

Многокритериальный анализ модернизации нефтеперерабатывающего производства

© 2013 Золотухина Татьяна Валерьевна

Нижегородский государственный университет им. Н.И. Лобачевского
603950, г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, д. 23

E-mail: all-letters@yandex.ru

Проведен краткий анализ проблем модернизации нефтеперерабатывающих предприятий. На основании данного анализа сформулированы основные группы критериев, предлагаемых для оценки эффективности модернизации нефтеперерабатывающих предприятий, и показатели для рассматриваемых критериев.

Ключевые слова: модернизация, нефтеперерабатывающее предприятие, группа критериев, оценка эффективности.

В настоящее время нефтепереработка России продолжает существенно отставать в своем развитии от промышленно развитых стран мира. Суммарная установленная мощность по первичной переработке нефтяного сырья на начало 2013 г. составляла 270 млн т в год. В России в настоящее время действует 27 крупных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) - мощностью от 3,0 до 19 млн т нефти в год - и около 200 мини-НПЗ. Часть из мини-НПЗ не имеют лицензий Ростехнадзора и не включены в Государственный реестр опасных производственных объектов. Крупные заводы в основном имеют длительные сроки эксплуатации: почти 2/3 НПЗ (16 предприятий) введены в эксплуатацию 50 лет назад и более.

Объем переработки нефти в 2012 г. составил около 262 млн т (рис. 1), при этом было произведено: бензина - 37,5 млн т, дизтоплива - 72,8 млн т, топочного мазута - 76,0 млн т.



Рис. 1. Динамика переработки нефти в России

Источник. Росстат.

Структура производства продукции на российских НПЗ за предыдущие одиннадцать лет (2001-2012) практически не изменилась и серьезно отстает от мирового уровня. По данным компании "Альянс-Аналитика", выход мазута в российской нефтепереработке в 2012 г. составил 29 % объема переработанной нефти, автобензина - 14,3 %, дизельного топлива - 27,8 %. Для сравнения: в США выход бензина составляет более 46%, дизельного топлива - 27 %, мазута - всего 4 %. В странах ЕС выход бензина около 25 %, дизельного топлива - 44 %, мазута - 14 %. Качество автомобильных бензинов улучшается вслед за изменением структуры парка автомобилей в РФ. Доля выпуска низкооктановых автобензинов А-76 (80) сократилась с 57 % в 2001 г. до 16 % в 2012 г. Увеличивается также количество малосернистого дизельного топлива. Вырабатываемый в России бензин в основном используется на внутреннем рынке¹.

При общем объеме экспорта дизельного топлива из России в дальнее зарубежье в количестве 38,6 млн т дизельное топливо класса Евро-5 составляет около 22 %, т.е. остальные 78 % - топливо, не соответствующее европейским требованиям. Оно реализуется, как правило, по более низким ценам или как полуфабрикат. При увеличении общего производства мазута за последние 10 лет резко возросла доля мазута, реализуемого на экспорт (в 2012 г. - 80 % от всего произведенного мазута и более 40 % от суммарного экспорта нефтепродуктов).

К 2020 г. рыночная ниша по мазуту в Европе для российских производителей будет крайне мала, поскольку весь мазут будет преимущественно вторичного происхождения. Поставка же в другие регионы мира крайне затратна из-за высокой транспортной составляющей.

Кроме низкого качества получаемых нефтепродуктов, серьезными проблемами отрасли ос-

таются низкая глубина переработки нефти (в России - 72 %, в Европе - 85 %, в США - 96 %), отсталая структура производства - минимум вторичных процессов и недостаточный уровень процессов, улучшающих качество получаемых продуктов. Еще одна проблема - высокая степень износа основных фондов и, как следствие, повышенный уровень энергопотребления. На российских НПЗ около половины всех печных агрегатов имеют КПД 50-60 % при среднем показателе на зарубежных заводах - 90 %.

Значения Индекса Нельсона (коэффициента технологической сложности) для основной массы российских НПЗ ниже среднего значения этого показателя в мире (4,4 против 6,7) (рис. 2). Максимальный индекс российских НПЗ - около 8, минимальный порядка 2, что связано с невысокой глубиной переработки нефти, недостаточным уровнем качества нефтепродуктов и технически устаревшим оборудованием².



Рис. 2. Уровень технической сложности нефтепереработки

Источник. Альянс-Аналитика.

Наличие на НПЗ процессов прямой перегонки нефти и установок, улучшающих качество прямогонных фракций, позволяет получить глубину не более 60 %, наличие процессов переработки вакуумного газойля увеличивает глубину переработки до 75-80 %, и только переработка гудрона и тяжелых остатков вторичных процессов позволяет перейти рубеж в 85-90 %. Модернизация при сегодняшнем уровне развития технологических процессов в России потребует колоссальных затрат.

Основными процессами, углубляющими переработку нефти, являются деструктивные процессы, такие как коксование и все виды крекингов. Каталитический крекинг имеется на 13 НПЗ,

из них только на 8 - современные процессы. На 5 заводах - настоящий гидрокрекинг, на 5 предприятиях - процесс коксования и на 9 - процесс висбрекинга.

Выходом из сложившейся ситуации является ускорение модернизации нефтеперерабатывающей промышленности в направлении строительства установок, углубляющих переработку. В связи с вводом в действие в 2008 г. специального технического регламента на новые стандарты нефтепродуктов³ перед российскими нефтяными компаниями стоят масштабные задачи по модернизации НПЗ, связанной с реконструкцией действующих и строительством новых установок, улучшающих качество топлив, в том числе гидроочистки топлив, каталитического крекинга, изомеризации, алкилирования, риформинга.

Проблема модернизации нефтеперерабатывающей промышленности не решается только выбором "правильной" технологии или даже комбинации технологий, так как, кроме технологических, она имеет экономические, социальные, экологические и организационные аспекты. Идея эффективной модернизации заключается в том, что все эти аспекты должны рассматриваться в комплексе.

При выборе конкретного варианта (проекта) модернизации, по нашему мнению, необходимо исходить из следующих основных критериев:

- максимальная экономическая эффективность;
- минимальный экологический ущерб окружающей природной среде;
- максимальный технологический уровень;
- минимальный уровень рисков на этапе строительства и функционирования.

Конечно, при сравнении и выборе вариантов невозможно обеспечить одновременный оптимум по всем критериям. Но при выборе из многообразия вариантов модернизации для определенного предприятия с учетом его особенностей (и с учетом окружающей его внешней среды) можно ориентироваться на главные из этих принципов.

Технологическая группа показателей характеризует, прежде всего, увеличение глубины переработки нефтяного сырья. Эти показатели могут как снижать общую эффективность, так и повышать ее. Рост вторичной переработки, естественно, повышает эффективность за счет получения в больших объемах (при прочих равных условиях) более дорогих светлых нефтепродуктов. Однако степень их использования зависит от уровня развития внутреннего спроса на эти продукты, от качества используемого нефтяного сырья. Важное значение имеет также примене-

ние современных технологий, ноу-хау, инноваций. Все эти особенности могут в значительной мере влиять на общую эффективность предлагаемой технологической системы модернизации и должны учитываться при принятии решения о ее использовании.

Экологическая группа критериев оказывает непосредственное влияние на эффективность модернизации производства. Это влияние проявляется в двух аспектах: в достижении соответствия производимой продукции экологическим стандартам и в предотвращении (и снижении) негативного воздействия на окружающую среду самого производственного процесса переработки нефти.

Экономическая группа критериев характеризует, главным образом, стоимостные затраты на модернизацию предприятия и срок ее окупаемости.

Критерии, необходимые для оценки эффективности модернизации НПЗ, могут различаться в зависимости от конкретных технологических и организационных особенностей НПЗ и стратегической рыночной конъюнктуры. При определении состава критериев целесообразно использовать лишь те из них, которые вытекают непосредственно из целей, стратегии и задач модернизации. При этом проекты модернизации, получающие высокую оценку с позиции одних целей, стратегий и задач, могут не получить ее с точки зрения других критериев эффективности.

Исходя из анализа проблем модернизации нефтеперерабатывающих предприятий, можно ис-

пользовать следующие показатели для рассматриваемых критериев.

Основные группы критериев, предлагаемых для оценки эффективности модернизации НПЗ, приведены в таблице.

Оценку эффективности проектов модернизации предлагается производить путем взвешенного учета эффективности по группам критериев (а внутри групп - через взвешенный учет отдельных критериев), отражающим: цели модернизации, корпоративную стратегию, политику и ценности; финансовые и экономические результаты; экологические характеристики. Это обеспечивается такой последовательностью действий:

- 1) отбор и формирование частных (локальных) и интегральных показателей эффективности;
- 2) перевод показателей в сопоставимый вид;
- 3) расчет единой базовой комплексной оценки.

Основная проблема при оценке эффективности проекта модернизации производства заключается в расчете обобщенного показателя. Для ее решения целесообразно использовать совокупность специальных математических методов и приемов: методы теории игр, методы исследования операций и математического моделирования⁴. Алгоритм многокритериальной оценки эффективности проектов модернизации НПЗ представлен на рис. 3.

Поскольку исследуемые показатели характеризуются различной размерностью, стандартизируем (нормируем) их путем приведения к безразмерному виду. Для этого при определении обоб-

Основные группы критериев и показатели оценки эффективности модернизации НПЗ

Группа критериев	Система показателей
1. Технологические критерии (К1)	1. Глубина переработки нефти 2. Выход светлых продуктов 3. Доля вторичных процессов 4. Коэффициент сложности Нельсона 5. Технологический уровень
2. Финансово-экономические критерии (К2)	1. Размер инвестиций по проекту модернизации (вложения в производство, вложения в маркетинг, для проектов НИОКР затраты на проведение исследований и т.д.) 2. Ожидаемый размер выручки и прибыли 3. Чистая текущая стоимость проекта 4. Внутренняя норма доходности проекта 5. Индекс рентабельности проекта 6. Соответствие проекта критериям экономической эффективности капиталовложений, принятым в отрасли (корпорации) 7. Период окупаемости проекта 8. Финансовые риски, связанные с проектом
3. Экологические критерии (К3)	1. Суммарные выбросы парниковых газов в эквиваленте CO ₂ 2. Выбросы в атмосферу NO 3. Выбросы в атмосферу SO 4. Общий объем жидких и твердых отходов 5. Прямое использование энергии 6. Общее количество забираемой воды 7. Общие расходы и инвестиции на охрану окружающей среды



Рис. 3. Алгоритм многокритериальной оценки эффективности проектов модернизации НПЗ

щенного показателя проведем ранжирование проектов с использованием метода сравнительной рейтинговой оценки привлекательности проектов.

Обобщающий показатель h -го проекта (Q_h) определяется как взвешенная среднегеометрическая величина балльных интегральных показателей (по каждому из трех критериев (Q_h^s)), взвешенных с помощью коэффициентов значимости (C_s) по следующей формуле:

$$Q_h = \prod_{s=1}^3 (Q_h^s)^{C_s/C}, \quad (1)$$

где $C = \sum_{s=1}^3 C_s$;

C_s - коэффициент значимости критерия s .

Интегральные показатели по каждому из критериев (Q_h^s) рассчитываются как взвешенная среднегеометрическая величина балльных частных (локальных) показателей (q_{is}^h) с помощью коэффициентов значимости (b_{is}):

$$Q_h^s = \prod_{i=1}^{N_s} (q_{is}^h)^{(b_{is}/B_s)}, \quad (2)$$

где $\sum_{i=1}^{N_s} b_{is} = B_s$;

b_{is} - коэффициенты значимости i -го показателя s -го критерия эффективности;
 N_s - количество показателей s -го критерия эффективности.

Балльная оценка i -го показателя s -й группы критериев определяется по формулам:

$$q_{is}^h = X_{is}^h / X_{is}^{*(max)}, \quad (3)$$

где $X_{is}^{*(max)} = \max\{X_{is}^h\} \quad h=1, H$,

если желательна тенденция роста i -го показателя s -й группы критериев, или

$$q_{is}^h = X_{is}^{*(min)} / X_{is}^h, \quad (4)$$

где $X_{is}^{*(min)} = \min\{X_{is}^h\} \quad h=1, H$,

если желательна тенденция снижения i -го показателя (например, срок окупаемости проекта, уровень выбросов загрязняющих веществ, финансовые риски проекта и т.п.).

Представленную систему критериев с ограничивающими условиями можно свести к целевой функции

$$Q = \max\{Q_h\} \quad h=1, H. \quad (5)$$

При проведении расчетов за единицу принимается эталонное значение сравниваемого показателя (в качестве эталонного можно принять наилучшее значение показателя по всем рассматриваемым проектам).

Для расчета коэффициентов значимости в силу большого разнообразия показателей необходимо использовать два метода:

1) в условиях неопределенности, когда показатели эффективности можно ранжировать по приоритету на количественном уровне, для расчета коэффициентов значимости отобранных интегральных показателей используем один из методов математического моделирования - экспертное ранжирование;

2) в условиях неопределенности, когда показатели эффективности можно ранжировать по приоритету лишь на качественном уровне ("очень важно" - "важно" - "менее важно" и т.д.), веса этих показателей рассчитаем на основе оценок Фишборна по формулам:

$$C_s = \frac{2 \cdot (3 - s + 1)}{3 \cdot (3 + 1)}, \quad (6)$$

где s - номер критерия (общее количество критериев равно трем);

$$b_{is} = \frac{2 \cdot (N_s - i + 1)}{N_s \cdot (N_s + 1)}, \quad (7)$$

где N_s - количество показателей для критерия s .

В соответствии с данными оценками определяется рейтинг показателей, и чем ниже рейтинговая оценка проекта в целом, тем ниже его рейтинг среди других проектов.

После расчета обобщенного показателя Q_n определяется рейтинг каждого из проектов модернизации и производится их отбор по его значению.

Полученное значение показателя эффективности не говорит о том, что один проект лучше другого. На основе расчетов мы можем сделать вывод только о предпочтительности того или иного проекта по сравнению с остальными в рамках выбранных показателей эффективности.

¹ Чернышова Е. Проблемы и пути развития глубокой переработки нефти в России // Бурение и нефть. 2011. □ 5.

² Там же.

³ О требованиях к автомобильному и авиационному бензинам, дизельному и судовому топочному мазуту : постановление Правительства России 27 февр. 2008 г. □ 11.

⁴ См.: Черноруцкий И.Г. Методы принятия решений. СПб., 2005. С. 416; Воронин А.Н., Зиятдинов Ю.К. Многокритериальные решения: модели и методы. Киев, 2011. С. 348.

Поступила в редакцию 03.06.2013 г.