

УДК 665.6(567) (045)

Ибрагим Асаад М. Али, С.В. Бойченко, В.В. Романчук

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ИРАКСКИХ НЕФТЕЙ

**Украинский научно-исследовательский и учебный центр химмотологии и сертификации ГСМ и
технических жидкостей Национального авиационного университета, г. Киев
Национальный университет «Львівська політехніка»**

В статье рассмотрены перспективы внедрения усовершенствованной технологической схемы переработки иракских нефтей.

Вступление

Известный факт, что нефть – уникальное по своим физико-химическим свойствам полезное ископаемое. С каждым годом доля нефтепродуктов в химической, пищевой, строительной отраслях возрастает. Основным направлением использования нефти остаются потребности топливно-энергетического комплекса. Например, по оценкам ОПЕК, в мировом балансе энергопотребления нефть занимает более одной трети (табл. 1).

Несмотря на то, что в перспективе доля нефти в общем объеме первичных энергоносителей будет сокращаться, но в абсолютном выражении потребление нефти (как и остальных источников энергии) будет только возрастать. Являясь исчерпаемым и невозобновляемым природным ресурсом, нефть требует к себе рачительного отношения. Одним из вариантов рационального использования этого уникального природного ископаемого является повышение эффективности процессов переработки нефти.

Социальная и экономическая ситуация в Ираке, непосредственно связанная с нефтью, является своеобразным «индикатором» экономического развития страны. В стране потребляется около 9% добываемой нефти, тогда как остальная часть экспортируется за рубеж в виде сырой нефти или нефтепродуктов. Так, в 2012 г. Ирак экспортировал 886,8 млн баррелей нефти на \$ 94 млрд. При этом за последние десять лет Ирак потратил 30 млрд. долларов на закупку нефтепродуктов, не построив ни одного нефтеперерабатывающего предприятия (НПП) [2,3]. Рациональным направлением развития экономики, например, логично признать развитие сети и модернизация НПП. Нами опубликовано ряд статей, посвященных усовершенствованию технологических схем переработки нефти. Данная статья является логическим продолжением эволюции нашей работы. Традиционно в зависимости от свойств получаемых нефтепродуктов выбирают наиболее рациональные, экономически выгодные пути переработки нефти [4–11].

Таблица 1

Мировой энергобаланс (прогноз ОПЕК, данные World Oil Outlook 2010, p. 48) [1]

Наименование энергоресурса	Объем, млн бое*/день				Доля, %			
	2008	2010	2020	2030	2008	2010	2020	2030
Нефть	80,9	80,4	89,9	97,6	35,7	35,0	32,7	30,2
Уголь	64,8	66,2	80,1	92,1	28,6	28,8	29,2	28,5
Газ	51,4	52,1	64,5	79,1	22,7	22,7	23,5	24,5
Атомная энергия	14,4	14,7	16,9	20,7	6,3	6,4	6,2	6,4
Гидроэнергия	5,5	5,8	7,3	9,0	2,4	2,5	2,7	2,8
Биотопливо	8,6	9,2	12,9	17,5	3,8	4,0	4,7	5,4
Другие возобновляемые энергоресурсы	1,3	1,5	3,2	6,8	0,6	0,7	1,2	2,1
Сумма:	226,8	229,9	274,8	322,9	100,0	100,0	100,0	100,0

Примечание: * – за единицу условного топлива (у.т.) принимается теплотворная способность 1 кг каменного угля = 29,3 МДж или 7000 ккал. Международное энергетическое агентство (IEA) приняло за единицу нефтяной эквивалент, обычно обозначаемый аббревиатурой ТОЕ (англ. Tonne of oil equivalent). Одна тонна нефтяного эквивалента равняется 41,868 ГДж или 11,63 МВт·ч. Применяется также баррель нефтяного эквивалента (BOE). Соотношение: 1 toe = 7,11, 7,33 или 7,4 бое.

© Ибрагим Асаад М. Али, С.В. Бойченко, В.В. Романчук, 2013

Выбор направления переработки нефти и ассортимента получаемых нефтепродуктов определяется физико-химическими свойствами нефти, уровнем развития техники нефтепереработки и потребностями в товарных нефтепродуктах конкретного экономического региона [5–13]. Различают три основных варианта переработки нефти: 1) топливный; 2) топливно-масляный; 3) нефтехимический (комплексный). Для определения наиболее приемлемого варианта переработки применяют классификацию нефти. В настоящее время наибольшее распространение получила технологическая классификация [5–13]. В ее основу положены признаки, имеющие значения для технологии переработки нефти или получения того или иного ассортимента продуктов.

Постановка задания

Учитывая тот факт, что светлые фракции (до 350°C) всегда используются в качестве топлива, варианты переработки нефти выбирают в зависимости от группы и подгруппы нефти. Принципиальная технологическая схема АВТ принимается после выбора варианта переработки. При выборе схемы учитывают состав и характеристики перегоняемой нефти, а также ассортимент, требования к качеству получаемых продуктов. Подробная характеристика исследуемых нефтей представлена в таблицах (физико-химические свойства, потенциальное содержание фракций в нефти, характеристика сырья для каталитического крекинга (350–450°C), характеристика фракций выкипающих до 200°C, характеристика керосиновой фракции (180–240°C), характеристика дизельной фракции (240–350°C), потенциальное содержание базовых и остаточных масел) [5–13].

Решение задания

Вариант переработки нефти выбирают в

зависимости от шифра нефти. На основании результатов проведенных ранее экспериментов [14,15] мы составили комплексную таблицу свойств нефтей для определения их шифров (табл. 2).

На основании определенных выше шифров (табл. 2), можно утверждать, что иракские нефти, сернистые, парафинистые со средним содержанием светлых дистиллятов (~53,0%). Следовательно, могут перерабатываться по топливному варианту.

Как известно [5–13,16–19], по топливному варианту нефть перерабатывают в основном на моторные и котельные топлива. При одной и той же мощности завода по нефти топливный вариант переработки отличается наименьшим числом технологических установок и низкими капиталовложениями. Переработка нефти по топливному варианту может быть глубокой и неглубокой. Глубокая переработка нефти позволяет получить максимально возможный выход высококачественных авиационных и автомобильных бензинов, зимних и летних дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей. Для этого предусматривается такой набор процессов вторичной переработки, при котором из тяжелых нефтяных фракций и остатка – гудрона получают высококачественные легкие моторные топлива. Сюда относятся каталитические процессы – каталитический крекинг, каталитический реформинг, гидрокрекинг и гидроочистка, а также термические процессы, например, коксование [5–13,16–19]. Переработка заводских газов в этом случае направлена на увеличение выхода высококачественных бензинов и сжиженного газа.

Топливный вариант переработки исследуемых нефтей является экономически целесообраз-

Таблица 2

Свойства, определяющие шифры иракских нефтей

Наименование показателя	Значение				
	Румайла	Нахран-Омар	Бузырган	Киркук	Маджнун
Содержание серы, мас. %: в нефти	1,30	0,73	1,54	1,69	1,30
фракция (н.к.–180°C)	0,144	0,029	0,29	0,136	0,17
фракция (180–360°C)	1,12	0,64	1,42	1,67	1,67
Класс нефти:	3	2	3	3	3
Содержание фракций, выкипающих до 350°C, мас. %	50,02	59,87	43,77	46,59	44,27
Тип нефти:	2	1	3	2	3
Содержание воды, мас. %	отс.	отс.	отс.	0,02	отс.
Содержание механических примесей, мас. %	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	14,06	23,01	17,52	21,16	19,22
Группа нефти:	1	1	1	1	1
Содержание парафинов в нефти, мас. %	3,4	3,0	2,7	2,8	1,4
Температура, °C: начала кристаллизации керосиновой фракции	минус 54	минус 59	минус 62	минус 48	минус 73
застывания дизельной фракции	минус 11	минус 12	минус 14	минус 11	минус 12
Вид нефти:	2	2	2	2	1
Шифр нефти:	3.2.1.2	2.1.1.2	3.3.1.2	3.2.1.2	3.3.1.1

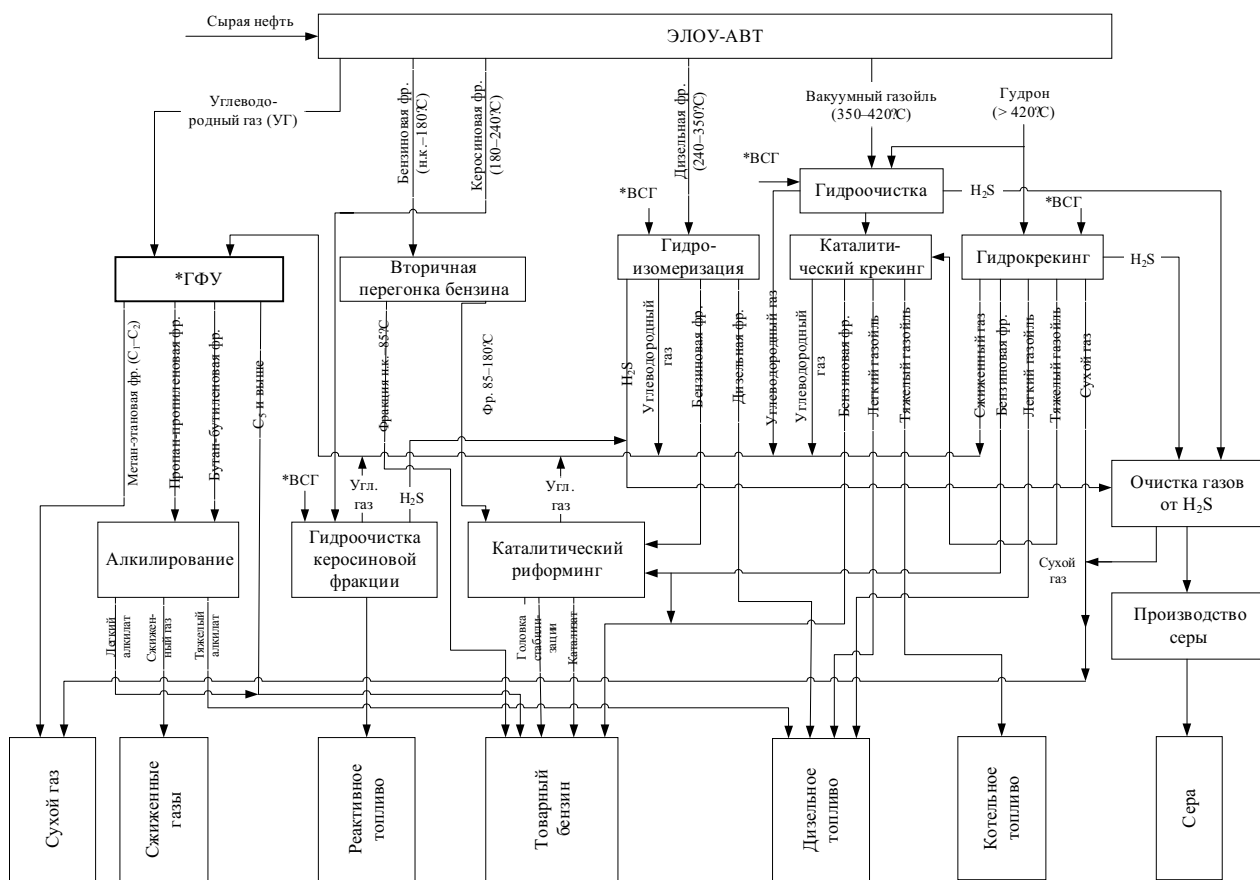
разным, так как в составе этих нефтей недостаточное содержание масляных фракций [7,9–11,13]. Исходя из шифра нефтей (табл. 2) для получения выбранных конечных продуктов, мы выбрали трехступенчатую схему атмосферно-вакуумной (АВТ) перегонки нефти. В основу разрабатываемой схемы мы взяли одну из промышленных схем АВТ с трехкратным испарением (рисунок). По принятой схеме нефть проходит три ступени предварительного обезвоживания. Обезвоженная и обессоленная нефть направляется на первичную переработку нефти (ППН) на АВТ. Углеводородный газ, полученный на установке АВТ, направляется на газофракционирующую установку (ГФУ), где он разделяется на сухой (метан-этан) и сжиженный газы (пропановая, бутановая, изопентановая фракции). Сухой газ может использоваться как бытовое и промышленное топливо. Сжиженный газ направляется на блок сжиженных углеводородных газов.

Бензиновая фракция (н.к.–180°C) направляется на вторичную переработку. Она разделяется на две части: бензиновую фракцию (н.к.–85°C), направляемую обычно на изомеризацию. Принимаем решение не отправлять ее на изомеризацию, чтобы избежать дополнительных расходов, а направляем ее сразу в блок компа-

ундирования товарных бензинов (рисунок). Вторую часть бензиновой фракции с пределами выкипания 85–180°C направим на каталитический реформинг, где из нее получают высокооктановый бензин. Бензин реформинга направляется в блок «товарных бензинов», где он смешивается с бензиновой фракцией н.к.–85°C. Углеводородный газ направляется вместе с другими газами на ГФУ.

Керосиновая фракция (180–240°C) направляется на производство авиационного керосина. Для этого предусмотрена установка гидроочистки (рисунок).

Дизельная фракция (240–350°C) также требует гидроочистки и понижения температуры застывания, поэтому фракцию направляем на установку гидроизомеризации. Образующийся углеводородный газ направляется на ГФУ, а бензин-отгон на установку каталитического реформинга для повышения октанового числа (ОЧ). Гидроочищенный вакуумный газойль (350–420°C) и вакуумный газойль процесса гидрокрекинга направляются на каталитический крекинг, продуктами которого являются углеводородный газ, бензин, легкий и тяжелый газойли. Легкий газойль используется как компонент дизельного топлива, а тяжелый – как котельное топливо. Гудрон (>420°C) направляется на процесс



Принципиальная технологическая схема предлагаемого НПЗ по топливному варианту, где * – ВСГ – водородсодержащий газ

гидрокрекинга, где можно получать углеводородный газ, бензин, легкий и тяжелый газойли (рисунк). Предельные и непредельные углеводороды C₃–C₄ направляют на установку алкилирования. Выделившийся после очистки газов сероводород направляют на установку получения серы.

Материальные балансы технологических процессов и суммарный материальный баланс НПП на примере месторождения Нахран-Омар мощностью 5 млн т/год представлены соответственно в табл. 3–17.

Таблица 3
Материальный баланс процесса ППН (установка АВТ)

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: обезвоженная, обессоленная нефть	100,00	5000,0
Получено: фракция н.к.–180 ⁰ С	34,12	1706,0
фракция 180–240 ⁰ С	4,17	208,5
фракция 240–350 ⁰ С	21,56	1078,0
фракция 350–420 ⁰ С	14,18	709,0
фракция >420 ⁰ С	25,97	1298,5
Всего:	100,0	5000,0

Таблица 4
Материальный баланс процесса вторичной перегонки бензина

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: бензиновая фракция н.к.–180 ⁰ С	100,00	1706,00
Получено: газ углеводородный сжижения фракция углеводородов C ₃ –C ₄	0,25	4,27
фракция н.к.–85 ⁰ С	1,90	32,41
фракция 85–180 ⁰ С	9,21	151,12
фракция 85–180 ⁰ С	88,64	1518,2
Всего	100,00	1706,00

Общий материальный баланс двух установок каталитического реформинга

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: бензиновая фракция 85–180 ⁰ С	92,67	1518,20
бензин-отгон с гидроизомеризации дизельной фракции	0,99	16,17
бензин-отгон с гидроочистки керосиновой фракции	0,23	3,84
бензин с установки гидрокрекинга	6,11	100,00
Всего	100,00	1638,21
Получено: углеводородный газ	7,42	121,63
головка стабилизации	4,19	68,57
катализат	85,58	1401,99
водородсодержащий газ	2,81	46,02
Всего	100,00	1638,21

Таблица 5
Материальный баланс процесса гидроизомеризации дизельной фракции

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: дизельная фракция 240–350 ⁰ С	100,0	1078,00
водород на реакцию	0,3	3,23
Всего	100,3	1081,23
Получено: углеводородный газ	2,0	21,56
бензин-отгон	1,5	16,17
фракция 240–350 ⁰ С	95,5	1029,49
сероводород	1,3	14,01
Всего	100,3	1081,23

Таблица 6
Материальный баланс процесса гидроочистки керосиновой фракции

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: керосиновая фракция	100,0	208,50
водород на реакцию	0,3	0,63
Всего	100,3	209,13
Получено: углеводородный газ	1,54	3,21
бензин-отгон	1,84	3,84
реактивное топливо	95,89	199,94
сероводород	1,03	2,14
Всего	100,3	209,13

Исходя из этих данных, рассчитываем глубину переработки нефти (Г), используя известную формулу $G=(НП-ТМ-П)$, где НП, ТМ – количества вырабатываемых на НПП товарных нефтепродуктов и топочного мазута соответственно; П – безвозвратные потери %. Таким образом, $G=2,07+1,94+48,30+4,00+39,02+2,49-2,49-1,46=93,87\%$.

Таблица 7

Таблица 8

Материальный баланс процесса гидроочистки вакуумного газойля

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: вакуумный газойль 350–420 ⁰ С	100,00	709,00
водород на реакцию	0,65	4,61
Всего	100,65	713,61
Получено: углеводородный газ гидроочищенный	2,65	18,79
вакуумный газойль	88,60	628,17
дизельная фракция-отгон	6,50	46,09
сероводород	2,9	20,56
Всего	100,65	713,61

Таблица 9

Материальный баланс процесса гидрокрекинга

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: фракция >420 ⁰ С	100	1298,50
водород в расчете на 100%	2,89	37,53
Всего	102,89	1336,03
Получено: углеводородный газ	1,79	23,25
сжиженный газ	4,60	59,73
бензиновая фракция	34,10	442,79
дизельная фракция	40,70	528,49
тяжелый газойль	17,90	232,43
сероводород	2,80	36,36
кокс выжигаемый	1,0	12,98
Всего	102,89	1336,03

Таблица 10

Материальный баланс процесса каталитического крекинга

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: фракция 350–420 ⁰ С после гидроочистки	72,99	628,17
тяжелый газойль с процесса гидрокрекинга	27,01	232,43
Всего	100,00	860,60
Получено: углеводородный газ	16,00	137,70
бензин н.к.–195 ⁰ С	28,10	241,83
легкий газойль 195–350 ⁰ С	36,10	310,68
тяжелый газойль (>350 ⁰ С)	14,50	124,79
кокс выжигаемый	5,30	45,60
Всего	100,00	860,60

Таблица 11

Материальный баланс ГФУ

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: углеводородный газ АВТ	1,16	4,27
углеводородный газ установки каталитического реформинга	33,15	121,63
углеводородный газ установки каталитического крекинга	37,53	137,70
сжиженный газ установки гидрокрекинга	16,28	59,73
углеводородный газ установки гидроочистки вакуумного газойля	5,12	18,79
углеводородный газ установки гидроизомеризации дизельного топлива	5,88	21,56
углеводородный газ процесса гидроочистки керосиновой фракции	0,87	3,21
Всего	100,00	366,89
Получено: сухой газ С ₁ –С ₂	15,65	57,42
пропан-пропиленовая фракция	37,50	137,58
бутан-бутиленовая фракция	41,10	150,79
С ₅ и выше	5,75	21,10
Всего	100,00	366,89

Материальный баланс процесса очистки газов от H₂S

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: сероводородсодержащий газ процесса изомеризации	21,90	14,01
сероводородсодержащий газ процесса гидроочистки керосиновой фракции	3,34	2,14
сероводородсодержащий газ процесса гидроочистки вакуумного газойля	32,14	20,56
сероводородсодержащий газ процесса гидрокрекинга	42,62	36,36
Всего	100,00	73,07
Получено: углеводородный газ	31,48	23,00
H ₂ S	68,52	50,07
Всего	100,00	73,07

Таблица 13
Материальный баланс процесса алкилирования

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: пропан-пропиленовая фракция	47,71	137,58
бутан-бутиленовая фракция	52,29	150,79
Всего:	100,00	288,37
Получено: легкий алкилат	65,00	187,44
тяжелый алкилат	12,60	36,33
пропан	13,50	38,94
бутан	8,90	25,66
Всего:	100,00	288,37

Таблица 14
Материальный баланс процесса получения серы

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: H ₂ S	100,00	50,07
Всего	100,00	50,07
Получено: сера	70,00	35,05
потери	30,00	15,02
Всего:	100,00	50,07

Таким образом, результаты проделанной работы показали, что исследуемые иракские нефти содержат среднее количество светлых фракций (~53,0%), являются сернистыми, парафинистыми. Это создало основание для выбора топливного варианта переработки, с максимальным отбором светлых фракций. Глубокая переработка нефти позволяет получить максимально возможный выход высококачественных авиационных и автомобильных бензинов, зимних и летних дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей. Выход котельного топлива в этом варианте сводится к минимуму. Следовательно, нами предусмотрен такой набор процессов вторичной переработки, при котором из тяжелых нефтяных фракций и остатка — гуд-

рона получают высококачественные моторные топлива (бензин, дизельное топливо, топливо для воздушно-реактивных двигателей). Сюда относятся каталитические процессы — каталитический крекинг, каталитический реформинг, гидрокрекинг и гидроочистка. Переработка заводских газов в этом случае направлена на увеличение выхода высококачественных бензинов и сжиженных газов.

Главным результатом этой работы является обоснование максимально экономичного варианта переработки иракской нефти с подбором оптимального количества установок для ее переработки. Стоимость установок и завода в целом приведена в табл. 15. Глубина переработки по предлагаемой технологической схеме НПП порядка 94%.

Результаты этой работы, основываясь на предыдущих исследованиях физико-химических свойств нефтей и их фракций, создают прочное основание для утверждения, что топливный вариант переработки иракских нефтей является экономически целесообразным. Это подтвердили расчеты срока окупаемости и рентабельности НПП, которые составили около 3,5 лет и 30% соответственно.

Кроме того, эта работа создает необходимые и достаточные условия для дальнейшего усовершенствования технологических схем НПП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *World Oil Outlook 2010*: www.oilmarketreport.org/.
2. *Мировой рынок нефти*. Аналитический обзор: <http://www.feib.ru/>.
3. *Нефтетранспортная территория*: <http://www.nefttrans.ru/>.
4. *Бескодаров А.М.* Актуальные проблемы формирования нефтегазового комплекса в развивающихся странах: На примере Ирака, Ирана и Ливии: Автореф. Дис...канд. эконом. наук: 08.00.14. — Москва, РАН, 2003. — 24 с.
5. *Мановян А.К.* Технология переработки природных энергоносителей. — М.: Химия-КолосС, 2004. — 456 с.

Суммарный материальный баланс предлагаемого НПП

Наименование продукта	Тыс. т/год	Мас.% на сырье процесса	Стоимость 1 т продукции, \$	Стоимость продукции за год, тыс.\$
Поступило: обезвоженная, обессоленная нефть	5000	100		
Получено: сухой газ C ₁ -C ₂ , в т.ч.:	103,67	2,07	200,00	20734,00
сухой газ C ₁ -C ₂ процесса ГФУ	57,42			
сухой газ C ₁ -C ₂ процесса гидрокрекинга	23,25			
сухой газ C ₁ -C ₂ процесса очистки газов от H ₂ S	23,00			
сжиженный газ C ₃ -C ₄ , в т.ч.:	97,01	1,94	700,00	67907,00
сжиженный C ₃ -C ₄ процесса вторичной перегонки бензина	32,41			
сжиженный C ₃ процесса алкилирования	38,94			
сжиженный C ₄ процесса алкилирования	25,66			
бензин, в т.ч.:	2414,84	48,30	1150,00	2777066,00
головка стабилизации с установки каталитического реформинга	68,57			
легкий алкилат	187,44			
фракция н.к. -85 С	151,12			
реформат	1401,99			
бензин каталитического крекинга	241,83			
бензин гидрокрекинга	342,79			
фракция C ₅ и выше с ГФУ	21,10			
дизельное топливо, в т.ч.:	1951,08	39,02	1010,00	1970590,80
гидроочищенное дизельное топливо	1029,49			
отгон гидроочистки вакуумного газойля	46,09			
легкий газойль каталитического крекинга	310,68			
тяжелый алкилат	36,33			
дизельная фракция гидрокрекинга	528,49			
реактивное топливо	199,94	4,00	1050,00	209937,00
мазут – тяжелый газойль каталитического крекинга	124,79	2,49	620,00	77369,8
сера	35,05	0,70	105,00	3680,25
Итого:	4926,38	98,54		5127284,85
Потери	73,62	1,46		

Таблица 16

Срок окупаемости и рентабельность предлагаемого НПП

Стоимость оборудования строительства установки, катализаторов, реагентов	4 303 750 тыс \$
Затраты на закупку нефти	5 000 000-642=3 210 000 000 \$
Затраты на переработку нефти (20% от стоимости сырья)	3 210 000 000-0,2=642 000 000 \$
Стоимость годового выпуска продукции (табл. 15)	5 127 284 850 \$
Доход от выпуска продукции в год (стоимость годового выпуска продукции)-(затраты на закупку нефти)-(затраты на переработку нефти)	5 127 284 850 \$-3 210 000 000 \$-642 000 000 \$= =1 275 284 850 \$
Срок окупаемости НПП (полная стоимость строительства НПП)/(доход от выпуска продукции в год)	4 303 750 000/1 275 284 850=3,37 года
Рентабельность НПП (доход от выпуска продукции в год/полная стоимость строительства НПП)×100%	(1 275 284 850/4 303 750 000)·100%=29,6%

Стоимость строительства предлагаемого НПЗ перспективной технологической схемы

Установка	Плановая производительность, тыс. т/год	Стоимость установки, тыс \$*
АВТ-1	3 000	250 000
АВТ-2	2 000	230 000
Вторичная перегонка бензина 1	1 000	120 000
Вторичная перегонка бензина 2	800	110 000
Каталитический реформинг 1	1 000	260 000
Каталитический реформинг 2	800	240 000
Гидроизомеризация дизельного топлива	1100	260 000
Гидроочистка реактивного топлива	250	190 000
Гидроочистка вакуумного газойля	800	310 000
Гидрокрекинг	1500	680 000
Каталитический крекинг	1 000	380 000
Газофракционирующая установка 1	200	70 000
Газофракционирующая установка 2	200	70 000
Алкилирование	300	160 000
Получение серы	70	70 000
Очистка газов от H ₂ S	50	40 000
Стоимость всех установок:		3 130 000
Строительство инфраструктуры (25% от стоимости установок)		782500
Всего по заводу		3 912 500
Приобретение реагентов, катализаторов для запуска завода (10% от стоимости завода)		391250
Итого:		4 303 750

Примечание: * – цена указана согласно с инвестиционными показателями нефтеперерабатывающих установок и анализа многообразных публикаций в ведущих журналах промышленно развитых стран “Oil & Gas Journal”, “Petroleum Review” и “Hydrocarbon Processing”

6. Магарил Р.З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти: учебное пособие. – М.: КДУ, 2008. – 280 с.

7. Сидович Е.В. Технология переработки нефти и газа. – Ч. 2-я. – М.: Химия, 1980. – 376 с.

8. Капустин В.М., Чернышева Е.А. Основные каталитические процессы переработки нефти. – М.: Калвис, 2006. – 116 с.

9. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов / Под ред. С.А. Ахметова. – СПб.: Недра, 2006. – 868 с.

10. Данилов А.М. Книга для чтения по переработке нефти. – СПб.: Химиздат, 2012. – 352 с.

11. Вержичинская С.В., Дигуров Н.Г., Синицин С.А. Химия и технология нефти и газа. – М.: Форум, 2009. – 400 с.

12. Разработка методологии типизации нефтей разрабатываемых месторождений / Т.Н. Юсупова, Е.Е. Барская, Ю.М. Ганеева, А.Г. Романов // Технологии нефти и газа. – 2010. – № 1. – С.46-53.

13. Мачинский О.Я., Топільницький П.І. Гідрокрекінг: монографія. – Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2011. – 348 с.

14. Бойченко С.В., Ибрагим Асаад М. Али. Физико-химические свойства и структурно-групповой состав прямых фракций нефтей месторождений Ирака // Вісник НАУ. – 2012. – № 3. – С.143-147.

15. Ibraheem Assad M. Ali, Boychenko S.V. Physical and chemical properties of oils from oilfields of Iraq // Наукоємні технології. – 2012. – № 3. – С.40-99.

16. Бойченко С.В. Рациональное использование углеводородных топлив. – К.: НАУ, 2001. – 216 с.

17. Бородачева А.В., Левинбук М.И. Тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности и экономические особенности нефтепереработки в России // Российский хим. журн. – 2008. – Т. LII. – № 6. – С.37-43.

18. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. – М.: Нефть и газ. – 2006. – 151 с.

19. Технологические расчеты установок переработки нефти: Учебное пособие для вузов / Танатаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А. и др. – М.: Химия, 1987. – 352 с.

Поступила в редакцию 10.10.2013