фактически был оформлен в отдельную отрасль. Но настоящий бум развития MLP после сравнительно медленного роста в начале 1990-х

случился с началом масштабного освоения сланцевых месторождений в середине 2000-х. В результате к 2015 году общее число MLP-компаний, задействованных в энергетическом секторе, превысило 120 единиц, а их общая капитализация перевалила за \$500 млрд. Доля midstream-компаний в общем числе MLP-организаций в экономике за 25 лет увеличилась вчетверо, а среди нефтегазовых MLP-компаний — достигла 65% (см. Рис. 4).

Рисунок 4. Развитие MLP-компаний в США в 1994—2016 годах

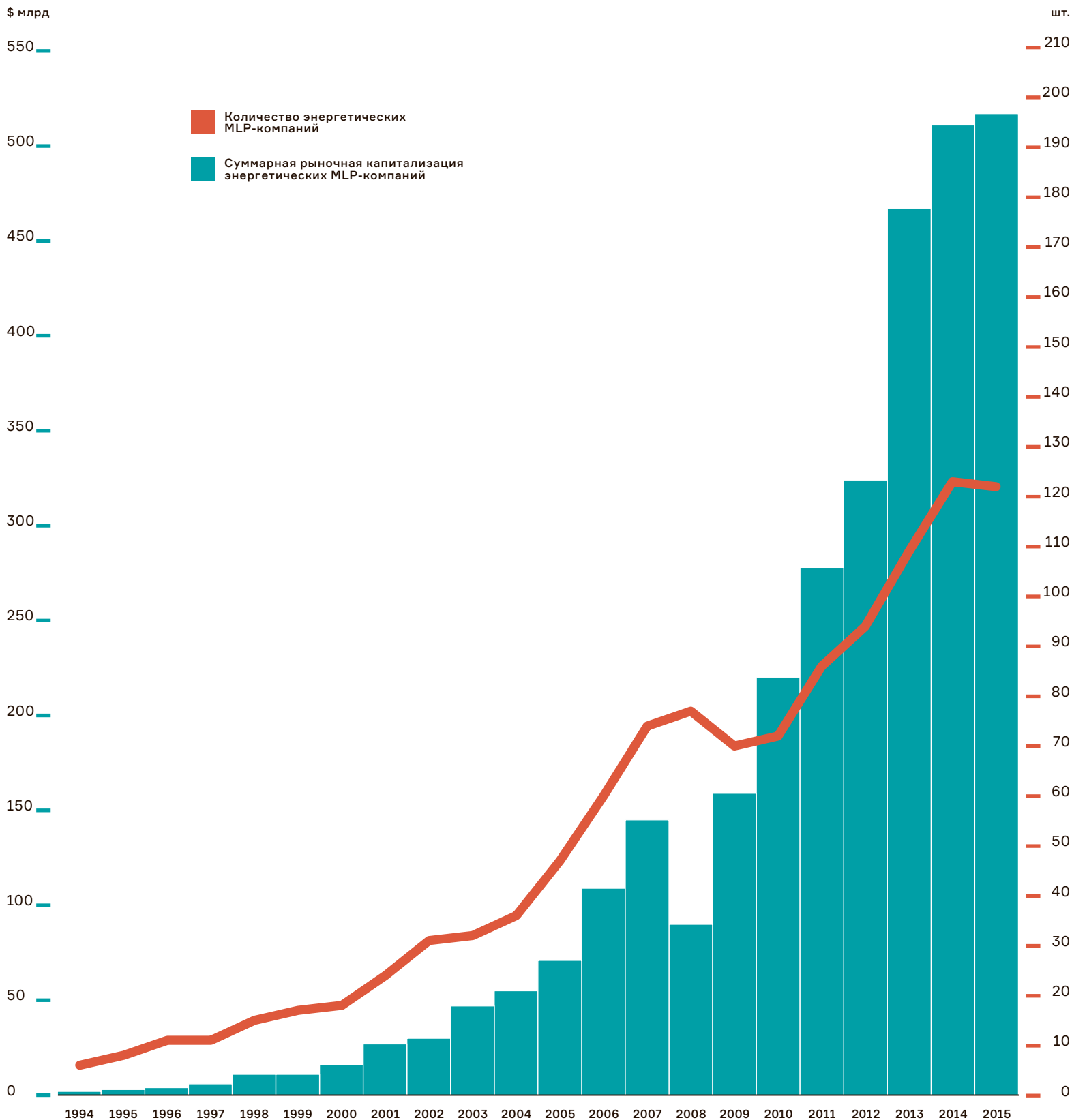
Отраслевая структура MLP-компаний



MLP-компании нефтегазового сектора США в 2016 году



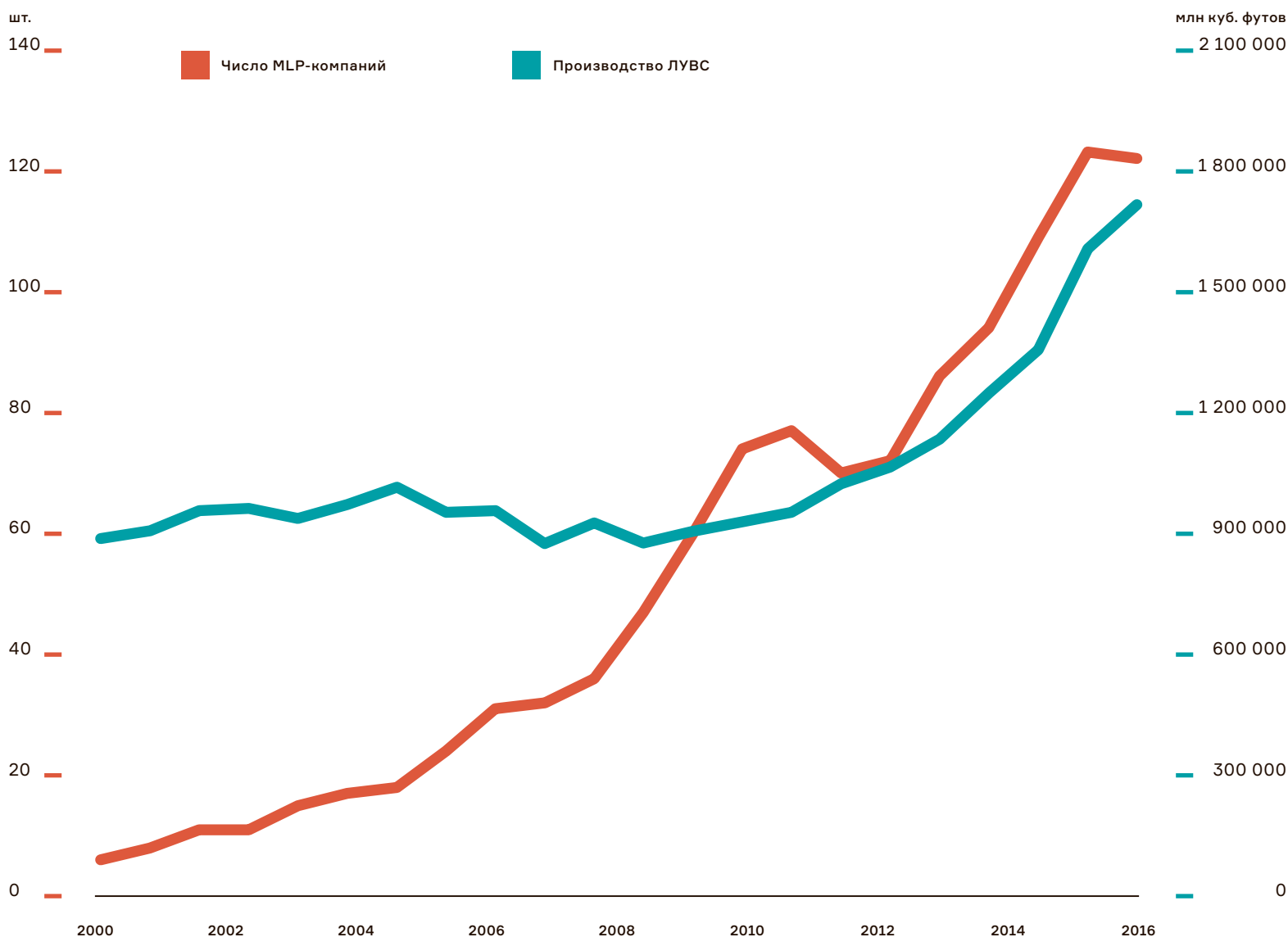
Динамика развития энергетических MLP-компаний в США



Источник: анализ RUPEC

Однозначно можно утверждать, что без существования MLP-режима газопереработка США не смогла бы получить приток инвестиций именно в таком грандиозном масштабе, как это произошло по мере развития добычи сланцевого газа. Можно видеть, что взрывной рост числа MLP компаний чисто хронологически предшествовал не менее взрывному росту производства LPG на газоперерабатывающих заводах. То есть инвестиции пошли в MLP, которые начали инвестировать в мощности, отдача от которых начала проявляться уже ближе к 2010-м годам (см. Рис. 5).

Рисунок 5. Развитие производства ЛУВС на ГПЗ США и число MLP-компаний



Сегодня midstream-сегмент в США продолжает привлекать инвестиции. Только за последние пять лет появилось около 100 новых ГПЗ. Характерно, что средний размер вводимых мощностей невелик (как и в целом средняя мощность ГПЗ в США — 700–800 млн м³ в год), однако проекты, запущенные в 2013–2014 годах (исторический пик инвестиций в сегмент) и завершающиеся в 2016–2017 годах, уже масштабнее: четыре завода увеличат мощности на 4,4 млрд м³ каждый, еще два — на 2,2 млрд м³ каждый, строятся четыре завода каждый мощностью 0,9–2,2 млрд м³. То есть в ближайшие год-полтора газоперерабатывающая отрасль США только за счет этих крупных проектов (и без учета строящихся малых заводов) прирастет на 28,4 млрд м³ — это фактически треть всей газопереработки России по мощностям.

MIDSTREAM В РОССИИ

Итак, североамериканский опыт показывает, что при создании комфортной среды для развития компаний сегмента midstream можно получить колоссальную отдачу в виде огромного притока инвестиций в отрасль производства нефтехимического сырья, в конкретном случае — от переработки «жирного» сланцевого газа. Возникновение в короткие сроки огромного объема предложения этана и легких углеводородов фактически перезапустило североамериканскую нефтехимию, и теперь по темпам строительства и объему инвестиций это самая быстрорастущая точка на карте мира (на эту тему см., например, исследование RUPEC «Сланцевый газ Северной Америки. Вызовы и возможности для России», декабрь 2014). То есть был

реализован сценарий, на который ориентируется и Россия в декларируемом государством курсе на отказ от углеводородного экспорта в пользу продукции глубокой переработки нефти и газа.

Как же обстоят дела с midstream в России?

Выше мы отмечали, что midstream у нас не выделяется понятию из нефтегазовой отрасли, какие-то части его рассматриваются в контуре upstream и подвергаются соответствующему регулированию, какие-то — в downstream (в который, напомним, мы включаем и нефтехимию).

Почему мы считаем, что регулирование должно учитывать midstream с его спецификой, а существующая модель — неоптимальна?

Как уже говорилось, midstream осуществляет поставку минерального сырья от добычи к переработке, что связано с несением существенных капитальных затрат на соответствующие объекты переработки и/или транспорта. Но в отличие от добычи и переработки риск таких инвестиций выше, потому что эффекты регулирования, «отраженного» от интересов upstream или downstream, непредсказуемы (ниже мы более подробно проиллюстрируем этот тезис). Как следствие, интенсивность инвестиций в midstream (особенно связанный с переработкой ПНГ/«жирного» или сернистого газа/конденсата) существенно ниже необходимых уровней.

КЕЙС ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Яркая иллюстрация здесь — история с попутным нефтяным газом, которая полностью относится к сегменту midstream.

Нельзя сказать, что регулятор совсем ничего не сделал для того, чтобы стимулировать процесс минимизации факельного сжигания, борьба с которым была объявлена в 2008–2009 годах. С точки зрения производителей ПНГ — добывающих компаний таким стимулом можно рассматривать отказ от государственного регулирования цен на ПНГ в начале 2008 года. Предполагалось, что договорные принципы ценообразования позволят нефтяным компаниям реализовывать газ по ценам, достаточным для окупаемости инвестиций в его сбор и доставку до точек переработки. Еще одним своеобразным косвенным стимулом, формирующим не стоимость, а «не убыток», стали увеличенные штрафы за сверхнормативное сжигание ПНГ, а со временем — вычитание из начисленных сумм штрафов инвестиций в любые мероприятия по полезному использованию газа.

Для газопереработчиков же, то есть непосредственных участников midstream-сегмента, никаких прямых стимулов создано не было. Определенный вклад внес вынужденный переход на новую модель экспортных пошлин на продукцию midstream-сегмента, но состоялся он по причинам, не связанным с борьбой с факелами (об этом ниже). Положительную роль сыграло и общее укрепление рыночной конъюнктуры, что предопределило приток некоторых инвестиций в расширение существующей сети ГПЗ.

Однако по итогу действенность предпринятых мер можно оценить как низкую: уровень полезного использования ПНГ хотя и вырос, но не только и не столько за счет газопереработки. Добывающие компании самостоятельно не построили ни одного нового ГПЗ «с

нуля» (единственное исключение — с очень и очень большими оговорками — комплекс ТНК-ВР/«Роснефти» в Оренбургской области), то есть в сегмент midstream не пошли. Примеров прихода неотраслевых инвестиций тоже всего один: создание двух мини-ГПЗ в ХМАО, причем одним и тем же инвестором.

Огромный же вклад внесло «цивилизованное сжигание» ПНГ — промышленная энергетика как наименее затратный способ полезного использования попутного газа. Мы убеждены: если бы совместно со штрафами была создана благоприятная среда для инвестиций в midstream-объекты, то доля ПНГ, поставляемого на переработку, составляла бы не сегодняшние 40%, а существенно больше.

СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКА СЕГМЕНТА

Обратимся вновь к перечню технологических процессов, которые мы отнести к midstream-сегменту.

1. Промысловая подготовка к транспорту.
2. В случае с «жирным» или высокосернистым газом — полноценная первичная переработка также для целей подготовки к транспорту.
3. Транспорт, в том числе магистральный трубопроводный.
4. Сбор и первичная переработка попутных продуктов (переработка ПНГ, деэтанализация конденсата).
5. Транспорт продуктов первичной переработки (в том числе трубопроводный для ШФЛУ и деэтанализованного конденсата).
6. Вторичная переработка попутных продуктов до «товарного вида» (стабилизация конденсата, фракционирование ШФЛУ).

В России значительная часть midstream интегрирована в структуру добывающих компаний. И если это оправданно для операций по промышленной подготовке углеводородов для обеспечения непрерывности производственного процесса, то интеграция в структуру upstream-компаний, например, газоперерабатывающих заводов — исключительно результат исторических процессов формирования российских ВИНК. В случае же с «Газпромом» консолидирован вообще весь midstream, вплоть до газового транспорта, хотя отдельные его части и существуют в концерне в виде отдельных юридических лиц.

Стоит обратить внимание и на тот факт, что сегмент транспорта нефти и газа, как железнодорожного, так и магистрального трубопроводного, в России существует в своих собственных абсолютно автономных регуляторных средах. Самое важное обстоятельство — базовая опорная инфраструктура в этих сегментах уже создана и большей частью амортизирована. Поэтому пользователи транспортной инфраструктуры — добывающие компании — не несут капитальных затрат на ее создание, а лишь платят ограниченный тариф за ее использование.

В случае с нефтью вся трубопроводная система оперируется «Транснефтью», доходность компании контролируется государством через устанавливаемый тариф, возврат на капитальные вложения по новым объектам также учитывается в тарифе, поэтому инвестиционных рисков оператор почти не несет. В случае с железнодорожной транспортировкой ситуация во многом аналогична. История

с магистральным транспортом газа такая же, с той лишь разницей, что внутренних магистральных сетей «Газпром» (монопольный оператор сети) строит куда меньше, чем экспортных.

Получается, что транспортный блок midstream-сегмента не несет инвестиционных рисков, вытекающих из хаотичного регулирования секторов добычи и переработки углеводородов, поэтому не относится к рассматриваемой нами здесь проблематике и на этом этапе за рамки рассмотрения выводится.

Таким образом, к «чистому» midstream-сегменту в России можно отнести предприятия и компании, которые осуществляют переработку природного и попутного газа, дегидратацию конденсата, транспорт полуфабрикатов, окончательную переработку попутной углеводородной продукции. Как оказывается при внимательном рассмотрении, таких производств в России достаточно много (см. Табл. 1).

Таблица 1. Основные предприятия и объекты midstream-сегмента в России

Завод	Оператор	Расположение	Годовая мощность	Ед. измерения, в год
ГПЗ — природный газ			Всего: 70,5 млрд м ³	
Оренбургский ГПЗ	«Газпром»	Оренбургская область	37,5	млрд м ³
Оренбургский гелиевый завод	«Газпром»	Оренбургская область	18	млрд м ³
Астраханский ГПЗ	«Газпром»	Астраханская область	12	млрд м ³
Сосногорский ГПЗ	«Газпром»	Коми	3	млрд м ³
Этанопроводы				
Оренбург — Казань	«Газпром»			
Оренбург — Салават	«Газпром»			
Миннибаево — Казань	«Татнефть»			
Отраденский ГПЗ — Новокуйбышевск	«Роснефть»			

Завод	Оператор	Расположение	Мощность	Ед. измерения, в год
Деэтанализация конденсата			Всего: 16670 тыс. тонн	
Уренгойский завод подготовки конденсата к транспорту	«Газпром»	ЯНО	13670	тыс. тонн
Установка деэтанализации, Юрхаровское месторождение	НОВАТЭК	ЯНО	3000	тыс. тонн
Конденсатопроводы				
Уренгой — Сургут	«Газпром»			
Оренбург — Салават — Уфа	«Газпром»			
Пуровский ЗПК, Юрхаровское месторождение-	НОВАТЭК			
Ямбург — Уренгой	«Газпром»			
Заполярье НГКМ — Уренгой	«Газпром»			
ГПЗ — попутный нефтяной газ			Всего: 46265 млн м ³	
Сургутский ГПЗ	«Сургутнефтегаз»	ХМАО	7300	млн м ³
Нижневартовский ГПЗ	СИБУР	ХМАО	6200	млн м ^{3*}
Белозерный ГПЗ	СИБУР	ХМАО	4280	млн м ³
Вынгапуровский ГПЗ	СИБУР	ЯНО	4200	млн м ³
Татнефтегазпереработка	«Татнефть»	Татарстан	3600	млн м ^{3*}
Южно-Балыкский ГПЗ	СИБУР	ХМАО	3000	млн м ³
Губкинский ГПЗ	СИБУР	ЯНО	2600	млн м ³
Локосовский ГПЗ	ЛУКОЙЛ	ХМАО	2300	млн м ³

Завод	Оператор	Расположение	Мощность	Ед. измерения, в год
Зайкинское ГПП	«Роснефть»	Оренбургская область	2200	млн м ³
«Няганьгазпереработка»	СИБУР	ХМАО	2140	млн м ³
Пермский ГПЗ	ЛУКОЙЛ	Пермский край	1460	млн м ³
Муравленковский ГПЗ	СИБУР	ЯНАО	1300	млн м ³
Отраденский ГПЗ	«Роснефть»	Самарская область	1100	млн м ³
Южно-Приобский ГПЗ	«Газпром нефть» / СИБУР (СП)	ХМАО	900	млн м ³
Нефтегорский ГПЗ	«Роснефть»	Самарская область	730	млн м ³
Якутский ГПЗ	«Сахатранснефтегаз»	Якутия	730	млн м ³
Усинский ГПЗ	ЛУКОЙЛ	Коми	600	млн м ³
Коробковский ГПЗ	ЛУКОЙЛ	Волгоградская область	450	млн м ³
Туймазинский ГПЗ	«Башнефть»	Башкирия	365	млн м ³
Западносалымский мини-ГПЗ	BerezkaGaz	ХМАО	260	млн м ³
Шкаповский ГПЗ	«Башнефть»	Башкирия	250	млн м ³
Приразломный мини-ГПЗ	BerezkaGaz	ХМАО	200	млн м ³
Заводы стабилизации конденсата			Всего: 38,8 млн тонн	
Сургутский ЗСК	«Газпром»	ХМАО	12,6	млн тонн
Пуровский ЗПК	НОВАТЭК	ЯНАО	11	млн тонн
Астраханский ГПЗ	«Газпром»	Астраханская область	7,3	млн тонн

Завод	Оператор	Расположение	Мощность	Ед. измерения, в год
Оренбургский ГПЗ	«Газпром»	Оренбургская область	6,3	млн тонн
Уренгойский завод подготовки конденсата к транспорту	«Газпром»	ЯНО	1,6	млн тонн
ШФЛУ-провода				
Нефтегорский ГПЗ — Отрадненский ГПЗ	«Роснефть»			
Нефтегорский ГПЗ — Новокуйбышевская нефтехимическая компания	«Роснефть»			
Сургутский ЗСК — Южно-Балыкский ГПЗ	«Газпром»			
Пуровск — Тобольск	СИБУР			
Белозерный ГПЗ — Нижневартовский ГПЗ — Южно-Балыкский ГПЗ	СИБУР			
Газофракционирующие установки			Всего: 11986 тыс. тонн	
«СИБУР-Тобольск»	СИБУР	Тюменская область	6600	тыс. тонн
«Нижнекамскнефтехим»	ТАИФ	Татарстан	1750	тыс. тонн
Новокуйбышевская нефтехимическая компания	«Роснефть»	Самарская область	1250	тыс. тонн
«Уралоргсинтез»	СИБУР	Пермский край	800	тыс. тонн
«Татнефтегазпереработка»	«Татнефть»	Татарстан	600	тыс. тонн
Шкаповский ГПЗ	«Башнефть»	Башкирия	386	тыс. тонн
«Сибур-Химпром»	СИБУР	Пермский край	300	тыс. тонн
Туймазинский ГПЗ	«Башнефть»	Башкирия	300	тыс. тонн

* Комплекс объектов

Однако, несмотря на кажущийся масштаб, российский midstream не может считаться достаточным ни количественно, ни качественно.

Доля совокупных мощностей по глубокой переработке газа (за вычетом Оренбургского гелиевого завода, который работает с газом, уже прошедшим через Оренбургский ГПЗ) в объеме добычи, например, за 2015 год составляет всего 15,5%. При этом в среднем по миру тот же показатель в 2014 году составлял почти 48%, в США — 73%, Иране — 69%, Канаде — 238% (в этой стране довольно типична переработка газа в несколько стадий на разных производствах; учитываются мощности всех стадий). Из топ-5 основных производителей газа хуже, чем в России, ситуация только в Катаре (2%), но там и газ сухой, глубокой переработки не требующий, а отрасль страны ориентирована на производство СПГ, а не нефтехимию. Для сравнения: в Саудовской Аравии, ориентированной как раз на использование легкого углеводородного сырья для пиролиза, соответствующий показатель превышает 100%. При этом в России фактическая переработка газа составляет (данные за 2015 год) всего 71,6 млрд м³, то есть всего 11%, а утилизация совокупных мощностей — 72%.

В случае с попутным газом (добыча в 2015 году — 78,6 млрд м³) обеспеченность мощностями по переработке выше (59%), однако загрузка мощностей оставляет желать лучшего. В 2015 году переработка ПНГ составила лишь 40% от его добычи (31,7 млрд м³), коэффициент использования мощностей составил 69% (см. Рис. 6). Проблема заключается в том, что ГПЗ, расположенные в старых регионах добычи, в принципе не могут добиться полной загрузки из-за выработанности обеспечивающих их месторождений либо дороговизны подключения более отдаленных промыслов, а в новых регионах добычи ГПЗ вообще не строятся.

Рисунок 6. Структура добычи и переработки природного и попутного газа в России (2015 год)



Конечно, можно указать на то, что достаточно большие объемы природного газа перерабатываются на промышленных УКПГ (на газоконденсатных объектах разработки или залежах «жирного» газа), где генерируется и конденсат, и даже некоторые объемы легких углеводородов. Однако глубина извлечения жидких фракций на них, как правило, очень невысока (см. Табл.2), поэтому рассматривать промышленные УКПГ именно как объекты переработки газа было бы неверным.

Таблица 2. Состав подготовленного газа после УКПГ несеноманских объектов разработки в ЯНАО

Компонент	Объект разработки	Валанжин	Валанжин	Валанжин	Ачим	Ачим
	Месторождение	Уренгойское	Ябургское	Заполярье	Восточно-Уренгойский участок	Уренгойское
Содержание, % моль						
Метан		82,32	85,04	83,16	78,21	77,84
Этан		8,16	6,60	8,26	11,55	11,78
Пропан		5,04	2,85	4,21	5,39	5,57
Изобутан		0,98	0,47	0,84	1,09	0,94
Н-бутан		0,84	0,43	1,00	0,99	0,84
С5+		0,28	0,35	0,50	0,46	0,35

Источник: СибНАЦ

Характерно то, что ситуация в midstream-сегменте практически не меняется год от года (если не рассматривать отдельные локальные успехи в части переработки ПНГ и создания инфраструктуры трубопроводного транспорта продуктов его переработки), особенно на фоне выдающихся успехов в нефтегазодобыче, нефтепереработке и — в определенной степени — нефтехимии. Все это указывает на

то, что инвестиционная привлекательность midstream-сегмента хронически остается низкой по сравнению с upstream и downstream: высокие капитальные затраты соседствуют с относительно высоким риском. При этом у регулятора нет как понимания того, что в midstream жизненно необходимо привести масштабные инвестиции хотя бы для обеспечения будущего газодобычи, так и действенных инструментов для реализации этой задачи.

СПЕЦИФИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ

Итак, как уже говорилось выше, регулятор не ставит перед собой акцентированную задачу увеличения инвестиционной привлекательности midstream-сегмента. Все точки приложения регулирующего воздействия сфокусированы либо на добыче, либо на переработке (включая нефтехимию), а также на трубопроводном секторе, который мы вывели за рамки рассмотрения (см. Табл. 3).

Если все же задуматься над тем, как можно воздействовать на доходность midstream-компаний, то удобнее всего рассмотреть это на примере переработки попутного нефтяного газа как наиболее характерном для России.

Таблица 3. Инструменты влияния на доходность в midstream-сегменте.

Инструмент	Точка приложения	Прямая цель	Характер влияния на midstream	Комментарий
НДПИ на нефть	Добыча	Доходы бюджета Льготирование отдельных категорий объектов разработки	Нейтральный	Прямого влияния не оказывает
НДПИ на газ	Добыча	Доходы бюджета Льготирование отдельных категорий объектов разработки	Негативный	Увеличивает цену исходного сырья в случае переработки природного газа по контрактам типа keepwhole
НДПИ на конденсат	Добыча	Доходы бюджета Льготирование отдельных категорий объектов разработки	Негативный	Увеличивает цену исходного сырья для стабилизации
Экспортная пошлина: нефть	Добыча	Доходы бюджета	Нейтральный	Прямого влияния не оказывает
Экспортная пошлина: нафта	Переработка	Предотвращение перетока товарных автобензинов на экспорт в виде нафты	Негативный	Снижает паритетную стоимость продукции midstream
Экспортная пошлина: СУГ	Переработка	Снижение цен внутреннего рынка, предотвращение дефицитов	Негативный	Снижает паритетную стоимость продукции midstream
Акцизы	Переработка	Доходы бюджета Управление ходом модернизации под топлива высоких классов	Негативный	Снижает маржу midstream-сектора при поставках БГС на внутренний рынок
Тариф: транспорт газа	Транспортная монополия	Поддержание функциональности ГТС; Окупаемость газотранспортных проектов	Негативный	Снижает цену EXW на сухой отбензиненный газ
Тариф: ж/д транспорт	Транспортная монополия	Поддержание функциональности магистральных нефтепроводов; Окупаемость нефтетранспортных проектов	Негативный	Снижает цену EXW на жидкую продукцию midstream

Источник: анализ RUPEC

Итак, представим неотраслевого инвестора, который решил вложиться в строительство ГПЗ для переработки попутного газа с получением широкой фракции легких углеводородов и сухого газа. Причем в регионе с отсутствующей инфраструктурой транспорта ШФЛУ, но с имеющимся поблизости магистральным газопроводом для сдачи сухого газа. То есть помимо ГПЗ инвестор вынужден

инвестировать также в создание продуктопровода для ШФЛУ, чтобы доставить ее в точку, где возможна погрузка на ж/д транспорт. Кроме того, понимая, что ШФЛУ — продукт малоликвидный и низкомаржинальный, инвестор решил на окончании своего продуктопровода построить еще и ГФУ для выпуска уже товарных СУГ и газового бензина с понятными рыночными перспективами и ценообразованием. Какие параметры в этой схеме будут критическими для проекта?

Во-первых, это цена на сырье, то есть попутный нефтяной газ, покупаемый у нефтегазовых компаний. Понятно, что у этой цены есть ограничение снизу — она должна обеспечивать upstream-компания-поставщику комфортный возврат на инвестиции в создание сетей сбора, которые, безусловно, потребуются. И чем больше будут такие инвестиции, то есть чем меньше единичная продуктивность по газу на промыслах и чем удаленнее они друг от друга, тем дороже газ.

Понятно, что в этом вопросе регулятор почти никак не может помочь инвестору: цена ПНГ — предмет договорных отношений, ставка на НДС для него установлена нулевой. Вопрос льгот общего характера вроде ускоренной амортизации, субсидированных кредитов и т. п. мы здесь не обсуждаем — эти меры пригодились бы вообще всем. Модный в последнее время механизм с введением ПНГ в перечень подакцизных товаров и предоставлением переработчику права на получение повышенного налогового вычета всерьез обсуждать не будем — эта мера вряд ли имеет реальную перспективу воплощения на практике: она сугубо нерыночная, искусственно поддерживает неконкурентоспособные производства, плохо администрируется и недешево обходится бюджету.

Во-вторых, это цена реализации сухого газа. Чем выше эта цена, тем лучше экономика проекта ГПЗ и тем более привлекательным он становится для инвестора. В общем случае она определяется по принципу нетбэка из регулируемой цены в точки спроса за вычетом транспортных расходов. Здесь у регулятора большое поле для помощи инвестору. Для увеличения паритетного уровня цены «на воротах» ГПЗ регулятор может, например, ввести льготные ставки тарифов за прокачку по ГТС объемов газа, выработанного из попутного нефтяного. Или, скажем, предоставить инвестору право экспорта газа: тогда цена конечной реализации, например в Европе, будет выше, чем регулируемая внутрироссийская. Все эти меры при текущем уровне цен и тарифов могут радикально (кратно) улучшить экономику любого проекта по переработке ПНГ.

Следующий элемент рассматриваемого нами гипотетического проекта — продуктопровод ШФЛУ. В российских условиях, где доступные крупные объемы ПНГ сдвигаются все дальше и дальше в удаленные регионы (север и северо-восток ЯНАО, север Красноярского края, Иркутская область и Якутия, Эвенкия), речь идет о расстояниях в сотни и даже тысячи километров. Соответствующие инвестиции сопоставимы с инвестициями в сам ГПЗ, а могут и превосходить их.

Однако окупаемость подобного рода проектов фактически никак не завязана на отраслевые параметры, доступные регулированию. Критическим здесь является такое соображение: если существует некая минимальная цена ШФЛУ «на воротах» ГПЗ, обеспечивающая ему заданные показатели рентабельности и окупаемости

(условная «себестоимость»), то условный «тариф», обеспечивающий окупаемость инвестиций в продуктопровод, не должен увеличивать «себестоимость» ШФЛУ выше уровня любого из доступных ценовых паритетов в конечной точке продуктопровода. То есть величина «себестоимость» (производства ШФЛУ на ГПЗ) + «тариф» (за прокачку ШФЛУ) не может быть выше рыночной цены на ШФЛУ, увеличенной на ж/д расходы по доставке ее до конечной точки продуктопровода. Иначе это обесмысливает проект и делает его заведомо неконкурентоспособным. Таким образом, на этом этапе привлекательность проекта опять упирается в «себестоимость» ШФЛУ, то есть все в те же критические параметры №1 и №2 — цены покупки сырого ПНГ и продажи сухого газа.

Финальный объект всего производственного комплекса — газофракционирующая установка. Какие здесь есть граничные условия? «Сверху» она ограничена рыночными ценами на свою продукцию — сжиженные углеводородные газы и газовый бензин. «Снизу» — суммой окупающей ГПЗ «себестоимости» ШФЛУ и окупающим продуктопровод «тарифом» ее транспортировки. То есть это вполне конкретный, рассчитываемый коридор. Со стороны регулятора увеличен он может быть (то есть увеличена инвестпривлекательность как ГФУ, так и, по цепочке в обратном направлении, всего проекта) за счет управления ценами «сверху», то есть паритетами цен на СУГ и БГС «на воротах» ГФУ. Поскольку практически все эти продукты экспортные, управление ценами на них регулятор осуществляет установлением ставок вывозных таможенных пошлин.

Итак, обобщим наши выводы: управление инвестиционной привлекательностью (доходностью) комплексного midstream-проекта для регулятора доступно тремя способами:

- а) специальные условия на транспортировку газа;
- б) преференциальные условия по маркетингу газа (право на экспорт или поставки в тарифнопривлекательные регионы России);
- в) экспортные пошлины на СУГ и БГС.

К сожалению, исторический опыт показывает: ни одним из этих инструментов регулятор не пользуется для поддержки midstream-сегмента. Как и всегда, эти инструменты если и задействуются, то в интересах либо добычи, либо переработки. Причем история с экспортными пошлинами наиболее показательна.

ЭКСПОРТНЫЕ ПОШЛИНЫ: ПОЖАРНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Характерный момент: до 2008 года пошлины на СУГ рассматривались в одной корзине с пошлинами на светлые нефтепродукты. То есть в эпоху интенсивного роста цен на углеводороды в мире и, соответственно, роста инвестиций во всех нефтегазовых секторах в России про необходимость стимулирования переработки ПНГ и прочих попутных продуктов добычи даже не задумывались, считая, что СУГ возникают «где-то» в переработке, как бензин и дизельное топливо. Исключение составляли только сжиженные газы, относящиеся к 29-й группе ТН ВЭД («продукция химической промышленности»), на которые действовала нулевая ставка вывозных пошлин.

С осени 2008 года цены на углеводороды начали стремительно падать, и к концу 2008-го сложилась тупиковая ситуация: величина пошлин, традиционно запаздывающая за тенденциями рынка на полтора-два месяца, делала размер экспортного паритета на ГПЗ в континентальной России отрицательным. Тогда имел место уникальный случай — поставки по регулируемым ценам для снабжения населения коммунально-бытовым газом («балансовые задания») оказались практически единственным доходным каналом сбыта, и за эти объемы развернулась настоящая конкуренция.

Учитывая специфику *midstream*-сегмента, убыточность производства СУГ означала остановку ГФУ и ГПЗ, что в свою очередь могло обернуться или резким ростом объемов факельного сжигания, либо глушением добывающих скважин. Не тот, ни другой сценарий правительству России не понравился, и оно поддержало предложение производителей, обнулив ставки вывозных таможенных пошлин, что позволило вернуть размер паритета к приемлемым уровням.

Несколько последовавших за этим месяцев правительство просто продляло действие нулевой ставки своими постановлениями, не форсируя вопрос о внесении изменений в систему. Подумать действительно было над чем. С одной стороны, ситуация конца 2008-го — начала 2009 года показала, насколько рискованна прежняя система: цены на нефть в Европе всегда традиционно выше цен на сжиженные газы, и одна и та же величина пошлины применяться к этим продуктам не может. Кроме того, начал меняться и характер ценообразования на СУГ в мире — газы все больше и больше выходили из привычных корреляционных коридоров с нефтью. В-третьих, на ключевом внешнем рынке для российских экспортеров — восточноевропейском — были ярко выражены сезонные колебания спроса и цен, которых не было у светлых нефтепродуктов, торгующихся преимущественно на других рынках. Все эти факторы говорили в пользу отвязки пошлин на СУГ от пошлин на светлые нефтепродукты.

С другой стороны, на существовавшем в тот момент уровне осознания регулятор рассматривал СУГ преимущественно как продукт коммунально-бытового спроса, энергетический эквивалент природного газа в негазифицированных регионах. Поэтому пошлина тоже рассматривалась в первую очередь не как инструмент стимулирования/дестимулирования *midstream*-сегмента, а как инструмент управления объемами поставок на внутренний рынок.

Ситуация неопределенности затянулась надолго. Каждый месяц правительство публиковало размер устанавливаемой на ближайший месяц ставки экспортной пошлины, не обнаруживая механизма ее расчета. Только в январе 2011 года была официально утверждена методика расчета ставки вывозной таможенной пошлины, которая получила неплоскую шкалу с уровнем отсечения — то есть была применена модель, «обкатанная» на нефтяных пошлинах. В качестве индикатора устанавливалась публикуемая агентством Argus котировка цен на смесевые СУГ, складывающихся на белорусско-польской границе.

Новый механизм, который в принципе был вполне рыночным и отвечал интересам государства, участников рынка в целом не устроил. Потребители считали, что размер пошлин недостаточен:

цены экспортного паритета стали выше относительно прежней системы, а сам размер ставки выполняет «запирающую» СУГ на внутреннем рынке функцию не в достаточной мере. Midstream-компании, наоборот, считали, что уровень ставок, рассчитываемых по новой системе в условиях отказа от госрегулирования цен на ПНГ, не формирует должный размер ценовых паритетов и не стимулирует отрасль.

Определенную сумятицу вносил также тот факт, что часть газов, в основном химического назначения, экспортировался по 29-й группе ТН ВЭД и облагался нулевой пошлиной. Это, кстати, было солидным стимулом для тех, у кого были мощности по газофракционированию и выход на экспортные рынки Западной Европы, где такие газы ценились выше, чем коммунально-бытовые смеси. Фактически действие нового механизма расчета экспортных пошлин распространялось только на смеси пропана и бутанов, а также на пропан и технический бутан (смесь n-бутана и изобутана). Такая ситуация не устраивала химические компании, потребляющие индивидуальные газы в качестве сырья для своих производственных процессов.

Дискуссия о пошлинах на индивидуальные фракции дошла до высокого правительственного уровня осенью 2013 года. Тогда на президентском совещании по проблемам нефтехимии в Тобольске представители компаний-потребителей высказались за выравнивание величины ставок для газов 29-й группы и газов 27-й группы. Получив по итогам совещания поручение, правительство не спешило с решением, выслушивая аргументы стороны. Финалом этой работы стало принятие точки зрения потребителей, то есть в используемых нами терминах точкой приложения регулятора опять стал downstream. Однако, поскольку регулятор проявил взвешенный подход, выравнивание пошлин на газы 27-й и 29-й групп, утвержденное постановлением правительства осенью 2014 года, оказалось растянутым на восемь лет с поэтапным доведением ставки пошлины на газы 29-й группы до 90% от ставки на газы 27-й группы к 2022 году.

ВЛИЯНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ НА MIDSTREAM

Изложенная выше история развития одного из ключевых инструментов регулятора для влияния на инвестиционную привлекательность midstream-сегмента показывает, в какой волатильной обстановке пребывает эта отрасль. Эта волатильность существенно затрудняет принятие решений и искажает эффективность как планируемых, так и уже осуществленных инвестиций. Этот тезис мы хотим проиллюстрировать цифрами, используя в качестве модели рассмотренный выше пример с неким инвестором, захотевшим построить ГПЗ, продуктопровод и ГФУ.

Будем считать, что наш абстрактный инвестор принимает свое финальное решение в начале 2011 года. К этому моменту мировые цены на углеводороды более или менее стабилизировались на высоких уровнях, что обещает проекту привлекательность. Ситуация с пошлинами тоже стала ясна: опубликована методика их расчета. Цены на ПНГ в регионах добычи достаточно низкие, цены на сухой газ тоже понятны: инвестор нашел потребителей в не очень удаленных регионах. То есть ситуация в целом предсказуемая и понятная.

Предположим, что наш инвестор не ждет ни роста цен на продукцию своего производственного комплекса, ни их падения, фиксируя их на средних уровнях 2010 года. Точно также он предполагает стабильными и цены на сухой газ, и цену закупки ПНГ (будем считать, что в базовом сценарии все так и произошло). Он договорился с нефтяниками о переработке 10 млрд м³ газа, который он хочет перерабатывать на ГПЗ соответствующей мощности и транспортировать ШФЛУ про 850-километровому продуктопроводу на ГФУ мощностью 2,25 млн т. Чтобы сэкономить на капитальных затратах, инвестор решил отказаться от блока депентанизации и выпускать на ГФУ только чистый пропан, нормальный бутан, изобутан и газовый бензин, продавая их по цене экспортной альтернативы. Общие капитальные вложения в три объекта для инвестора в этом случае составят порядка 87 млрд руб.

Инвестор требователен к качеству своего проекта: он хочет построить свои объекты за три года и достичь дисконтированной окупаемости (со ставкой 13%) за семь лет эксплуатации. Он знает, что к моменту пуска заводов (начало 2014 года) он сможет выйти со своей продукцией на рынки Северо-Западной Европы через морские терминалы на Балтике.

При таких вводных входящая цена ПНГ, балансирующая требуемую окупаемость, составила 908 руб. за 1000 м³, о чем инвестор и договорился с нефтяниками, которые под эту цену заложили свои проекты по строительству сетей сбора.

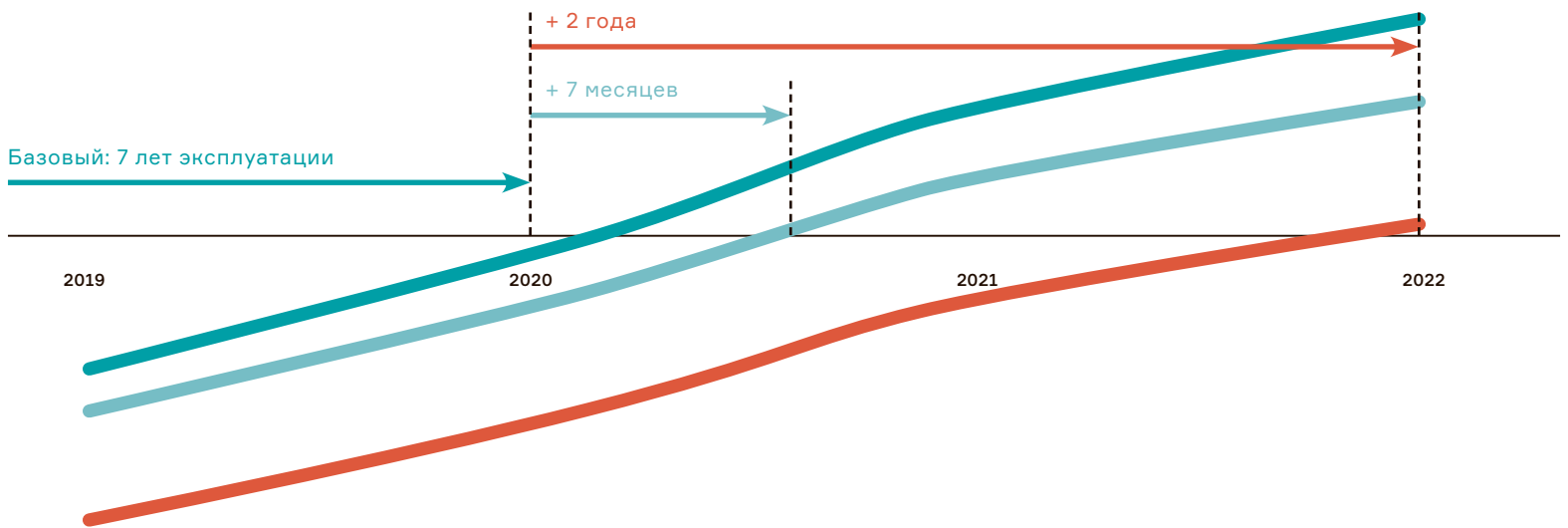
Итак, в начале 2014 года комплекс был запущен и начал генерировать денежный поток. По первоначальным расчетам (базовый сценарий) проект должен полностью окупиться к концу 2020 года. Однако в течение 2014 года шло обсуждение различных вариантов ведения экспортной пошлины на газы 29-й группы ТН ВЭД. Представим себе два варианта.

В первом гипотетическом варианте правительство принимает решение приравнять ставку пошлины на газы 29-й группы к ставке пошлины на газы 27-й группы в один момент, с 2015 года.

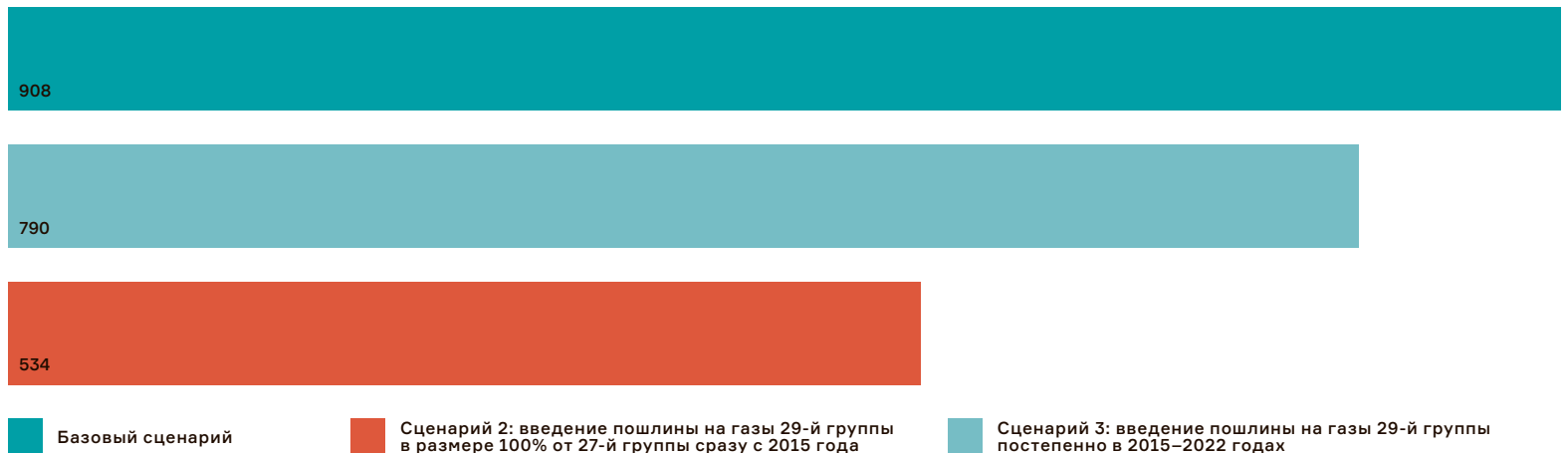
Это, разумеется, сразу повлияло бы на прогнозируемый денежный поток только-только запущенного предприятия. У инвестора есть два варианта: смириться с изменением параметров своего проекта — в этом случае его потери составят более 9 млрд руб. за 10 лет (с учетом трех лет строительства), а срок окупаемости сдвинется на два года. Второй вариант — передоговориться с нефтяниками о цене ПНГ. В этом случае для сохранения параметров окупаемости балансирующей ценой становится уже 534 руб. за 1000 м³, то есть речь идет о скидке 41% к базовой цене сырья. Очевидно, что второй вариант малореалистичен: нефтяники тоже понесли капитальные затраты и вряд ли будут готовы идти на изменение своих параметров окупаемости. Так что в этом случае инвестор, скорее всего, понесет потери в размере почти 1/10 части своих инвестиций.

Второй гипотетический вариант отражает то, что случилось в реальности: в конце 2014 года, как уже говорилось выше, было принято постановление правительства, вводящее поэтапный график роста ставок на экспорт СУГ из 29-й группы ТН ВЭД. В этом случае потери инвестора ниже (около 3 млрд руб.), а сдвиг срока окупаемости составит семь месяцев. При таком сценарии балансирующая цена ПНГ составляет 790 руб. за 1000 м³, то есть на 13% ниже базовой (см. Рис. 7).

Рисунок 7. Влияние изменений в регулировании на дисконтированную окупаемость модельного проекта



Балансирующая цена ПНГ



Источник: анализ RUPEC

Как можно видеть, регуляторные изменения, воспринимаемые как в целом незначительные в привычной системе координат upstream-downstream, для инвестиций в сегменте midstream оказываются драматическими; особенно это хорошо видно в Сценарии 2, который действительно обсуждался в 2014 году.

Наш несложный пример показывает, что регулятор должен четко отдавать себе отчет о глубине последствий принимаемых им решений и соизмерять некую их «полезность» для одной отрасли с «ущербом» для другой.

MIDSTREAM И НЕФТЕХИМИЯ

Здесь, кстати, уместно будет обсудить, откуда вообще возникла идея ввести отличную от нулевой ставку экспортной пошлины на газы, относимые к 29-й группе ТН ВЭД, а точнее, к подсубпозиции 2901 10 000 1.

Как говорилось выше, это этан, нормальный бутан и изобутан с чистотой (содержанием основного компонента) не ниже 95%. В обиходе эту группу товаров стали называть индивидуальными газами (СУГ, фракциями) или чистыми газами (СУГ, фракциями). Фактически мера была применена только к газам С4, потому что этан из России не экспортируется и неизвестно, когда такие поставки могут начаться.

Основное применение этих веществ — процессы дегидрирования в нефтехимии. Из нормального бутана получают преимущественно 1,3-бутадиен, который является основным сырьем для производства синтетических каучуков. Из изобутана получают изобутилен, который в свою очередь может применяться для:

- производства метил-трет-бутилового эфира;
- производства изопрена (сырья для синтетических каучуков);
- производства бутилкаучуков совместно с изопреном.

Собственно, инициаторами введения пошлины и были представители именно отрасли синтетических каучуков. Предполагалось, что введение пошлины снизит паритетную стоимость чистых фракций внутри России и позитивно скажется на экономике производства синтетических каучуков.

Однако логика эта весьма поверхностна.

Во-первых, в мире процессы дегидрирования индивидуальных алканов для получения мономеров для синтетических каучуков за годы дорожающей нефти практически везде вымерли как неконкурентоспособные. На смену им в основном пришли процессы селективной экстракции интересующих мономеров из побочных продуктов пиролиза — фракции С4 и фракции С5. Из них получают соответственно бутадиен, изобутилен и изопрен. И только в России примерно 50% производимого бутадиена делается из н-бутана, что является, собственно, не чем иным, как следствием исторически сложившейся конфигурации мощностей и традиционно низкой (на фоне мировых конкурентов) стоимостью сырья и энергоресурсов. И только в последние годы в Северной Америке за счет резкого роста предложения индивидуальных алканов от переработки сланцевого газа и низких цен на них интерес к таким процессам вернулся. Но стоит обратить внимание, что произошло это вслед за развитием midstream-сегмента и ростом предложения, а не из-за введения пошлин.

Во-вторых, сам по себе мировой рынок синтетических каучуков уже несколько лет находится в системном кризисе, который стал следствием значительного превышения мощностей над спросом.

В-третьих, доля экспорта у российских производителей синтетических каучуков стабильно составляет 40–50%. Для примера: в 2015 году у крупнейшего в России производителя синтетических каучуков на долю внутренних продаж пришлось менее 10%.

С учетом вышеперечисленных обстоятельств можно констатировать, что искусственное снижение внутренней цены на чистые фракции ведет к:

- а) поддержке заведомо неконкурентоспособных процессов (точнее, конкурентоспособных при строго определенных условиях без стимулов к освоению современных процессов получения мономеров);
- б) поддержке отрасли, ориентированной на экспорт в еще большей степени, чем midstream-сегмент;
- в) изъятию маржи у midstream-сегмента и перенос ее в отрасль, которая в мировом масштабе испытывает фундаментальные проблемы и вообще не имеет никаких перспектив для интенсивного развития, в отличие от midstream.

На пункте б) хотелось бы остановиться подробнее. Использование изобутилена для производства изопрена в ходе сложного двухстадийного синтеза — черта исключительно российской отрасли. Как уже говорилось выше, в мире изопрен получают преимущественно из побочной продукции пиролиза. Характерный факт: если бы производители синтетических каучуков находились в конкурентных условиях, они бы инвестировали в процессы переработки фракции C5 пиролиза, но до сих пор в России она вообще никак не перерабатывается и даже выделяется в товарную продукцию далеко не на всех олефиновых производствах! А ведь эта фракция является источником не только изопрена, но и многих других ценных продуктов, таких как цикlopентадиен и дициклопентадиен.

Таким образом, регулятор, пребывающий в двуцентриковой системе координат, опять пошел на поводу у ложных интересов downstream-сегмента в ущерб инвестиционной привлекательности midstream-сегмента. Хорошо, что пожелание президента «проявить взвешенный подход» было реализовано в виде отсроченного введения пошлины. Как мы показали на примере выше, это не нанесло серьезного урона.

ГАЗОВЫЙ MIDSTREAM: ОСОБЕННОСТИ

До сих пор, обсуждая тему midstream-сегмента в контексте ее регулирования и управления инвестиционной привлекательностью мы касались в основном попутного нефтяного газа. Между тем рассматриваемая нами проблематика в большей степени важна именно для природного газа, особенно «жирного» газа. Здесь структура midstream-сегмента в целом такая же, как и в случае с ПНГ, поскольку и компонентный состав, и попутная продукция газодобычи приблизительно одинаковы. А вот возможные подходы к стимулированию сегмента различаются.

Как мы показали выше, в случае с ПНГ ключевыми инструментами управления доходностью проектов в midstream являются: а) цена сухого газа; б) величина экспортных пошлин на конечную продукцию midstream. И если второй момент точно также играет свою роль в случае с переработкой природного газа, то ситуация с ценой входящего сырья сложнее.

Дело в том, что в сегодняшних условиях глубокая переработка даже «жирного» газа с технологической точки зрения не требуется. Это следует, например, из данных Табл. 2: отходящие газы с УКПГ в ЯНАО вполне «жирные» и по составу мало уступают отдельным попутным нефтяным газам. Однако за счет «разбавления» в пунктах сдачи в ГТС более сухим газом итоговая смесь отвечает требованиям трубопроводной транспортировки и потребления.

Это означает, что если сырьем абстрактного газоперерабатывающего завода будут такие газы, обработанные предварительно на валанжинских и ачимовских УКПГ, то цена этого сырья и цена производимого заводом сухого газа будет абсолютно одинакова: регулируемая цена ФСТ, приведенная к точке сдачи ГТС через транспортный тариф. Это значит, что того зазора между входящей стоимостью сырья и исходящей стоимостью сухого газа, которая является инструментом возникновения стоимости в случае с ПНГ, в случае с природным газом нет в принципе.

Мы считаем, что это обстоятельство — одна из главных причин того, что все последние годы переработка именно природного газа вообще никак не развивалась, в отличие от переработки попутного, где мощности ГПЗ и объем принимаемого на переработку сырья все же возросли.

Преодоление этой проблемы заключается в создании некоего механизма, который мог бы или уменьшать цену входящего газа для midstream-компании, или повышать цену продажи сухого газа. Понятно, что второе маловероятно (только через выход на экспорт). А вот первое — возможно. И такое предложение в российской отрасли уже высказывалось пару лет назад ЛУКОЙЛом. Оно заключалось в освобождении или льготировании при уплате НДС с объемов газа, направленного на квалифицированную переработку.

Идея заключается в том, что цена реализации сухого газа включает в себя уплаченный при его добыче НДС. Если направляемые на переработку объемы облагать по нулевой или льготной ставке, возникнет тот самый зазор в ценах на сырье и продукцию, который имеет место в случае с ПНГ, который облагается как раз нулевой ставкой НДС. Предполагается, что выпадающие доходы бюджета будут компенсированы через налоги от деятельности газоперерабатывающих предприятий, либо — дополнительно — через экспортные пошлины, взимаемые при вывозе дополнительно возникающих продуктов midstream-предприятия.

Эта идея на самом деле требует более детального анализа и разбора, поскольку, несмотря на внешнюю простоту, достаточно сложна с точки зрения чувствительности к конъюнктурным факторам, а также неоднообразного эффекта в случае разных типов контрактов на сырье между газодобывающей компанией и midstream-компанией (например, при процессинговых контрактах фактически льготировается добыча, а не комплекс «добыча-переработка»). Кроме того, сама по себе добыча «жирного» газа, то есть интересного для переработки, и так уже стимулирована именно через льготный НДС (например, для ачима он вдвое ниже, чем для сеномана). Вероятно, RUPEC вернется к детальному рассмотрению этой темы в будущем.

Мы не склонны упрощать и понимаем, что проблема вовлечения природного газа в глубокую переработку заключается не только в отсутствие стимулирования, но и еще, например, в транспортных затруднениях (см., например, заключительные главы нашего исследования «Российская альтернатива сланцевому газу: новое сырье нефтехимии», июнь 2015). Однако, как и в случае с ПНГ, мы считаем, что проблема отсутствия специальных режимов стимулирования midstream-сегмента в части природного газа является определяющей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

До сих пор мы обсуждали midstream в России и специфику его регулирования исключительно с позиции интересов самих компаний сектора. Однако в заключение нужно сказать и про те выгоды, которое может получить государство, акцентированно стимулируя сегмент.

Во-первых, это снятие технологических ограничений при вводе в разработку новых нефтяных и газовых месторождений, в том числе в сложных географиях и со сложным составом газа. Как в случае с текущим освоением якутского центра газодобычи — с той лишь разницей, что здесь midstream опять интегрирован в структуру единого оператора.

Во-вторых, это в целом рост доходности добычи углеводородов для добывающих компаний, дополнительная маржа может быть ими реинвестирована в новые проекты, такие как НИОКР, шельф или освоение новых регионов.

В-третьих, даже без наращивания производства углеводородов (что в целом отвечает ситуации текущего момента с точки зрения спроса как на внутреннем, так и на внешних рынках) это интенсификация переработки уже имеющего сырья с производством более маржинальной продукции, которая, во-первых, имеет экспортный потенциал, в том числе на новых рынках, таких как Азия, а во-вторых, может быть потреблена внутри страны. Пример Северной Америки показывает, что рост предложения продукции midstream стимулирует запуск большого числа крупных проектов в нефтехимии.

В-четвертых, это как таковой рост инвестиций в основной капитал, создание нового источника спроса как на труд (причем в регионах, где этот фактор весьма востребован), так и на высокотехнологичную продукцию химического и транспортного машиностроения, металлургии, электроники и т. п. С учетом специфики технологических процессов в midstream запросы отрасли вполне могут быть обеспечены российскими технологиями и оборудованием, что также соответствует текущему курсу.

В-пятых, это простое расширение налогооблагаемой базы и таможенных сборов.

Ну и самое главное: эпоха нефти и газа как источников топлива и энергии подходит к концу. Будущее ископаемых углеводородов — быть почти исключительно сырьем химических процессов. Без развития midstream такой переход просто невозможен, и если не стимулировать развитие мощностей сейчас, потом строить их будет уже очень дорого, и Россия опять рискует выпасть из глобальной мировой тенденции, как это уже не раз случалось.

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

