

Перспективы и риски сбыта нефти с повышенным содержанием серы на европейском рынке

RusEnergy

11 мая 2015 г.

Предисловие

31 марта под руководством вице-премьера Аркадия Дворковича состоялось правительственное совещание, на котором обсуждалась проблема снижения качества нефти, поставляемой в систему «Транснефти» для экспорта и прокачки на российские НПЗ, в результате наблюдающегося роста добычи высокосернистой нефти. В качестве одного из вариантов решения проблемы рассматривалось выделение потока высокосернистой нефти (с содержанием серы 2,3%) в направлении порта Усть-Луга, что позволило бы снизить содержание серы на остальных направлениях транспортировки.

Участники совещания привели доводы как в пользу, так и против такого варианта. В частности, представители ряда добывающих компаний и Минэнерго указали на то, что снижение цены на новый экспортный сорт может составить до 40 долларов за тонну по сравнению с ценой Urals, что, в дополнение к неблагоприятной конъюнктуре, приведет к сокращению производства высокосернистой нефти в России, а следовательно, и потере доходов госбюджета, сокращению квалифицированного персонала и другим негативным социальным последствиям.

При этом ключевым для оценки рисков, сопутствующих реализации проекта выделения отдельного экспортного потока высокосернистой нефти, является вопрос о том, в какой степени европейский рынок готов принять до 30 млн тонн в год высокосернистой нефти из России, и на каких условиях.

В связи с этим представляется целесообразным проанализировать нынешнее состояние европейского рынка высокосернистой нефти, а также попытаться определить его перспективы.

Ниже излагаются результаты исследования, выполненного Агентством «Русэнерджи» по указанной теме. В фокусе находились следующие вопросы:

- Основные тенденции в сфере импорта нефти странами Европы, включая импорт высокосернистой нефти;
- Основные поставщики высокосернистой нефти на рынок Европы и условия продажи;
- Состояние и тенденции в развитии европейской нефтепереработки;
- Перспективы поставок в Европу высокосернистой нефти в средне- и долгосрочной перспективе;
- Возможные риски для поставок высокосернистой нефти в Европу через выделенное направление;
- Политические аспекты реализации проекта экспорта высокосернистой нефти через Усть-Лугу.

В ходе исследования были изучены статистические документы Генерального директората по энергетике Европейской комиссии (далее – ЕК), аналитические отчеты Администрации энергетической информации США (далее – EIA), Международного энергетического агентства (далее – IEA), Организации стран-производителей нефти (далее – ОПЕК), консалтинговой компании Wood Mackenzie и других источников.

1. Основные понятия

В соответствии с действующим в России ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», введенным в действие с 1 июля 2002 г., нефть подразделяется, в зависимости от массовой доли серы, на четыре класса:

- Малосернистая – до 0,6%;
- Сернистая - от 0,6 до 1,8%;
- Высокосернистая – от 1,8 до 3,5%;
- Особо высокосернистая – более 3,5%.

В зарубежной практике принята несколько иная классификация: нефть подразделяют на Sweet (сладкую) с низким содержанием серы, и Sour (кислую), с высоким содержанием серы. Однако при оценке сорта используют и показатель плотности, из-за чего возникает необходимость выделения шести классов (см. Рис. 1). Следует отметить, что в ряде источников цифры могут незначительно отличаться от приведенных.

Рис. 1. Классификация качества нефти по плотности и содержанию серы.

	Плотность, град. API	Содержание серы, %
Light Sweet	35-60	0 – 0,5
Light Sour	35-60	более 0,5
Medium Medium Sour	26-35	0 – 1,1
Medium Sour	26-35	более 1,1
Heavy Sweet	10-26	0 – 1,1
Heavy Sour	10-26	более 1,1

Источник: RusEnergy на основании данных экспортных агентств

Рис. 2 дает представление о распределении по классам наиболее известных сортов нефти. Не все зарубежные источники дают стандартные цифры по отдельным сортам, что объясняется как различными подходами к определению качества нефти, так и постоянно меняющейся практикой на рынке. При отборе характеристик в рамках настоящего исследования предпочтение отдавалось, где это было возможно, официальным европейским ведомствам, по отношению к другим источникам.

При расчетах использовались следующие переводные коэффициенты: 1 тонна Urals = 7,28 барр.; 1 тонна дизтоплива = 7,5 барр.; 1 тонна бензина = 8,45 барр. Приняты сокращения: мбс – миллионов баррелей в сутки, тбс – тысяч баррелей в сутки.

Рис. 2. Основные сорта нефти и их распределение по плотности и содержанию серы.

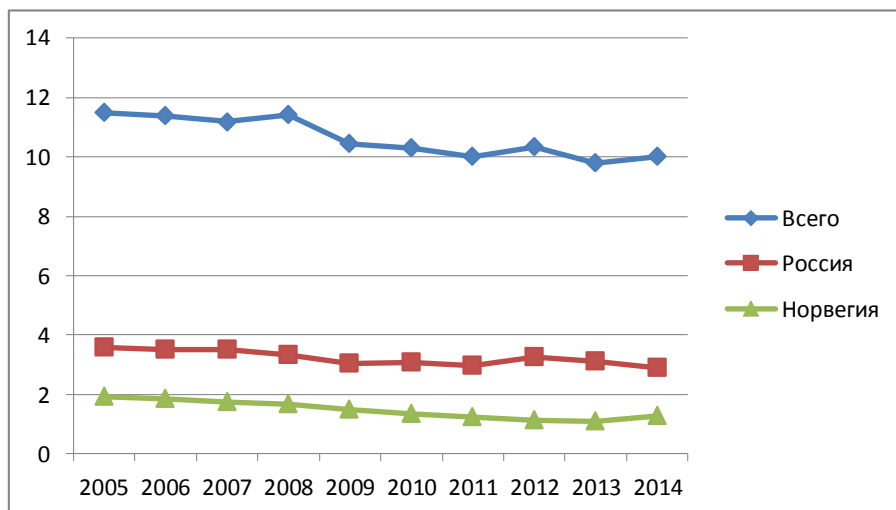
Сорт	Страна	Категория	Плотность, град. API	Содержание серы, %
Brent	Великобритания	Light Sweet	40	0,5
WTI	США	Light Sweet	39,8	0,3
Arabian Extra	Саудовская Аравия	Light Sour	38,1	1,1
Urals	Россия	Medium Sour	31-32	1,35
Dubai	ОАЭ	Medium Sour	30,4	2,13
Arabian Light	Саудовская Аравия	Medium Sour	34	1,97
Kuwait	Кувейт	Medium Sour	30,9	2,75
Maya	Мексика	Heavy Sour	22,0	3,3

Источник: RusEnergy на основании данных экспортных агентств

2. Импорт нефти в Европу

На протяжении последних 10 лет страны Европейского союза (ЕС) постепенно снижают импорт сырой нефти. Так, в период с 2005 по 2014 гг. импорт сырья, по данным ЕК, снизился с 11,49 мбс до 10,01 мбс, или на 13%.

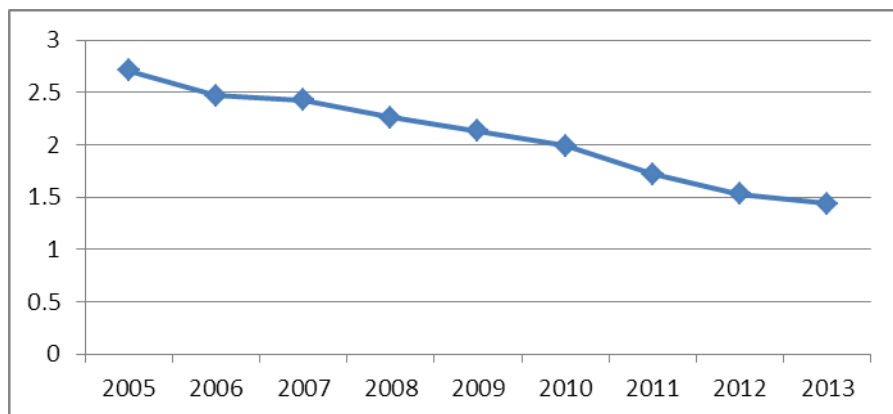
Рис. 3. Импорт нефти в страны ЕС в 2005-2014 гг., мбс



Источник: RusEnergy по данным ЕК

Россия в течение последних 10 лет занимала ведущее место среди поставщиков нефти в страны ЕС, сохраняя долю около 30%. Тем не менее, общее снижение поставок нефти в страны ЕС привело к тому, что абсолютные объемы импорта нефти из России сократились с 3,57 мбс в 2005 г. до 2,89 мбс в 2014 г., или на 19%.

Рис. 4. Производство нефти в странах Евросоюза в 2005-2013 гг., мбс



Источник: RusEnergy по данным ЕК

Существенно снизила поставки в Европу и Норвегия (не входит в ЕС) - с 1,93 мбс в 2005 г. до 1,26 мбс в 2014 г., или на 35%, по причине истощения месторождений Северного моря.

Сокращение импорта нефти в Европу происходит несмотря на то, что собственное производство сырой нефти в странах Евросоюза быстро снижается (см. Рис. 4). Так, добыча стран ЕС упала с 2,71 мбс в 2005 г. до 1,44 мбс в 2013 г., или почти в половину, что также объясняется истощением месторождений в Северном море.

Причины снижения спроса на нефть в Европе следующие:

- Экономика стран Евросоюза растет относительно низкими темпами, в сравнении с экономикой стран Азии, особенно после кризиса 2008 г. Не демонстрирует существенного прироста и численность населения, что отражается на уровне спроса на энергоносители.
- Евросоюз последовательно проводит политику замещения ископаемых источников топлива на возобновляемые (солнечная генерация, ветрогенерация и др.), а среди ископаемых источников отдает предпочтение газу, как более экологически чистому виду топлива в сравнении с нефтью.
- Евросоюз поощряет перевод транспорта на альтернативные виды топлива (электричество, сжатый газ, сжиженный газ и т.п.) и добивается снижения удельного расхода топлива традиционными видами двигателей.
- Евросоюз вводит жесткие экологические ограничения на моторные топлива, а также стимулирует потребление дизельного топлива, что приводит к дисбалансу в структуре потребления нефтепродуктов и, как следствие, низкой эффективности сектора переработки, из-за чего перерабатывающие мощности в Европе сокращаются.

Выводы:

- Европа постепенно сокращает производство, потребление и импорт сырой нефти, в том числе из России.
- Причиной сокращения является долгосрочная энергетическая политика европейских властей, что не позволяет рассчитывать на изменение этой тенденции в будущем.
- Рынок, на который предлагается вывести поток российской высокосернистой нефти, будет неизбежно сжиматься.

3. Импорт сернистой и высокосернистой нефти в Европу

В структуре импорта нефти в страны ЕС традиционно значительная доля приходится на сернистую и высокосернистую нефть, поставляемую в основном из России и стран Ближнего Востока; небольшая доля приходится также на страны Латинской Америки. Производители в самой Европе, а также в северной Африке и Каспийском регионе, поставляют в Европу преимущественно низкосернистую нефть.

Рис. 5. Основные сорта нефти с высоким содержанием серы, поставляемые в Европу в течение последних 5 лет.

Сорт	Плотность, град. API	Содержание серы, %
Urals	31-32	1,35
Arab Light	32,8-34	1,97
Arab Medium	30,2	2,59
Arab Heavy	27,7	2,1-2,87
Basrah Light	30,5	2,90
Iran Heavy	30,2	1,77
Iran Light	33,1	1,50
Kirkuk	33,9	2,26
Khafji	28,5	2,85
Kuwait Blend	30,2	2,75
Lavan Blend	34,2	1,93
Oman Blend	34,0	2,0
Egypt Medium/Light	26,0	1,4
Egypt Heavy	22,0	1,7
Venezuela Light	30,0	1,5
Venezuela Heavy	24,0	2,3
Maya	22,0	3,3

Источник: RusEnergy по данным экспортных агентств

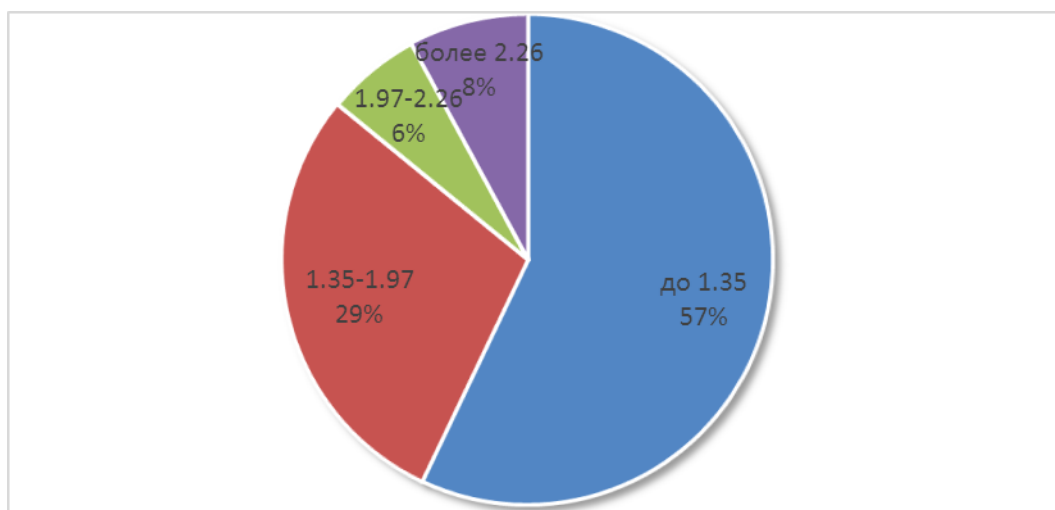
Учитывая, что новое экспортное направление на Усть-Лугу предполагается создать для нефти с содержанием серы, по различным планам, от 2,0% до 2,3%, при анализе структуры европейского импортного рынка нефти целесообразно, исходя из сложившейся структуры поставок в ЕС, выделить следующие сегменты нефтяного импорта по содержанию серы:

- от 1,35 до 1,97% (основной сорт - Urals),
- от 1,97 до 2,26% (основной сорт - Arab Light),
- более 2,26% (сорта Arab Medium, Kirkuk, Basrah Light и др.).

Около 57% импорта в страны ЕС в 2014 г. пришлось на нефть с содержанием серы менее 1,35% (301 млн тонн). Следующий крупный сегмент размером в 29% (153 млн тонн) – нефть с содержанием серы от 1,35 до 1,96 (в основном, его занимают российские поставщики).

Еще 6% (32 млн тонн) приходится на поставки нефти с содержанием серы от 1,97 до 2,26% (в основном, поступает из Саудовской Аравии). Наконец, около 8% (41 млн тонн) составляют поставки нефти с содержанием серы более 2,26% (страны Ближнего Востока и Латинской Америки).

Рис. 6. Сегментация рынка импорта сырой нефти в ЕС в 2014 г. по содержанию серы, %



Источник: RusEnergy по данным ЕК

В 2014 г. на долю России и стран Ближнего Востока (Саудовской Аравии, Ирака, Кувейта) пришлось 39,6% поставок нефти в страны ЕС (1,65 млрд барр., или около 227 млн тонн), - в основном, с содержанием серы не менее 1,35%. Кроме того, высокосернистую нефть поставляли в Европу Мексика, Венесуэла, Ливия и Египет.

Российские поставки нефти в страны ЕС в 2014 г., по данным ЕК, составили 1055,6 млн барр., или приблизительно 145 млн тонн. В среднем баррель российской нефти продавался по \$98,38. Дисконт российской нефти по отношению к средней цене импортной нефти на европейском рынке составил \$0,38 за баррель, или \$2,77 за тонну.

Следует отметить, что в статистике ЕК поставки из России подразделяются на Urals с долей серы 1,35% и «другие смеси» с содержанием серы, превышающим указанное значение.

Нефть с содержанием серы в диапазоне от 1,35 до 1,54% продавалась в странах ЕС с усредненным дисконтом в \$1 за баррель (около \$7,3 за тонну) по сравнению с нефтью Urals, что отражает потери российских поставщиков из-за ухудшения экспортной смеси за счет повышения содержания серы и, возможно, других показателей нефти.

Рис. 7. Основные поставщики в ЕС нефти с содержанием серы более 1,35% в 2014 г. (с долей более 0,3% объема импорта)

Страна	Сорт нефти	Содержание серы, %	Объем (тыс. барр.)	Стоимость (тыс. \$)	Цена CIF (\$/барр.)	Доля в импорте, %
Россия	Urals	1.35	603589	59643080	98.81	15.70 %
Россия	Другие смеси	1.35-1.54	452000	44210757	97.81	11.75 %
Ирак	Basrah Light	2.90	138004	12707412	92.08	3.59 %
Ирак	Kirkuk	2.26	19039	1782271	93.61	0.50 %
Кувейт	Kuwait Blend	2.75	33158	3131103	94.43	0.86 %
Саудовская Аравия	Arab Light	1.97	241050	23503823	97.51	6.27 %
Саудовская Аравия	Arab Medium	2.59	11674	1122106	96.12	0.30 %
Саудовская Аравия	Arab Heavy	2.87	24371	2431426	99.77	0.63 %
Египет	Medium/Light (30-40o)	1.49	32744	3221157	98.37	0.85 %
Ливия	Heavy (<30o API)	1.91	20277	1978088	97.55	0.53 %
Мексика	Maya	3.33	44384	3639917	82.01	1.15 %
Венесуэла	Extra Heavy (<17o)	2.66-5.4	30923	2670571	86.36	0.80 %
Итого:			1651213	169041711	96.92	42.93 %
Общий импорт:			3845377	379750913	98.76	100.00 %

Источник: RusEnergy по данным ЕК

Учитывая, что поставки «других смесей» из России в 2014 г. составили 452 млн барр., убытки от ухудшения сорта Urals за счет превышения содержания серы порога в 1,35% можно весьма приблизительно оценить в \$452 млн. Однако этот вывод сделан без анализа других характеристик нефти, продаваемой по категории «другие смеси», что позволяет считать его лишь грубо оценочным.

Рис. 8. Российские поставки нефти на рынок ЕС в 2014 г.

Страна	Сорт нефти	Содержание серы, %	Объем (тыс. барр.)	Стоимость (тыс. \$)	Цена CIF (\$/барр.)	Доля в импорте, %
Россия	Urals	1.35	603589	59643080	98.81	15.70 %
Россия	Другие смеси	1.35-1.54	452000	44210757	97.81	11.75 %
Итого:			1055589	103853837	98.38	27.45 %
Общий импорт:			3845377	379750913	98.76	100.00 %

Источник: RusEnergy по данным ЕК

В целом сегмент поставок с содержанием серы от 1,35 до 1,96, с дополнением к российским поставкам также импорта из Египта и Ливии, составил 28,83% от всего импорта нефти в 2014 г. (168 млн тонн). Величина дисконта в нем практически не отличается от дисконта российской нефти.

Рис. 9. Поставки нефти в ЕС с содержанием серы от 1,35 до 1,96% в 2014 г.

Страна	Сорт нефти	Содержание серы, %	Объем (тыс. барр.)	Стоимость (тыс. \$)	Цена CIF (\$/барр.)	Доля в импорте, %
Россия	Urals	1.35	603589	59643080	98.81	15.70 %
Россия	Другие смеси	1.35-1.54	452000	44210757	97.81	11.75 %
Египет	Medium/Light (30-40o)	1.49	32744	3221157	98.37	0.85 %
Ливия	Heavy (<30o API)	1.91	20277	1978088	97.55	0.53 %
Итого:			1108610	109053082	98.37	28.83 %
Общий импорт:			3845377	379750913	98.76	100.00 %

Источник: RusEnergy по данным ЕК

Поставки нефти с содержанием серы выше 1,97% (в двух сегментах высокосернистой нефти) составили в 2014 г. в ЕС 542,6 млн барр., или 74,5 млн тонн, - около 14% всего рынка импортной нефти. Дисконт по отношению к средней цене барреля импортной нефти на рынке ЕС был равен \$4,79 за барр., или \$35 за тонну. Дисконт по отношению к средней цене российской нефти составил \$4,41 за барр., или \$32,2 за тонну.

Рис. 10. Поставки в Европу нефти с содержанием серы выше 1,97% в 2014 г.

Страна	Сорт нефти	Содержание серы, %	Объем (тыс. барр.)	Стоимость (тыс. \$)	Цена CIF (\$/барр.)	Доля в импорте, %
Ирак	Basrah Light	2.90	138004	12707412	92.08	3.59 %
Ирак	Kirkuk	2.26	19039	1782271	93.61	0.50 %
Кувейт	Kuwait Blend	2.75	33158	3131103	94.43	0.86 %
Саудовская Аравия	Arab Light	1.97	241050	23503823	97.51	6.27 %
Саудовская Аравия	Arab Medium	2.59	11674	1122106	96.12	0.30 %
Саудовская Аравия	Arab Heavy	2.87	24371	2431426	99.77	0.63 %
Мексика	Maya	3.33	44384	3639917	82.01	1.15 %
Венесуэла	Extra Heavy (<17o)	2.66-5.4	30923	2670571	86.36	0.80 %
Итого:			542603	50988629	93.97	14.10 %
Общий импорт:			3845377	379750913	98.76	100.00 %

Источник: RusEnergy по данным ЕК

Сегмент высокосернистой нефти с содержанием серы свыше 2,26% в 2014 г. составил 301,6 млн барр., или примерно 41,4 млн тонн. При этом дисконт составил уже \$7,62 за баррель, или \$55,6 за тонну. Дисконт по отношению к средней цене российской нефти (\$98,38) составил \$7,24 за баррель, или \$52,9 за тонну.

Рис. 11. Поставки в Европу нефти с содержанием серы выше 2,26% в 2014 г.

Страна	Сорт нефти	Содержание серы, %	Объем (тыс. барр.)	Стоимость (тыс. \$)	Цена CIF (\$/барр.)	Доля в импорте, %
Ирак	Basrah Light	2.90	138004	12707412	92.08	3.59 %
Ирак	Kirkuk	2.26	19039	1782271	93.61	0.50 %
Кувейт	Kuwait Blend	2.75	33158	3131103	94.43	0.86 %
Саудовская Аравия	Arab Medium	2.59	11674	1122106	96.12	0.30 %
Саудовская Аравия	Arab Heavy	2.87	24371	2431426	99.77	0.63 %
Мексика	Maya	3.33	44384	3639917	82.01	1.15 %
Венесуэла	Extra Heavy (<170)	2.66-5.4	30923	2670571	86.36	0.80 %
Итого:			301553	27484806	91.14	7.83 %
Общий импорт:			3845377	379750913	98.76	100.00 %

Источник: RusEnergy по данным ЕК

При этом сегмент высокосернистой нефти с содержанием серы от 1,96 до 2,26% составляет 6% от импортного рынка, или 241 млн барр. (около 33 млн тонн). Этот сегмент в основном представлен сортом Arab Light, поставляемым Саудовской Аравией. Отметим, что дисконт по этому сорту к средней импортной цене ЕС составляет \$1,25 за барр., или около \$9,1 за тонну.

Рис. 12. Поставки в Европу нефти с долей содержания серы от 1,97% до 2,26% в 2014 г.

Страна	Сорт нефти	Содержание серы, %	Объем (тыс. барр.)	Стоимость (тыс. \$)	Цена CIF (\$/барр.)	Доля в импорте, %
Саудовская Аравия	Arab Light	1.97	241050	23503823	97.51	6.27 %
Общий импорт:			3845377	379750913	98.76	100.00 %

Источник: RusEnergy по данным ЕК

На основании приведенных данных появляется возможность представить основные сегменты рынка сернистой и высокосернистой импортной нефти в Европе и оценить величину дисконта в зависимости от содержания серы.

Следует учитывать, что нет жесткой прямой зависимости между содержанием серы и величиной дисконта, так как цена нефти определяется, кроме данного показателя, и другими параметрами, прежде всего плотностью, а также удобством логистики и рядом субъективных факторов.

Так, из статистики ЕК следует, что нефть Arab Heavy (плотность 27,7 град. API, содержание серы в среднем 2,27% с возможностью значительного

разброса) в 2014 г. была продана по цене \$99,77 за барр., что несколько выше цены продажи нефти сортов Arab Light и Arab Medium, содержание серы в которых ниже. Отметим, что обычно на мировом рынке Arab Light торгуется с дисконтом в \$2 за баррель по отношению к Brent, Arab Heavy – с дисконтом \$6 за баррель.

Однако объем поставок Arab Heavy относительно невелик (27 млн барр., или около 3,2 млн тонн), что не позволяет считать этот случай показательным. Более предсказуемо то, что высокосернистые сорта типа мексиканского сорта Maya (содержание серы 3,33) продаются с очень сильным дисконтом по отношению к средней цене поставок (в 2014 г. - \$16,7 за барр., или \$122 за тонну).

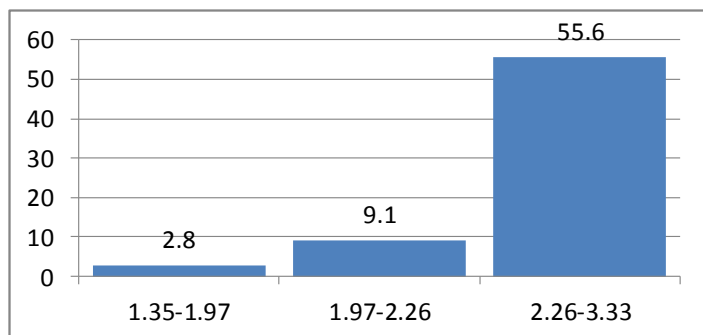
Рис. 13. Сегментация рынка импортной сернистой и высокосернистой нефти в ЕС в 2014 г.

Поставки с содержанием серы:	Объем, тыс. барр.	Доля рынка, %	Стоимость, тыс. \$	Средняя цена, \$/барр.	Дисконт к средней цене по рынку, \$/барр.	Дисконт к средней цене по рынку, \$/тонну
1,3-1,97%	1108610	28.83 %	109053082	98.37	0,39	2,8
1,97-2,25%	241050	6,27 %	23503823	97.51	1,25	9,1
Более 2,26%	301553	7,83 %	27484806	91.14	7,24	52,7

Источник: RusEnergy по данным ЕК

В целом можно сделать вывод, что, исходя из усредненных данных ЕК, нефти в сегменте от 1,3 до 1,97% серы торгуются с относительно небольшим дисконтом к среднеевропейской (\$0,39 за барр.), хотя внутри этой группы нефть с небольшим превышением стандарта Urals по содержанию серы (1,35%) дисконтируется на \$1 за барр. по сравнению с Urals.

Рис. 14. Величина среднего дисконта цены высокосернистой нефти к среднеевропейской импортной цене в зависимости от содержания серы, 2014 г., долл. за тонну.

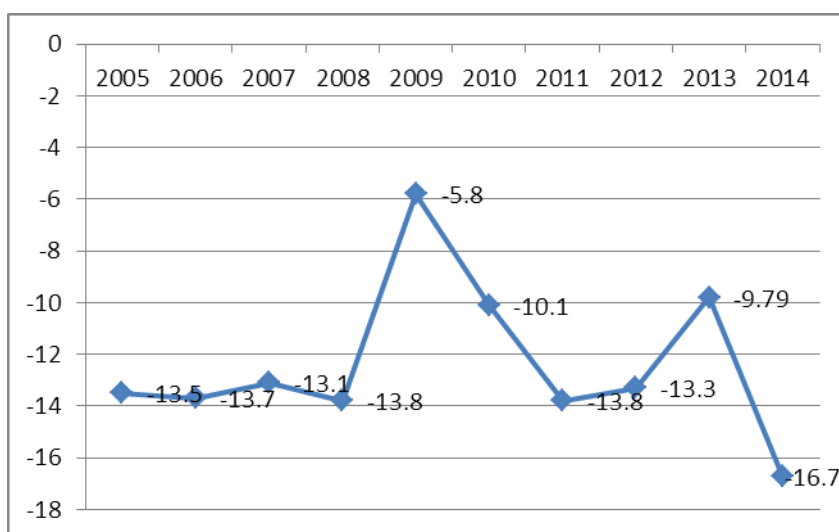


Источник: RusEnergy по материалам ЕК

В сегменте 1,97-2,25% дисконт увеличивается, хотя и не критично (до \$1,25 за барр., или \$9,1 за тонну). Однако в сегменте более 2,26% серы дисконт резко возрастает (до \$7,24 за барр., или \$52,7 за тонну).

При этом повышение содержания серы может приводить к дальнейшему значительному росту дисконта. Об этом, в частности, говорит величина дисконта на мексиканский сорт Maya, составлявший в последние годы, при ценах на нефть выше \$100 за барр., величину от \$13 до \$17 за барр. (от \$95 до \$124 за тонну).

Рис. 15. Ценовой дифференциал сорта Maya FOB (3,3% серы) к сорту Dated Brent FOB, \$ за барр.



Источник: RusEnergy по данным Wood Mackenzie, ЕК

Выводы:

- В странах ЕС сложился устойчивый спрос на крупные объемы импорта высокосернистой нефти (250 млн тонн в 2014 г.). Усредненный дисконт на такую нефть относительно невелик (\$13 за тонну).
- Основная доля импорта высокосернистой нефти приходится на нефть с содержанием серы от 1,35 до 1,97% - 168 млн тонн, а усредненный дисконт на нее составляет всего \$2,8 за тонну.
- Сегмент импорта нефти с содержанием серы от 1,97 до 2,26 существенно уже – 33 млн тонн, усредненный дисконт на нее доходит уже до \$9,1 за тонну.
- В сегменте импорта нефти с содержанием серы более 2,26%, составившем в 2014 г. 41 млн тонн, усредненный дисконт резко возрастает – до \$55,6 за тонну.

- В случае создания выделенного направления экспорта российской нефти с содержанием серы в 2,0% дисконт окажется в пределах \$10 за тонну.
- В случае создания выделенного направления экспорта российской нефти с содержанием серы в 2,3% дисконт окажется крайне высоким – более \$50 за тонну.

4. Тенденции на европейском рынке переработки

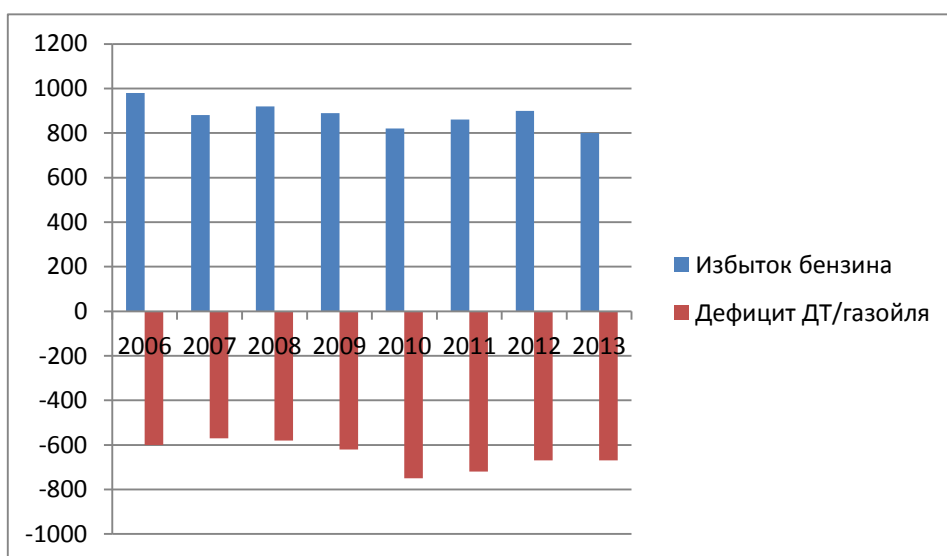
Спрос на высокосернистую нефть в настоящее время и в будущем определяется состоянием нефтепереработки в странах ЕС, в связи с чем необходимо остановиться на анализе этого сектора.

Ключевой особенностью европейского рынка нефтепродуктов является высокая доля средних дистиллятов, превышающая 50% общего потребления, в то время как в мире она составляет в среднем 36%. Такая структура спроса объясняется тем, что в большинстве стран ЕС приняты налоговые стимулы, направленные на ускоренное развитие автомобильного парка с дизельными двигателями, считающимися более экологически чистыми, чем бензиновые.

Дополнительный спрос на средние дистилляты создает введение Международной морской организацией (ИМО) с 1 января 2015 г. ограничения на содержание серы уровнем в 0,1% в топливе морских судов, используемых для перевозок в акватории Балтийского и Северного морей. Эта мера, как считается, приведет к резкому снижению использования флотских мазутов и увеличению спроса на низкосернистый судовый газойль (MGO, marine gasoil).

В то же время, многие европейские НПЗ были построены десятилетия назад и ориентировались на производство в первую очередь бензина, который был в то время ведущим видом топлива. В связи с этим переработка в Европе приводит, с одной стороны, к избыточному производству бензина, а с другой – недостатку средних дистиллятов.

Рис. 16. Дисбаланс топливного рынка Европы (избыток бензина и дефицит дизельного топлива и газойля), тбс.



Источник: Wood Mackenzie

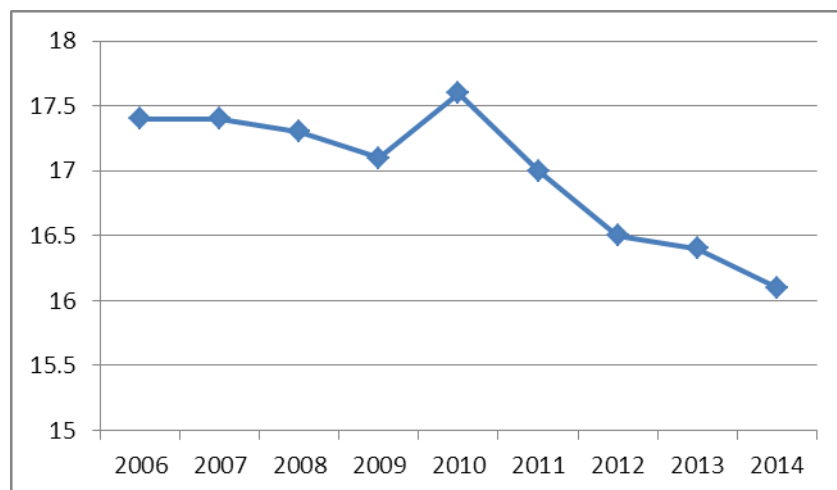
Таким образом, структура переработки не соответствует структуре спроса, что приводит к дисбалансу топливного рынка Европы. Например, по данным Wood Mackenzie, в 2013 г. спрос на бензин в Европе составлял 1,93 мбс, в то время как НПЗ произвели 2,73 мбс этого продукта. В то же время, потребление ДТ и газойля составило 5,98 мбс, что превысило производство в объеме 5,31 мбс.

Соответственно, европейские компании вынуждены искать внешние рынки сбыта для бензина и закупать недостающие средние дистилляты. До последнего времени основным рынком сбыта бензина европейских НПЗ служили США (до 0,5 мбс, или 22 млн тонн в год). Однако в 2012-2014 гг. за счет резкого роста добычи сланцевой нефти американские НПЗ нарастили производство бензина, и европейские производители вынуждены переориентировать потоки бензина на новые рынки, такие как Западная Африка.

Подобные осложняющие факторы негативно сказываются на экономике европейских НПЗ, так как им приходится нести дополнительные маркетинговые расходы, снижающие маржу переработки. К этому добавляются нарастающие требования Евросоюза по снижению вредных веществ в моторных топливах и других видах нефтепродуктов, что требует от переработчиков затрат на дополнительные виды оборудования.

Не все европейские НПЗ сумели приспособиться к требованиям политиков. Часть предприятий закрылась, часть была вынуждена перепрофилироваться в хранилища для нефтепродуктов. Наибольшая убыль мощностей произошла в 2011-2012 гг. Всего с 2008 г. по 2012 г. включительно были вынуждены закрыться 16 европейских НПЗ. В частности, Франция потеряла 25% мощностей переработки, Германия, Великобритания и Италия – 11%, 11% и 8% соответственно.

Рис. 17. Совокупная мощность переработки на НПЗ Европы, мбс.

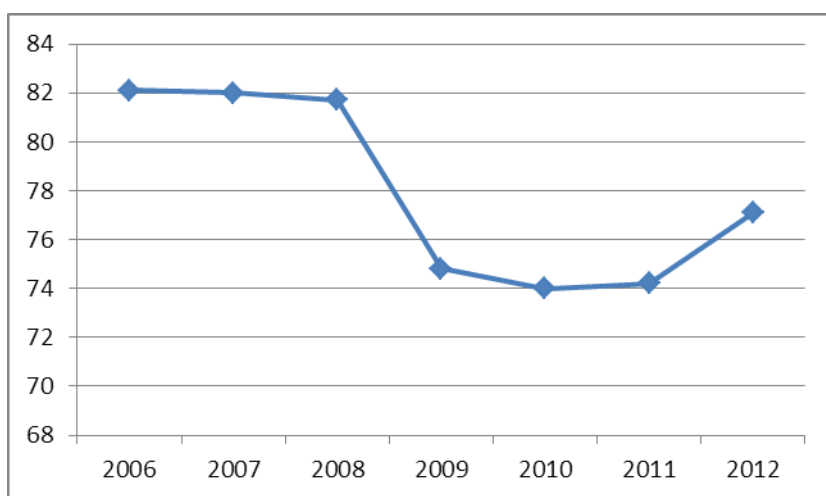


Источник: Wood Mackenzie, IEA

Оставшиеся НПЗ работают с недогрузкой (загруженность составляет менее 80%), что приводит к крайне низкой, а часто и отрицательной марже переработки.

В первом квартале 2015 г. европейские НПЗ несколько поправили свои дела, так как в конце 2014 г. закупали нефть по существенно сниженным ценам по сравнению с уровнем первой половины 2015 г. Однако представители отрасли считают, что снижение цен на нефть не нарушит планы нефтяных компаний по дальнейшему закрытию европейских НПЗ.

Рис. 18. Использование мощностей европейских НПЗ, %



Источник: Wood Mackenzie

В то же время, на европейском рынке сохраняется дефицит дизтоплива, что вынуждает страны ЕС наращивать ввоз готового продукта. Импорт средних дистиллятов странами ЕС в 2013 г. вырос по сравнению с 2005 г. на 8% и составил 33 млн тонн.

По оценке Shell, в 2015 г. спрос на средние дистилляты вырастет в Европе еще на 0,33 мбс (около 16 млн тонн), с учетом введения новых правил, ограничивающих содержание серы в судовых топливах. Оценки ассоциации Fuels Europe дают сходные цифры: 14 млн тонн. Основной рост придется на морской газойль (MGO).

Выводы:

- В Европе происходит сокращение перерабатывающих мощностей ввиду жестких экологических требований со стороны европейских властей к структуре топливного рынка.
- Одновременно наращивается импорт готовых продуктов, прежде всего средних дистиллятов.

- Сложившаяся тенденция не вызывает озабоченности со стороны европейских властей, что позволяет считать ее устойчивой и долгосрочной, а скорее всего, и необратимой.
- Перспективы сбыта на европейском рынке дополнительных объемов высокосернистой нефти идут вразрез со сложившимися тенденциями в развитии нефтяного и нефтепродуктового рынков.

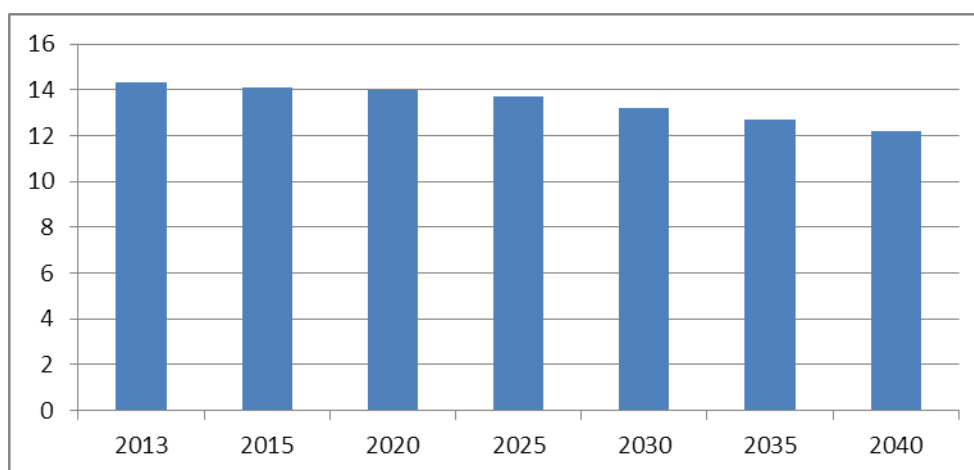
5. Перспективы европейской переработки

В сложившихся противоречивых условиях (которые в OPEC WOO 2014 названы «кошмаром нефтепереработчика», а в годовом обзоре ЛУКОЙЛа за 2013 г. «кризисом европейской переработки») европейские НПЗ работают с низким уровнем загрузки, ввиду чего компании рассматривают возможность дальнейшего сокращения мощностей.

Так, в феврале 2015 г. Патрик де Ла Шевардьере (Patrick de La Chevardiere), главный финансовый директор французской Total, заявил, что в европейской нефтепереработке должны быть сокращены дополнительно около 10% мощностей. По мнению аналитиков ЛУКОЙЛа (2013 г.), для преодоления существующего кризиса необходимо закрыть мощности еще в 1,0-1,5 мбс.

Между тем, в период с 2011 по 2012 гг. сокращение мощностей переработки уже составило более 2 мбс. Новым испытанием для европейской переработки должно стать ужесточение ограничений по содержанию серы в судовых топливах, введенное с 1 января 2015 г., так как оно дополнительно увеличит дисбаланс в структуре производства и спроса. Считается, что снижение производства продуктов переработки и выбытие мощностей будет продолжаться как минимум до 2019 г. темпами 0,5 мбс в год.

Рис. 19. Прогноз спроса на жидкие нефтепродукты в Европе в 2013-2040 гг., мбс.



Источник: RusEnergy по данным OPEC WOO 2014

В то же время, перерабатывающие компании в Европе не проявляют интерес к строительству новых мощностей или модернизации существующих для производства средних дистиллятов. В дальнейшем «дизелизация» европейского автомобильного рынка будет вестись не столь быстрыми темпами, как раньше, так как, например, Испания и

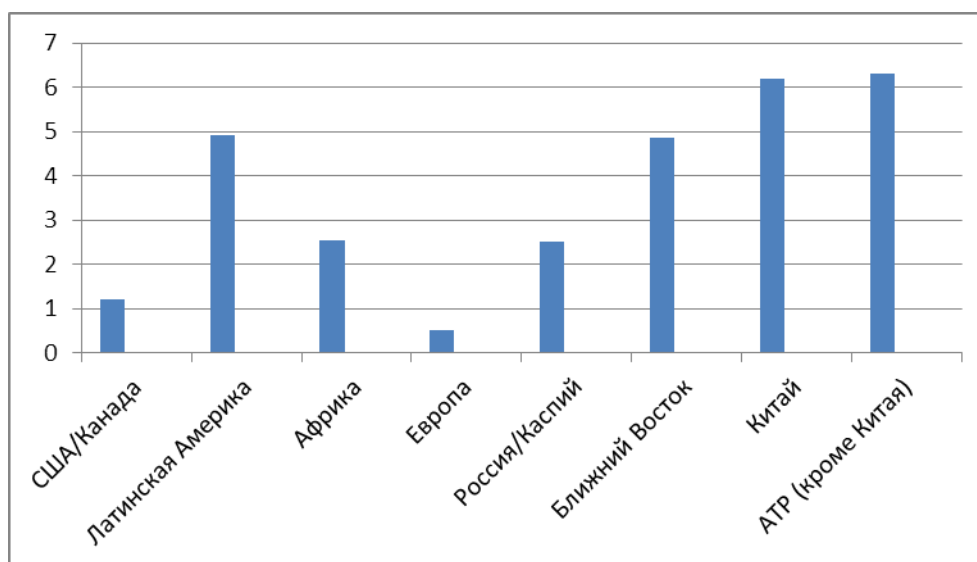
Франция уже приблизились к тому, что дизельные автомобили составляют 80% всего автомобильного парка.

Также, европейские переработчики вынуждены учитывать, как отягчающий экономику проектов фактор, необходимость сбыта бензина на внешних рынках. Кроме того, дальнейший рост производства средних дистиллятов в Европе ограничен мерами по повышению энергоэффективности, приводящими к снижению удельного потребления топлива.

Модернизация перерабатывающих мощностей тормозится и постоянно ужесточающимися экологическими требованиями европейских властей. Как следствие, в ЕС отмечается крайне низкий уровень существующих и планируемых инвестиций в развитие переработки.

В основном, вводятся в действие установки гидрокрекинга, позволяющие увеличить выход средних дистиллятов, и также установки гидроочистки, обеспечивающие более высокое качество топлива в отношении содержания серы. Однако объем таких инвестиций можно назвать мизерным по сравнению с цифрами, относящимися к другим регионам (см. Рис. 20).

Рис. 20. Прогноз ввода в строй установок обессеривания по регионам, 2013-2040 гг., мбс



Источник: RusEnergy по данным OPEC WOO 2014

Европейские перерабатывающие компании ожидают, что выбытие перерабатывающих мощностей в Европе продолжится до 2020 г., увеличивая зависимость Европы от импорта средних дистиллятов. Например, Великобритания в настоящее время импортирует 40%

потребляемого дизтоплива, но к 2020 г., по прогнозам местных переработчиков, будет ввозить 70% дизтоплива.

Большинство прогнозов сводится к тому, что Европа в будущем будет импортировать больше готовых нефтепродуктов и меньше - сырой нефти. По данным Wood Mackenzie, уже к 2020 г. Европа будет импортировать до 25% средних дистиллятов. В 2013 г. импорт составил лишь 11,2% от потребностей ЕС.

Эту тенденцию осознали и взяли на вооружение нефтяные компании в других регионах мира. Агентство Argus предсказывает, что европейские НПЗ будут испытывать растущую конкуренцию со стороны поставщиков низкосернистого дизельного топлива (10 ppm) из России, Ближнего Востока и Азиатско-Тихоокеанского региона, где быстрыми темпами вводятся мощности в расчете на топливный рынок ЕС.

Так, в последние годы Индия построила и модернизировала крупные экспортноориентированные НПЗ за западным побережьем (Vadanar мощностью 0,4 мбс, Jamnagar мощностью 1,24 мбс и другие). Экспорт индийского дизельного топлива с содержанием серы 10 ppm в настоящее время составляет около 2,2 млн тонн в месяц и будет быстро расти.

На Ближнем Востоке завершается или продолжается строительство и модернизация ряда перерабатывающих мощностей, ориентированных на экспорт дизтоплива (10 ppm), в том числе в Европу. Это, в частности, Jubail мощностью 0,4 мбс, Ruwais с доведением мощности до 0,4 мбс и ряд других.

Еще один крупный источник поставок дизтоплива в Европу – американские НПЗ, увеличившие экспорт продукта в страны ЕС с 2010 г. по 2013 г. более чем вдвое до более 1 млн тонн в месяц.

Готовятся к дальнейшей экспансии на европейский рынок дизтоплива и в России. Прокачка дизтоплива 10 ppm через Приморск растет быстрыми темпами: 6,5 млн тонн в 2012 г., 9,3 млн тонн в 2013 г. и около 11 млн тонн в 2014 г. Ожидаемый объем в 2015 г. – 14,5 млн тонн.

«Транснефть» реализует проект расширения нефтепродуктопровода «Север» (Кстово-Ярославль-Кириши-Приморск), транспортирующего дизельное топливо стандарта «Евро-5», с 8,5 млн тонн до 25 млн тонн в год. В 2014 г. завершен первый этап модернизации (Кириши-Приморск). Проект выйдет на проектную мощность в 2018 г.

Еще 8,5 млн тонн дизельного топлива «Транснефть» готовится отгружать в южную Европу по трубопроводу «Юг» (Тихорецк-Новороссийск), ввод объекта в строй намечен на 2016 г. В рамках второго этапа трубопровод будет подключен к Волгоградскому НПЗ. Таким образом, «Транснефть»

сможет поставлять в Европу 33,5 млн тонн дизельного топлива

При наличии значительного количества внешних поставщиков низкосернистого дизельного топлива, конкурирующих за рынок ЕС, европейские власти, скорее всего, не будут поощрять собственных переработчиков инвестировать значительные средства в расширение или хотя бы сохранение объема производства. Скорее всего, выбытие мощностей продолжится быстрыми темпами, а следом будет падать и спрос на импорт сырой нефти.

Выводы:

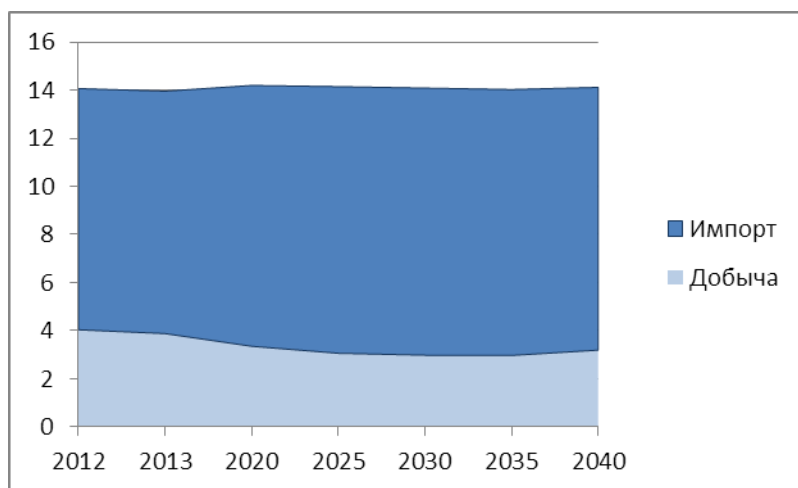
- Мощности переработки в Европе продолжают сокращаться темпами в 0,5 мбс в год по крайней мере до 2019 г.
- Производители дизтоплива в России, на Ближнем Востоке и в Азии готовятся занять освобождающуюся нишу на европейском рынке дизтоплива.
- Поставки сырой нефти в Европу в дальнейшем будут постепенно замещаться поставками готовых нефтепродуктов.
- Тенденция сокращения перерабатывающих мощностей в Европе, скорее всего, необратима, что не позволяет рассчитывать на рост или даже сохранения текущего спроса на нефть из России, в том числе высокосернистую.

6. Перспективы импорта нефти европейскими странами

С учетом того, что перерабатывающие мощности в Европе будут сокращаться, а дефицит топлива готовы заполнить внешние источники, спрос на нефть в странах ЕС ожидается низким. Ведущие аналитические агентства исходят из того, что спрос на сырую нефть в Европе в долгосрочной перспективе будет стагнировать или продолжит планомерное снижение.

Администрация энергетической информации США (EIA) в Ежегодном энергетическом прогнозе (АЕО 2015), выпущенном в апреле 2015 г., предсказывает нулевой рост спроса на нефть в Европе до 2040 г. и дальнейшее снижение собственной добычи, что предполагает небольшое увеличение импорта с 10,03 мбс в 2012 г. до 10,93 мбс в 2040 г., или на 9%.

Рис. 21. Прогноз спроса на нефть в европейских странах до 2040 г., мбс.

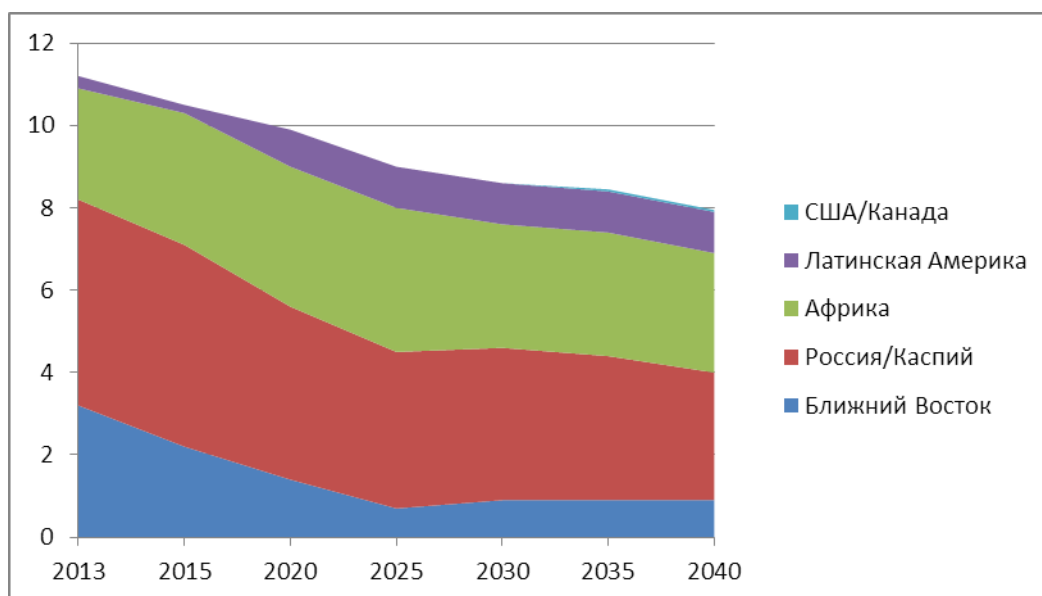


Источник: RusEnergy по данным US EIA

В отличие от EIA, другие авторитетные источники дают уверенный прогноз снижения спроса на нефть в Европе. Так, Международное энергетическое агентство ожидает сокращения спроса на сырую нефть в ЕС в 2020 г. на 4% по сравнению с 2014 г. и предполагает, что повышение энергоэффективности и ужесточение экологического законодательства могут привести к дальнейшему снижению этого показателя.

ОПЕК в ежегодном Мировом нефтяном прогнозе (World Oil Outlook, WOO ОПЕК 2014), вышедшем в апреле 2014 г., прогнозирует значительное снижение импорта нефти странами ЕС с 10,2 мбс в 2013 г. до 7,9 мбс в 2040 г., или на 23%.

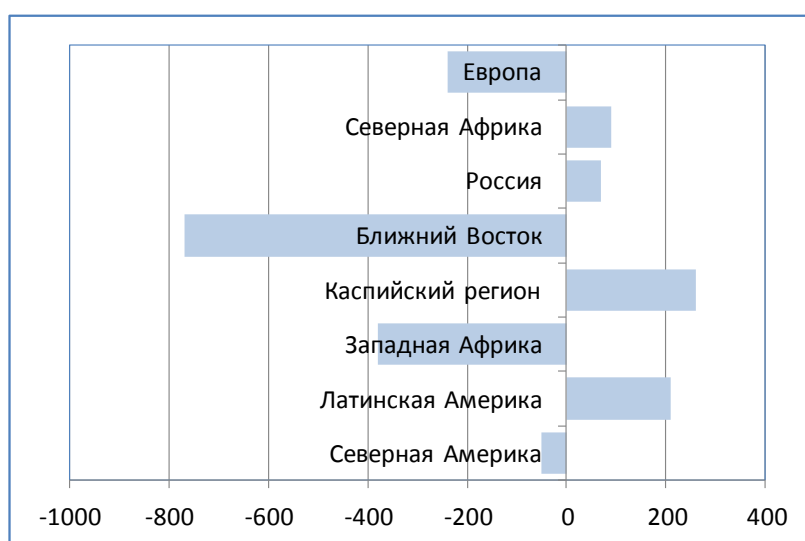
Рис. 22. Прогноз импорта сырой нефти в Европу по регионам, 2013-2040 гг., млн барр. в сутки



Источник: RusEnergy по данным OPEC WOO 2014

Основная часть снижения импорта в Европу, по мнению экспертов ОПЕК, придется на поставки из России и Каспийского региона – а именно, 1,9 мбс из 2,3 мбс, или 83% общего объема снижения. Резко сократятся также поставки нефти из стран Персидского залива, что будет отчасти компенсировано ростом импорта из Африки и Латинской Америки.

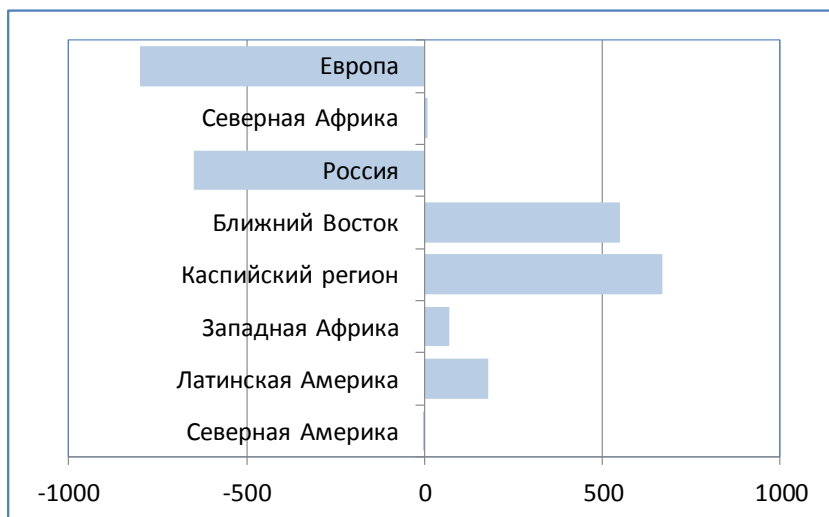
Рис. 23. Прогноз изменения структуры импорта нефти в Европе в 2011-2018 гг. по регионам поставки, тбс.



Источник: Wood Mackenzie

Со своей стороны, Wood Mackenzie полагает, что к 2018 г. Европа сможет импортировать из России на 80 тыс. барр. в сутки (4 млн тонн в год) больше, чем в 2011 г., когда поставки были равны 2,96 мбс, или 148 млн тонн. В то же время, в этот период Ближний Восток сократит поставки в ЕС на 0,77 мбс, или 39 млн тонн.

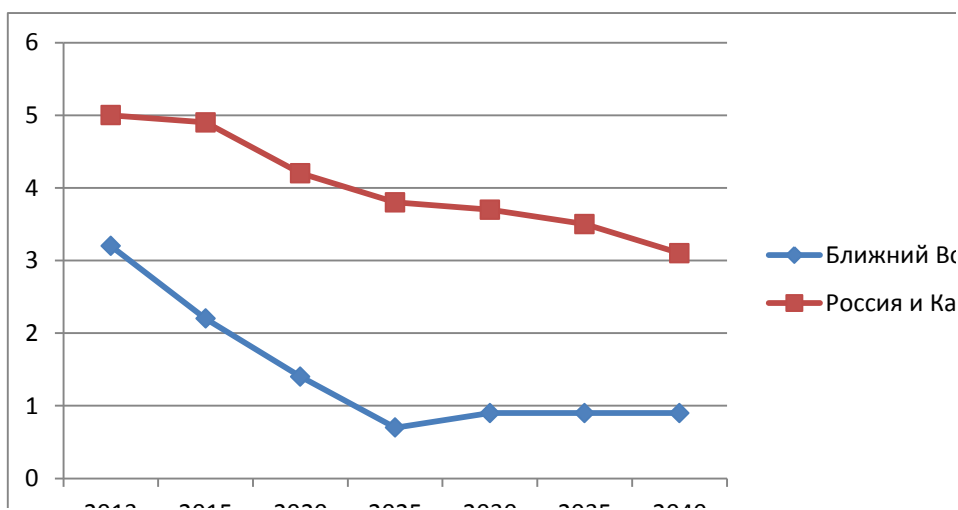
Рис. 24. Прогноз изменения структуры импорта нефти в Европе в 2018-2025 гг. по регионам поставки, тбс.



Источник: Wood Mackenzie

Однако уже в период с 2018 по 2025 гг. аналитики Wood Mackenzie ожидают резкого снижения импорта нефти в Европу из России (на 0,65 мбс, или 33 млн тонн), что будет компенсировано поставками из Каспийского региона и того же Ближнего Востока.

Рис. 25. Прогноз сокращения импорта нефти в Европу из России и Каспийского региона и Ближнего Востока, мбс.



Источник: RusEnergy по данным ОПЕК WOO 2014

В свою очередь, аналитики ОПЕК предсказывают, что с 2030 г. импорт в Европу ближневосточной нефти сократится до 0,9 мбс (с 3,2 мбс в 2013 г.) и сохранится на этом уровне в течение следующего десятилетия. Импорт нефти из России и Каспийского региона сократится, по их мнению, с 4,9 мбс в 2015 г. до 3,1 мбс в 2040 г., или на 37%.

Выводы:

- Большинство аналитиков прогнозируют устойчивое снижение импорта сырой нефти в Европу.
- Большинство аналитиков прогнозируют снижение доли России в общем объеме импорта нефти в Европу, с перераспределением российских поставок в страны Азии.
- Поставки из России будут замещаться экспортом более качественной нефти из Каспийского региона.

7. Перспективы импорта высокосернистой нефти европейскими странами

Европейский рынок переработки весьма чувствителен к балансу низкосернистой и высокосернистой нефти в общем объеме импорта.

Страны ЕС и Норвегия добывают преимущественно качественную низкосернистую нефть, и быстрое сокращение собственной добычи вынуждает перерабатывающие компании менять баланс в структуре импорта сырья в сторону качественных низкосернистых сортов нефти и одновременно сокращать импорт высокосернистых нефтей, с целью поддержания стабильного качества смеси, направляемой на НПЗ.

После того, как в Ливии в 2011 г. началась революция, поставки ливийской нефти в Европу (составляющие 70-80% общего экспорта африканской страны) резко сократились - с 1,1 мбс в 2010 г. до 0,3 мбс в 2011 г. (и продолжают оставаться на низком уровне, 0,34 мбс в 2014 г.). Саудовская Аравия в 2011 г. выразила намерение восполнить пробел, напомнив, что обладает резервными мощностями по добыче в 4 мбс.

Однако европейские переработчики не спешили заключать контракты с Саудовской Аравией, так как Ливия поставляет в Европу, в основном, низкосернистую нефть, а Саудовская Аравия – высокосернистую. Между тем, низкосернистая нефть лучше подходит для производства дизельного топлива. Европейские компании пытались найти новых поставщиков в Алжире, Нигерии, Каспийском регионе, где добывается более качественная нефть.

Считается, что возникший в результате спада добычи в Ливии дефицит в Европе низкосернистой нефти мог послужить основанием для поддержания цен на Brent в 2011-2013 гг. на высоком уровне и увеличения ценового дифференциала Brent по отношению к WTI (несмотря на то, что WTI по своим характеристикам более качественный сорт, чем Brent). «Это [события в Ливии] вынудит переработчиков вступить в жесткую конкуренцию [за низкосернистую нефть], - сказал тогда Лоуренс Гольдштейн (Lawrence Goldstein), директор Energy Policy Research Foundation. – Качество значит больше, чем количество».

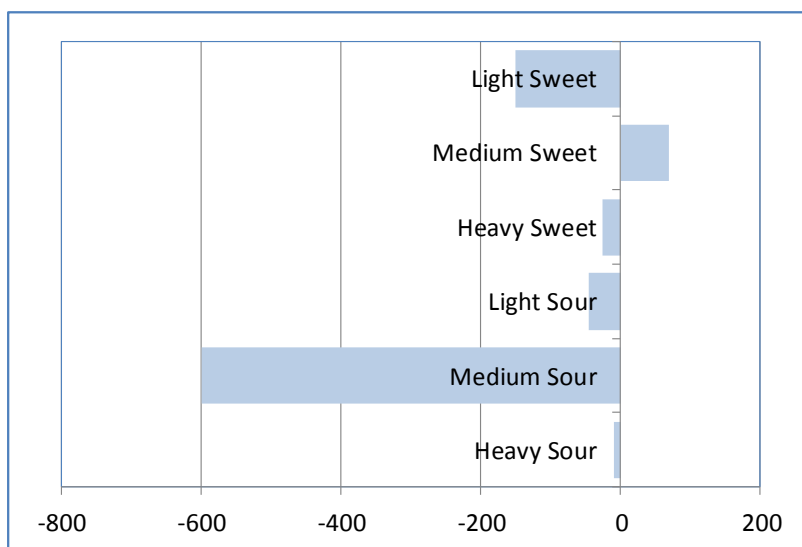
В то же время, решение Евросоюза в 2012 г. ужесточить санкции против Ирана и ограничить импорт из страны нефти, в результате чего ввоз иранского сырья упал с 0,6 мбс в 2010 г. до 0,14 мбс в 2012 г. и практически до нуля в 2014 г., не оказало заметного влияния на европейский рынок, так как иранская нефть является высокосернистой (1,5-1,8%), и найти ей замену достаточно просто. Иранская нефть на европейском рынке была замещена поставками из Саудовской Аравии, Ирака и России.

В долгосрочной перспективе собственная добыча европейских стран продолжит снижаться, а состав серы в ней будет повышаться, что характерно для большинства истощающихся месторождений. В то же время, ситуация в европейской нефтепереработке такова, что собственники НПЗ не намерены вкладывать дополнительные деньги в строительство мощностей по обессериванию нефти (см. Рис. 20).

Это означает, что в условиях сокращения общего объема импорта нефти европейские перерабатывающие компании будут стремиться импортировать прежде всего низкосернистую нефть, а объем импорта высокосернистой нефти будет снижаться темпами, опережающими темпы снижения импорта нефти в целом.

Так, Wood Mackenzie в исследовании 2013 г. прогнозирует снижение импорта в Европу нефти класса Medium Sour (плотность 26-35 град. API, сернистость более 1,1%) как в среднесрочной, так и в долгосрочной перспективе. До 2018 г. производители Medium Sour сократят поставки в ЕС на 0,6 мбс (30 млн тонн), до 2025 г. – еще на 0,25 мбс (13 млн тонн). Причем, как следует из Рис. 25, основное сокращение поставок придется на производителей Ближнего Востока и России.

Рис. 26. Прогноз изменения структуры импорта нефти в Европе в 2011-2018 гг. по качеству нефти, тбс.

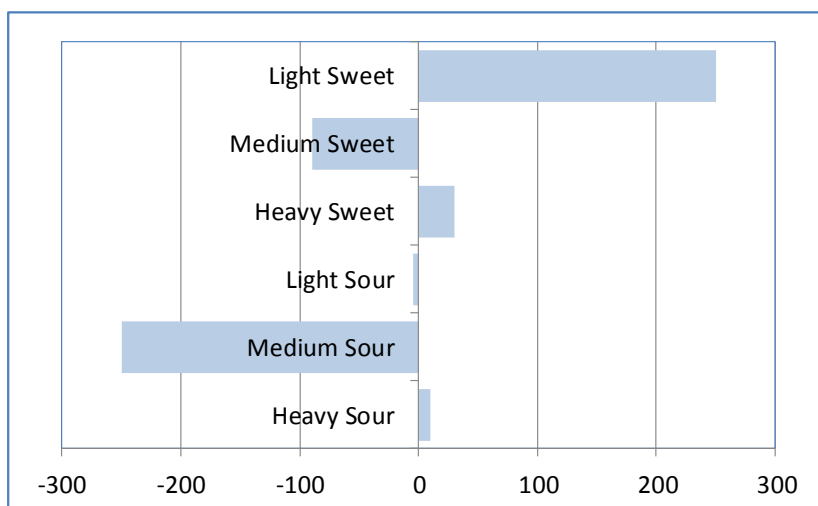


Источник: Wood Mackenzie

Импорт нефти Heavy Sour будет несколько колебаться, но в итоге останется на примерно стабильном уровне, прогнозируют аналитики Wood Mackenzie. Однако следует иметь в виду, что этот сегмент рынка достаточно узок. Кроме того, его заполняют нефти, имеющие специальное значение. Сорт нефти Maya, поставляемый из Мексики, например, находит

спрос, так как остаточные фракции его прямой перегонки используются для производства асфальта.

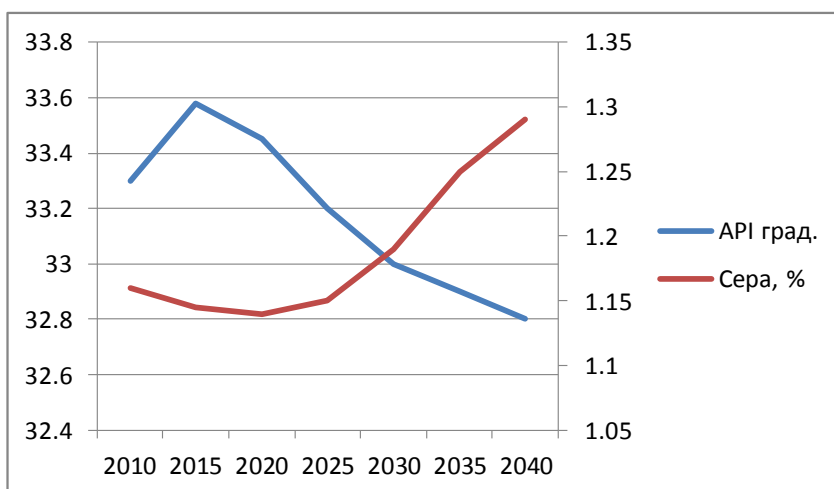
Рис. 27. Прогноз изменения структуры импорта нефти в Европе в 2018-2025 гг. по качеству нефти, тбс.



Источник: Wood Mackenzie

Согласно прогнозам аналитических агентств, спрос на высокосернистую нефть в мире будет поддерживаться прежде всего в Азии, где в ряде стран, не располагающих крупными собственными нефтяными ресурсами, вводятся в строй мощности по переработке именно высокосернистых нефтей, в том числе с целью дальнейшего экспорта низкосернистых продуктов в Европу. В то же время в странах ЕС спрос будет смещаться в сторону низкосернистых нефтей (см. Рис. 26, 27).

Рис. 28. Прогноз глобальных усредненных показателей качества нефти, 2010-2040 гг.



Источник: RusEnergy по данным OPEC WOO 2014

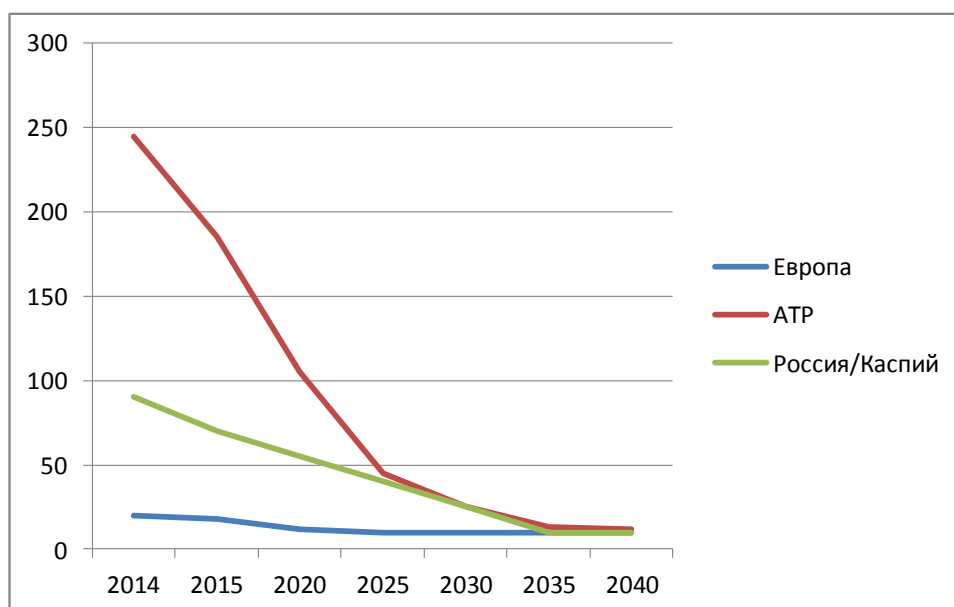
С этой точки зрения, нельзя исключать, что увеличение содержания серы в потоке российской нефти, направляемом на Восток, будет содержать меньше рисков, чем в случае с экспортом в западном направлении.

Во всем мире качество нефти постепенно снижается, падает усредненная плотность и увеличивается усредненное содержание серы (см. Рис. 28). Однако в Азии на эту тенденцию отвечают строительством дополнительных мощностей по обессериванию и переработке высокосернистых нефтей, а в Европе – сокращением мощностей переработки и планами приобретения значительных объемов низкосернистой нефти и готовых нефтепродуктов.

Отметим также, что Европа оказалась «впереди планеты всей» по темпам ужесточения экологических требований к нефтепродуктам и процессу их производства, первой введя стандарты ULS (Ultra-Low Sulphur). С начала 2009 г. в ЕС действуют жесткие требования по содержанию в нефтепродуктах серы на уровне не выше 10 ppm (0,001%).

В странах Азии также приняты решения о минимизации уровней содержания соединений серы, хотя в Китае, например, такое требование станет обязательным в национальном масштабе только с начала 2018 г. В целом график ужесточения экологических требований к моторным топливам в странах Азии предоставляет производителям нефти определенный временной запас, когда они могут направлять на азиатские НПЗ нефть с относительно высоким содержанием серы.

Рис. 29. Прогноз максимального содержания серы в моторном дизельном топливе до 2040 г.



Источник: RusEnergy по данным WOO OPEC 2014

Высокосернистая нефть, направляемая из России в Европу через порт Усть-Луга, будет испытывать жесткую конкуренцию со стороны таких производителей, как Ирак, быстро наращивающий добычу, Саудовская Аравия, располагающая крупными резервными производственными мощностями, а возможно, и Иран, который ожидает снятия санкций со стороны стран Запада.

Конкурировать с Усть-Лугой за европейский рынок будут и страны Латинской Америки, которые готовятся к дальнейшему сокращению импорта нефти со стороны США ввиду развития сланцевой добычи, и переориентируют потоки высокосернистой нефти в Европу и другие регионы.

Еще одним конкурентом российской высокосернистой нефти может выступить высокосернистый мазут, который европейские НПЗ используют в качестве альтернативного сырья, пользуясь низкими ценами на него. Отметим, что средний ежегодный объем производства мазута в России составляет 80 млн тонн. Из них 80% (64 млн тонн в 2014 г.) отправляется на экспорт.

Наличие высокой конкуренции, с одной стороны, и сжимающегося рынка, с другой, содержит в долгосрочной перспективе риски значительного увеличения скидок на высокосернистую нефть, поставляемую в Европу из России.

Повышению скидок будет содействовать и то обстоятельство, что если для Urals ценовым ориентиром выступает Brent, то арабские сорта устанавливаются рынком по отношению к WTI. Скорее всего, российская высокосернистая нефть также будет ориентироваться на WTI, торгуемый с существенной скидкой к Brent.

Выводы:

- В Европе будет нарастать спрос на низкосернистую нефть и снижаться спрос на высокосернистую нефть.
- Основным регионом сбыта высокосернистой нефти становится Азия.
- Экспортное направление в Усть-Лугу фактически отсекает экспортеров высокосернистой нефти от наиболее перспективных рынков сбыта и замыкает на наименее перспективных.
- Ценовой дифференциал для высокосернистой нефти в Европе в средне- и долгосрочной перспективе может значительно превысить существующий, ввиду обострения конкуренции между поставщиками и сужения рынка.

8. Политические риски выделения экспортного потока высокосернистой нефти в западном направлении

Несмотря на относительную стабилизацию ситуации на Украине, западные страны пока не демонстрируют намерения отменить или ослабить санкции, наложенные на Россию. Более того, в начале мая представители комитета Европарламента по иностранным делам одобрили новые санкции против России, которые будут вынесены на голосование Парламентской ассамблеи Совета Европы в июне с.г.

В случае обострения ситуации на Украине, западные страны теоретически могут ввести ограничения на импорт российской нефти, как это было с Ираном в 2012 г. Такая мера, судя по опыту Ирана, окажется весьма болезненной для всех российских экспортеров нефти, так как резко возрастают их транспортные расходы. К тому же потребители нефти, ссылаясь на санкции, начинают требовать от поставщиков предоставления крупных скидок.

Так, после введения европейских санкций против Ирана Китай согласился покупать иранскую нефть с дисконтом в 25% от рыночной цены. До настоящего времени Иран продает нефть в сокращенных объемах, причем до 40% оставшегося экспорта осуществляется по ценам существенно ниже рыночных.

Для производителей высокосернистой нефти, если они окажутся привязанными к единственному экспортному окну в Европе, ограничения экспорта, скорее всего, приведут к полному прекращению деятельности. В дополнение к скидке за качество нефти, они будут нести повышенные транспортные расходы для доставки нефти в страны Азии, а также предоставлять покупателям дополнительные «санкционные» скидки.

Отметим, что другие российские компании при неблагоприятном развитии событий смогут осуществлять поставки, хотя и в ограниченном объеме, через ВСТО и отчасти Новороссийск.

Таким образом, выделение экспортного потока высокосернистой нефти на Усть-Лугу сопряжено с резким увеличением рисков для производителей Поволжья и Северо-Запада России. Прекращение их деятельности способно вызвать глубокие социальные проблемы в республиках Татарстан, Башкирия, Удмуртия, Коми.

Проект выделения высокосернистого потока существенно повышает уязвимость российской экономики для западных санкций, снижает энергетическую безопасность страны, чреват негативными социальными последствиями, урегулирование которых потребует весьма значительных затрат со стороны государственного бюджета.

Выводы:

- Выделение экспортного направления для высокосернистой нефти в Европу через Усть-Лугу делает производителей такой нефти и Россию в целом уязвимыми для политических санкций западных стран.
- В случае введения ограничений на импорт нефти из России, ряд крупных производителей высокосернистой нефти будут поставлены на грань выживания.
- Учитывая, что производители высокосернистой нефти, как правило, являются бюджетообразующими предприятиями в своих регионах, введение ограничений на импорт нефти может иметь крайне пагубное влияние на экономику и социальную обстановку в данных регионах.

9. Заключение

На мировом рынке нефти и нефтепродуктов происходят глобальные изменения:

- Европа постепенно сокращает импорт сырой нефти, и особенно высокосернистой нефти, и наращивает импорт высококачественных нефтепродуктов, прежде всего, низкосернистого дизельного топлива.
- Сокращение перерабатывающих мощностей и, соответственно, спроса на сырую нефть согласуется с энергетической политикой европейских властей, что позволяет считать наметившуюся тенденцию устойчивой и долгосрочной.
- Страны Азии поддерживают спрос на высокосернистую нефть и создают мощности для ее переработки в расчете на реализацию готовой продукции, в том числе на европейском рынке.

Проект выделения отдельного экспортного потока российской высокосернистой нефти в западном направлении через порт Усть-Луга не учитывает эти тенденции; более того, идет вразрез с ними, так как предполагает поставки значительных объемов сырья на сжимающийся рынок, испытывающий давление со стороны многих конкурентов.

В случае реализации указанного проекта создаются риски долгосрочного снижения востребованности нового сорта российской высокосернистой нефти на европейском рынке, что может привести к значительному увеличению действующих, и без того весьма высоких, скидок на высокосернистую нефть по отношению к Urals на европейском рынке.

Указанные риски, особенно в условиях негативной конъюнктуры на мировом нефтяном рынке, приведут к сокращению инвестиций в разведку и добычу высокосернистой нефти в России и значительному снижению производства этой продукции, со всеми вытекающими последствиями, как то:

- Сокращение базы для взимания сырьевых налогов и существенные потери поступлений в государственный бюджет;
- Закрытие ряда промыслов в таких регионах, как Татарстан, Башкирия, Удмуртия, Коми, бюджеты которых в значительной степени основаны на сырьевых доходах;
- Увольнение квалифицированного персонала и другие негативные социальные последствия в регионах добычи высокосернистой нефти;

- Необходимость выделения средств из государственного бюджета для переориентации экономики и трудовых ресурсов регионов добычи высокосернистой нефти.

Дополнительные риски проект выделенного направления экспорта высокосернистой нефти создает в случае дальнейшего обострения отношений России и стран Запада и возможного введения ограничений на импорт российской нефти странами ЕС.

В этих условиях российские нефтяные компании смогут поддерживать деятельность в ограниченных масштабах за счет поставки нефти в другие регионы мира, прежде всего, в Азию, по трубопроводу ВСТО или через порт Новороссийск, а также за счет продажи нефтепродуктов в эти регионы.

Однако регионы, добывающие высокосернистую нефть, в случае выделения специализированного «окна» на Усть-Лугу, окажутся полностью отрезанными от экспортных рынков, а региональные бюджетообразующие компании лишатся средств, необходимых для продолжения их деятельности.

Таким образом, проект создает высокие политические, экономические и социальные риски, делает Россию более уязвимой для западных санкций, снижает энергетическую и экономическую безопасность страны.

В качестве альтернативных вариантов поддержания качества российской экспортной смеси следует более глубоко изучить следующие варианты:

- Использование существующего резерва в содержании серы по действующим направлениям трубопроводного экспорта до достижения максимальных значений.
- Увеличение переработки высокосернистой нефти в регионах ее добычи и введение ограничений для первичной переработки качественной нефти на низкотехнологичных НПЗ.
- Увеличение мощностей и рентабельности подготовки нефти перед сдачей в систему трубопроводов за счет использования современных технологий обессеривания и утилизации серы.

В качестве одного из вариантов, возможно, следовало бы дополнительно изучить вопрос о том, как скажется на цене нефти, поставляемой в восточном направлении, умеренное увеличение содержания серы (с учетом меньшей чувствительности цены нефти на азиатском рынке к этому показателю).

С учетом того, что выделенный экспортный канал в Европу для нефти с содержанием серы в 2,3% фактически лишен перспективы долгосрочной деятельности из-за запредельных скидок на такую нефть на европейском рынке, следовало бы рассмотреть вопрос о снижении порога содержания серы при экспорте через Усть-Лугу до уровня 2,0%, а возможно, и 1,9%.

При таких параметрах величина скидок может оказаться приемлемой для производителей высокосернистой нефти, хотя из сказанного выше и следует, что даже в этом случае перспективы выделенного направления экспорта высокосернистой нефти в Европу являются ограниченными и неустойчивыми.

Приложение 1.

Проект выделения экспортного направления для высокосернистой нефти: предпосылки и возможные последствия

1). Производители высокосернистой нефти

Доля запасов высокосернистой нефти составляет 12,5% разведанных запасов России (примерно 2,28 млрд тонн). Около 65% запасов приходится на регион Урала и Поволжья (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция), в том числе около 30% – на Республику Татарстан. Высокосернистые месторождения также характерны для Тимано-Печорского региона.

По данным последнего опубликованного Государственного баланса запасов нефти Минприроды РФ, добыча высокосернистой нефти в 2013 г. составила 79 млн тонн. Согласно данным Минэнерго РФ, в 2014 г. добыча выросла до 82,5 млн тонн. Ежегодное увеличение добычи составляет 3-3,5 млн тонн. Основная добыча высокосернистой нефти приходится на компании «Роснефть», «Татнефть», «Башнефть» и ЛУКОЙЛ (в сумме – 77%).

Рис. 30. Распределение производства высокосернистой нефти по компаниям.

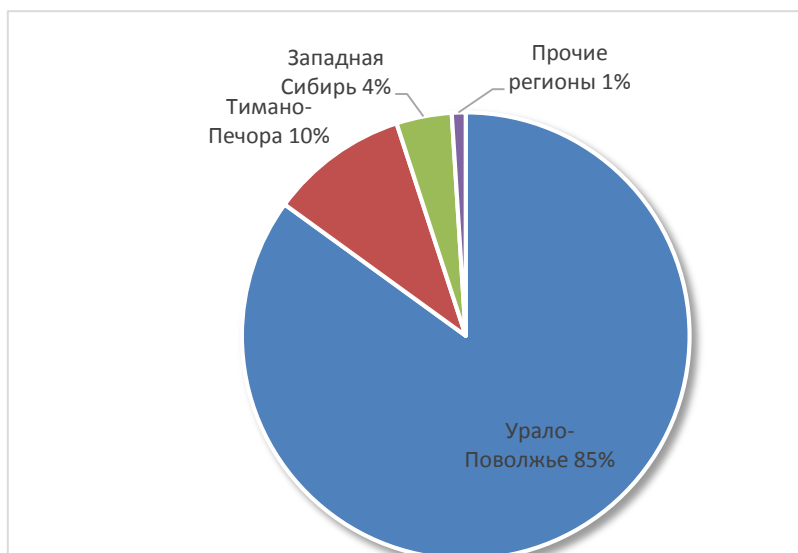


Источник: Минэнерго РФ, данные компаний

Территориально добыча высокосернистой нефти в России ведется в Республиках Татарстан, Башкирия, Удмуртия, Коми, а также в ХМАО-Югре, Самарской и Оренбургской областях, Пермском крае, Ненецком автономном округе.

Примечательно, что в последние годы прирост добычи высокосернистой нефти обеспечивают Тимано-Печорский регион и Западная Сибирь, в то время как показатели в Волго-Уральском регионе держатся на более стабильном уровне.

Рис. 31. Распределение производства высокосернистой нефти по регионам добычи.



Источник: Минэнерго РФ, данные компаний

2). Направления использования высокосернистой нефти

Высокосернистая нефть, по данным Минэнерго, используется в основном двумя способами (приведена усредненная оценка за последние несколько лет):

- поставляется на экспорт после смешения с более легкой западносибирской нефтью (преимущественно в западном направлении) – 78%;
- поставляется для переработки (преимущественно на НПЗ европейской части России) – 22%.

В 2014 г., по данным «Транснефти», 58 млн тонн добытой нефти с высоким содержанием серы было направлено на экспорт после смешения, 22 млн тонн – на НПЗ. Таким образом, соотношение (для 80 млн тонн нефти, принятой в систему «Транснефти») составило 72,5% и 27,5%. Увеличение доли переработки в 2014 г. объясняется снижением цен на нефть, что делает переработку более привлекательной.

В условиях высоких цен можно было бы ожидать, что объем переработки высокосернистой нефти составит всего 17,6 млн тонн. Таким образом, изменение экономических условий переработки увеличило объем переработки высокосернистой нефти на 4,4 млн тонн, что превышает рост объема добычи высокосернистой нефти в 2014 г.

На экспорт высокосернистая нефть в составе Urals поставляется по трем основным грузопотокам:

- по нефтепроводу «Альметьевск – Горький – Ярославль – Приморск» для поставки из Приморска;
- по нефтепроводу «Дружба» – для трубопроводных поставок в Европу и для поставки из Усть-Луги;
- по нефтепроводу «Самара – Тихорецк – Новороссийск» для поставки из Новороссийска.

Кроме того, «Транснефть» предлагает перераспределить часть потоков высокосернистой нефти в восточном направлении по ВСТО для отгрузки из Козьмино, чтобы уйти от предельных показателей по сернистости в западном направлении. В январе 2015 г. был реализован проект по частичному перенаправлению высокосернистой нефти из Башкирии в восточном направлении.

По системе «Транснефти» на НПЗ высокосернистая нефть поставляется в двух основных направлениях:

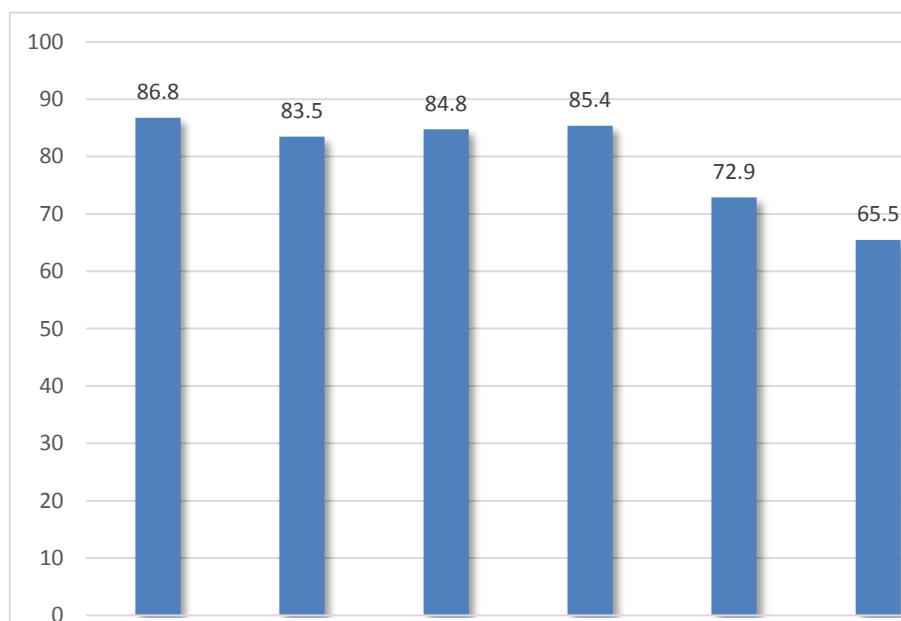
- НПЗ Центра (Московский НПЗ, Рязанский НПЗ, Ярославский НПЗ, ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез);
- НПЗ Поволжья (Сызранский НПЗ, Новокуйбышевский НПЗ, Куйбышевский НПЗ, Саратовский НПЗ).

Отметим, что большая часть из указанных НПЗ не ориентирована на переработку нефти с большим содержанием серы. В результате технической неподготовленности использование высокосернистой нефти на НПЗ влечет за собой дополнительные расходы на очистку нефтепродуктов. Кроме того, сернистые соединения негативно влияют на состояние оборудования и сокращают межремонтный период.

В связи с этим коммерческий интерес нефтяных компаний заключается в увеличении переработки сернистой нефти и снижении переработки высокосернистой. Это ведет к уменьшению количества сернистой нефти, вовлекаемой в грузопотоки западного направления (см. Рис. 32, 33).

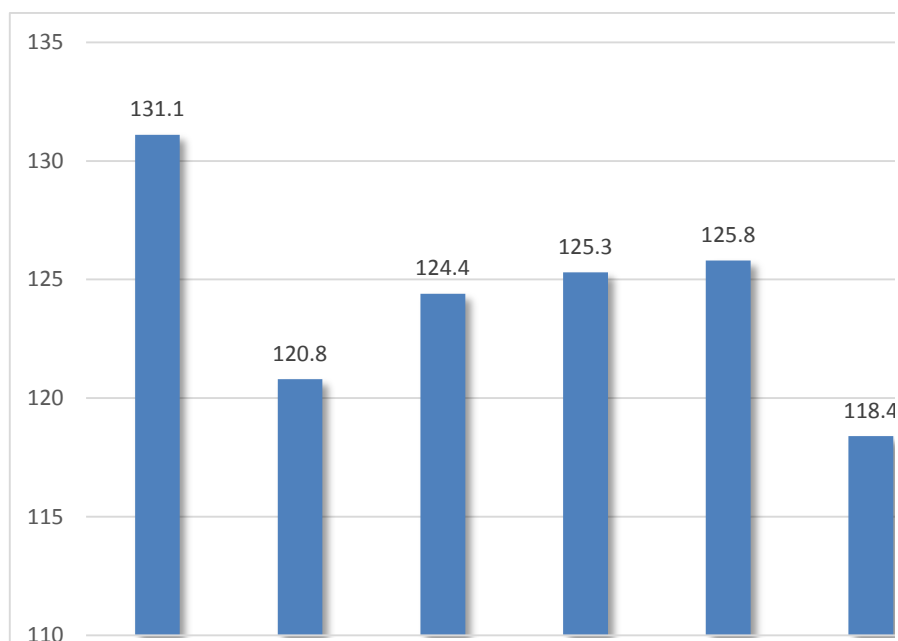
В результате снижается общий объем транспортировки сернистой нефти в западном направлении и, соответственно, растет объем транспортировки высокосернистой нефти, добыча которой ежегодно увеличивается.

Рис. 32. Транспортировка сернистой западносибирской нефти по нефтепроводу «Сургут – Полоцк» (млн тонн).



Источник: «Транснефть»

Рис. 33. Транспортировка сернистой западносибирской нефти по нефтепроводам НКК* и УКБУА (млн тонн).**



Источник: «Транснефть»

* «Нижневартовск – Курган – Куйбышев»

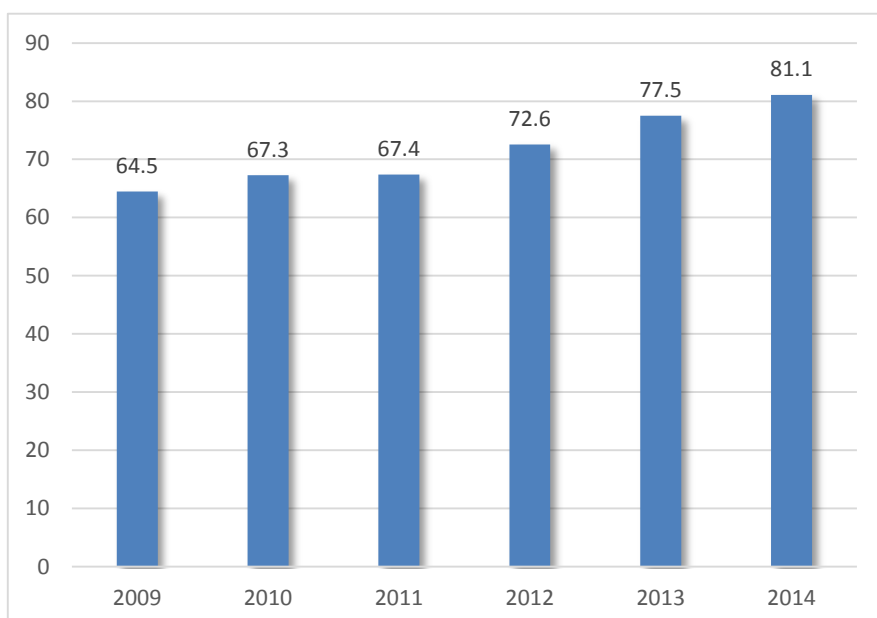
** «Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск»

3). Причины роста объема производства

В настоящее время качество нефти по содержанию серы и плотности в грузопотоках ухудшается. По данным «Транснефти», анализ показателей демонстрирует устойчивую динамику снижения качества нефти, принимаемой в систему магистрального транспорта.

В 2009 г. прием высокосернистой нефти с содержанием серы более 1,8% составлял 64 млн тонн, а в 2014 г. данный показатель уже был на уровне 81,1 млн тонн. Таким образом, ежегодный прирост составляет 3-3,5 млн тонн.

Рис. 34. Прием высокосернистой нефти в систему «Транснефти» (млн тонн).



Источник: «Транснефть»

В 2015 г. прогнозируется дальнейшее увеличение приема высокосернистой нефти не только за счет месторождений Урала и Поволжья (Татарстан, Башкирия, Удмуртия, Оренбургская область), но и таких регионов, как Тимано-Печора и Западная Сибирь.

К числу причин увеличения добычи и транспортировки высокосернистой нефти следует отнести:

- Высокую выработанность месторождений в традиционных нефтедобывающих регионах (Урал, Поволжье, Западная Сибирь и т.д.), что, как правило, сопряжено с ростом содержания серы в нефти;

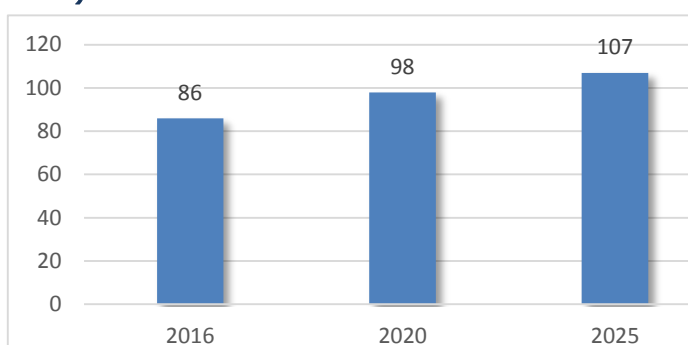
- Ввод новых месторождений с осложненными геологическими характеристиками, аномальными качественными параметрами нефти, с повышенным содержанием смол и асфальтенов, пониженным количеством нафтеновых углеводородов (Русское месторождение, Ярегское месторождение и т.д.);
- Стимулирование добычи трудноизвлекаемых запасов и нефти с аномальными характеристиками за счет предоставляемых налоговых льгот (Западная Сибирь, Татарстан, Ямал и т.д.).
- Кроме того, снижению доли более легкой сернистой нефти в трубопроводной системе способствует работа мини-НПЗ, занимающихся первичной переработкой нефти, то есть прямой перегонкой бензина (так называемые «самовары»). По разным оценкам, они дополнительно отвлекают на себя от 10 до 30 млн тонн сернистой нефти.

4). Прогноз добычи до 2025 г.

В ближайшие 10 лет Минэнерго РФ прогнозируется дальнейшее увеличение добычи высокосернистой нефти за счет месторождений Урала и Поволжья (Татарстан, Башкирия, Удмуртия, Оренбургская область), а также Тимано-Печоры и Западной Сибири. Динамика ежегодного прироста в 3-3,5 млн тонн, по предварительным расчётам, сохранится в ближайшие пять лет. В дальнейшем прогнозируется снижение объема ежегодного прироста до уровня 2-2,5 млн тонн.

Некоторое снижение показателей прироста связано с ожиданием ввода новых месторождений. Однако значительная часть из них придется на районы Восточной Сибири, поэтому существенного влияния на экспорт в западном направлении они не окажут.

Рис. 35. Прогноз производства высокосернистой нефти в России (млн тонн).



Источник: Минэнерго, «Транснефть»

5). Возможные способы утилизации сернистой нефти

Компаундирование

В системе «Транснефти» вся поступающая нефть компаундируется, то есть проходит процесс смешения, при котором разброс в показателях качества нефти сглаживается путем дозированной подкачки подготовленной высокосернистой нефти в поток более качественной нефти на тех направлениях поставки, где в текущий момент, в соответствии с конкретной оперативной обстановкой, имеется запас качества.

Всего формируется около 20 сортов по отдельным грузопотокам в экспортных направлениях и для поставки на внутренний рынок. При этом процентное содержание серы в нефти для каждого направления соответствует показателям, которые определены «Схемой нормальных (технологических) грузопотоков нефти», утвержденной приказом Минэнерго России №425 от 03.09.2010 г.

Путем смешивания потоков нефти с разной сернистостью «Транснефти» удастся поддерживать содержание серы в отгружаемых потребителям потоках сырья в пределах нормативов утвержденных сортов. Но в настоящее время содержание серы в сортах российской нефти приблизилось к предельным значениям.

Рис. 36. Динамика изменения качества нефти, поставляемой на экспорт

		2007	2010	2012	2013	2014
Новороссийск	Плотность, кг/м ³	865,8	868,4	866,2	866,4	867,3
	Сера, %	1,25	1,37	1,33	1,29	1,34
Приморск	Плотность, кг/м ³	863,4	863,7	865,2	866,1	867,4
	Сера, %	1,32	1,28	1,38	1,38	1,41
Усть-Луга	Плотность, кг/м ³	-	-	866,7	867,1	867,9
	Сера, %	-	-	1,51	1,56	1,60
Дружба	Плотность, кг/м ³	863,0	855,1	865,8	866,8	867,4
	Сера, %	1,41	1,47	1,51	1,58	1,61
Козьмино	Плотность, кг/м ³	-	842,0	842,2	842,6	843,8
	Сера, %	-	0,59	0,50	0,49	0,50

Источник: «Транснефть»

«Транснефть» предлагает, начиная с 2015 г., перераспределить часть потоков высокосернистой нефти в восточном направлении по ВСТО для

отгрузки полученной смеси из порта Козьмино, чтобы отойти от предельных показателей по сернистости в западном направлении. Так, реконструкция магистральных нефтепроводов «Туймазы — Омск — Новосибирск-1,2» позволит «Транснефти» организовать транспортировку высокосернистой башкирской нефти в объеме 3,75 млн тонн в год по восточному направлению.

Для транспортировки всех заявленных к прокачке в восточном направлении объемов высокосернистой нефти необходимо завершить реконструкцию 12 нефтеперекачивающих станций и провести работы на станции по смешению нефти в Омске. Реконструкция позволит перераспределить часть объемов в направлении не только Козьмино, но и Омского, Ачинского, Яйского и Хабаровского НПЗ.

Кроме того, в результате реконструкции появится возможность утилизировать высокосернистую нефть при поставках в Казахстан по маршруту Омск – Павлодар. Из Уфы поток высокосернистой нефти будет поступать в Омск, откуда после повторного компаундирования нефть станет транспортироваться в направлении ВСТО и Казахстана. Для этого требуется организация работы двух центров компаундирования нефти – в Уфе и Омске.

В инвестиционной программе «Транснефти» указано, что для расширения возможностей компаундирования компания намерена осуществить строительство и реконструкцию систем смешения нефти на пяти объектах: НПС Самара, Кротовка, Калейкино, Пермь и Горький. Все эти проекты связаны с необходимостью перераспределения грузопотоков высокосернистой нефти.

Переработка

В настоящее время около 22% высокосернистой нефти поставляется на переработку (в 2014 г. – 27,5%). Как сообщили RusEnergy в Минэнерго, именно в увеличении объемов переработки ведомство видит основной способ решения проблемы снижения качества экспортируемой нефти в результате роста объемов производства высокосернистой нефти.

В целом, российские НПЗ, по оценкам экспертов профильных институтов, в настоящее время не готовы к приему нефти с содержанием серы свыше 1,8% без строительства дополнительных технологических установок.

Для НПЗ, не ориентированных на переработку высокосернистой нефти, увеличение сернистости сырья означает рост вложений в модернизацию на уровне 20-30% по сравнению с затратами на оборудование для менее сернистой нефти, а также увеличение эксплуатационных расходов (частая замена катализаторов и ремонт оборудования).

Рис. 37. Динамика изменения качества нефти, поставляемой на НПЗ РФ

		2007	2010	2013	2014
Московский НПЗ	Плотность, кг/м ³	868,8	868,7	869,8	869,9
	Сера, %	1,49	1,56	1,58	1,63
Рязанский НПЗ	Плотность, кг/м ³	870,3	871,9	871,3	871,0
	Сера, %	1,66	1,71	1,70	1,70
Ярославский НПЗ	Плотность, кг/м ³	863,4	863,7	870	870,1
	Сера, %	1,41	1,44	1,52	1,47
ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез	Плотность, кг/м ³	869,5	872,0	871,0	871,4
	Сера, %	1,66	1,69	1,71	1,73
Сызранский НПЗ	Плотность, кг/м ³	853,0	852,9	857,1	857,8
	Сера, %	1,73	1,77	2,03	1,90
Новокуйбышевский НПЗ	Плотность, кг/м ³	853,3	855,4	858,2	860,1
	Сера, %	1,52	1,59	1,58	1,63
Куйбышевский НПЗ	Плотность, кг/м ³	864,8	868,4	866,8	866,9
	Сера, %	1,63	1,73	1,69	1,66
Саратовский НПЗ	Плотность, кг/м ³	857,5	870,3	871,0	871,0
	Сера, %	1,12	1,55	1,59	1,59

Источник: «Транснефть»

Поэтому для решения задачи переработки высокосернистой нефти правительство рассматривает возможность замыкания потоков такой нефти на специализированных НПЗ: в меньшей степени, на НПЗ самарской и башкирской группы, в большей степени – на НПЗ «Танеко».

Сейчас «Танеко» не принимает на переработку нефть с сернистостью выше 1,8% (вместо планировавшихся 2,33% с 2013 г., а в перспективе – до 4%). Позиция компании заключается в том, что свыше этого порогового значения переработка нефти становится невыгодной, поскольку требуются дополнительные капиталовложения в установки по сероочистке и т.п.. Для сохранения рыночных условий компания предлагает компенсировать эти затраты путем субсидирования переработки более тяжелой нефти.

Как сообщили RusEnergy в Минэнерго, план правительства предусматривает контроль за реализацией проекта «Танеко». Согласно этому плану, к 2020 г. завод должен перерабатывать до 7 млн тонн в год нефти с содержанием серы до 3,5%, к 2023 г. – 14 млн тонн такой нефти.

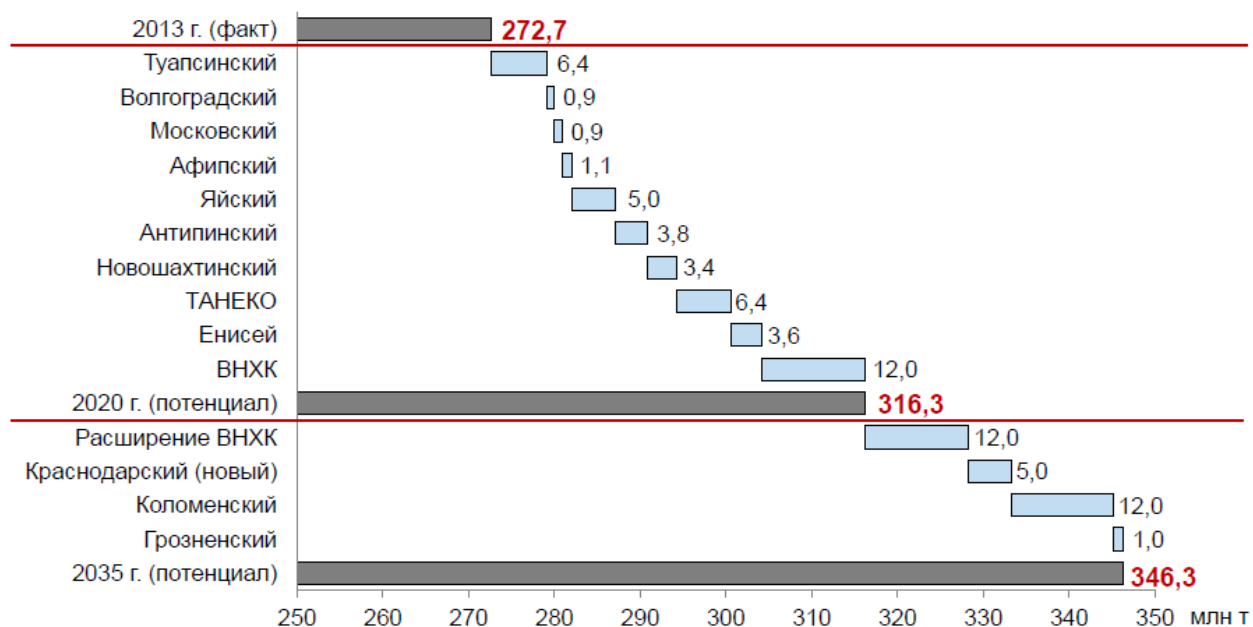
Таким образом, план Минэнерго предполагает следующий объем переработки высокосернистой нефти к 2025 г.:

- «Танеко» – 14 млн тонн;
- Башкирская группа НПЗ – 10 млн тонн;
- Самарская группа НПЗ – 8 млн тонн;
- Центральная группа НПЗ – 4 млн тонн;
- Прочие НПЗ – 1 млн тонн.

Результатом станет увеличение объемов переработки высокосернистой нефти до 37 млн тонн в год, что больше на 15 млн тонн по отношению к показателю 2014 г. В процентном отношении к добыче объемы переработки высокосернистой нефти должны составить, по расчетам Минэнерго, около 40%.

Источники RusEnergy в аппарате Кабинета министров РФ указывают, что правительственные эксперты не считают целесообразным развивать сегмент первичной переработки нефти, ввиду сложившейся избыточности мощностей, и полагают, что акцент должен смещаться в сторону углубления переработки.

Рис. 38. Потенциальный прирост объема переработки в России по сравнению с 2013 годом (млн тонн)



Источник: данные компаний, Энергетический центр бизнес-школы «Сколково»

Но пока, признают в Минэнерго, таможенная политика РФ стимулирует компании строить новые мощности первичной переработки: в настоящее время инвесторы заявили о планах строительства новых установок на 44 млн тонн к 2020 г. и доведения их до 72 млн тонн к 2035 г.

Это может привести к тому, что в России сложатся избыточные мощности переработки нефти, что чревато проблемам сбыта нефтепродуктов в Европе.

В Минэнерго прогнозируют, что при реализации таких планов российские нефтепродукты начнут конкурировать на европейском рынке с нефтепродуктами из стран Ближнего Востока и Азии, которые также увеличивают мощности переработки. Итогом может стать существенное падение цен.

В правительстве не исключают возможность разработки комплекса мер, направленных на стимулирование процессов более глубокой переработки нефти, чтобы скорректировать дисбаланс, возникающий из-за строительства новых мощностей первичной переработки.

Банк качества

Проблема введения банка качества как финансового инструмента обсуждается в России уже более 20 лет. Суть системы заключается в механизме штрафных и компенсационных выплат для нефтедобывающих компаний в зависимости от качества нефти, которую они поставляют в нефтепроводную систему. По методике банка качества производится перерасчет сумм платежей грузоотправителей за изменение качества их нефти, которое происходит в процессе транспортировки.

«Транснефть» ранее направляла на согласование нефтяным компаниям проект создания банка качества. В пояснительной записке, датированной 1995 г., говорилось, что перерасчет пени и компенсаций будет производиться ежемесячно на основании данных о качестве нефти, сданной на узловых пунктах в сеть магистральных нефтепроводов.

По методике, разработанной «Транснефтью», отклонение от нормы (то есть от среднего качества экспортируемой нефтяной смеси) на каждый градус API соответствует 3 центам за баррель, а на 0,1% серы – 5 центам. Данные ставки, согласно плану, должны были пересматриваться раз в год.

В основу работы банка качества предполагалось заложить принцип нулевого баланса – суммы платежей равны сумме выплат компенсаций из него. Производители, которые пользуются услугами «Транснефти» и имеют с ней договор, должны были стать участниками банка качества. За изменение показателей качества нефти они получали бы из банка или производили бы в банк платежи при приеме сырья в систему нефтепроводов и при сдаче в конечном пункте транспортировки.

Тем не менее, компании, добывающие высокосернистую нефть, не согласились принять систему, так как это привело бы к выпадению доходов из-за компенсационных выплат в пользу других грузоотправителей за изменение качества их нефти. «Транснефть» по собственной инициативе уже многие годы выполняет расчет таких платежей в имитационном режиме, однако счета никому не выставляет.

В тестовом режиме внутри компании система работает по следующей схеме: определяются средние характеристики нефти (по содержанию серы, плотности) и, исходя из этих показателей, оценивается качество нефти, которую компании поставляют в трубу. В тестовом режиме расчеты ведутся таким образом: если нефть менее качественная, то усредненный объем, сданный в систему монополии, засчитывается в меньшем количестве, и наоборот. В реальности на объемы, сданные компаниями, имитационный режим никак не влияет.

Такая система взаиморасчетов в отношении добывающих компаний не введена, среди прочих причин, и потому, что этот инструмент не решает проблемы качества экспортной смеси. Кроме того, Минэнерго обращает внимание на то, что при введении банка качества российские компании будут осуществлять компенсационные выплаты зарубежным компаниям, которые используют для транзита систему магистральных трубопроводов «Транснефти». В результате должна сократиться налогооблагаемая база российских нефтяных компаний (плательщиков компенсационных выплат), что приведет к снижению доходной части федерального бюджета.

Введение банка качества тормозится и чисто техническими причинами. В России насчитывает 145 точек входа в систему магистральных нефтепроводов, что затрудняет администрирование учета качества нефти на узле сдачи.

Экспорт по выделенному каналу

«Транснефть» с начала 2000-х гг. выдвигает идею использования отдельного канала для экспорта высокосернистой нефти. Обсуждается выделение потока в направлении терминала в Усть-Луге. При этом предусматривается локализация грузопотоков для поставки высокосернистой по нефтепроводу «Дружба».

В перспективе «Транснефть» также допускает выделение других направлений для перераспределения части объемов высокосернистой нефти – например, вариант прокачки в порт Приморск.

По поручению правительства, данному в конце 2014 г., «Транснефть» в начале 2015 г. разработала проект по выделению высокосернистого потока в отдельное экспортное направление.

Согласно проекту, при выделении направления содержание серы в потоке «Дружба-1» с конечной точкой в порту Усть-Луга составит 2,3% в объеме до 23 млн тонн, а в потоке «Дружба-2» в направлении Республики Беларусь, Польши, Германии и т.д. с содержанием серы 1,7% – в объеме до 73 млн тонн в год.

Экспортные поставки нефти планируется формировать ресурсами высокосернистой нефти с месторождений Татарстана, Удмуртии, Башкирии и, частично, Оренбургской области.

6). Проект выделения экспортного направления для сернистой нефти

Предыстория

Проект выделения отдельного экспортного направления для высокосернистой нефти обсуждается с разной степенью интенсивности уже около 20 лет. Как правило, переговоры инициируются нефтяными компаниями, добывающими низкосернистую нефть, особенно в периоды снижения цен на сырье.

Вопрос стоял на повестке дня в середине 1990-х гг., но тогда «Транснефть» склонилась к проекту создания банка качества нефти (который так и не реализовался в запланированных масштабах). В середине 2000-х гг., когда идею вновь стали обсуждать, в качестве решения проблемы была выбрана постройка «Танеко» для увеличения и углубления переработки высокосернистой нефти.

Новый виток переговоров на эту тему в 2014 г. также был инициирован представителями нефтегазового бизнеса. В сентябре прошлого года глава ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов направил письмо в правительство, указав на рост производства высокосернистой нефти, который приводит к ухудшению качества сырья в трубопроводах и повышению нагрузки на НПЗ.

В результате вице-премьер Аркадий Дворкович поручил Минэнерго, Минэкономразвития, «Транснефти» и нефтяным компаниям проработать вопрос регулирования схемы технологических грузопотоков для сохранения качества сдаваемой и получаемой нефти.

В конце ноября 2014 г. с аналогичной жалобой в «Транснефть» обратился «Сургутнефтегаз», заявив о поддержке проекта, согласно которому высокосернистая нефть должна быть отделена от более качественной и направлена на экспорт через порт Усть-Луга.

Статус

Вопрос о росте содержания сернистой нефти в системе официально рассматривался 24 декабря 2014 г. в ходе заседания Правительственной комиссии по вопросам развития ТЭК, воспроизводства минерально-сырьевой базы и повышения энергетической эффективности экономики. По итогам заседания Минэнерго, Минтрансу и Минэкономразвития при участии ОАО «Транснефть» и нефтегазовых компаний было дано поручение осуществить подготовку предложений данному вопросу.

На совещании в Минэнерго 10 февраля 2015 г. с участием нефтяных компаний «Транснефть» представила свои предложения по выделению высокосернистой нефти в отдельные экспортные потоки. Предполагалось сделать это через существующие мощности нефтепроводов «Дружба» и БТС-2.

Свои предложения по повышению качества нефти в системе трубопроводов вице-премьеру Аркадию Дворковичу 10 марта 2015 г. представило Минэнерго. Позиция ведомства состояла в том, что в ближайшие годы необходимо отложить проект выделения отдельного потока для высокосернистой нефти.

Об этом заявил заместитель министра энергетики Кирилл Молодцов. По его словам, вопрос должен быть отложен как минимум до 2020 г. Приоритетом Молодцов назвал решение проблем с переработкой, а не экспортом высокосернистой нефти. На заявление чиновника резко отреагировала «Транснефть», посчитавшая, что Кирилл Молодцов «превысил свои полномочия, заявив о еще не существующем решении министерства».

На совещании 31 марта 2015 г. вице-премьер Аркадий Дворкович поручил до июля проработать вопрос о целесообразности выделения высокосернистой нефти в отдельный экспортный поток, проанализировав проект, подготовленный «Транснефтью».

В Минэнерго RusEnergy сообщили, что ведомство совместно с «Транснефтью» и нефтяными компаниями начало мониторинг качества нефти, поставляемой по системе магистральных трубопроводов. В Минэнерго также сформировали специальную рабочую группу, которая изучает различные варианты решения вопроса стабилизации качества нефти в системе магистральных нефтепроводов и сохранения качества сырья, поставляемого на заводы.

Рабочая группа, по сведениям из Минэнерго, рассматривает следующие варианты:

- выделение отдельного и/или отдельных экспортных каналов поставок высокосернистой нефти;
- поэтапное увеличение серы в существующих грузопотоках нефти вплоть до максимально возможных значений;
- увеличение содержания серы во всех западных экспортных направлениях;
- увеличение переработки высокосернистой нефти в районах ее добычи.

Проект строительства выделенного трубопровода

Вопрос строительства нового трубопровода для транспортировки высокосернистой нефти уже не рассматривается правительством, поскольку он признан экономически нецелесообразным, сообщили RusEnergy в Минэнерго.

Потенциальная мощность трубопровода, который потребовалось бы проложить из Поволжья до Усть-Луги, по расчетам, составила бы 25-30 млн тонн. Стоимость такого проекта минимум в три раза превысит затраты на модернизацию имеющихся мощностей для локализации потока высокосернистой нефти.

Финансирование проекта могло бы вестись за счёт инвестиционной программы «Транснефти» с последующим возложением части расходов через тариф на нефтяные компании, которые добывают высокосернистую нефть. Между тем, маршрут трубопровода, проложенного из Поволжья до Усть-Луги, практически дублировал бы имеющийся мощности.

Проект использования имеющихся мощностей

На данный момент рабочая группа Минэнерго рассматривает целесообразность проекта транспортировки высокосернистой нефти за счет имеющихся мощностей. Специалисты «Транснефти» также указывают на преимущества такого варианта локализации экспортного потока перед строительством нового.

Планируется, что экспортный поток будет сформирован за счет месторождений высокосернистой нефти Татарстана, Удмуртии, Башкирии и Оренбургской области. Для транспортировки до порта Усть-Луга будут использоваться мощности нефтепроводов «Дружба» и БТС-2. Чтобы осуществить проект переброски, потребуется строительство трубы-перемычки для перенаправления высокосернистой нефти.

Заявленный объем экспортного потока составит 30 млн тонн. По оценкам «Транснефти», на техническую модернизацию трубопроводной системы

может уйти до года. Инфраструктура порта Усть-Луга пригодна для приема высокосернистой нефти, направленной отдельным потоком.

Рис. 39. Возможная точка объединения потоков для транспортировки высокосернистой нефти



Источник: «Транснефть»

Как и в случае со строительством новой трубы, расходы на модернизацию планируется частично возложить на компании, добывающие высокосернистую нефть, через тариф на прокачку.

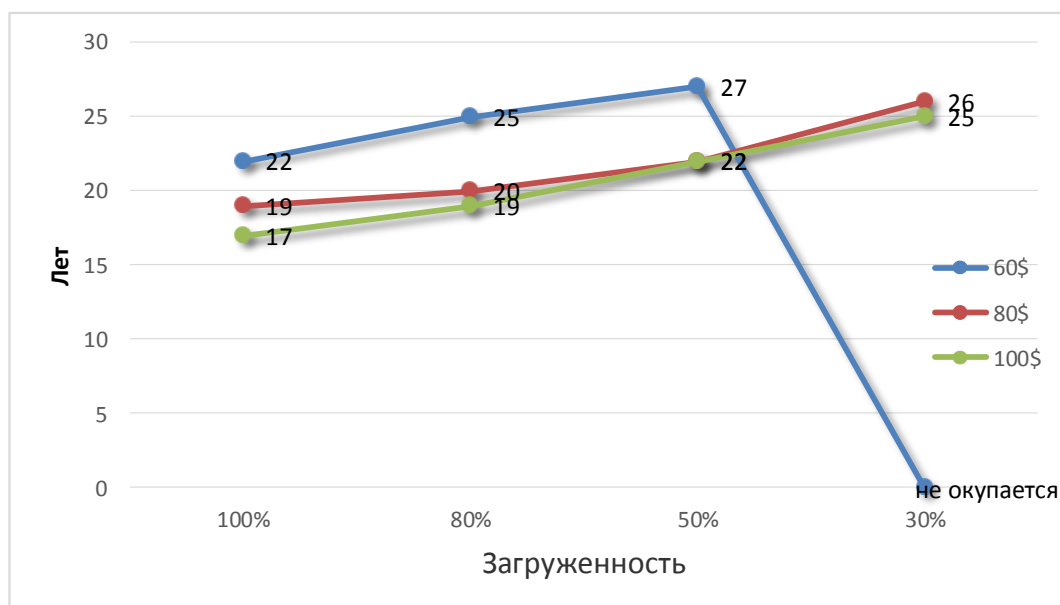
Оценка экономики проекта

Строительство трубы-перемычки для перенаправления высокосернистой нефти по направлению на выделенный канал (Усть-Луга) несет в себе ряд экономических рисков:

- цена продажи высокосернистой нефти на экспорт будет существенно ниже, чем стоимость Urals;
- гарантии спроса на сырье низкого качества отсутствуют;
- расходы на поддержание добычи на зрелых месторождениях (основных поставщиках высокосернистой нефти) будут расти, что станет сказываться на доходности компаний, сбывающих такую нефть, и, в конечном счете, – на доходах государства;
- попытка задействовать часть трубопроводной системы под высокосернистую нефть может привести к недогрузке части ниток и к перегрузке остальных, и, как следствие дисбаланса, к росту тарифов на прокачку.

Оценка окупаемости проекта выполнена из расчета стоимости модернизации трубопроводной системы на уровне 2-2,5 млрд рублей, дисконта нового сорта по отношению к Urals в пределах \$15-30 с тонны (в зависимости от цены на нефть), себестоимости добычи и транспортировки нефти до Усть-Луги в пределах \$45.

Рис. 40. Сроки окупаемости проекта при различной цене на нефть (в диапазоне \$60-80-100 за барр.) и степени загрузки трубопровода.



Источник: Минэнерго

Таким образом, из расчетов следует, что экономика строительства трубы-перемычки для высокосернистой нефти существенно различается при разных объемах загрузки системы и стоимости нефти.

По наиболее оптимистичному сценарию, подразумевающему цену на нефть в \$100 и загруженность системы на 100%, проект полностью окупится за 17 лет.

При пессимистичном варианте, когда цена на нефть составляет \$60, а загруженность системы не превышает 30%, проект признается нерентабельным.

Базовым сценарием с учетом текущих рыночных реалий считается цена на нефть в \$60 и 100%-ная загруженность системы, что подразумевает окупаемость проекта за 22 года.

Чтобы подтвердить реализуемость проекта, потребуется получение гарантий от добывающих компаний по объемам прокачки, а также достижение договоренностей с будущими покупателями. Пока такая работа не проводилась, сообщили в Минэнерго.

7). Экономический результат проекта выделения экспортного направления сернистой нефти

Компании-бенефициары проекта

Основными бенефициарами проекта выделения высокосернистой нефти в отдельный экспортный поток следует считать компании, для которых добыча высокосернистой нефти составляет несущественную часть от общих объемов производства. К последним можно отнести большинство ВИНК за исключением «Татнефти» и «Башнефти».

Выделение высокосернистой нефти в отдельный поток для компаний-бенефициаров будет означать:

- Повышение доходности от сбыта сырья улучшенного качества;
- Повышение качественных показателей нефти, перерабатываемой на российских НПЗ, и, как следствие, снижение ежегодных расходов на амортизацию;
- Возможность незначительно увеличить поставку нефти в премиальном восточном направлении в случае высвобождения объемов прокачки «Башнефти».

По оценке Минэнерго, результатом реализации проекта должен стать рост стоимости Urals на \$2 за барр. (хотя расчеты RusEnergy показывают, что премия может составить только \$1 за барр., см. главу 2 настоящего отчета). В случае повышения качества смеси и при сохранении объемов прокачки это обернется дополнительным ежегодным доходом компаний в объеме до \$450 млн (при ценах на нефть примерно в \$100 за барр.).

В то же время, в Минэнерго отмечают: трудно спрогнозировать, как скоро компании начнут получать эти доходы. На фоне общемирового снижения цен на нефть стремительного роста стоимости Urals может не произойти даже в случае повышения качества смеси. Расчеты RusEnergy показывают, что при экспорте 30 млн тонн высокосернистой нефти в год и дисконте в \$50 за тонну убытки российских компаний могут составить \$1,5 млрд. в год, что втрое превышает размер ожидаемой выгоды.

С другой стороны, реализация проекта позволит компаниям сократить содержание серы в нефти, перерабатываемой на Центральной группе НПЗ, с 1,7% до 1,5%, Самарской группе НПЗ – с 1,78 до 1,65%, Саратовском НПЗ – с 1,68 до 1,5%, Киришском НПЗ – с 1,45 до 1,3%. Суммарно для компаний это может означать снижение амортизационных расходов на 7%.

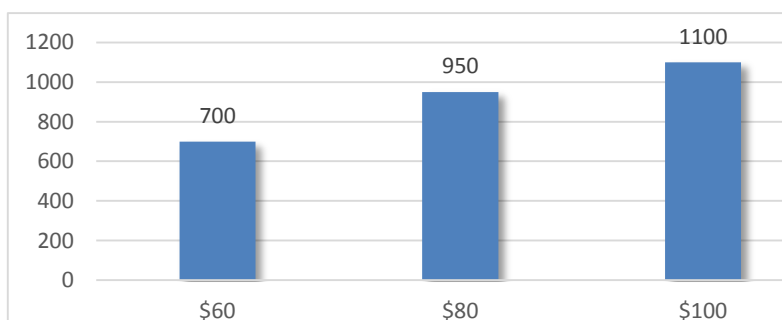
Выгоду от реализации проекта выделения высокосернистой нефти в отдельный поток должна получить и «Транснефть». Расходы по строительству трубы-перемычки должны быть компенсированы снижением

издержек от износа трубопроводов, хотя оценить эти издержки может лишь сама «Транснефть».

Предполагаемые потери производителей сернистой нефти

При выделении потока высокосернистой нефти в отдельное экспортное направление в цене ежегодно будет терять 30 млн тонн сырья, которое сейчас продается дороже в смеси с более лёгкой нефтью. Компании, которые понесут основные убытки, оценивают их в \$30-40 за тонну. Данные RusEnergy показывают, что дисконты могут составлять \$50 и более за тонну.

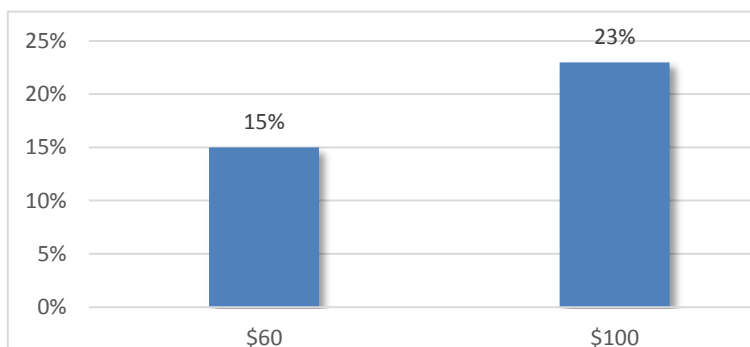
Рис. 41. Прогнозные потери компаний, добывающих высокосернистую нефть, при транспортировке по выделенному направлению (млн \$/год)



Источник: Минэнерго

Снижение стоимости продаваемой нефти негативно скажется на инвестиционных программах компаний, добывающих высокосернистую нефть. Так, «Татнефть» прогнозирует снижение добычи на 3 млн тонн в год, и еще на 200 тыс. тонн (в перспективе на 2 млн тонн) сверхвязкой нефти. «Башнефть» указывает на возможные потери в 1 млн тонн.

Рис. 42. Прогнозное снижение рентабельности работы компаний, добывающих высокосернистую нефть, при транспортировке по выделенному направлению (от действующего уровня рентабельности)



Источник: Минэнерго

Последствия для государственного бюджета

Для государственного бюджета выделение потока высокосернистой нефти в отдельное экспортное направление может иметь неоднозначные последствия.

К потенциальным выгодам следует отнести рост экспортной выручки при увеличении стоимости Urals. В то же время, трудно спрогнозировать, как скоро произойдет этот рост. В случае, если он не будет быстрым, федеральный и региональные бюджеты понесут налоговые потери в результате снижения доходов и добычи у компаний, производящих высокосернистую нефть.

Вслед за этим может потребоваться предоставление льгот компаниям, производящим высокосернистую нефть, для восстановления добычи. Это также приведет к налоговым потерям.

Учитывая эти факторы, прогноз Минэнерго таков: результатом проекта выделение потока высокосернистой нефти в отдельное экспортное направление для государственного бюджета при росте стоимости Urals на \$2 и сохранении объемов добычи может стать дополнительный ежегодный доход в \$80-110 млн (в зависимости от цены на нефть).

Принимая во внимание риски снижения добычи, прибыли компаний и, как следствие, налоговых поступлений, расчетный прогноз должен быть существенно скорректирован в сторону снижения. Но даже он видится неочевидным, поскольку улучшение качества Urals может не привести к спрогнозированному Минэнерго росту стоимости Urals на \$2.

В случае незначительного роста (менее \$1) проект выделения высокосернистой нефти в отдельное экспортное направление обернется убытками для федерального и региональных бюджетов.