

РОССИЙСКАЯ АЛЬТЕРНАТИВА СЛАНЦЕВОМУ ГАЗУ: НОВОЕ СЫРЬЕ НЕФТЕХИМИИ

rupec.ru



РОССИЙСКАЯ АЛЬТЕРНАТИВА СЛАНЦЕВОМУ ГАЗУ: НОВОЕ СЫРЬЕ НЕФТЕХИМИИ

Введение	6
Основные выводы	7
Североамериканский сценарий	8
Жирный газ в России	14
Цена российского газа	18
Подходы к переработке «жирного» газа	22
Моделирование ценовых сценариев	28
Описание модели	28
Результаты	30
Проблемы и следствия	32

Введение

Вторая половина 2014 года преподнесла углеводородным экономикам, в число которых входит и Россия, весьма неприятный сюрприз: мировые цены на нефть, высокий уровень которых является залогом экономического благополучия таких стран, начали падать, за полгода снизившись почти вдвое.

Считается, что одним из главных факторов подобного проседания мирового рынка нефти стали очередные «сланцевые» успехи в Северной Америке, связанные на этот раз с интенсивным в последние годы ростом добычи сланцевой нефти.

Дешевая нефть оказала на мировую нефтехимию очень серьезное влияние, глобально изменив привычный расклад. Внезапно сделались рентабельными нефтехимические производства, работающие на привозном жидком нефтяном сырье, хотя еще не так давно им прочили скорый и безвозвратный уход с рынка на фоне создания новых мощностей на этане и сжиженных газах в Северной Америке и на Ближнем Востоке.

Однако не стоит забывать, что за последнее десятилетие это уже вторая революция в нефтехимии, ассоциируемая со сланцевыми углеводородами. Первая из них была связана с газом, стремительный рост добычи которого привел к отвязке внутренних цен на это сырье в Северной Америке от нефти, резкому их падению и усилению конкурентоспособности местной нефтехимии. Одним из важнейших последствий обвала цен на газ стал вынужденный переход на добычу более «жирного» сланцевого газа, выделение и продажа дополнительных компонентов которого помогли поддержать рентабельность разработки сланцевых месторождений. Всего за несколько лет эти процессы привели к тому, что на внутреннем рынке Северной Америки появились принципиально новые объемы дешевого нефтехимического сырья и стартовал новый виток инвестиций в базовую нефтехимию.

Сейчас в условиях дешевой нефти не за горами и падение цен на российский газ, большая часть экспортных контрактов на который индексируется в привязке к мировым ценам по нефтепродукты.

При этом в структуре запасов российского газа тоже есть углеводороды, который с определенными оговорками можно считать аналогами североамериканского «жирного» сланцевого газа. Это традиционный газ, однако залегающий на больших глубинах в пластах валанжинских и ачимовских горизонтов. Как и «жирный» сланцевый газ, такой природный газ характеризуется высоким содержанием углеводородов C₂₊. Еще одно обстоятельство, особенно сближающее его со сланцевым газом, — существенно более высокая стоимость освоения таких залежей по сравнению с сухим газом и значительно более затратная добыча. В этой ситуации распространено мнение, что именно подобным «жирным» и трудноразрабатываемым газовым ресурсам и принадлежит будущее российской газодобычи как при обеспечении потребностей внутреннего рынка, так и экспортных поставках.

Задача данного исследования — выяснить, может ли в газодобывающей индустрии России реализоваться ценовой сценарий, аналогичный североамериканскому, который вывел на рынки новые объемы дешевого нефтехимического сырья и стал толчком к ренессансу нефтехимии.

Основные выводы

- Российский «жирный» газ можно рассматривать, как аналог североамериканского сланцевого газа. Поэтому в России возможно повторение североамериканского сценария, при котором снижение цен на газ вынудит недропользователей перейти от простых схем переработки «жирного» газа к его глубокой полноценной переработке на ГПЗ.
- В Северной Америке реализация подобного сценария привела к нефтехимическому ренессансу и новому витку инвестиций в базовые мощности. С точки зрения стратегии государства (по крайней мере, декларируемой) по отказу от экспорта первичных углеводородов в пользу углубления переработки аналогичный процесс в России стоит приветствовать, поскольку на дальнем горизонте традиционные источники нефтехимического сырья (нефть и попутный газ) не смогут обеспечить сырьевые потребности для реализации нефтехимических проектов мирового масштаба.
- Внешние экономические условия (мировые цены на нефть и валютные курсы), при которых традиционный подход к неглубокой переработке «жирного» газа перестает быть рентабельным, вполне достижимы и уже имели место за последние семь лет. На фоне проседания мировой нефтяной конъюнктуры повторение такого сочетания факторов вполне возможно уже в ближайшее время.
- Несмотря на то, что глубокая переработка «жирного» газа с точки зрения поступления НДС существенно выгоднее государству и, кроме того, несет колоссальный межотраслевой мультипликативный эффект, сама эта деятельность пока никак не стимулирована ни ставками НДС, ни прочими стимулирующими аналогами. Хотя именно здесь просматривается поле для введения конкретных исчислимых стимулов, облегчающих инвестирование в подобные проекты.
- Решение проблемы глубокой переработки «жирного» газа путем строительства ГПЗ под каждый добычный проект малоэффективно. Однако стягивание всех имеющихся и перспективных объемов для переработки на одном-двух крупных ГПЗ требует активной координирующей позиции государства для балансировки интересов всех недропользователей и инвесторов.
- Наиболее значимым препятствием на пути развития полномасштабной глубокой переработки «жирного» газа является отсутствие простых решений по транспортировке нефтехимической продукции переработки (этана и СУГ). Единственный способ преодолеть этого препятствие — финансовое и организационное участие государства в соответствующих инфраструктурных проектах, масштаб которых и потенциальные положительные последствия для экономики страны носит по-настоящему национальный характер. Проекты в области магистрального транспорта продукции глубокой переработки «жирного» газа должны занимать приоритетное место среди всех инфраструктурных проектов в нефтегазовой и химической отраслях.

СЕВЕРОАМЕРИКАНСКИЙ СЦЕНАРИЙ

История добычи сланцевого газа в Северной Америке берет свое начало еще в XX веке, но в фазу активной промышленной разработки и, соответственно, значимых объемов производства индустрия вошла к середине 2000-х годов. С того момента темпы прироста добычи сланцевого газа были двузначными: так, в период с 2006 по 2011 год AAGR составлял 51%, в абсолютном выражении объем производства вырос почти в 10 раз.

Цены на газ на внутреннем рынке США сдержанно реагировали на появление новых собственных объемов. В 2005–2008 годах спотовые котировки уверенно превышали типовые уровни себестоимости добычи сухого сланцевого газа, стимулируя инвестиции в новые объекты разработки.

Переломным стал кризис 2008–2009 годов. Тогда на фоне падения спроса на газ и обвала цен на рынок продолжали поступать объемы сланцевого газа от запущенных ранее проектов, законтрактованные по приемлемым для добывающих компаний ценам. В 2010 году внутренняя цена на газ еще попыталась отыграть обвал 2009 года, однако уже с 2011 года можно констатировать переход североамериканского ценообразования в отношении газа на фундаментально иную модель с более низкими базовыми уровнями цен. В сегменте добычи это вылилось в существенное сокращение темпов прироста добычи сланцевого газа до AAGR 9% в 2011–2014 годах (Рис. 1).

Одна из проблем заключалась в том, что в условиях новых низких цен выручка от продажи собственно газа уже не покрывала

Рис. 1 Динамика добычи сланцевого газа в США и среднегодовых спотовых цен в 2006–2014 годах

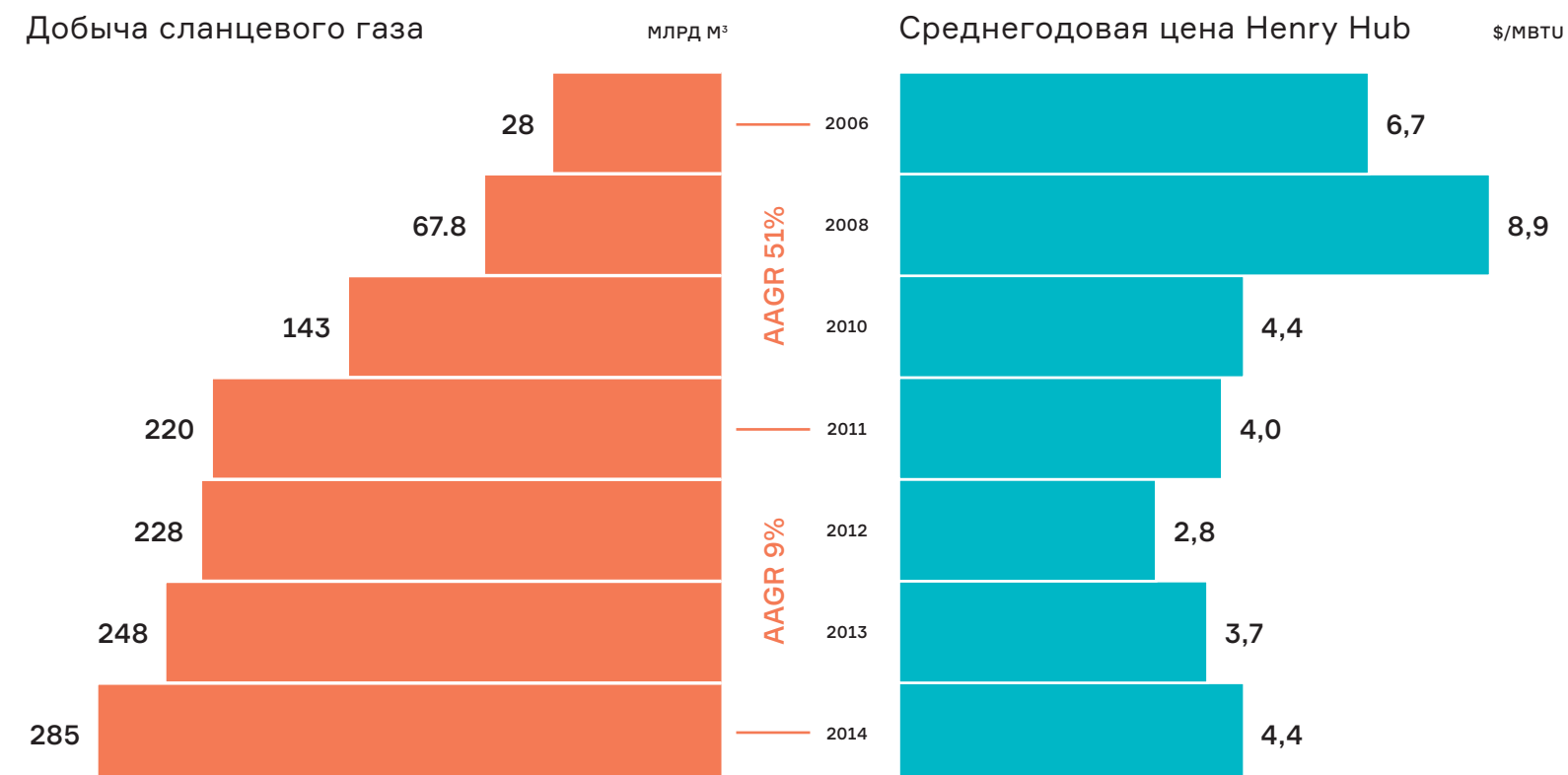
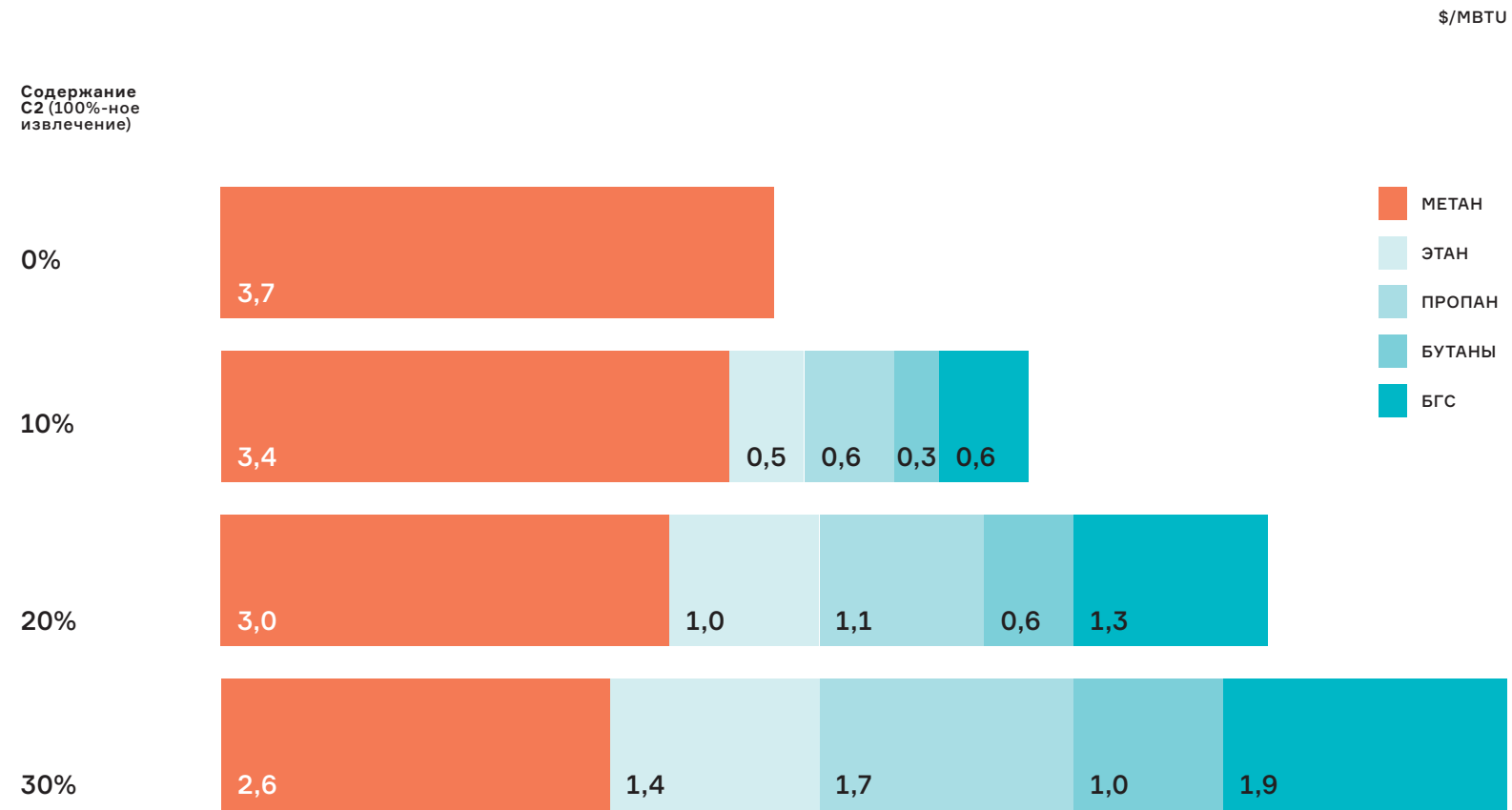


Рис. 2 Выручка от реализации сланцевого газа и его компонентов при различной жирности (США, средние цены 2013 года)

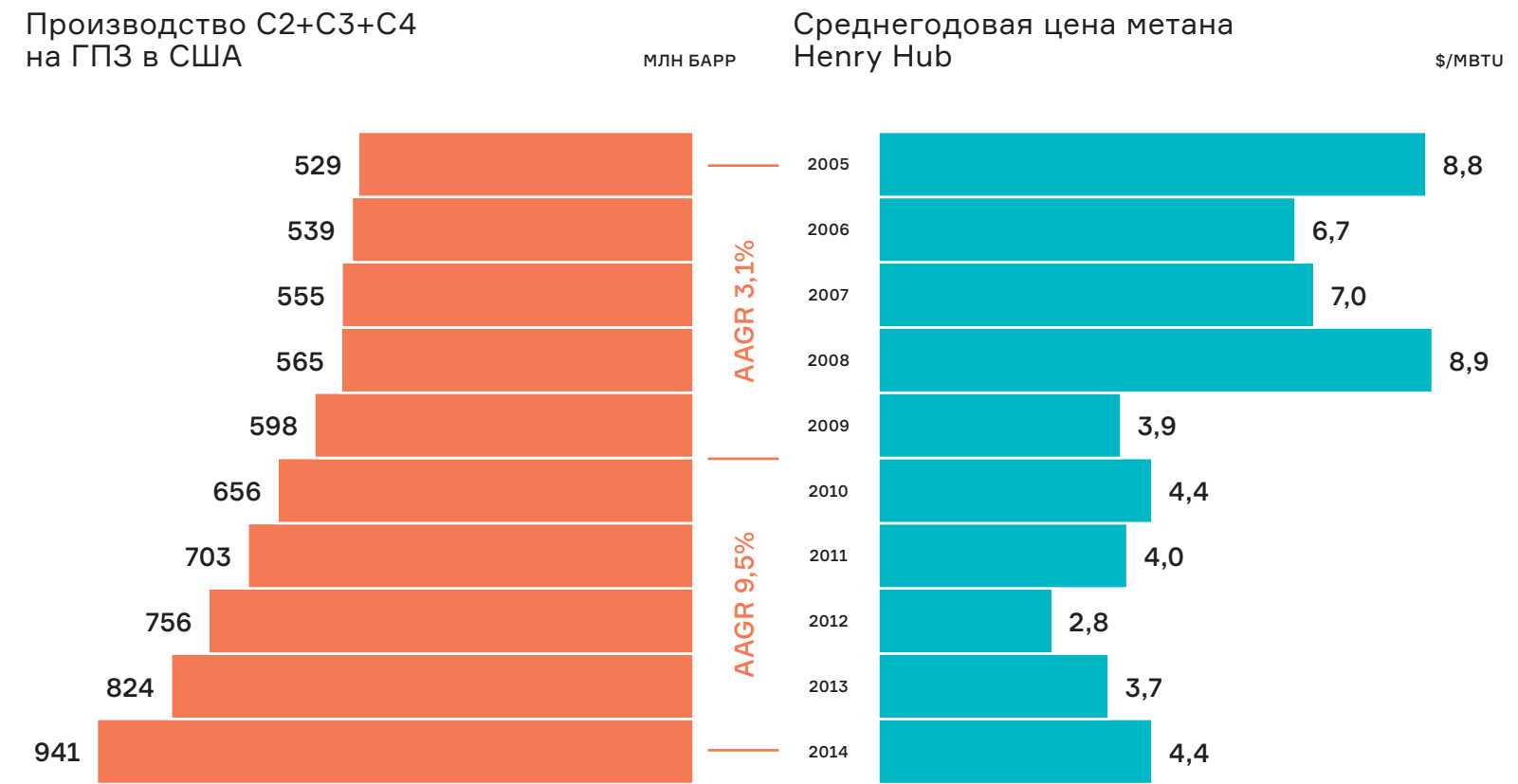


Источник: EIA, анализ RUPEC

издержек на его добычу, учитывая, что такие издержки в случае сланцевых ресурсов системно выше, чем в случае «традиционного» газа. Это заставило добывающие компании искать выход в освоении ресурсов «жирного» сланцевого газа, в пластовом флюиде которого содержится также значимое количество других продуктов, таких как этан, пропан, бутаны и газовый бензин (Рис. 2).

Разумеется, вовлечение в разработку залежей «жирного» сланцевого газа потребовало расширения мощностей газопереработки и систем транспорта продукции, главным образом этана. Как следствие, темпы прироста производства суммарных объемов этана, пропана и бутанов на ГПЗ, например, в США находятся в обратной зависимости от темпов прироста добычи сланцевого газа. То есть

Рис. 3 Динамика суммарного производства фракций C2+C3+C4 на ГПЗ США и среднегодовых спотовых цен в 2005–2014 годах



Источник: EIA, анализ RUPEC

после 2011 года, когда прирост добычи сланцевого газа замедлился, производство нефтехимических фракций на ГПЗ начало ускоряться. С учетом некоего временного лага между снижением цен на сухой газ и последовавшим за этим принятием решений об инвестициях в газопереработку и собственно вводом мощностей оказалось, что максимальный абсолютный прирост (год к году) производства C2+ (без нефти) на ГПЗ в США пришелся на 2014 год (116,5 млн баррелей), став ответом на ценовое «дно» 2012 года (Рис. 3).

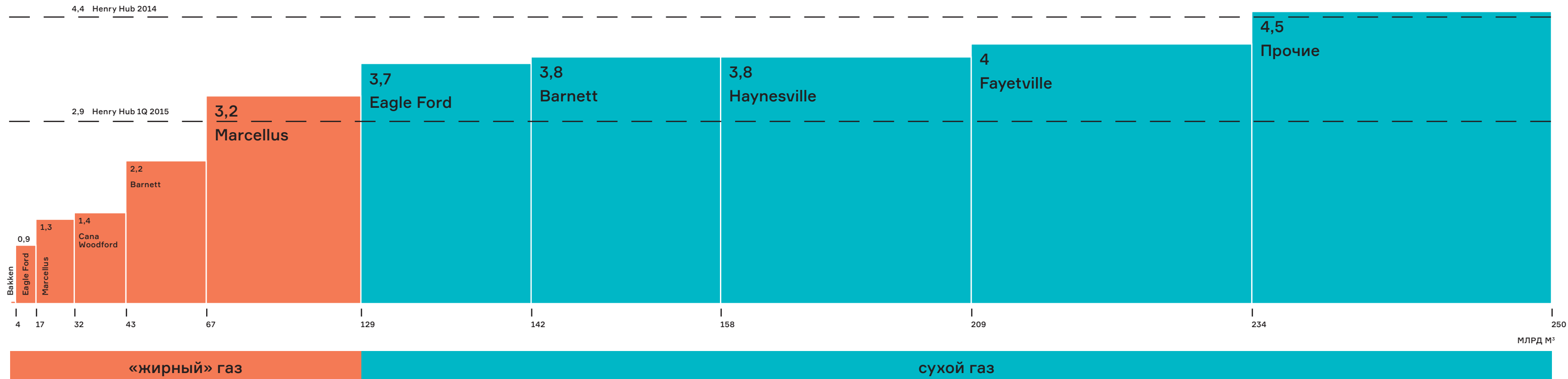
В начале 2015 года внутриамериканские спотовые цены на газ вновь достигли экстремально низких уровней. Среднее за январь–март значение котировок Henry Hub составило всего \$2,9 за MBTU. Однако новая модель сланцевой газодобычи оказалась устойчива

и в этом случае: издержки при добыче «жирного» газа (приведенные к 1 MBTU метана путем уменьшения на выручку от продажи компонентов C2+) позволяют продолжать рентабельно эксплуатировать такие залежи, в то время как объекты разработки сухого газа вышли за порог рентабельности (Рис. 4). При этом, например, «жирный» газ месторождения Ваккен правильнее отнести к попутному нефтяному газу залежей сланцевой нефти. Соответственно, в этом случае сухой газ вообще является побочным продуктом, а эксплуатация сохраняет рентабельность даже при его нулевой стоимости.

Рис. 4 Кривая издержек на добычу газа на некоторых сланцевых месторождениях США, начало 2015 года

Издержки приведены к сухому газу уменьшением на величину выручки от дополнительных продуктов

\$/MBTU



Переложение североамериканского сценария на российскую почву не может, конечно, быть абсолютно идентичным во всех аспектах. Так, крайне маловероятен сценарий, при котором фактором снижения цены реализации сухого газа станет наполнение внутреннего рынка — для России при всех самых экстремальных сценариях таким фактором может стать только мировой энергетический рынок, что, впрочем, и произошло в конце 2014 — начале 2015 года. Кроме того, в России нет столь мощной газоперерабатывающей инфраструктуры и разветвленной сети трубопроводов для транспорта не только газа, но и нефтехимического сырья: этана, ШЛФУ, СУГ и нефти. Это обстоятельство, разумеется, будет сдерживать развитие газопереработки в местах традиционной добычи «жирного» газа — на севере Тюменской области. Однако аналогию в главном — взаимосвязи между внутренними ценами на целевую продукцию (топливный газ) и рентабельностью разработки дорогих ресурсов углеводородов при различных вариантах глубины их переработки — мы попытаемся установить. Но для начала вспомним, что представляет собой российский «жирный» газ глубоких горизонтов залегаания.

«ЖИРНЫЙ» ГАЗ В РОССИИ

Под «жирным» газом в контексте обсуждения его потенциала в качестве источника нефтехимического сырья обычно понимается углеводородная смесь, залегающая в нижнемеловых и юрских формациях в коллекторах, приуроченных к так называемой валанжинской свите и ачимовской пачке (отсюда расхожие выражения «валанжинский газ» и «ачимовский газ»).

Как правило, основные нефтегазоконденсатные месторождения представляют собой «слоеный пирог», в котором нефтегазонасыщенные пласты чередуются с пустыми породами. Обычно с нарастанием глубины и, соответственно, пластового давления изменяется состав газа. Для так называемого сеноманского газа, например, на Уренгойском газоконденсатном месторождении характерны глубины 1040–1230 м и содержание метана в пластовом флюиде более 98%. Это классический сухой газ, переработка которого не требуется да и, пожалуй, экономически неоправданна из-за низкого содержания ценных компонентов. Напротив, ачимовские залежи Уренгойского ГКМ расположены в диапазоне 3470–3700 м, а в границах, например, Восточно-Уренгойского лицензионного участка продуктивная на газ и конденсат ачимовская залежь Ач₆¹ выявлена на глубине более 3800 м. Типовое содержание метана в пластовом газе ачимовских залежей составляет менее 80% (см. Рис. 5)

Вполне очевидно, что первым объектом, который попадает в промышленную эксплуатацию на новом месторождении, становятся сеноманские залежи. Они расположены относительно неглубоко, поэтому бурение добывающих скважин не составляет

Рис. 5 Схема продуктивных залежей и типовые составы пластовых смесей для Уренгойского ГКМ

ГЛУБИНА	ПЛАСТ	СОСТАВ ПЛАСТОВОГО ГАЗА, ОБ. %				
		C1	C2	C3	C4	C5+
0						
-500						
-1000						
	СЕНОМАН	98,26	0,15	0,04	0,00	0,00
-1500						
	ПК₂₁	93,71	3,50	0,18	0,24	1,42
-2000						
	БУ₁₋₂	98,1	5,3	2,1	0,8	1,7
-2500						
	БУ₈	87,7	5,1	2,2	1,2	3,2
	БУ₁₄	82,1	6,1	3,3	1,4	5,3
-3000						
	АЧИМ	78,4	8,6	3,8	1,7	6,7
-3500						
-4000						

проблемы. Кроме того, в силу невысокой жирности такой газ не требует больших инвестиций в объекты его подготовки к транспорту. По сути, единственной проблемой становится осушка газа от воды.

Однако, как правило, начальные пластовые давления в коллекторах сеноманского газа невелики, поэтому по мере отбора углеводородов и падения энергии пласта естественного давления газа уже недостаточно ни для промысловых операций с ним, ни для подачи в магистральные газопроводы. Поэтому на каком-то этапе недропользователь вынужден устанавливать дожимные компрессорные станции: или перед операциями по осушке, или перед подачей в магистраль, а иногда одновременно в нескольких местах.

По мере истощения залежей ниже технологических пределов недропользователь оказывается перед выбором: либо переходить на другое месторождение и вновь вводить в эксплуатацию сеноманскую залежь, либо в контуре первого месторождения идти с бурением глубже и осваивать нижележащие продуктивные пласты. Выбор этот не столь очевиден, как может показаться на первый взгляд. Первый путь оправдан при наличии большого количества разведанных месторождений с легкодоступными объектами разработки. Второй — в том случае, если новых крупных месторождений сеноманского

газа просто нет либо они расположены в столь удаленных районах, что создание минимальной необходимой транспортной и промышленной инфраструктуры сопряжено с очень большими расходами.

Российская газовая индустрия, по сути, находится сейчас перед таким же выбором. Гигантские и хорошо разведанные залежи сеноманского газа на севере Тюменской области находятся в поздней стадии разработки. Даже относительно недавно введенные месторождения уже требуют создания ДКС (пример — Заполярное). При этом новые запасы сухого газа или очень сложны в разработке по причине необходимости создания дорогостоящей инфраструктуры (Бованенково, Штокман, месторождения Якутии), или слабо разведаны и очень удалены (Гыданский полуостров, арктический шельф). Между тем, в традиционных регионах добычи создана необходимая инфраструктура в виде магистральных систем транспорта газа и нефти, железнодорожных путей и станций, городов, объектов энергетики и переработки газа и конденсата. Поэтому разработка нижнемелового и юрского газа пусть и дороже (хотя бы из-за большей глубины бурения и, соответственно, больших капитальных расходов, а также сложности строения и плохой проницаемости и необходимости в наклонно-направленном бурении, часто с горизонтальным окончанием — это обстоятельство тоже сближает российский глубокий газ с североамериканским сланцевым), но не требует дополнительных вложений в опорную инфраструктуру.

Более того, по некоторым данным, именно «жирный» газ составляет основу ресурсной базы российской газовой индустрии будущего.

Крупнейшим ресурсодержателем здесь является «Газпром» (см. Рис. 6). Концерн ведет «историческую» (начавшуюся еще в советские времена) разработку валанжинских залежей в контурах Уренгойского и Ямбургского месторождений и реализует самостоятельно и в составе совместных предприятий («Ачимгаз», «Нортгаз» и т. д.) ряд новых проектов по валанжину (Заполярье, Песцовое, Северо-Уренгойское, Ен-Яхинское месторождения) и ачиму (участки 1А и 2 Уренгойского месторождения).

Одним из лидеров по запасам «жирного» газа не так давно стала «Роснефть» после приобретения в составе холдинга ТНК-ВР проекта «РОСПАН Интернешнл», оперирующего на несеноманских объектах разработки УренгойскогоГКМ, Восточно-Уренгойского и Северо-Есетинского месторождений.

Еще одним из важнейших операторов в сфере «жирного» газа является «НОВАТЭК», месторождения которого — преимущественно газоконденсатные, однако базовые месторождения компании все-таки не отличаются особой жирностью. Наиболее перспективными выглядят новые проекты, такие как «СеверЭнергия», через ОАО «Арктикгаз» ведущая разработку валанжинских и ачимовских залежей Самбургского месторождения, Ево-Яхинского лицензионного участка, валанжинских отложений Яро-Яхинского лицензионного участка, Восточно-Уренгойского месторождения в границах лицензионной территории.

Прежде чем перейти к обсуждению существующих сегодня у этих компаний подходов к использованию «жирного» газа, стоит посмотреть на природу такого важного для нашего анализа параметра, как цена на российских газ.

Рис.6 Топ-10 крупнейших месторождений по запасам «жирного» газа по категориям ABC1



ЦЕНА РОССИЙСКОГО ГАЗА

В отличие от Северной Америки, где, во-первых, определяющими на газовом рынке являются внутренние поставки, а во-вторых, наряду с долгосрочными контрактными поставками широко развита краткосрочная торговля газом и существуют достоверные ценовые индикаторы, ценообразование на российский газ куда более сложное.

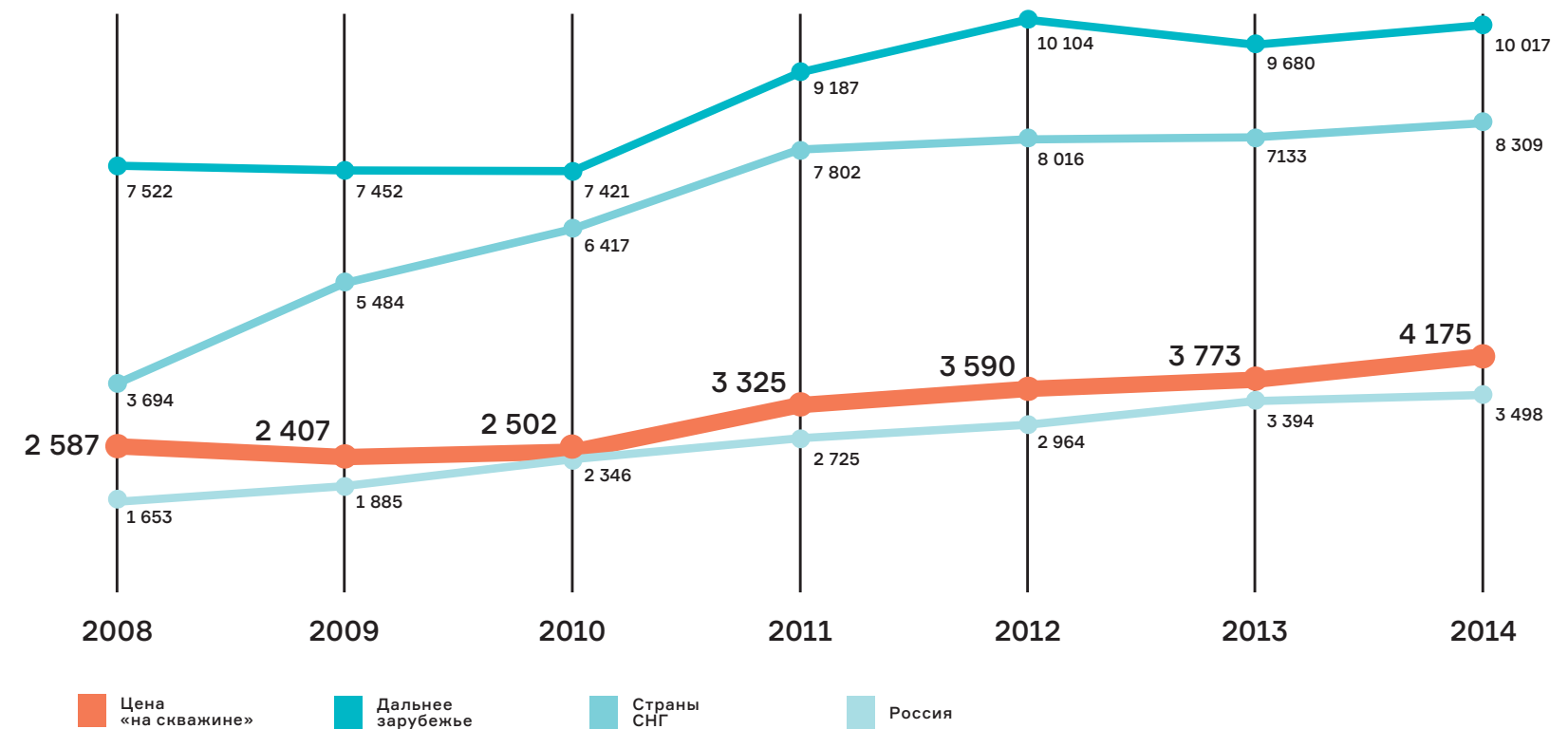
Во-первых, поставки на внутренний рынок составляют лишь от половины до двух третей всего реализуемого газа. Во-вторых, при поставках на внутренний рынок определяющим является тарифное регулирование со стороны государства. При этом внутренние цены на газ, отличаясь, разумеется, от региона к региону, системно ниже цен, формирующихся при экспортных поставках. И если экспортные цены в какой-то мере коррелируют с общемировыми тенденциями на рынках энергетических товаров, то внутренние живут собственной жизнью и подчиняются факторам сугубо национального значения.

В итоге для российского газа не существует некоего опорного ценового значения или даже диапазона, который можно было бы считать показательным или достоверным.

Вместе с тем концептуальная зависимость цены на российский газ и мировых цен на нефть существует, хотя и в высокой степени опосредованная. Это связано, во-первых, с тем, что принципы ценообразования в значительной части экспортных контрактов предполагают индексацию по стоимости нефтепродуктов. Понятно, что в условиях «низкой» нефти стоимость на европейском рынке мазута как альтернативного топлива для энергетики снижается вслед за нефтью. Очевидно, что через какое-то время будут пересмотрены

Рис. 7 Средние цены реализации газа «Газпромом» по географическим сегментам и среднегодовая цена «на скважине» в 2008–2014 годах

РУБ./1000 М3



РЕГИОН ПОСТАВКИ	ЦЕНА						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Россия	1 653	1 885	2 346	2 725	2 964	3 394	3 498
Дальнее зарубежье	7 522	7 452	7 421	9 187	10 104	9 680	10 017
Страны СНГ	3 694	5 484	6 417	7 802	8 016	7 133	8 309
Цена «на скважине»	2 587	2 407	2 502	3 325	3 590	3 773	4 175

и ценовые параметры контрактных поставок российского газа. Что касается поставок на внутренний рынок, то здесь Федеральная служба по тарифам (ФСТ), определяя максимальные и минимальные цены на газ для оптовых (промышленных и генерирующих) потребителей, также опирается на мониторинг ситуации с ценами на мазут как замещающее топливо для электростанций. Правда, этот мониторинг осуществляется за достаточно длительный временной отрезок (девять месяцев), а система экспортных пошлин на нефтепродукты делает цены на них слабовосприимчивыми к мировой волатильности, поэтому цена на газ внутри России реагирует на изменение глобальных нефтяных цен смазанно и с запаздыванием.

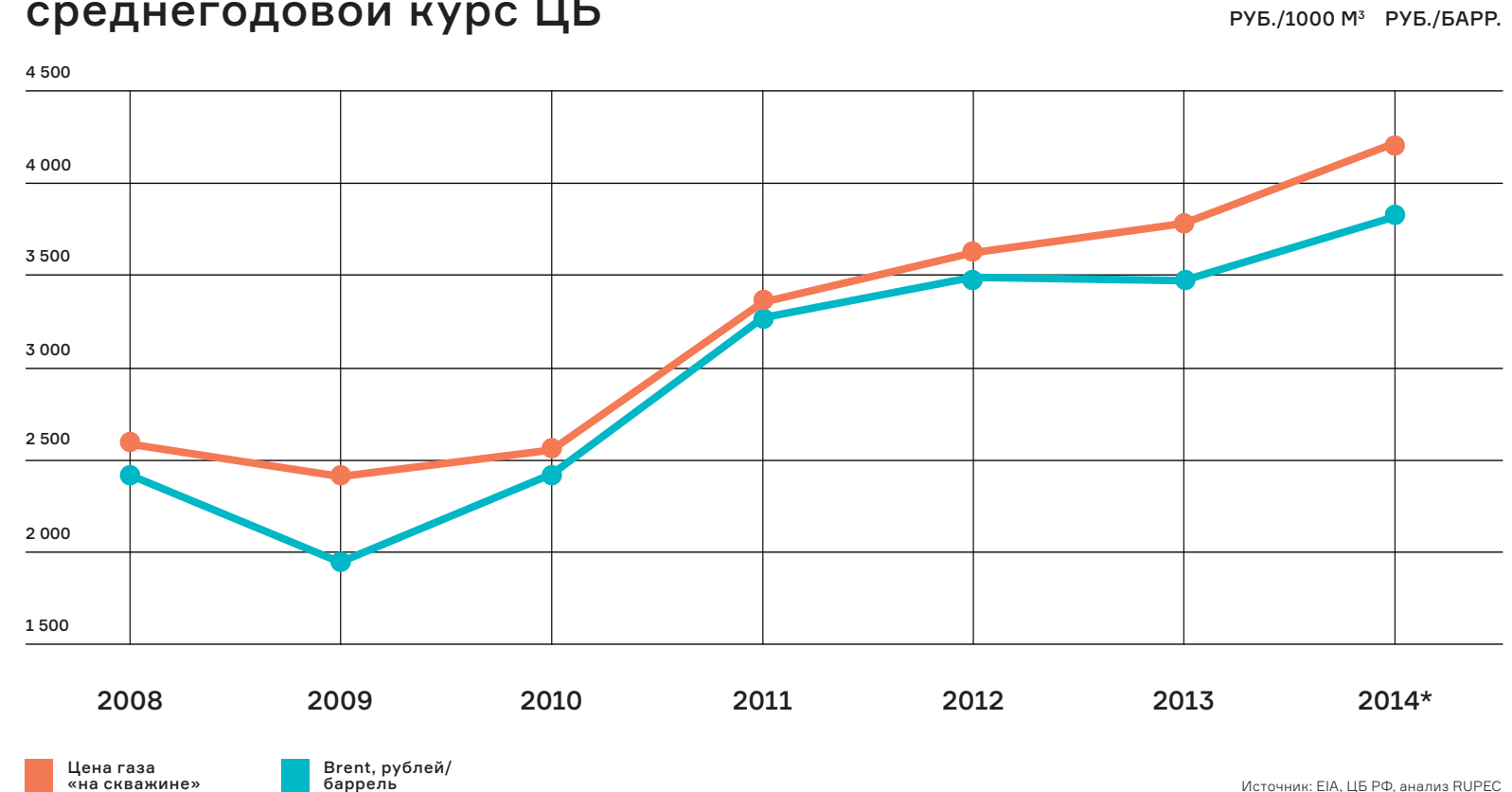
Еще более важно то, что уровни цен при поставках на экспорт в дальнее зарубежье, в страны СНГ и на внутренний рынок различаются, причем, если говорить о последней категории, — в разы. Для целей нашего моделирования важно выработать некий вычисляемый индикатор и посмотреть, как он коррелирует с мировыми ценами на нефть. Причем важно, чтобы этот индикатор в какой-то степени являлся индикатором цены на газ в регионах добычи, каковым вполне можно выбрать Ямало-Ненецкий автономный округ.

В качестве подобного индикатора мы введем понятие «цена газа на скважине». Принцип его калькуляции достаточно прост и опирается на данные об объемах и выручке от реализации газа «Газпромом» (крупнейший производитель и продавец газа, единственный экспортер) в различные ценовые зоны — дальнее зарубежье, страны СНГ и внутренний рынок. По смыслу, это средневзвешенная цена (с учетом долевого распределения поставок), очищенная от НДС, акцизов, таможенных пошлин и транспортной составляющей. Транспортная составляющая рассчитана исходя из протяженности и тарифов за соответствующий временной период для условно средних трубопроводных маршрутов, связывающих ЯНАО с центрами потребления в Западной Европе (Берлин), СНГ (Киев) и России (Москва) — см. Рис.7.

Эта данные, кстати, хорошо демонстрируют, насколько по-разному реагируют на нефтяную конъюнктуру контрактные западноевропейские цены, которые после обваланефтяных цен снизились в 2009–2010 годах к 2008 году, и внутрироссийские, которые не только не снизились, но и существенно выросли. При этом наша индикаторная цена «на скважине» все же отражает мировые тенденции.

Здесь уместно обсудить, почему вообще для целей моделирования экономических аспектов добычи «жирного» газа стоит использовать именно такой синтетический показатель вместо тех же самых средних цен реализации газа, например, «Газпромом» или любой другой газовой компанией на внутреннем рынке. Во-первых, именно газовый концерн является оператором очень многих проектов по «глубокому» газу. Маловероятно, что маркетинговая стратегия для него будет чем-то отличаться от традиционной для компании, а поэтому общая пропорция поставок в три ценовых географических зоны сохранится. Во-вторых, учитывая доминирование концерна в запасах «жирного» газа (см. Рис. 6), очевидно, что если дело в России пойдет до полномасштабной разработки глубоких горизонтов, именно «Газпром» окажется и лидером по добыче ачимовского и валанжинского газа. В-третьих, примерно такой же принцип определения

Рис. 8 Корреляция среднегодовых цен на газ «на скважине» со среднегодовыми мировыми ценами на нефть brent, руб./барр., через соответствующий среднегодовой курс ЦБ



Источник: EIA, ЦБ РФ, анализ RUPEC

индикативной цены реализации газа положен в основу актуальной на сегодня методологии расчета НДС на газ. Таким образом, если компания не экспортирует, она платит меньше налога, ложащегося на себестоимость, чем та, которая экспортирует. То есть чуть более высокое значение цены «на скважине» по сравнению с ценой внутреннего рынка в какой-то степени (не в полной, конечно) компенсируется различиями в НДС.

Самое же главное то, что наша модельная цена «на скважине» в среднегодовом выражении очень хорошо — в отличие от внутрироссийской цены — коррелирует с мировой нефтяной конъюнктурой (см. Рис. 8).

В терминах диаграммы рассеяния линейная зависимость цен на газ «на скважине» от рублевого выражения значения котировки Brent за баррель отражает фактические данные с достоверностью 95%. Это важное обстоятельство, поскольку позволяет использовать эту линейную зависимость при прогнозировании цен на газ «на скважине» исходя из годовых значений нефтяных котировок в Северо-Западной Европе и стоимости российской валюты относительно доллара США.

ПОДХОДЫ К ПЕРЕРАБОТКЕ «ЖИРНОГО» ГАЗА

«Жирный» газ несеноманских залежей не является для газовой индустрии чем-то экзотическим или малознакомым. Разработка нижнемеловых залежей газа и конденсата на Ямбургском и Уренгойском нефтегазоконденсатных месторождениях началась еще в 80-х годах XX века, для чего была построена базовая перерабатывающая инфраструктура: системы промышленного и ближнего транспорта сырья и продукции, установки комплексной подготовки газа (УКПГ), Уренгойский завод подготовки конденсата к транспорту (УЗПКТ), конденсатопроводы «Ямбург-Уренгой» и «Уренгой-Сургут», Сургутский завод стабилизации конденсата (ЗСК). По большому счету, именно эти производственные объекты до сих пор являются основой добычи и переработки «жирного» газа «Газпромом», его

дочерними и зависимыми компаниями, а также рядом независимых недропользователей.

Второй исторический виток в создании инфраструктуры переработки «жирного» газа начался в 2000-х годах и был связан с деятельностью «НОВАТЭКа», который стремился создать полностью автономную систему по добыче и переработке газа и конденсата. В 2005 году в эксплуатацию была запущена первая очередь Пуровского завода по переработке конденсата (ЗПК), куда по трубопроводам доставлялся деэтанализированный конденсат. Впоследствии мощности ЗПК были в несколько очередей увеличены. Долгое время «НОВАТЭК» пользовался услугами Уренгойского завода подготовки конденсата к транспорту (УЗПКТ) для деэтанализации, но в 2010 году запустил

Рис. 9 Принципиальная схема разработки залежей «жирного» газа в «Газпроме» и его ДЗО («Ачимгаз», «Нортгаз» и т. д.)

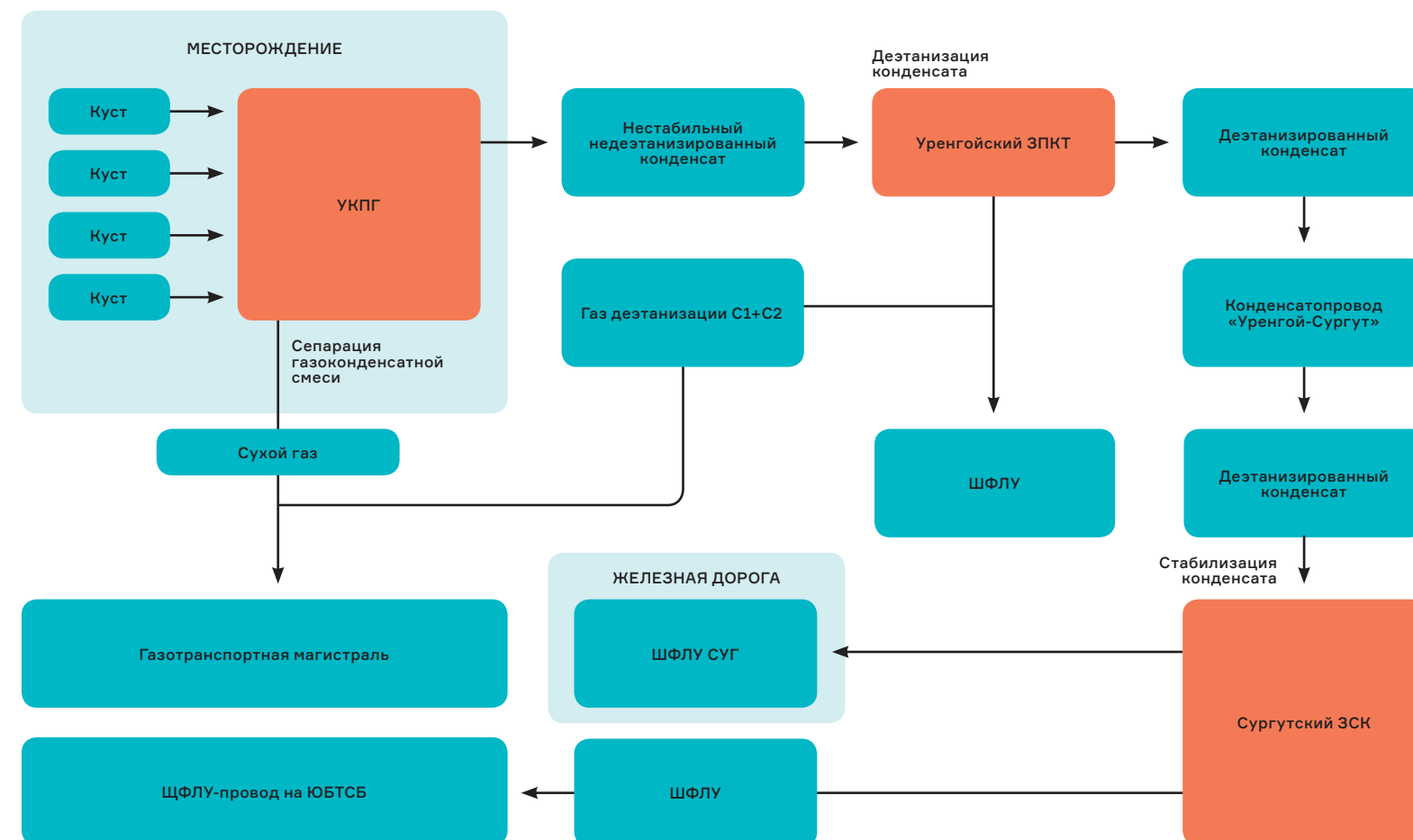
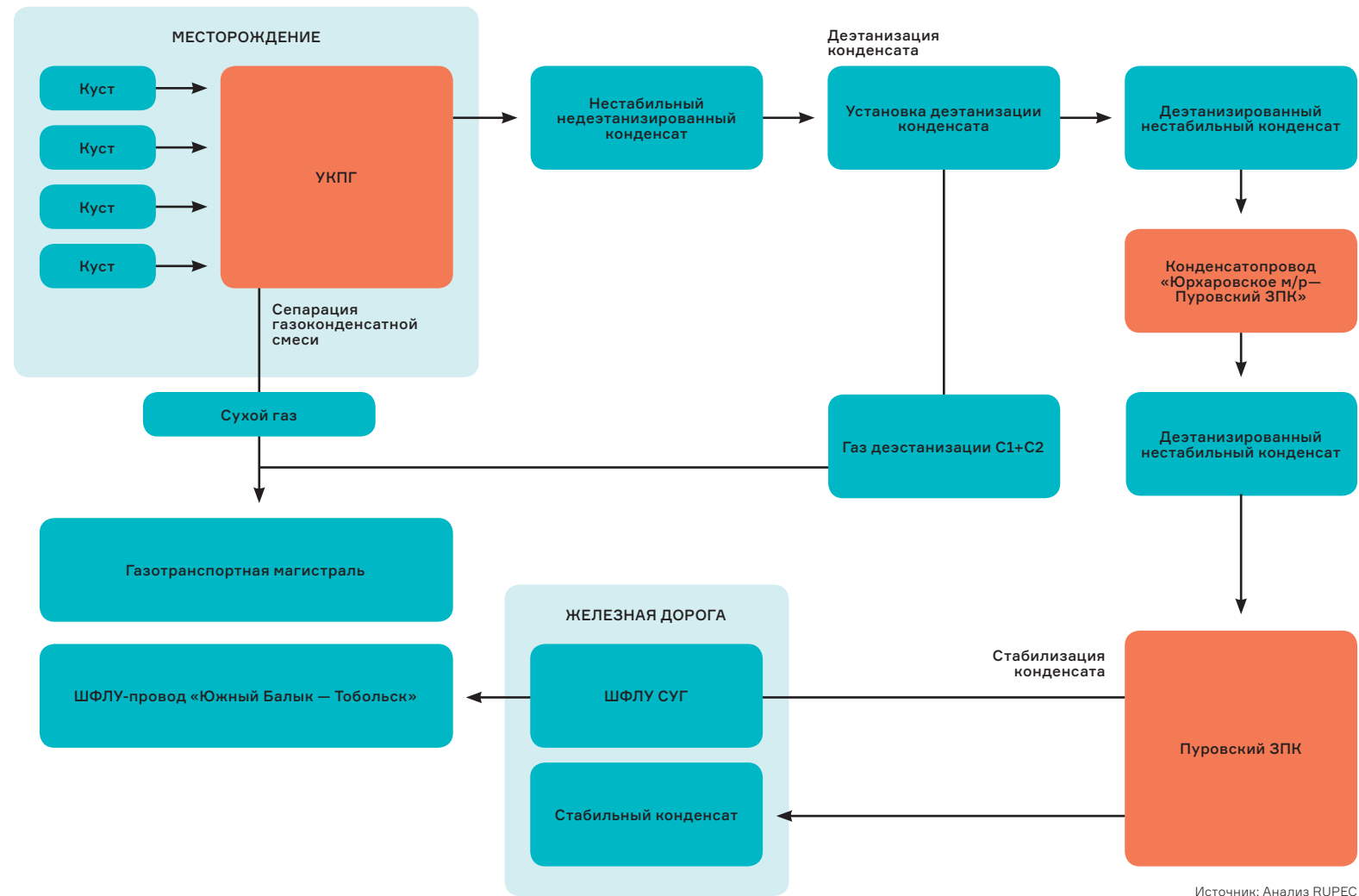


Рис. 10 Принципиальная схема разработки залежей «жирного» газа в «НОВАТЭКе»

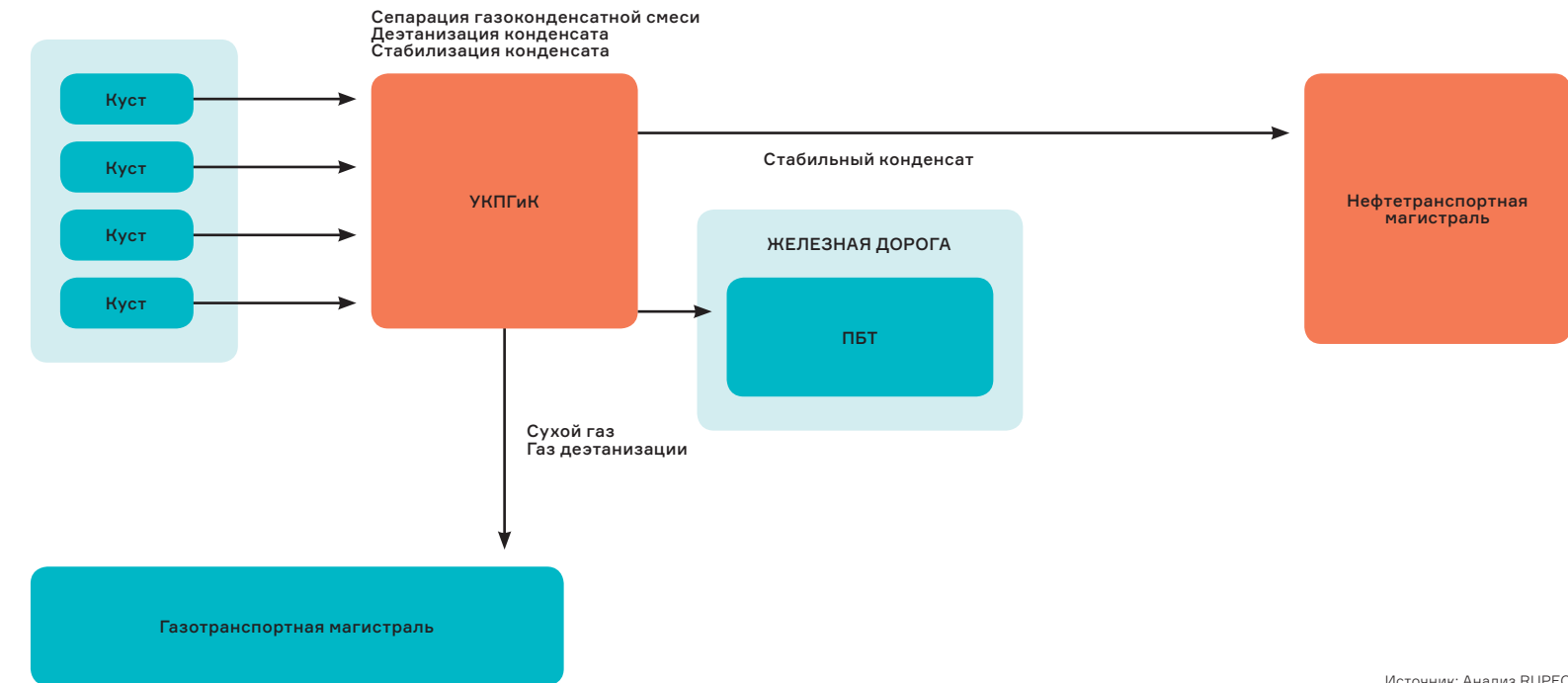


Источник: Анализ RUPEC

собственную установку в рамках освоения Юрхаровского месторождения и конденсатопровод до Пуровского ЗПК. В 2014 году была введена в эксплуатацию система трубопроводного транспорта ШФЛУ от Пуровского ЗПК до тобольской промышленной площадки СИБУРа.

Третий виток в создании перерабатывающих объектов для «жирного» газа связан с «Роснефтью», а точнее, ее дочерним обществом «РОСПАН» Интернешнл, которому принадлежат лицензии на геологическое изучение и добычу углеводородного сырья из залежей нижнемеловых, верхне- и среднеюрских горизонтов в пределах Ново-Уренгойского, Восточно-Уренгойского и Ресурсного лицензионных участков (Уренгойское газоконденсатное месторождение и его сателлиты — Восточно-Уренгойское и Северо-Есетинское).

Рис. 11 Принципиальная схема будущей разработки залежей «жирного» газа в «РОСПАН Интернешнл»



Источник: Анализ RUPEC

Схема разработки несеноманского газа и переработки предполагается следующая: две УКПГ (на Ново-Уренгойском и Восточно-Уренгойском участках) будут осуществлять сепарацию газа и конденсата с нефтью. Совместно с УКПГ на Восточно-Уренгойском участке будут действовать блоки деэтанзации и стабилизации конденсата (поэтому целиком этот объект в «Роснефти» называют установкой комплексной подготовки газа и конденсата — УКПГиК). Там же будет действовать установка подготовки нефти. Сухой газ будет сдаваться в магистраль через КС «Пуровская», конденсат вместе с нефтью — на НПС-2 маршрута «Заполярье — Пурпе», смесевые СУГ (ПБТ) — через железнодорожную эстакаду на станции Коротчаево. Таким образом, «РОСПАН» тоже формирует полностью автономную систему по подготовке и переработке «жирного» газа.

Примечательно, что на одна из этих схем организации подготовки и переработки «жирного» газа и конденсата не позволяет полноценно извлекать и реализовывать входящие в него ценные компоненты. То есть, строго говоря, ни одна из схем не обеспечивает газопереработки как таковой, а возникновение в них

Таблица. 1 Состав товарного газа с УКПГ несеноманских объектов разработки в ЯНАО

% моль

КОМПОНЕНТ	ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ				
	Валанжин	Валанжин	Валанжин	Ачим	Ачим
	МЕСТОРОЖДЕНИЕ				
	Уренгойское	Ямбургское	Заполярье	Восточно-Уренгойский участок	Уренгойское
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
C5+	0,28	0,35	0,50	0,46	0,35

Источник: СибНАЦ

нефтехимического сырья происходит попутно в процессе дезэтанации (не всегда) и стабилизации конденсата.

Узким местом тут оказывается узел первичной сепарации газоконденсатной пластовой смеси на УКПГ. Традиционной технологией, применяемой здесь, является так называемая низкотемпературная сепарация (НТС). Именно по этой технологии еще в 80-е годы XX века были построены первые валанжинские УКПГ на Уренгойском и Ямбургском месторождениях, ей же — несмотря на наличие альтернатив — отдается предпочтение и сегодня. Основные преимущества технологии: достаточно просто аппаратное оформление (причем, что важно, типовое); относительно невысокие капитальные затраты; простота в эксплуатации в условиях Севера; отработанность всех процессов; стабильное качество продукции. Самое главное, что НТС

при высоких естественных давлениях пластовых флюидов потребляет очень немного внешней энергии.

Идея УКПГ на базе технологии НТС заключается в том, что газоконденсатная смесь от кустов добывающих скважин по шлейфам и коллекторам под естественным давлением приходит на установку НТС, где проходит через каскад (обычно три единицы по основному потоку) сепараторов и теплообменников. В каждом из них происходит снижение температуры смеси и отделение жидкой части — углеводородов C5+, то есть собственно конденсата в смеси с водой и метанолом (вводится для осушки и предотвращения гидратообразования) от газовой части. Перед последней ступенью сепарации газ обычно захолаживается дросселированием, реализуя термодинамический эффект Джоуля—Томпсона. Этот процесс не позволяет получить глубокий холод без использования внешних циклов, но достаточно эффективен для тех задач, которые обычно ставятся перед УКПГ. На выходе с установки получается сухой газ и нестабильный, недеэтанализированный газовый конденсат.

Нюанс в том, что и естественных перепадов давления, и энергетики дроссель-эффекта недостаточно для получения глубокого холода и выделения этана. В итоге практически весь этан уходит с потоком сухого газа. По нашим расчетам, в среднем на УКПГ с НТС в конденсате остается всего 3–4% этана, уносимого либо механически, либо в виде раствора в углеводородах конденсата.

Кроме того, технология НТС не позволяет достигать и глубокого извлечения углеводородов C3–C4. По нашим расчетам, глубина извлечения пропана в конденсатную фазу составляет в среднем 10–15%, углеводородов C4 25–30%. Именно эти углеводороды и возникают потом при стабилизации конденсата. При этом собственно конденсат, то есть фракция C5+, извлекается практически нацело (около 95%).

С точки зрения газовой промышленности УКПГ на базе технологии НТС решает свои задачи: извлекает конденсат и готовит газ к магистральному транспорту, ведь отраслевые стандарты не регламентируют ни групповой, ни тем более компонентный состав газа, устанавливая только общую точку росы по углеводородам и воде. Между тем такой «сухой» газ с УКПГ вовсе не сухой. Например, продукция типовой валанжинской УКПГ Уренгойского месторождения содержит лишь 96% метана, 3% этана, 0,7% пропана, 0,2% бутанов и следы C5+ (об.%). Таким образом, основная масса ценного нефтехимического сырья уходит в виде природного газа (см. Таблицу 1).

Решить проблему потери нефтехимического сырья могло бы строительство газоперерабатывающих заводов, которые бы или обрабатывали газовый «хвост» традиционных схем, либо же сразу работали с сырыми газоконденсатными смесями. Однако таких объектов в стране пока нет. В планах лишь Амурский ГПЗ под газ восточносибирских месторождений. По отношению же к традиционным центрам газодобычи в ЯНАО не имеется даже таких планов.

Для ясности при дальнейшем изложении будем называть сложившийся подход к добыче и переработке «жирного» газа и конденсата классическим, а подход с включением в цепочку ГПЗ полного цикла — перспективным.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЦЕНОВЫХ СЦЕНАРИЕВ

Возвращаясь к параллели между североамериканским сланцевым газом и российским «жирным» традиционным газом с учетом описанной выше проблематики недостаточной переработки «жирного» газа, стоит исходить из того, что аналогом сухого сланцевого газа является несеноманский газ, подготавливаемый сложившимся способом, а аналогом «жирного» сланцевого газа должен служить тот же самый газ, но перерабатываемый по полному циклу на ГПЗ с глубоким извлечением компонентов C2+.

В рамках этой аналогии целью нашего моделирования является установление такой конфигурации ценовой конъюнктуры на продукцию газодобычи и переработки, при которой классический подход к добыче «жирного» газа теряет рентабельность, и, соответственно, выяснение вопроса, каков при такой конфигурации запас конкурентоспособности у перспективного подхода.

ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

В качестве модели будем рассматривать некий greenfield-проект, локализованный в ЯНАО в границах газоносности некоего «старого» месторождения, причем лицензионным объектом разработки выступают только ачимовские залежи с характерным составом пластового

газа (см. выше). Сценарии развития данного проекта будут различными. В первом варианте объектами инвестиций и последующей эксплуатации станут: фонд добывающих скважин, объекты обустройства кустов скважин (площадки, дороги, водоподведение, электрические сети и т. п.), шлейфы и коллекторы, установка комплексной подготовки газа (УКПГ), газопровод товарного газа до точки врезки в магистраль, установка деэтанализации конденсата (УДЭК), установка стабилизации конденсата с наливной железнодорожной эстакадой (УСК). Таким образом, первый сценарий моделирует классический подход к разработке ачимовской толщи. Второй сценарий, моделирующий перспективный подход, подразумевает те же объекты инвестиций, только вместо УКПГ, УДЭК и УСК создается газоперерабатывающий завод полного цикла с глубоким извлечением компонентов.

Предполагается, что весь начальный эксплуатационный фонд скважин в обоих случаях будет вводиться одной очередью с одномоментным выходом на «полку» добычи в 10 млрд м³ по товарному газу. Для поддержания «полки» согласно рассчитанным профилям динамики пластов и продуктивности скважин предполагается ежегодный ввод в эксплуатацию дополнительного фонда. Создание начального фонда скважин, как и объектов их обустройства, а также перерабатывающих мощностей осуществляется за три года, в течение которых продукция не производится и, соответственно, не реализуется.

В качестве начального дебита продуктивных скважин использовано значение, типовое для реально существующих аналогичных добычных проектов. Исходя из этого, на момент ввода промысла в эксплуатацию фонд должен составлять 77 скважин (в среднем по четыре скважины на куст, всего 27 кустов) с ежегодным введением в работу дополнительно 11 (на второй и третий год) или 12 (в четвертый и последующие года) скважин, сгруппированных по три-четыре в куст, всего по три куста каждый год.

Оценка размера капитальных затрат в строительство скважин, обустройство кустов и промысловой инфраструктуры, шлейфов и коллекторов, установок переработки и систем транспорта выполнена исходя из анализа существующих инвестиционных проектов на аналогичных объектах разработки. Фактор заимствования средств и, соответственно, дополнительного отрицательного потока на обслуживание долга не учтен.

В Сценарии 1 товарной продукцией будет сухой газ, стабильный конденсат и ШФЛУ от стабилизации.

В Сценарии 2 товарной продукцией будет сухой газ, стабильный конденсат, этан, пропан, изобутан, н-бутан.

Предполагается, что ценой реализации товарного газа будет являться ранее определенная цена «на скважине», находящаяся в хорошей корреляции с мировой ценой на нефть. Цены реализации товарного конденсата, ШФЛУ, сжиженных газов рассчитаны через сложившиеся исторические корреляционные взаимосвязи. Факторы НДС, акцизов, пошлин и транспорта исключены, то есть цены приведены к базису EXW.

Цена на этан в Сценарии 2 принята равной стоимости природного газа в объемном эквиваленте. Хотя такая предпосылка заведомо

слаба, она учитывает отсутствие в настоящий момент пока ответа на вопрос об ином варианте транспорта этана с севера Тюменской области кроме как совместно с метаном по ГТС.

В рамках моделирования предполагается, что цена на продукцию будет оставаться постоянной на всем горизонте анализа проектов.

Оценка операционных затрат получена по аналогии, путем анализа доступной информации о текущей деятельности аналогичных газодобывающих предприятий и также считается постоянной.

НДПИ на газ и конденсат, размер пошлины на нефть, сжиженные газы (для расчета нетбэков) учтены согласно действующим на момент подготовки обзора редакциям нормативных документов (с учетом параметров «налогового маневра»). Параметр K_c в формуле расчета НДПИ на газ и конденсат принят равным 0,5 из-за глубин залегания объектов разработки.

Срок эксплуатации основных средств принят равным 25 годам, амортизационная схема — линейная до нулевой остаточной стоимости. Налог на прибыль — 20%, налог на имущество — 2,2%. Ставка дисконтирования принята равной среднему значению индекса MosPrimeRate 6 месяцев для января–марта 2015 года — 18,5%.

Критериальным параметром принято нулевое значение чистого дисконтированного дохода за 10 лет; изменяемым параметром — курс рубля по отношению к доллару США; искомым параметром — мировая котировка нефти Brent. Предполагается, что за весь период анализа (три года начальных инвестиций +10 лет эксплуатации) цена на нефть (и, соответственно, цена реализации газа EXW) и курс доллара постоянны и равны начальным.

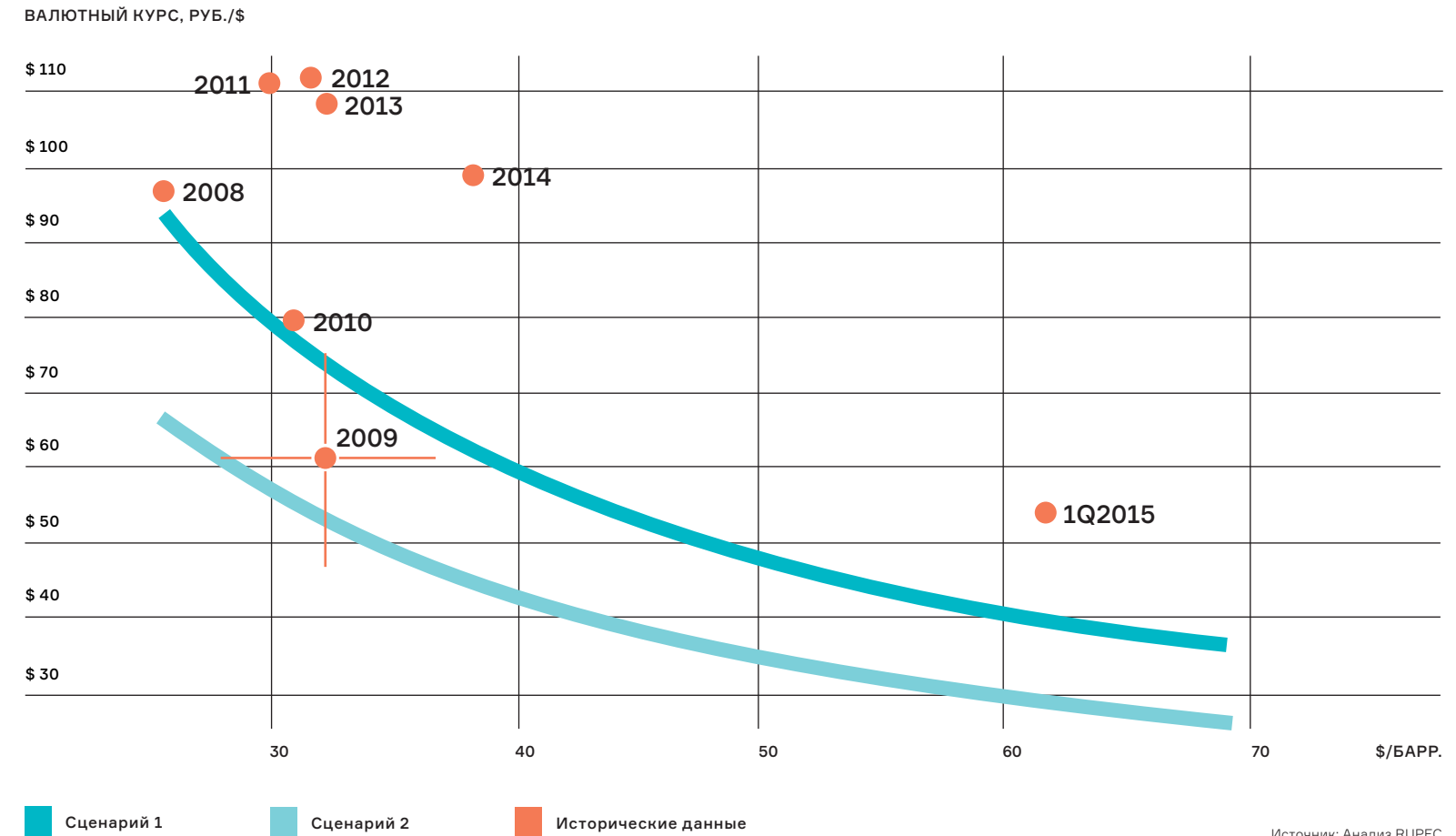
РЕЗУЛЬТАТЫ

Заложенный в нашем моделировании критерий — равенство нулю чистого дисконтированного дохода за 13 лет — по смыслу является той границей, ниже которой инвестирование в модельные проекты не окупится за указанный период времени, а выше указанной границы — принесет положительный экономический эффект.

Первый и основной результат — реализация модельного проекта по Сценарию 2 (с переработкой газа по полному циклу) показывает существенно большую устойчивость во всем анализируемом диапазоне валютных курсов и нефтяных цен (см. Рис. 12). Причем, напомним, в модели для Сценария 2 взята минимально возможная цена на этан. Если же закладывать в расчеты более или менее рыночную цену (например, отпускная цена Оренбургского ГПЗ на этан для «Казаньоргсинтеза» в марте 2015 года была в 3,8 раза выше, чем калькулируемая нами цена по паритету с природным газом при цене на нефть марта 2015 года и среднемесячному курсу доллара), то граница отсечения для Сценария 2 будет проходить еще ниже.

Однако наиболее важный результат нашего моделирования, пожалуй, вдругом: границы отсечения рентабельности подобных проектов лежат во вполне мыслимых диапазонах нефтяных цен и валютных соотношений. Например (см. Рис. 12), среднегодовое значение курса доллара (по ЦБ РФ) и среднегодовая цена нефти Brent (по

Рис. 12 Результаты моделирования экономических параметров модельных проектов



EIA) в 2009 году лежат уже за границей рентабельности проекта по Сценарию 1, то есть при таком наборе параметров он не имеет шансов окупиться за 10 лет. Реальные ситуации 2008 и 2010 годов также находятся вблизи этой границы.

Следовательно, вполне можно представить такое развитие событий в экономике страны, когда даже при стабильной и относительно дешевой нефти (\$60–70 за баррель) российская валюта сумеет восстановиться к доллару до отметки 33–34 руб./\$, например, за счет активизации углеводородного экспорта (не ясно, впрочем, какого). Тогда разработка ачимовского газа по классической схеме окажется уже за порогом рентабельности, и инвестор будет вынужден смотреть в сторону полноценной газопереработки. То есть аналогия с североамериканским сценарием сложится полная.

ПРОБЛЕМЫ И СЛЕДСТВИЯ

Итак, ключевыми результатами моделирования стали следующие тезисы: набор основных макроэкономических факторов (цена нефти и валютные курсы), который сделает нерентабельными инвестиции в разработку залежей «жирного» газа традиционным путем (без глубокой переработки), лежит во вполне достижимой области. Иными словами, соответствующий сценарий имеет отличную от нуля вероятность к реализации. Тем самым мы достигли той цели, которую ставили перед собой в ходе работы над данным обзором: в газовой индустрии России может повториться ситуация с североамериканским сланцевым газом, при которой недропользователи окажутся просто вынуждены осуществлять глубокую переработку «жирного» газа.

Учитывая заведомо более высокие инвестиционные показатели проектов с глубокой переработкой (как по приведенному доходу, так и по относительным коэффициентам) и сопоставимый размер капитальных вложений, напрашивается вполне очевидное следствие: новые проекты, вовлекающие в разработку глубокозалегающий «жирный» газ, должны реализовываться с учетом его полноценной переработки.

Этого, однако, не происходит. Единственное исключение — газ Восточной Сибири в контуре мегапроекта «Сила Сибири». Но и здесь мотивы «Газпрома» к созданию ГПЗ полного цикла связаны, скорее, с необходимостью извлечения гелия, а также необходимостью окупать колоссальные инвестиции в освоение по сути новой провинции и создание очень протяженной и дорогой системы транспорта.

В чем же причина того, что в традиционном регионе добычи — севере Тюменской области недропользователи игнорируют те экономические преимущества, которые дает глубокая переработка «жирного» газа? На наш взгляд, существуют три основные причины.

1. Проблема аккумуляции больших объемов сырого газа для переработки.
2. Отсутствие широких вариантов внешнего транспорта для продукции газопереработки.
3. Стимулирование глубокой переработки «жирного» газа

Рассмотрим эти факторы более подробно.

АККУМУЛЯЦИЯ ДОСТАТОЧНЫХ ОБЪЕМОВ СЫРЬЯ

Как и в любой другой перерабатывающей отрасли, в газопереработке имеет место ярко выраженный эффект масштаба: удельные капитальные затраты на создание более мощного ГПЗ ниже, чем на создание ГПЗ малой или средней мощности. Это обстоятельство подводит к вполне очевидной идее: выгоднее строить один-два крупных завода на весь объем добываемого в регионе «жирного» газа (текущий или перспективный), чем создавать серию малых заводов на каждом промысле. Однако на этом пути есть существенное препятствие: строительству завода должна предшествовать большая работа по созданию внушительной сети подводящих систем транспорта либо «хвостового» газа УКПГ, либо непосредственно сырого газа. С учетом географической разрозненности точек добычи стоимость подобной сети может даже превосходить совокупные инвестиции собственно в газодобычу (в наших расчетах отчетливо видно, что стоимость промысловых шлейфов и коллекторов сопоставима со стоимостью бурения).

Проблема эта хорошо известна и уже поднималась в дискуссиях, например, вокруг проекта Заполярного ГПЗ. В принципе, она не является непреодолимой: теоретически, существуют такие варианты инвестирования в сети сбора и ГПЗ, чтобы они оказались равнопривлекательными для всех недропользователей, контролирующих добычу «жирного» газа. Однако для их нахождения требуется интенсивный диалог и — неременное условие — ведущая

координирующая роль государства. Причем не формальная (которая наличествует сегодня), а компетентная и проактивная.

ТРАНСПОРТИРОВКА ПРОДУКЦИИ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

На наш взгляд, проблема вывоза из региона добычи продукции перспективной газопереработки является еще более значимой, нежели проблема сбора в одной-двух точках нужных объемов «жирного» газа. Тут необходимо выделить несколько аспектов. Если говорить о стабильном конденсате, то здесь не существует особых ограничений: «Газпром» оперирует конденсатопроводом, возможности для наращивания мощности которого, кажется, пока не исчерпаны. «НОВАТЭК», вложившись в инфраструктуру по разгонке конденсата и перевалке продуктов в Усть-Луге, а также заключив с РЖД стратегическое соглашение об инвестициях в железнодорожную инфраструктуру под свои объемы конденсата на перспективу, также решил вопрос. «Роснефть» тоже в целом понимает, как будет вывозить конденсат.

Кроме того, «НОВАТЭК» — единственная компания, которая частично решила на перспективу проблему объемов СУГ от стабилизации, получив доступ в продуктопровод СИБУРа от Пуровского ЗПК до Тобольска. Однако это, по сути, незначительные объемы.

Другое дело, если речь идет о полноценной переработке «жирного» газа. Здесь возникает огромное количество дополнительного грузопотока (в нашем Сценарии 2 это 1,5 млн тонн в год только сжиженных газов, без конденсата и этана, и это при добыче всего 10 млрд м³), поставить который «на колеса» в и без того перегруженном железнодорожном участке Коротчаево — Тобольск будет проблематично как по пропускной способности инфраструктуры, так и по уровню развития станций и наличию подвижного состава.

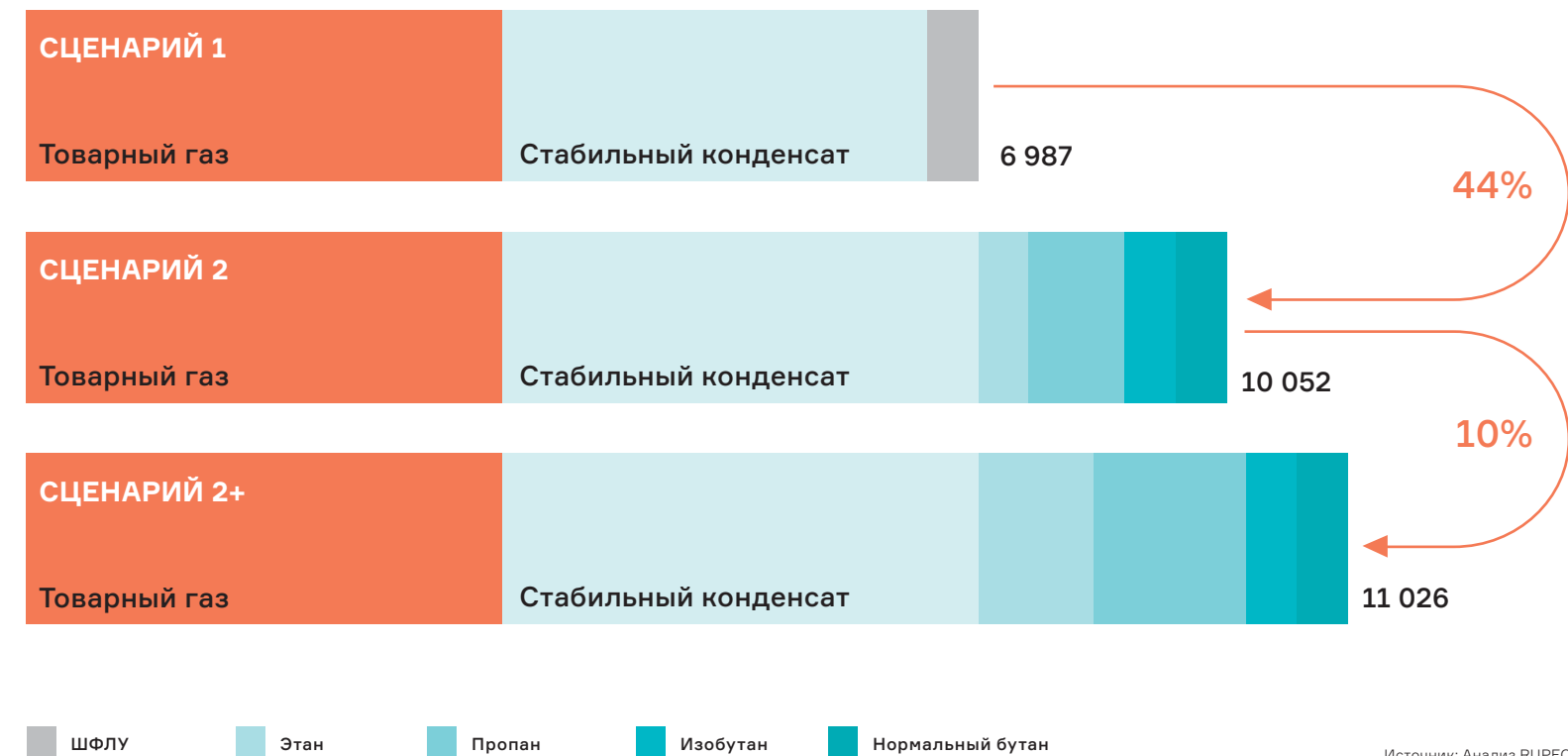
Особняком стоит вопрос об эвакуации производимого на ГПЗ этана. Транспортировать его по железной дороге можно (по крайней мере теоретически), однако и тут возникает как общая проблема объемов (в нашем Сценарии 2 это 1,2–1,3 млн тонн в год), так и специфическая для данного груза проблема со сроками перевозки, которые ограничены. С одной стороны, этан можно либо вообще не извлекать (это позитивно сказывается и на капитальных вложениях в ГПЗ, и на операционных затратах при его эксплуатации), либо, извлекая, транспортировать вместе с газом. В обоих случаях этан, во-первых, фактически теряется для дальнейшего использования в нефтехимии; во-вторых, он продается по цене газа и снижает выручку от его глубокой переработки (см. Рис. 13).

Существуют четыре принципиальных варианта решения комплекса проблем с транспортировкой продукции глубокой переработки «жирного» газа.

- A. Существенное увеличение пропускной способности железных дорог и всей сопутствующей инфраструктуры.
- B. Строительство специализированного продуктопровода для совместной эвакуации C2+ и последующим разделением на конце.

Рис.13 Удельная выручка на 1000 м³ товарного сухого газа при различных сценариях переработки

Сценарий 2+ — продажа этана по цене контракта между «Газпромом» и «Казаньоргсинтезом» без учета стоимости транспорта в условиях марта 2015 года

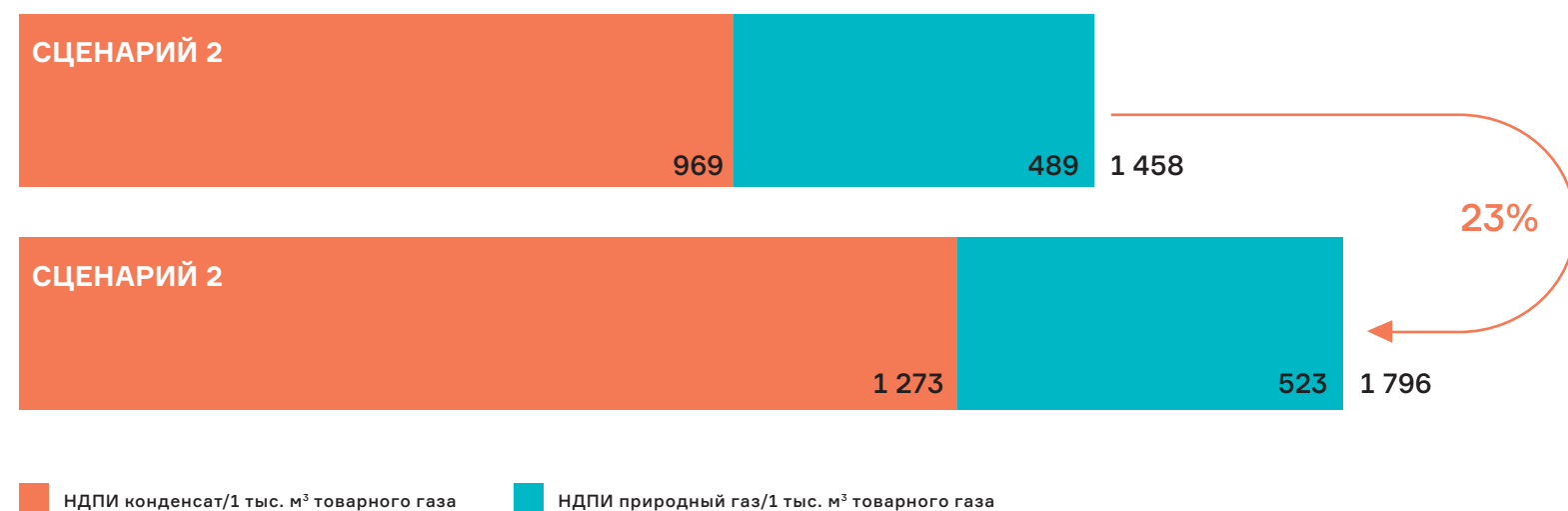


Источник: Анализ RUPEC

- C. Высвобождение существующего газового магистрального трубопровода под продукты C2+ с соответствующей переобвязкой трубы и строительство оконечной фракционирующей мощности.
- D. Отказ от переработки газа в регионе добычи, но создание при этом системы сбора и автономного транспорта исключительно «жирного» газа и/или «хвостов» УКПГ (без смешения с сухим газом) путем высвобождения существующего газового магистрального трубопровода, его переобвязки и строительства ГПЗ полного цикла на его конце.

Собственно, соответствующие проекты уже рассматриваются. Это хорошо известный «Северный широтный ход» (Вариант А),

Рис. 14 Размеры НДС на газ и конденсат при разработке ачимовских залежей углеводородов в условиях сценариев моделирования



Источник: Анализ RUPEC

продуктопровод «Ямал — Поволжье» (Вариант В), проект «Тран-ВалГаз» (Вариант D). Вариант С является по смыслу комбинацией вариантов В и D. У всех этих инициатив есть свои преимущества и недостатки, но мы не будем подробно на них останавливаться, так как все детали и нюансы хорошо известны и изложены в наших предыдущих публикациях.

Здесь важно лишь одно: наиболее эффективное решение проблемы эвакуации продуктов глубокой переработки «жирного» газа с севера Тюменской области заключается именно в создании (в том или ином варианте) трубопроводной системы. Однако подобные инвестиции исчисляются сотнями миллиардов рублей и просто непосильны ни для одной из компаний-недропользователей, ни для их консорциумов. Поэтому вопрос о системах транспорта должен являться приоритетом как в координирующей, так и в непосредственно финансовой активности государства. Во-первых, он имеет стратегическое значение для газовой и химической промышленности страны; во-вторых, будучи инфраструктурным проектом национального масштаба, такая система является достойным кандидатом на вложение средств резервных фондов, разумеется, при наличии экономической обоснованности такого проекта.

СТИМУЛИРОВАНИЕ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ «ЖИРНОГО» ГАЗА

Несмотря на то, что развитие широкомасштабной глубокой переработки «жирного» газа открывает очень привлекательные перспективы для нефтехимии и экономики страны вообще (свидетельство тому — пример Северной Америки), эта деятельность, по сути, никак не стимулирована государством, в отличие, например, от попутного нефтяного газа. Стоит, впрочем, сделать оговорку: не поддержана именно глубокая переработка, в то время как сама разработка газа глубокого залегания стимулируется сниженными ставками НДС на газ и конденсат через введение соответствующих коэффициентов, учитывающих сложность разработки месторождений (например, при прочих равных условиях ставка НДС на углеводороды из ачимовской толщи вдвое ниже, чем на углеводороды из сеноманской пачки). Напротив, при реализации, например, Сценария 2 инвестор платит больше налогов на добычу полезных ископаемых при одинаковом объеме товарного природного газа, чем при реализации Сценария 1 (см. Рис. 14). С одной стороны, это означает, что подход с глубокой переработкой «жирного» газа выгоднее для государства, а потому именно на стимулирование его должно быть направлено регулирование. С другой, этот же факт отталкивает недропользователей от подобных проектов.

Тот факт, что вариант с глубокой переработкой «жирного» газа по условиям налогообложения менее выгоден недропользователю, хотя и имеет куда более значимую межотраслевую мультипликативную эффективность, должен расцениваться как потенциальное поле для создания стимулирующих механизмов. Например, через введение дополнительных коэффициентов в формулу расчета НДС, учитывающих качество переработки именно «жирного» газа и понижающих ставку в случае извлечения ценных компонентов в зависимости от глубины такого извлечения. Или, например, выведение из налогооблагаемой базы части прибыли, связанной с реализацией продуктов глубокой переработки (C2–C4). В принципе, вариантов несколько, однако несомненно, что без такого рода стимулирования на фоне обозначенных выше проблем технического плана (сбор объемов и транспортировка продукции) в нынешней ситуации достаточно сложно вовлечь недропользователей в проекты по глубокой переработке «жирного» газа.

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.rupec.ru

