

Особенности расчета затрат на замещение профильных основных средств нефтеперерабатывающего завода

Ю.С. Тулина

ведущий специалист отдела оценки Департамента имущественных отношений ОАО «ЛУКОЙЛ», аспирантка Финансового университета при Правительстве Российской Федерации (г. Москва)

Юлия Сергеевна Тулина, Yuliya.Tulina@lukoil.com

Оценка нефтеперерабатывающего завода (далее также – НПЗ) – очень сложный и многогранный процесс. Для корректного применения затратного подхода необходимо не только блестяще владеть всеми методами и приемами оценки, но и отлично знать технологические процессы НПЗ, особенности производства тех или иных видов нефтепродуктов, хорошо разбираться в поточной схеме завода.

В рамках затратного подхода оценка основных средств НПЗ – это его основа, краеугольный камень рыночной стоимости предприятия, поэтому к определению рыночной стоимости имущества завода необходимо подходить с особой тщательностью и вниманием. Требуется отметить, что без специальных знаний о технологии работы НПЗ, взаимодействии установок, выходов нефтепродуктов и процессов компаундирования корректно рассчитать рыночную стоимость имущественного комплекса нефтеперерабатывающего завода невозможно.

Выбор методов расчета

Общее количество основных средств большинства нефтеперерабатывающих заводов составляет десятки тысяч позиций (инвентарных номеров). Проводить индивидуальную оценку каждого инвентарного номера не представляется целесообразным, так как, с одной стороны, это кропотливая работа, которая требует очень большого количества времени и сил, с другой стороны,

отдельные части одной установки для нефтепереработки могут числиться на балансе под разными инвентарными номерами, а фактически представляют собой единый производственный комплекс (например установка атмосферной перегонки нефти, так называемая установка атмосферной переработки). По этой причине для оценки основных средств НПЗ целесообразно разбить их на две категории:

- профильные активы;
- непрофильные активы.

В состав профильных активов автор предлагает включать все специализированное имущество (технологические установки, трубопроводы и другие коммуникации к ним, здания, сооружения, транспортные средства, используемые в технологическом процессе). В состав непрофильных активов входят все остальные основные средства.

Профильные основные средства, как правило, группируются следующим образом:

1) профильные производственные активы:

- установки нефтепереработки;
- объекты производственной инфраструктуры;
- технологические внешние объекты;
- нетехнологические внешние объекты;

2) профильные непроизводственные активы:

- непроизводственные здания и оборудование;
- земельные участки.

Расчет затрат на замещение профильных производственных активов НПЗ целесообразно проводить укрупнено по значимым технологическим установкам в сборе с учетом всех коммуникаций и обслуживающих подсистем. Укрупненный расчет позволит определить затраты на замещение всей установки целиком, тем самым учесть стоимость покупки, доставки, монтажа оборудования и его подключения к существующей поточной схеме завода для целого агрегата, а не его отдельных частей, которые отражены в балансе предприятия. Непроизводственные профильные активы не могут быть сгруппированы в единый комплекс, поэтому они оцениваются отдельно по каждому инвентарному номеру.

Для профильных производственных активов, относящихся к блокам функционально-технологической схемы, можно использовать только затратный подход (с элементами сравнительного подхода). Автор считает, что применение доходного и сравнительного подходов к оценке профильных производственных активов любого НПЗ не представляется возможным по следующим причинам:

1) для корректной реализации доходного подхода необходимо спрогнозировать ожидаемый доход от оцениваемого объекта (профильных производственных активов завода). При этом при его использовании необходимо учесть тот факт, что в общем случае доход создается всем производственно-имущественным комплексом нефтеперерабатывающего завода (бизнесом), в который, кроме оцениваемых элементов функционально-технологической схемы, входят непрофильное имущество, земля, прочие оборотные активы, предпринимательские способности и т. д. Следовательно, из денежного потока, генерируемого всем предприятием, необходимо вычленить часть дохода, которая приходится непосредственно на оцениваемый объект или группу объектов. Соответственно, из дохода предприятия, формируемого за счет реализации нефтепродуктов, невозможно вычленить долю, приходящуюся непосредственно на профильные производственные

активы. Таким образом, доходный подход при оценке элементов функционально-технологической схемы применяться не может;

2) реализация сравнительного подхода к оценке профильных основных средств НПЗ предполагает наличие на рынке сделок купли-продажи аналогичных объектов. Однако сделки с нефтеперерабатывающими имущественными комплексами или с отдельными установками, а также с их частями на практике не осуществляются. Аналогичные по функциональному назначению части установок, реализующиеся на рынке, не сопоставимы по масштабу с крупными российскими нефтеперерабатывающими заводами. Например, представленные на рынке установки по атмосферной переработке нефти обладают мощностями от 40 до 500 тонн в сутки, что в разы меньше большинства установок (например установок атмосферной перегонки нефти, мощность которых – 5–6 тысяч тонн в сутки). Например, установки АВТ (атмосферно вакуумная трубчатка) имеют значительно больший объем переработки нефти (более чем в 10 раз), значит, они выпадают из выборки установок, представленных на рынке по фактору «мощность». Разные спектры диапазона мощности и, как следствие, цены установок не позволяют использовать рыночные аналоги. Таким образом, корректно реализовать сравнительный подход к оценке блоков функционально-технологической схемы не представляется возможным.

Методика определения затрат на замещение профильных производственных активов

В рамках затратного подхода целесообразно использовать затраты на замещение значимых технологических установок в сборе в разрезе так называемой функционально-технологической схемы (далее – также ФТС). Элементами функционально-технологической схемы являются здания, сооружения, комплексы оборудования, представляющие собой блоки, выполняющие определенные функции в

составе имущественного комплекса нефтеперерабатывающего завода, рассматриваемого как единое целое.

Совокупность элементов функционально-технологической схемы представляют собой комплекс имущества, предназначенного для выполнения определенного технологического процесса. Оценка элементов ФТС проводится с учетом всей необходимой инфраструктуры. Функционально-технологическая схема типичного НПЗ выглядит следующим образом:

- установка первичной переработки нефти;
- установка четкой ректификации бензина;
- установка гидроочистки бензинов;
- установка риформирования бензина;
- установка изомеризации;
- установка гидроочистки дизельного топлива;
- установка сероочистки газов;
- установка переработки серной кислоты;
- установка по производству смазочных масел;
- установка по производству нефтебитума.

Расчет затрат на замещение основных элементов функционально-технологической схемы НПЗ основывается на исследовании «Refinery Complexity analysis»¹, по результатам которого выведена зависимость стоимости строительства нового НПЗ и технологической сложности совокупности установок, включенных в поточную схему завода (поточная схема описывает определенную последовательность технологических процессов НПЗ).

Расчет затрат на замещение для всего НПЗ проводится по следующей формуле:

$$ЗЗ_{НПЗ} = ЗЗ_{ТУ} + ЗЗ_{ЗИ} + ЗЗ_{ТВО} + ЗЗ_{НВО}, \quad (1)$$

где $ЗЗ_{ТУ}$ – затраты на замещение технологических установок, р.;

$ЗЗ_{ЗИ}$ – затраты на замещение заводской инфраструктуры, р.;

$ЗЗ_{ТВО}$ – затраты на замещение технологических внешних объектов, р.;

$ЗЗ_{НВО}$ – затраты на замещение нетехнологических внешних объектов, р.

Затраты на замещение технологических установок напрямую зависят от их производительности: чем выше производительность, тем больше стоимость. Однако все установки имеют различную номенклатуру выходов нефтепродуктов, поэтому для приведения всех установок к единой базе необходимо рассчитать показатель эквивалентной дистилляционной производительности (ЭДП) для каждой установки².

Процесс расчета ЭДП нефтеперерабатывающего завода состоит из нескольких этапов. Сначала производительность каждой технологической установки за потокодень (календарный день при условии, что запланирована 100-процентная загрузка установки в течение всего года) умножается на соответствующий коэффициент конфигурации. На втором этапе производства производительностей на коэффициенты конфигурации корректируются, если это необходимо, с учетом «кратности» и пропорционального времени эксплуатации установки, то есть полученные произведения умножаются на соответствующие коэффициенты. На третьем этапе произведения суммируются для получения общей ЭДП технологических установок ($ЭДП_{ТУ}$). Формула для расчета выглядит следующим образом:

$$ЭДП_{ТУ} = \sum [(ПУ \times КС \times КП) \times ККр], \quad (2)$$

где $ПУ$ – производительность установки, т;

$КС$ – коэффициент сложности Нельсона (см. табл. 1 на с. 30);

$КП$ – коэффициент пропорциональности, равный доле времени эксплуатации установки в течение года;

$ККр$ – коэффициент кратности или повторяемости (см. табл. 1 на с. 30).

На четвертом этапе суточная производительность каждого внешнего объекта

¹ Oil & Gas Journal Online Research Center Daniel Johnson & Co. 2004. № 1.

² Леффлер Уильям Л. Переработка нефти. 2-е изд., пересмотренное / пер с англ. М. : ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004.

(включая системы приемки сырья и отгрузки продукции) умножается на соответствующий коэффициент конфигурации (KK), а затем полученные произведения суммируются для получения ЭДП внешних объектов следующим образом:

$$\text{ЭДП}_{\text{BO}} = \sum (\text{ПСВО} \times KK), \quad (3)$$

где ПСВО – пропускная способность внешнего объекта, т.

ЭДП технологических установок суммируется с ЭДП внешних объектов для получения ЭДП нефтеперерабатывающего завода.

Показатель ЭДП завода является прекрасным средством оценки стоимости установленного оборудования. Между тем существуют некоторые технико-экономические показатели, которые должны быть рассчитаны исходя из фактически используемой производительности. В частности, эксплуатационные затраты сравниваются на основе используемой производительности. Методика вычисления такая же, как для ЭДП, только для расчета используется реальная производительность за календарный день, а не за потокодень. Производительность за календарный день рассчитывается как производительность за потокодень, умноженная на величину использования соответствующей установки (в процентах). При расчете используются те же коэффициенты кратности, что и при расчете ЭДП. ЭДП внешних объектов остается такой же, как и при расчете ЭДП завода, поскольку в методике ее расчета уже была учтена календарная загрузка. Формула для расчета показателя «используемая ЭДП» (ИЭДП) выглядит следующим образом:

$$\text{ИЭДП}_{\text{ТУ}} = \sum [(\text{ПУ} \times \text{ИУ} \times \text{KK} \times \text{КП}) \text{ККр}], \quad (4)$$

где ИУ – процент использования мощности установки.

Значение производительности определяется исходя из текущего или ожидаемого качества сырья, а не для того качества, на которое рассчитывали при проектирова-

нии установки. Такая производительность отражает максимальный устойчивый расход сырья или выход нефтепродукта (в зависимости от того, какой вариант является более подходящим для установки) за сутки работы. Максимальная устойчивая нагрузка не отражает максимальную (пиковую) моментальную нагрузку, она подразумевает работу установки при определенной производительности, по меньшей мере в течение одного месяца, при условии, что она не приведет к авариям или преждевременному старению катализатора и износу оборудования. У некоторых установок, например риформинга с «полурегенерацией» (периодической регенерацией), производительность может изменяться в течение рабочего цикла из-за износа катализатора или изменения характеристик сырья.

Конфигурационный индекс (индекс сложности Нельсона) нефтеперерабатывающего завода (КИ)³ используется для сравнения относительной технологической сложности заводов. Он представляет собой частное от деления ЭДП НПЗ на суммарную производительность установок атмосферной дистилляции за потокодень для исследования производства топлив или на выход (в баррелях) масел и парафинов для исследования производства масел. Формула выглядит следующим образом:

$$\text{КИ} = \frac{\text{ЭДП}_{\text{НПЗ}}}{\text{ПУАД}}, \quad (5)$$

где ПУАД – производительность установок атмосферной дистилляции, т.

После определения конфигурационного индекса по всему НПЗ можно определить затраты на замещение технологических установок. Расчет затрат на замещение технологических установок производится по следующей формуле:

$$\text{ЗЗ}_{\text{ТУ}} = \text{КИ}_{\text{ТУ}} \times M \times \text{ЗЗ}_{\text{ИТ}}, \quad (6)$$

где $\text{КИ}_{\text{ТУ}}$ – конфигурационный индекс (индекс сложности) для установки;

³ A Real Option Analysis Of An Oil Refinery Project. Imai & Nakajima // JEL. 2010, № 5.

M – мощность установки, т;

$ЗЗ_{1т}$ – удельный показатель стоимости строительства установки атмосферной перегонки нефти, р.

Расчет затрат на замещение условного нефтеперерабатывающего завода

Для завода был рассчитан конфигурационный индекс НПЗ по состоянию на 31

марта 2011 года, результаты расчета представлены в таблице 1.

Конфигурационный индекс для условного НПЗ составляет 4,3 (1 366,1/317,4).

Коэффициент сложности Нельсона (использованный в таблице 1) представляет собой обобщенную характеристику качества и стоимости вторичных процессов переработки, имеющихся на отдельно взятом НПЗ (см. табл. 2).

Таблица 1

Расчет конфигурационного индекса НПЗ⁴

Установка	Коэффициент		Производительность, кбар/сут.	ЭДП	Используемая	
	повторяемости	сложности			мощность, %	ЭДП
1	2	3	4	5	6	7
АТ-1	1,5	1,0	37,7	55,9	95,7	53,5
АТ-2	1,5	1,0	37,4	55,6	95,6	53,1
АТ-3	1,5	1,0	83,1	123,2	99,4	122,5
АТ-4	1,5	1,0	159,2	236,2	99,9	235,9
Всего по АТ	–	–	317,4	470,9	–	465,1
ВТ-1	1,3	1,0	13,5	16,9	95,7	16,2
ВТ-2	1,3	1,0	17,6	22,1	95,6	21,1
ВТ-3	1,0	1,0	76,8	76,8	99,9	–
Всего по ВТ	–	–	107,8	115,8	–	37,3
Л-35/5	1,2	3,7	7,0	31,4	91,3	28,7
Л-35/11-300 (риформинг)	1,2	3,4	6,9	28,3	75,3	21,3
ЛЧ-35/11-600 (риформинг)	1,2	3,4	14,2	58,5	97,3	56,9
ЛФ-35/21-1000 (риформинг)	1,2	3,6	22,4	98,0	95,9	94,0
Всего по каталитическим риформингам	–	–	50,4	216,2	–	200,9
Л-24/300 №2	1,1	2,0	7,6	17,4	91,3	15,8
Л-35/11-300 (гидроочистка)	1,1	2,0	7,0	15,9	75,3	12,0
ЛЧ-35/11-600 (гидроочистка)	1,1	2,0	14,1	32,1	97,3	31,2
ЛФ-35/21-1000 (гидроочистка)	1,1	2,0	22,3	50,8	95,9	48,7
Всего по гидроочистке бензина	–	–	51,1	116,1	–	107,7
Л-24/300 № 1	1,0	2,5	6,6	16,4	99,9	16,4

⁴ Конфигурационный индекс рассчитан автором статьи исходя из реальных данных, предоставленных НПЗ.

1	2	3	4	5	6	7
Л-24/7 № 1	1,1	3,0	18,5	63,8	97,9	62,5
Л-24/7 № 2	1,1	3,0	18,5	63,8	97,9	62,5
ЛЧ-24/2000	1,1	3,0	41,4	142,6	99,9	142,5
Всего по гидроочисткам дизельного топлива	–	–	78,5	270,3	–	267,5
УСК	1,0	165,4	0,2	29,8	63,5	18,9
19/6	1,0	1,1	22,7	25,0	33,5	8,4
АКС	1,0	3,0	4,2	12,6	75,0	9,5
30/4	1,0	0,5	2,3	1,2	46,9	0,5
Всего прочие технологические установки	–	–	6,5	13,8	–	10,0
Приемка сырья и отгрузка продукции	–	–	–	91,7	–	91,7
<i>Всего технологические установки НПЗ</i>	–	4,3	641,1	1 366,1	89,6	1 223,9

Таблица 2

Индексы Нельсона для различных процессов переработки⁵

Наименование установки НПЗ	Индекс сложности	Процесс переработки
Distillation capacity	1,00	Нефтеперерабатывающие мощности
Vacuum distilation	2,00	Перегонка в вакууме
Thermal processes	2,75	Тепловые процессы
Coking	6,00	Коксование
Catalytic Cracking	6,00	Каталитический крекинг
Catalytic Reforming	5,00	Каталитический риформинг, риформинг под воздействием катализатора
Catalytic Hydrocracing	6,00	Каталитический гидрокрекинг
Catalytic Hydrotreating	2,50	Каталитический гидрориформинг
Catalytic Hydrorefining	2,50	Каталитическая гидрообработка, гидроочистка, гидропереработка
Alkylation/Polemerization	10,00	Алкилирование/полимеризация
Aromatics/Izomerization	15,00	Изомеризация
Lubes	60,00	Производство масел, смазочных материалов
Asphalt	1,50	Гидронирование асфальтового битума
Hydrogen	1,00	Деструктивная гидрогенизация
Oxygenates	10,00	Насыщение кислородом (оксигенирование)

⁵ Таблица составлена автором статьи по данным Oil & Gas Journal Online Research Center Daniel Johnson & Co. 2004. № 1.

Значения затрат на замещение для НПЗ отражают суммарные затраты на строительство такого же завода, расположенного в подобном месте. Каждая технологическая установка, указанная в таблице 1, заменяется идентичной установкой.

Для расчета затрат на замещение всех технологических установок НПЗ целесообразно использовать стоимость строительства установки атмосферной перегонки нефти того же завода. Например, за период 2011–2013 годы на условном НПЗ планируется осуществить строительство установки по первичной атмосферной переработке нефти АВТ мощностью 8 000 тысяч тонн в год. Валовой объем планируемых инвестиций по этому направлению составляет 129 миллионов долларов США без НДС в текущих ценах. На основании указанной стоимости можно рассчитать удельный показатель затрат на замещение на единицу

установленной мощности по первичной переработке нефти, который составляет 0,016 миллиона долларов США без НДС на 1 тысячу тонн.

Коэффициент сложности Нельсона по мощностям первичной переработки составляет 1. Остальные процессы переработки ранжированы в зависимости от сопоставимости затрат на постройку каждой установки с затратами на постройку мощностей по первичной переработке нефти. Например, если затраты на постройку удельной мощности по переработке с индексом сложности 1 составляют 400 долларов США, то удельные затраты на постройку нефтеперерабатывающих мощностей с индексом сложности 3 – 1 200 долларов США.

Расчет затрат на замещение технологических установок – элементов функционально-технологической схемы, представлен в таблице 3.

Таблица 3

Расчет затрат на замещение условного НПЗ⁶

Элементы функционально-технологической схемы	Индекс сложности	Мощности общие, тыс. т	Удельный показатель, млн долл. США/тыс. т	Стоимость, млн долл.
Установка первичной переработки нефти	1,00	17 000,0	0,01613	274,125
Установка четкой ректификации бензина	2,75	1 134,0	0,04434	50,286
Установка гидроочистки бензинов	1,00	300,0	0,01613	4,838
Установка риформирования бензина	5,00	360,9	0,08063	29,098
Установка изомеризации	15,00	440,0	0,24188	106,425
Гидроочистка дизельного топлива	1,00	4 608,1	0,01613	74,306
Установка сероочистки газов	6,00	96,0	0,09675	9,288
Установка переработки серной кислоты	6,00	102,0	0,09675	9,869
Установка по производству смазочных масел	60,00	280,0	0,96750	270,900
Установка по производству нефтебитума	1,50	1 200,0	0,02419	29,025
ИТОГО	–	24 321,0	–	858,158

⁶ Таблица составлена автором статьи.

К затратам на замещение технологических установок необходимо добавить затраты на замещение технологических внешних объектов (в состав этой группы объектов, как правило, входит товарно-сырьевая база НПЗ: резервуарный парк и трубопроводы к нему) и нетехнологических внешних объектов (в состав этой группы объектов входят очистные сооружения).

Затраты на замещение внешних объектов могут быть определены на основании их соотношения с затратами на замещение технологических установок. Суммарные затраты на замещение внешних объектов, как правило, составляют 100 процентов от затрат на замещение технологических установок. Распределение стоимости между внешними технологическими и нетехнологическими объектами обычно составляет 60 и 40 процентов соответственно⁷.

Для расчета стоимости интеграции установок и внешних технологических и нетехнологических объектов в поточную схему завода необходимо использовать данные инвестиционных программ завода, в которых указано, что средняя стоимость строительства общезаводской инфраструктуры к одной установке составляет округленно 30 процентов от стоимости этой установки и внешних технологических объектов к ней.

В расчете на единицу установленной мощности по атмосферной переработке затраты на замещение всех элементов ФТС условного нефтеперерабатывающего завода составили 0,131 млн долл. США/тыс. т.

В настоящее время на рынке осуществляется или планируется строительство нескольких нефтеперерабатывающих заводов. В доступных источниках информации найдены сведения о сумме планируемых капиталовложений и потенциальной мощности заводов по первичной переработке. Однако не доступна информация о среднем индексе сложности таких заводов, что не позволяет сделать окончательный вывод об их сопоставимости. Однако данные об описываемых мощностях являются рыночным индикативом удельной стоимости строительства и могут быть использованы для процедуры верификации.

Данные о планируемых к строительству нефтеперерабатывающих заводах приведены в таблице 4.

Зависимость удельной стоимости затрат на строительство установок атмосферной переработки в составе НПЗ от их общей мощности показана на рисунке.

Исходя из выявленной зависимости и определенного тренда удельная стоимость

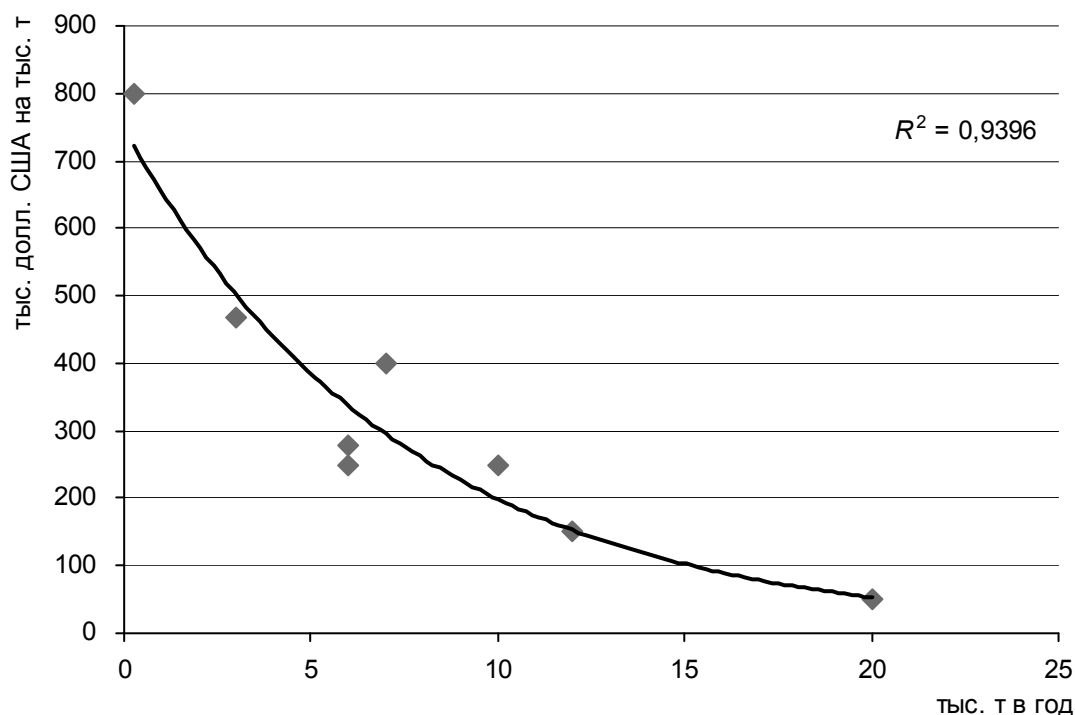
Таблица 4

Планируемые к вводу нефтеперерабатывающие мощности⁸

<i>Местоположение</i>	<i>Мощность, тыс. т в год</i>	<i>Цена</i>
Псковская область, Великолукский район	6 000	1,5 млрд долл. США
Джейхана, Азербайджан	20 000	1 млрд долл. США
г. Сейхан, Турция	10 000	2,5–3 млрд долл. США
Республика Саха, Иреляхское месторождение	250	6 млрд р.
Свердловская область	3 000	1,4 млрд долл. США
Туапсе	12 000	1,5 млрд евро
Брянск	6 000	50 млрд р.
Армения	7 000	2,8 млрд долл. США

⁷ Рассчитано автором на примере нескольких НПЗ.

⁸ Таблица составлена автором статьи.



Зависимость удельной стоимости затрат на строительство установок атмосферной переработки (в тыс. долл. США на тыс. т продукции) от их общей мощности (тыс. т продукции в год)⁹

строительства нефтеперерабатывающих мощностей условного НПЗ составляет 0,207 млн долл. США/тыс. т.

Как уже указывалось, имущественный комплекс любого нефтеперерабатывающего завода, помимо элементов функционально-технологической схемы, включает прочие производственные объекты и неоперационные активы. Также стоимость строительства существенно зависит от местоположения объекта, специфики создаваемого производственного цикла, уровня сложности НПЗ и прочего. В связи с невозможностью скорректировать объекты-аналоги из таблицы 4 на выявленные различия результаты расчета стоимости замещения по данным прочих заводов приведены справочно, но они подтверждают верность расчета затрат на замещение элементов ФТС условного НПЗ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богданов В. Л. Стратегия устойчивого развития нефтегазовой компании в условиях реформирования ТЭК России. СПб. :

СПбГГИ (ТУ), 2002.

2. Буш Джеймс, Джонсон Даниел. Управление финансами в международной нефтяной компании / пер с англ. М. : ЗАО «Олимп Бизнес», 2003.

3. Давлетьяров Ф. А. Система территориального мониторинга в контуре управления нефтяной компанией // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2006. № 10-11.

4. Зарнадзе А. А., Цгарели Д. В. Нефтяная компания как целостная экономическая система // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2007. № 7.

5. Зоря Е. И., Клейнер Г. Б., Скрыпников А. В., Цагарели Д. В. Нефть – Топливо – Экономика (ситуация, проблемы, перспективы). М. : Издательский центр «Математика», 1996.

6. Интеллектуализация предприятий нефтегазохимического комплекса: экономика, менеджмент, технология, инновации, образование / под ред. И. А. Садчикова, В. Е. Сомова. СПб. : СПбГИЭУ, 2006.

7. Леффлер Уильям Л. Переработка нефти. 2-е изд., пересмотренное / пер с англ.

⁹ График составлен автором статьи.

М. : ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004.

8. *Ракитский В. М.* Тенденции и перспективы развития нефтепереработки в мире. СПб. : Недра, 2006.

9. *Сомов В. Е.* Стратегическое управление нефтеперерабатывающими предприятиями. СПб. : Химиздат, 1999.

10. *Сомов В. Е., Садчиков И. А., Шершун В. Г.* Стратегические приоритеты российских нефтеперерабатывающих предприятий / под ред. В. Е. Сомова. М. : ЦНИИТЭнефтехим, 2002.

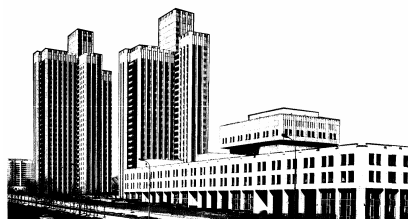
11. *Федоров В. С.* Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность – единый производственный ком-

плекс / В. С. Федоров; сост. С. Н. Хаджиев, В. А. Рябов, В. М. Гармаш, Л. Е. Злотников. М. : Наука, 2007.

12. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / В. Ф. Дунаев, В. А. Шпаков, Н. П. Епифанова, В. Н. Лындин / под ред. В. Ф. Дунаева. М. : ФГУП «Издательство «Нефть и газ» Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.

13. A Real Option Analysis Of An Oil Refinery Project. Imai & Nakajima // JEL. 2010.

14. Oil & Gas Journal Online Research Center Daniel Johnson & Co. 2004. № 1.



**РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФАКУЛЬТЕТ ЭКОНОМИКИ НЕДВИЖИМОСТИ
ЦЕНТР «МЕЖДУНАРОДНАЯ ШКОЛА УПРАВЛЕНИЯ
«ИНТЕНСИВ»**

*Приглашают принять участие в практическом консультационном семинаре
19–21 июня 2012 года, Москва*

**ЗЕМЕЛЬНЫЕ УЧАСТКИ: МЕЖЕВАНИЕ, ОФОРМЛЕНИЕ, РАСПОРЯЖЕНИЕ И
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ (НОВОЕ В ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
ОПЫТ И ПРАКТИКА)**

- новое в законодательстве Российской Федерации о государственной регистрации прав и кадастровом учете объектов недвижимости (комментарий к федеральным законам от 21.12.2009 № 334-ФЗ, от 17.06.2010 № 119-ФЗ, от 29.12.2010 № 435-ФЗ, от 4.06.2011 № 129-ФЗ)
- формирование земельных участков, в том числе в городах, полномочия органов местного самоуправления муниципального района и поселения по предоставлению земельных участков
- порядок изменения границ населенного пункта
- изменение вида разрешенного использования земельного участка
- особенности земельных отношений в сфере жилищного строительства
- землепользование и водопользование на водных объектах
- особенности предоставления земельных участков в отдельных субъектах Российской Федерации: опыт работы представителей регионов
- возникновение и прекращение прав (принудительное изъятие) на земельные участки из земель сельскохозяйственного назначения (комментарий Федерального закона от 29.12.2010 № 435-ФЗ)
- правовой режим земель особо охраняемых территорий и объектов: действующие нормативные акты и их применение на практике
- новое в правовом режиме земель лесного фонда (комментарий к положениям нового Федерального закона от 29.12.2010 № 442-ФЗ)
- кадастровый учет земельных участков для линейных объектов и охранных зон для них
- порядок безвозмездной передачи военного недвижимого имущества (земельных участков) в собственность субъектов Российской Федерации, муниципальную собственность (комментарий к Федеральному закону от 8.12.2011 № 423-ФЗ)
- опыт первого года работы кадастровых инженеров: успехи и проблемы
- арбитражная практика рассмотрения земельных споров при приватизации земель и сделках с земельными участками. Государственный земельный надзор.

Действует система скидок!

**ЗАЯВКИ НА УЧАСТИЕ И ПОДРОБНАЯ ИНФОРМАЦИЯ У ОРГАНИЗАТОРА –
ЦЕНТР «МЕЖДУНАРОДНАЯ ШКОЛА УПРАВЛЕНИЯ «ИНТЕНСИВ»**

тел./факс: (495) 436-05-21, 436-90-27, 436-03-25

e-mail: sokolov@ur.rags.ru, сайты: www.intensiv77.ru, www.rags.ru