



**О.Н. Скоробогатко**  
ООО «Исследовательская группа «Петромаркет»<sup>1</sup>  
старший аналитик отдела нефтепереработки  
и нефтехимии  
НИУ «Высшая школа экономики»,  
аспирант  
oleg.skorobogatko@mail.ru

# Риски выполнения целей национальной энергостратегии вследствие снижения экономической эффективности углубляющих процессов нефтепереработки

<sup>1</sup>Россия, 105082, Москва, ул. Фридриха Энгельса, 75, стр. 11, оф. 300.

*В статье рассматриваются риски достижения целей развития в нефтяной отрасли промышленности национальной энергостратегии Минэнерго вследствие изменения рыночной конъюнктуры и изменения налогового законодательства России. В работе на основе технологической схемы модельного НПЗ осуществляется декомпозиция показателя эффективности нефтепереработки до уровня отдельных установок и анализируются тренды, сформировавшиеся после падения цен на нефть в 2014 г. Результаты расчетов демонстрируют, что экономическая эффективность углубляющих процессов значительно снижается в последние годы. Изменение экономической конъюнктуры в совокупности с налоговой реформой в нефтяной отрасли формируют риски невыполнения целей развития нефтяной отрасли, утверждаемых проектом национальной энергостратегией до 2035 г.*

**Ключевые слова:** Энергостратегия 2035; увеличение глубины переработки нефти; экономическое моделирование НПЗ; декомпозиция маржинальности нефтепереработки

**В** проекте национальной энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года (в редакции от 01.02.2017) увеличение глубины переработки нефти рассматривается как один из инструментов повышения общей конкурентоспособности российского топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в борьбе за добавленную стоимость в переработке. Документом предусмотрено повышение глубины переработки показателя с 74,1% (базовым годом выступает 2015 г.) до 90–91% в 2035 г. [1].

Цели повышения эффективности использования природных ресурсов являются комплексными, т.к. предусматривают ориентиры по плановым показателям добычи, экспорта и переработки нефти [2]. По логике Министерства энергетики РФ, следствием увеличения глубины переработки нефти должно стать снижение переработки российских НПЗ, что означает при сохранении стабильных объемов добычи расширение присутствия российской нефти на экспортных рынках [3]. Невыполнение цели по глубине переработки ставит под вопрос

реализацию большинства других целей нефтяной отрасли.

Общая динамика глубины переработки нефтяного сырья на предприятиях нефтепереработки России демонстрирует поступательную восходящую динамику с 2011 г. (*рис. 1*), но в то же время темпы роста неравномерны: в период до 2014 г. темпы прироста не превышали 1% в год, после чего произошел всплеск вводов установок, углубляющих процессов переработки (гидрокрекинг, каталитический крекинг и замедленное коксование), совпавший по времени с последовательным сокращением первичной переработки на НПЗ в 2015–2017 гг., результатом чего стало резкое увеличение глубины переработки. В данном случае рост не означает качественную трансформацию отрасли – при сопоставимом объеме переработки показатель глубины снизится. По мере восстановления объемов первичной переработки в 2018 г. темпы прироста вернулись к своим средним значениям, наблюдаемым до 2014 г.

Глубина переработки нефти в России по итогам 2018 г. составила 82,2% [4], при объеме переработки чуть более 286 млн т нефтяного сырья [5]. Для достижения обозначенной в Стратегии цели при сохранении текущего объема переработки российскими НПЗ, исходя из формулы расчета глубины переработки, необходимо снизить сумму потерь и производимого мазута с 50,2 до 28,2 млн т. В настоящий момент заводам для этого не хватает более 22 млн т мощностей углубляющих процессов. Если предположить, что российская переработка нефти будет развиваться согласно прогнозам ведущих российских аналитических компаний по исследованию российского рынка нефти и нефтепродуктов [6, 7], то первичная переработка увеличится до 300 млн т в год, а оценка недостающих мощностей увеличится до 28,5 млн т, исходя из предпосылки, что выход мазута составляет 45%.

Достижение целевого уровня возможно лишь при экономической целесообразности и адекватной норме доходности инвестиций нефтяных компаний в углубляющие процессы соответствующей мощности [8]. Традиционным показателем экономической эффективности нефтеперерабатывающей отрасли является валовая маржинальность переработки тонны нефтяного сырья, которая определяется как разность стоимости переработанного сырья и суммы стоимостей произведенной продукции, поделенная на объем переработки. Для цели определения перспектив углубляющих процессов, необходимо оценить эффективность нефтепереработки и рассмотреть вклад отдельных процессов в ее формирование. Выявив и проанализировав

тренды эффективности углубляющих процессов переработки нефтяного сырья, можно будет сделать выводы о наличии или отсутствии рисков выполнения целей энергостратегии относительно нефтяной отрасли.

### **Методология вычисления маржинальности нефтепереработки**

Экономические результаты функционирования различных нефтеперерабатывающих заводов могут значительно отличаться друг от друга в зависимости от набора установок, продуктовой корзины и удаленности рынков сбыта, поэтому для выявления глобальных тенденций в нефтепереработке в расчетах будет использоваться модельный НПЗ.

В процессе анализа вычислялась валовая маржа модельного НПЗ, условно размещенного в порту *ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerp)*, являющемся основным базисом торговли нефти и нефтепродуктов Северо-Западной Европы [9]. Данное упрощение позволяет элиминировать ряд искажающих факторов:

- во-первых, расположение в порту *ARA* позволяет использовать цены на базисе *CIF*, в качестве цен НПЗ, тем самым приравнять к нулю логистические затраты на транспортировку сырья и продуктов;

- во-вторых, данное упрощение позволяет избежать искажений цен нефти и нефтепродуктов для НПЗ, порождаемых экспортными пошлинами, что характерно для российской налоговой системы (стоимость нефти и нефтепродуктов в России ниже, чем на мировом рынке на величину экспортной пошлины);

- в-третьих, операционные издержки НПЗ могут значительно варьироваться в зависимости от НПЗ, поэтому использование в качестве исследуемого показателя валовой маржи переработки позволяет избежать их учета;

- последний аспект – на протяжении всего исследуемого периода (с 2011 по 2018 гг.) у модельного НПЗ был фиксированный набор установок и корзина выпускаемой продукции, что позволяет сфокусироваться только на ценовых параметрах и анализировать экономическую динамику сопоставимых величин.

Конфигурация модельного завода выбиралась таким образом, чтобы она включала наибольшее количество разнообразных установок переработки нефти. Мощности отдельных установок выбирались таким образом, чтобы завод был сбалансирован, а углубляющие процессы загружались на полную мощность при максимальной загрузке первичной переработке. На *рис. 2*, представлена технологическая схема завода. В скобках указана мощность установок – тыс. т/г.



**Рис. 1.**  
Глубина переработки нефти в России (Минэнерго РФ)

Маржинальность переработки модельного завода оценивалась при максимально возможной загрузке каждой из установок, при этом завод производил продуктовую корзину, указанную в **табл. 1**. Расчет производства продукции осуществлялся из предпосылки о 100-процентном использовании имеющихся мощностей установок – ремонты и простои установок сознательно игнорируются. Как видно из данных, модельный НПЗ обладает высокой глубиной переработки, а доля темных не превышает 25%. В расчетах используются фиксированные материальные балансы установок, возможность их разного режима работы не учитывается, т.к. это противоречит исходным предпосылкам анализа.

Маржа модельного НПЗ на тонну нефтяного сырья была детализирована на маржу отдельных технологических установок, среди которых:

- атмосферная трубчатка (АТ);
- вакуумная трубчатка (ВТ);
- изомеризация;
- каталитический риформинг на облагораживание;
- каталитический риформинг на ароматику;
- гидроочистка дизельного топлива;
- гидрокрекинг вакуумного газойля (ГК ВГО);
- каталитический крекинг с целевым продуктом автобензином (КК на АБ);
- каталитический крекинг с целевым продуктом пропан-пропиленовой фракцией (КК на ППФ);
- установка замедленного коксования (УЗК);
- битумная установка (БУ).

Маржа отдельных установок считалась по аналогичной формуле, как и маржа переработки НПЗ в целом:

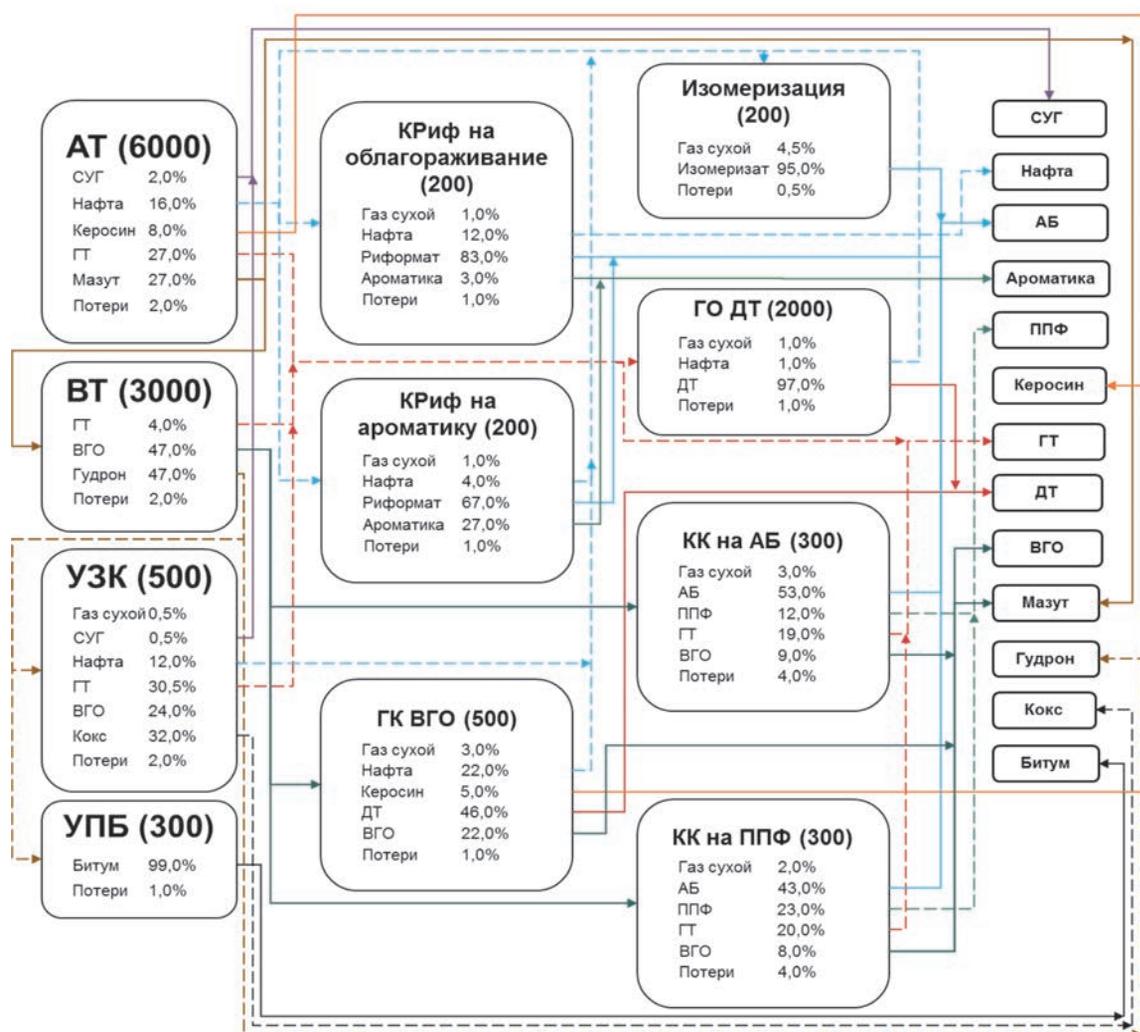
$$\text{Маржа на тонну сырья} = \frac{(\sum(\text{стоимость нефтепродуктов}) - \sum(\text{стоимость сырья/полупродуктов}))}{(\text{объем переработанного сырья/полупродуктов})}$$

При этом в связи с отсутствием цен на отдельные нефтепродукты или компоненты нефтепродуктов был принят ряд допущений, незначительно искажающих численные результаты расчетов, но позволяющих получить искомую динамику маржинальности отдельных процессов переработки:

- стоимость риформата и изомеризата принималась равной стоимости автобензина;
- стоимость гудрона определялась по фиксированным спредам от цены мазута;
- стоимость СУГ равнялась среднему значению котировок пропана и бутана;
- стоимость пропан-пропиленовой фракции равнялась среднему значению котировок пропана и пропилена;

Для остальных продуктов использовались котировки *Thompson Reuters* и *Argus*:

- Нефть – *URALS CRUDE DELIVERED NORTH WEST EUR*;
- Автобензин – *Gasoline 10ppm EuroBob ARA Barge*;
- Нафта – *Naphtha NWE CIF*;
- Керосин – *Jet Kerosene Fuel NWE CIF*;
- Газойливые топлива – *Gas Oil 0.1% Sulphur NWE CIF*;
- Дизельное топливо – *Ultra Low Sulphur Diesel 10ppm NWE CIF*;



– ВГО – VGO 1.6% NWE CIF average month, USD/t;

– Мазут – Fuel Oil 3.5% Sulphur NWE CIF.

Итоговая маржа НПЗ равна сумме маржи отдельных процессов и маржи смешения компонентов нефтепродуктов (смешение НП). Последний компонент уравнения возникает из-за специфики производства определенных продуктов, которые получают в результате смешения отдельных компонентов. Такая особенность характерна для автобензина и мазута, но в случае данной работы маржа смешения образуется только из-за производства мазута из тяжелых остатков углубляющих процессов вторичной переработки. Процессы риформинга и каталитического крекинга представлены двумя установками, функционирующими в разных режимах, направленных на максимальную выработку разных целевых продуктов.

#### Маржинальность переработки нефти

Несмотря на то, что за анализируемый период цена нефти была нестабильной и колебалась в широком диапазоне, маржинальность пере-

Рис. 2.

Технологическая схема модельного завода

работки моделируемого завода сохранялась на относительно устойчивом уровне.

Определив суммарную маржу переработки и ее динамику, далее можно рассматривать центры ее формирования. При анализе результатов целесообразно объединить установки в группы в соответствии с выпускаемой продукцией: первичная переработка – атмосферная и вакуумная дистилляция; облагораживающие процессы – изомеризация, риформинг и гидроочистка; углубляющие процессы – гидрокрекинг, каталитический крекинг и замедленное коксование (производство битума и смешение компонентов далее не будут рассматриваться в анализе).

Облагораживающие процессы, продуктами которых являются моторные топлива (автомобильный бензин и дизельное топливо), демонстрируют наименьшую, но наиболее стабильную маржинальность переработки (табл. 2). Низкая маржинальность таких процессов объясняется тем, что они не изменяют физический состав пере-

Нефтепродукты	тыс. т/г	Выход, %
Сжиженные углеводородные газы (СУГ)	122,5	2
Нафта	677,975	11,3
Автобензин	711	11,9
Ароматика	33	0,6
Пропан-пропиленовая фракция	105	1,8
Керосин	505	8,4
Газойливые топлива	0	0
Дизельное топливо	2167,575	36,1
Мазут	919	15,3
Кокс	160	2,7
Битум	297	5
Потери и прочая продукция	301,95	5

**Таблица 1.**

Продуктовая корзина модельного НПЗ (расчеты автора на основе технологической схемы модельного завода)

рерабатываемого полупродукта, а лишь очищают его от нежелательных элементов или доводят свойства продукта до требований технических регламентов. При этом после резкого роста этого значения в 2015 г., вследствие инерционности ценообразования моторных топлив, в последующие годы маржа облагораживающих процессов установилась на еще более низком уровне. Именно низкая добавленная стоимость таких процессов является причиной производства автобензина в России в объеме, достаточном только для удовлетворения внутреннего рынка с минимальным экспортом в ближнее зарубежье.

Наибольший же вклад в итоговую маржу модельного НПЗ вносят углубляющие процессы. Однако за анализируемый период сложилась устойчивая тенденция к ее снижению. Маржа установок гидро-, каталитического крекинга и УЗК на протяжении исследуемого периода демонстрируют снижающуюся динамику (рис. 4), в результате чего вклад в конечную маржу переработки модельного завода углубляющих про-

цессов снизился со 100% в период до 2015 г. до 50–60% в последующие годы.

Одновременно со снижением маржи углубляющих процессов происходит обратная ситуация с установками первичной переработки: начиная с 2015 г., маржинальность простой переработки нефти без вторичных процессов становится положительной. Данные разнонаправленные движения являются логичными, т.к. продукты первичной переработки являются сырьем для углубляющих процессов.

Причиной формирования этих трендов является изменение цен нефтепродуктов относительно цен нефти. После значительного падения цен сырья в 2015 г. цены нефтепродуктов двигались в разные стороны относительно цен нефти и друг друга. За последние 4 года годы сильнее всего относительно цен нефти снизились светлые продукты, такие как автобензин и дизельное топливо – на 24% и 11,6%, соответственно. С другой стороны, цены темных нефтепродуктов не только не сократились в сопоставимой про-

**Рис. 3.**

Эффективность переработки модельного НПЗ (Thomson Reuters, расчеты автора)



Маржинальность установок	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Суммарная маржа	37,4	55,8	36,5	41,0	60,7	42,4	49,6	<b>46,5</b>
Первичная переработка	-8,0	0,8	-8,6	-3,0	22,1	17,6	18,0	<b>13,4</b>
Атмосферная трубчатка	-18,2	-5,5	-21,0	-16,7	5,4	3,4	11,9	6,0
Вакуумная трубчатка	10,2	6,3	12,4	14,7	16,7	14,2	6,1	7,4
Облагораживающие процессы	2,8	7,6	3,2	4,4	8,3	3,4	3,6	<b>1,8</b>
Изомеризация	-0,2	1,3	0,8	0,7	2,3	1,4	1,2	0,6
Риформинг на облагораживание	0,6	2,0	1,5	1,4	2,5	1,6	1,5	1,1
Риформинг на ароматику	0,4	1,1	0,9	0,8	1,4	0,9	0,9	0,6
ГО ДТ( расшифровать)	2,0	3,2	-0,1	1,5	2,1	-0,6	-0,1	-0,5
Углубляющие процессы	39,7	42,2	38,4	35,7	28,4	23,1	26,3	<b>27,6</b>
ГК ВГО	7,7	8,0	7,0	6,9	6,0	4,6	5,4	6,1
КК на ППФ	11,2	12,6	10,5	8,9	6,5	5,5	7,2	6,9
КК на АБ	8,0	9,4	7,8	7,1	6,1	4,9	6,0	5,5
УЗК	12,9	12,3	13,0	12,7	9,8	8,1	7,7	9,2
Битумная установка	5,8	6,9	7,2	7,4	6,9	2,6	3,4	5,7
Смещение НП	-3,0	-1,7	-3,7	-4,4	-5,0	-4,3	-1,6	-2,0

**Таблица 2.**

Маржинальность переработки нефти, долл/т (расчеты автора)

порции, но даже выросли относительно цен нефти.

Динамика маржинальности нефтепереработки последних лет показывает, что в настоящее время мы сталкиваемся с парадоксальной ситуацией, когда маржинальность простых НПЗ растет, а сложных и высокотехнологичных – падает. Рыночная конъюнктура снижает экономические стимулы к увеличению глубины переработки нефти с точки зрения НПЗ и в зависимости от того, насколько затяжным является данный тренд, может существенно повлиять на инвестиционные планы заводов.

В контексте российской нефтепереработки важно упомянуть аспект налогового режима, который играет важную роль в ценообразовании и, как следствие, в формировании маржиналь-

ности отдельных процессов. В настоящее время существуют экспортные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты, ставки которых дифференцированы следующим образом: пошлины на автомобильный бензин, авиакеросин и дизельное топливо – 30% от пошлины на нефть, пошлина на нефть – 55%, пошлины на темные нефтепродукты (мазут и производные от него) – 100%. Данная налоговая конструкция была направлена на создание дополнительных стимулов для повышения глубины переработки.

С 2019 г. начал реализовываться «налоговый маневр», суть которого заключается в отмене экспортной пошлины на нефть (и как следствие – на нефтепродукты) и пропорционального увеличения налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на нефть. Реформой

**Рис. 4.**

Маржинальность углубляющих технологических процессов (расчеты автора)



Нефтепродукты	2015	2018	Изменение 2018 к 2015
СУГ	102,7	100,6	-2,1
Нафта	128,0	120,0	-8,0
Автобензин	154,1	130,1	-24,0
Ароматика	156,7	131,9	-24,8
Пропан-пропиленовая фракция	163,6	166,0	2,4
Керосин	145,6	137,1	-8,5
Газойливые топлива	136,2	126,9	-9,2
Дизельное топливо	140,9	129,4	-11,6
ВГО	102,7	100,3	-2,4
Гудрон	53,0	60,4	7,4
Мазут	67,8	77,3	9,5
Битум	91,6	84,1	-7,6
Кокс	12,6	15,1	2,5

**Таблица 3.**

Динамика соотношения цен нефтепродуктов к нефти, % (Thomson Reuters, Argus, расчеты автора)

предусмотрено равномерное снижение ставок экспортных пошлин в течение 6 лет, иными словами, в 2024 г. указанный выше механизм стимулирования увеличения глубины переработки перестанет работать.

С другой стороны, налоговой реформой предусмотрен обратный акциз, который предназначен прийти на смену старому механизму поддержки отрасли и более адресно субсидировать нефтепереработку. Одним из критериев его получения является соглашение о модернизации завода с объемом инвестиций в размере не менее 60 млрд руб. до 2024 г. [10]. Уровень инвестиций выбран достаточно высоким, и для его достижения заводу нужно будет реализовать проекты по строительству одной или даже нескольких установок углубляющих процессов (являются в настоящее время самыми капиталоемкими).

Принятая мера стимулирует инвестиции в строительство новых установок заводов, которые не удовлетворяют двум другим критериям для получения обратного акциза (объем производства и поставок автомобильного бензина и сырья для нефтехимии; нахождение компании собственника НПЗ под финансовыми и технологическими санкциями). Следующие НПЗ в начале 2019 г. уже заключили соглашения о модерниза-

ции с Минэнерго: Яйский НПЗ, Новошахтинский НПЗ, Афицкий НПЗ, ТАНЕКО, Орскнефтеоргсинтез, Антипинский НПЗ, Марийский НПЗ, Ильский НПЗ и Славянск ЭКО [11]. Однако заключение соглашения может не означать реализацию инвестиций – заводы могут рассматривать этот шаг как возможность получения дополнительного дохода в переходный период [12], который позволит в течение более длительного периода избежать банкротства (Афицкий и Марийский НПЗ испытывают финансовые трудности с обеспечением заводов нефтью, а Антипинский НПЗ находится в стадии банкротства).

Подводя итог, можно сказать, что рыночная конъюнктура снижает экономические стимулы к интенсификации темпов роста глубины переработки. Также неоднозначное влияние на данный показатель может оказать изменение налоговой системы, осуществляемой в период до 2024 г. В целом достижение определенного в проекте национальной энергостратегии до 2035 г. уровня может противоречить экономическим интересам нефтеперерабатывающих заводов, вследствие чего можно говорить о существовании определенных рисков невыполнения поставленной цели по глубине переработки нефти и других ключевых целей нефтяной отрасли. ☹

## Литература

1. Проект энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года. Доступно на: <https://minenergo.gov.ru/node/1920> (обращение 20.08.2019).
2. Ponomarenko, T.V., Nevskaya, M.A., Marinina, O.A. Complex use of mineral resources as a factor of the competitiveness of mining companies under the conditions of the global economy //International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET). 2018. №12, pp. 1215–1223.
3. Уланов В.Л. О проекте энергетической стратегии России на период до 2035 года //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2015. № 4. С. 1–4.

4. Нефтяная отрасль: итоги 2017 года и краткосрочные перспективы // Аналитический центр при Правительстве РФ. Энергетический бюллетень. 2018. № 56. С. 14–18.
5. Первичная переработка нефтяного сырья на НПЗ. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. Доступно на: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (обращение 20.08.2019).
6. Хомутов И.А., Квон К.Р., Кулиев А.Ф., Skorobogatko O.N. Завершение налогового манёвра: каких последствий ждать? М.: ИГ «Петромаркет». 2018. 82 с.
7. Ежов С.С., Тыртов Е.С. Завершение налогового маневра: Эпизод I – Демпфер. М.: VYGON Consulting. 2018. 39 с.
8. Уланов В.Л. О достижении отраслями ТЭК новых рубежей // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 76–77.
9. Хомутов И.А. Отсталые российские НПЗ: закрыть или модернизировать? М.: ИГ «Петромаркет». 2016. 73 с.
10. Федеральный закон от 03.08.2018 № 301-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации». Доступно на: <https://fg.ru/2018/08/06/fz301-dok.html> (обращение 20.08.2019).
11. Информация о заключенных Минэнерго России Соглашениях о модернизации нефтеперерабатывающих мощностей. Доступно на: <https://minenergo.gov.ru/node/13727> (обращение 20.08.2019).
12. Ponomarenko, T.V., Fedoseev, S.V., Korotkiy, S.V., Belitskaya, N.A. Managing the implementation of strategic projects in the industrial holding // Indian Journal of Science and Technology. 2016. №9 (14).

**UDC 33.05**

**O.N. Skorobogatko**, Senior Analyst of Refinery and Petrochemical Department Research group “Petromarket”<sup>1</sup>, Intern of National Research University “Higher School of Economics”, [oleg.skorobogatko@mail.ru](mailto:oleg.skorobogatko@mail.ru)

<sup>1</sup>Bldg. 75, Block 11, Suite 300, Friedrich Engels Street, Moscow, 105082, Russia.

## Risks of meeting the national energy strategy goals because of decrease in the economic efficiency of the deeper oil refining processes

**Abstract.** The paper discusses risks of meeting the RF Ministry of Energy national energy strategy goals in oil and gas sector of industry because of changes in the market conditions and Russian tax legislation. Basing on the process flow of the model refinery, decomposition of petroleum refining efficiency index is made to the level of individual units; and the trends that formed following the drop in oil prices in 2014 are analysed. Calculation results demonstrate that commerciality of deeper conversion processes considerably decreases in recent years. Changes in economic conditions coupled with the tax reform in petroleum industry pose risks of failure to achieve the goals of the industry development approved by the project of national energy strategy until 2035.

**Abstract.** Keywords: Energy strategy 2035; increase in oil conversion ratio; refinery economic modelling; decomposition of petroleum refining margins

### References

1. *Proekt energostrategii Rossiiskoi Federatsii na period do 2035 goda* [The energy strategy project of the Russian Federation for the period until 2035]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1920> (accessed 20 August 2019).
2. Ponomarenko, T.V., Nevskaya, M.A., Marinina, O.A. Complex use of mineral resources as a factor of the competitiveness of mining companies under the conditions of the global economy // International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET). 2018. №12, pp. 1215–1223.
3. Ulanov V.L. *O proekte energeticheskoi strategii Rossii na period do 2035 goda* [On the draft energy strategy of Russia for the period until 2035]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie* [Mineral resources of Russia. Economics and Management], 2015, no. 4, pp. 1–4.
4. *Neftianaja ottrasl': itogi 2017 goda i kratkosrochnye perspektivy* [Oil industry: 2017 results and short-term prospects]. *Analiticheskii tsentr pri Pravitel'stve RF. Energeticheskii biulleten'* [Analytical Center under the Government of the Russian Federation. Energy Bulletin], 2018, no. 56, pp. 14–18.
5. *Pervichnaia pererabotka neftianogo syr'ia na NPZ. Ofitsial'nyi sait Ministerstva energetiki Rossiiskoi Federatsii* [Primary processing of crude oil at a refinery. Official website of the Ministry of Energy of the Russian Federation]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (accessed 20 August 2019).
6. Khomutov I.A., Kvon K.R., Kuliev A.F., Skorobogat'ko O.N. *Zavershenie nalogovogo manevra: kakikh posledstviy zhdat'?* [Completion of the tax maneuver: what consequences to expect?]. Moscow, IG «Petromarket» Publ., 2018, 82 p.
7. Ezhov S.S., Tyrtoev E.S. *Zavershenie nalogovogo manevra: Epizod I – Dempfer* [Finishing a Tax Maneuver: Episode I – Damper]. Moscow, VYGON Consulting Publ., 2018, 39 p.
8. Ulanov V.L. *O dostizhenii ottrasliami TEK novykh rubezhei* [On the achievement of new frontiers by the energy industry]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2015, no. 11, pp. 76–77.
9. Khomutov I.A. *Otstalye rossiiskie NPZ: zakryt' ili modernizirovat'?* [Backward Russian refineries: close or modernize?]. Moscow, IG «Petromarket» Publ., 2016, 73 p.
10. *Federal'nyi zakon ot 03.08.2018 № 301-FZ «O vnesenii izmenenii v chast' vtoruiu Nalogovogo kodeksa Rossiiskoi Federatsii»* [Federal Law dated 03.08.2018 No. 301-FZ “On Amending Part Two of the Tax Code of the Russian Federation”]. Available at: <https://fg.ru/2018/08/06/fz301-dok.html> (accessed 20 August 2019).
11. *Informatsiia o zakliuchennykh Minenergo Rossii Soglasheniakh o modernizatsii neftepererabatyvaushchikh moshchnostei* [Information on the agreements concluded by the Ministry of Energy of Russia on the modernization of oil refining capacities]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/13727> (accessed 20 August 2019).
12. Ponomarenko, T.V., Fedoseev, S.V., Korotkiy, S.V., Belitskaya, N.A. Managing the implementation of strategic projects in the industrial holding // Indian Journal of Science and Technology. 2016. №9 (14).