

УДК 665.6(567) (045)

*Ибрагим Асаад М. Али, С.В. Бойченко, Б.Ф. Кочирко*

## ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ИРАКСКИХ НЕФТЕЙ

Государственное предприятие «Украинский научно-исследовательский институт нефтеперерабатывающей промышленности «МАСМА», г. Киев  
Национальный авиационный университет, г. Киев

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

### *Вступление*

Нефть в современном мире является не просто одним из видов минерального сырья, а необходимым источником самого существования экономической системы [1–11]. Работа энергетических систем в значительной мере основывается на использовании нефти. Различные виды транспорта практически полностью (без учета электро- и атомных двигателей) базируются на нефтеуглеродном сырье. Значительная часть химической промышленности перерабатывает сырую нефть в нефтепродукты. Подобная стратегическая роль нефти в развитии современной экономики неизбежно вызывает интерес со стороны исследователей. Особое значение имеет анализ действий крупнейших субъектов нефтяной политики – нефтедобывающих (нефтеэкспортирующих) государств. Среди этих государств одно из ведущих мест занимает современный Ирак, проделавший многотрудный путь от статуса объекта эксплуатации крупнейшими нефтяными корпорациями до статуса полностью суверенного государства. Нефть Ирака составляет 94–97% общего объема экспорта страны и дает около 90% всей экспортной выручки [12]. Свыше 90% потребляемой в Ираке энергии получают за счет нефти [12, 13]. Природный газ удовлетворяет около 7% энергетических потребностей, гидростанции – 1–2%, дрова – около 0,3%. В стране потребляется около 9% добываемой нефти, тогда как остальная часть экспортируется за рубеж в виде сырой нефти или нефтепродуктов. Нефть выполняет роль своеобразного «катализатора» экономического и социального развития Ирака. Это определяет важность конъюнктуры мирового рынка нефти, развитие экономических связей с потребителями нефти, обеспечение свободного доступа на этот рынок. Политические события 90-х годов предопределили новую стадию развития иракской экономики. Эта стадия в значительной мере определена историей станов-

© Ибрагим Асаад М. Али, С.В. Бойченко, Б.Ф. Кочирко, 2013

ления иракского государства, формированием независимой нефтяной политики. Вместе с тем, современная ситуация в экономике Ирака сложная, во многом уникальна и в силу этого требует новых, нетрадиционных способов ее разрешения, в частности, в сфере модернизации нефтеперерабатывающих предприятий.

### *Постановка задания*

Традиционно в зависимости от свойств получаемых нефтепродуктов выбирают наиболее рациональные, экономически выгодные пути переработки нефти [2,3,14–20]. 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 [15–21]. Различают три основных варианта переработки нефти: 1) топливный; 2) топливно-масляный; 3) нефтехимический (комплексный). Для определения наиболее приемлемого варианта переработки применяют классификацию нефти. Сегодня известно несколько видов классификаций [2,3,15–21]. Но, в настоящее время наибольшее распространение находит технологическая классификация [15–21]. В ее основу положены признаки, имеющие значения для технологии переработки нефти или получения того или иного ассортимента продуктов.

Вариант переработки нефти выбирают в зависимости от шифра нефти. Учитывая тот факт, что светлые фракции (до 350°C) всегда используются в качестве топлив, варианты переработки нефти выбирают в зависимости от группы и подгруппы нефти. Принципиальная технологическая схема АВТ принимается после выбора варианта переработки. При выборе схемы следует учесть состав и характеристики перегоняемой нефти, а также ассортимент, требования к качеству получаемых продуктов. Подробная характеристика ис-

следуемых 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) [15–21].

**Решение задания**

На основании результатов проведенных ранее экспериментов [22,23] мы составили таблицу свойств нефтей для определения их шифров.

Таким образом, согласно технологической классификации на основании полученных результатов (табл. 1) исследуемые нефти месторождений Ирака можно систематизировать: Румайла – 3.2.1.2; Нахран – 2.1.1.2; Бузырган – 3.3.1.2; Киркук – 3.2.1.2; Маджнун – 3.3.1.1.

На основании определенных выше шифров, можно утверждать, что иракские нефти сернистые, парафинистые, со средним содержанием светлых дистиллятов (~3,0%). Следовательно, могут перерабатываться по топливному варианту.

Как известно [15–21], 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 предусматри-

вается 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 [15–21]. Переработка заводских газов в этом случае направлена на увеличение выхода высококачественных бензинов и сжиженного газа.

Топливный вариант переработки исследуемых нефтей является экономически целесообразным, так как в составе этих нефтей недостаточное содержание масляных фракций. Исходя из шифра нефтей (табл. 1), для получения выбранных конечных продуктов выберем трехступенчатую схему атмосферно-вакуумной (АВТ) перегонки нефти. В основу разрабатываемой схемы положено одну из промышленных схем АВТ с трехкратным испарением [15,16,18,20–27].

По принятой схеме (рисунок) нефть проходит три ступени предварительного обезвоживания, предварительного отбензинивания, разделения на фракции и последующую вакуумную перегонку мазута. Обезвоженная и обессоленная нефть направляется на первичную переработку нефти (ППН) на АВТ. Углеродородный 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. Сжиженные газы могут использоваться как баллонное топливо, направляться на установки

Таблица 1

Свойства, определяющие шифры иракских нефтей

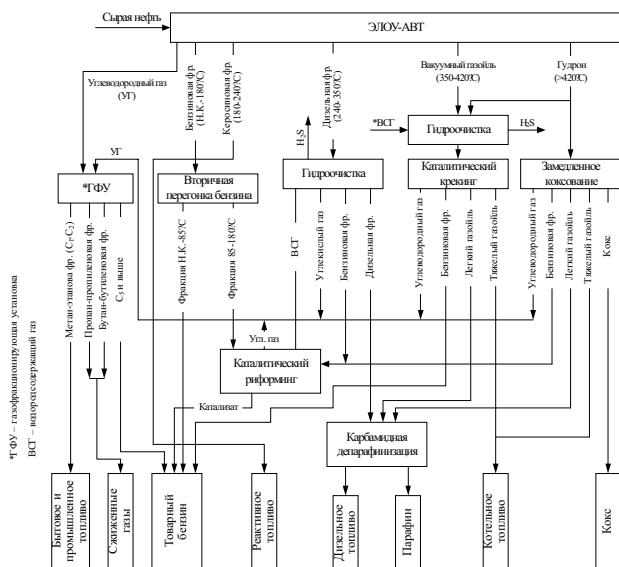
Наименование показателя	Значение				
	Румайла	Нахран-Омар	Бузырган	Киркук	Маджнун
Содержание серы, мас. %: в нефти	1,300	0,730	1,540	1,690	1,300
фракция (н.к.–180°C)	0,144	0,029	0,290	1,136	0,170
фракция (180–360°C)	1,120	0,640	1,420	1,670	1,670
Класс нефти	3	2	3	3	3
Содержание фракций, выкипающих до 350°C, мас. %	50,02	59,87	43,77	46,59	44,27
Тип нефти	2	1	3	2	3
Содержание воды, мас. %	отсутствует	отсутствует	отсутствует	0,02	отсутствует
Содержание механических примесей, мас. %	отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	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

алкилирования.

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. В нашем случае мы ее на изомеризацию не будем отправлять, чтобы избежать дополнительных расходов, а направим сразу в блок компаундирования товарных бензинов. Бензиновую фракцию 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. Угледородный газ направляется вместе с другими газами на ГФУ.

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

Дизельная фракция (240–350°C) также требует гидроочистки. Образующийся угледородный газ направляется на ГФУ, а бензин-отгон на установку каталитического реформинга для повышения октанового числа (ОЧ). Гидроочищенная дизельная фракция направляется на карамидную депарафинизацию с целью получения зимнего дизельного топлива. Вакуумный газойль (350–420°C) и часть гудрона (фракция >420°C) является сырьем каталитического крекинга, продуктами которого являются угледородный газ, бензин, легкий и тяжелый газойли. Легкий газойль используется как компонент дизельного топлива, а тяжелый – как котельное топливо. Гудрон (>420°C) направляется на замедленное коксование, где можно получать угледородный газ, бензин, легкий и тяжелый газойли, кокс (рисунк).



Принципиальная технологическая схема предлагаемого нефтеперерабатывающего предприятия (топливный вариант)

Материальные балансы технологических процессов и суммарный материальный баланс нефтеперерабатывающего предприятия (НПП) на примере месторождения Нахран–Омар мощностью 5 млн т./год представлены соответственно в табл. 2–11.

Таблица 2  
Материальный баланс процесса ППН (установка АВТ)

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

Таблица 3  
Материальный баланс процесса вторичной перегонки бензина

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс.т./год
Поступило: бензиновая фракция н.к.–180 <sup>0</sup> С	100	1706
Получено: газ угледородный сжижения фракция угледородов С <sub>2</sub> –С <sub>4</sub>	0,25	4,27
фракция н.к.–85 <sup>0</sup> С	1,90	32,41
фракция 85–180 <sup>0</sup> С	9,21	151,12
	88,64	1518,2

Таблица 4  
Общий материальный баланс двух установок каталитического реформинга

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило: бензиновая фракция 85–180 <sup>0</sup> С	94,36	1518,2
бензин-отгон дизельной фракции	1,12	18,06
бензин замедленного коксования	4,52	72,64
Получено: газ угледородный головка стабилизации	6,1	98,21
катализат	4,5	72,45
водородсодержащий газ	82,3	1325,03
водород на реакцию	5,8	93,38
	1,3	20,93

Таблица 5  
**Материальный баланс процесса гидроочистки  
дизельной фракции**

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило:		
дизельная фракция 240–350 <sup>0</sup> С	77,620	1078,00
отгон вакуумного газойля	9,960	138,34
легкий газойль замедленного коксования	12,425	172,53
водород на реакцию	0,300	4,17
Получено:		
газ углеводородный	2,0	27,78
бензин-отгон	1,3	18,06
фракция 180–360 <sup>0</sup> С	95,5	1326,50
сероводород	1,2	16,67

Таблица 6  
**Материальный баланс процесса гидроочистки  
вакуумного газойля**

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило:		
вакуумный газойль 350–420 <sup>0</sup> С	54,16	709,00
гудрон (фракция >420 <sup>0</sup> С)	45,84	600,00
водород на реакцию	0,65	8,51
Получено:		
газ углеводородный гидроочищенный	1,50	19,76
вакуумный газойль	86,75	1125,87
дизельная фракция-отгон	10,50	138,34
сероводород	1,9	25,03

Таблица 7  
**Материальный баланс процесса каталитического  
крекинга**

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило:		
фракция 350–420 <sup>0</sup> С после гидроочистки	54,29	611,21
гудрон (>420 <sup>0</sup> С) после гидроочистки	45,71	514,66
всего	100	1125,87
Получено:		
газ углеводородный	3,0	33,78
пропан-бутановая фракция	5,5	56,30
бутан-бутиленовая фракция	11,0	123,86
бензин н.к.–195 <sup>0</sup> С	43,2	486,43
легкий газойль 195–350 <sup>0</sup> С	20,9	235,33
тяжелый газойль (>350 <sup>0</sup> С)	11,6	130,62
кокс	5,3	59,68

Таблица 8  
**Материальный баланс процесса замедленного  
коксования**

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило:		
фракция >420 <sup>0</sup> С	100	698,5
Получено:		
газ углеводородный	9,1	63,56
бензин коксования	10,4	72,64
легкий газойль	24,7	172,53
тяжелый газойль	37,8	264,03
кокс	18	125,73

Таблица 9  
**Материальный баланс установки карбамидной  
депарафинизации**

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Взято:		
фракция 180–350 <sup>0</sup> С (после гидроочистки)	84,93	1326,5
легкий газойль каталитического крекинга	15,07	235,33
Получено:		
депарафинизированое дизельное топливо	92,3	1441,57
жидкий парафин	7,7	120,26

Таблица 10  
**Материальный баланс ГФУ**

Наименование продуктов	мас.% на сырье процесса	тыс. т/год
Поступило:		
углеводородный газ АВТ	1,72	4,27
углеводородный газ установки каталитического риформинга	39,7	98,21
углеводородный газ установки каталитического крекинга	13,66	33,78
углеводородный газ установки замедленного коксования	25,7	63,56
углеводородный газ установки гидроочистки вакуумного газойля	7,99	19,76
углеводородный газ установки гидроочистки дизельного топлива	11,23	27,78
Получено:		
сухой газ С <sub>1</sub> –С <sub>2</sub>	32,5	80,39
пропан-пропиленовая фракция	27,5	68,02
бутан-бутиленовая фракция	34,5	85,34
С <sub>5</sub> и выше	5,5	13,6

Суммарный материальный баланс предлагаемого НПП

Наименование продукта	Наименование процесса	тыс. т/год	мас.% на сырье процесса
Поступило: обезвоженная, обессоленная нефть		5000	100
Получено: сухой газ C <sub>1</sub> -C <sub>2</sub>	ГФУ	80,39	1,55
пропан-пропиленовая фракция	ГФУ	68,02	1,31
бутан-бутиленовая фракция	ГФУ	85,34	1,65
головка стабилизации	Каталитический реформинг	–	–
C <sub>5</sub> и выше	ГФУ	13,6	0,26
сероводород	Сероочистка газа	41,7	0,8
водородсодержащий газ	Каталитический реформинг	93,38	1,8
фракция н.к.–85 <sup>0</sup> С	Вторичная переработка	151,12	2,92
бензин	Каталитический крекинг	486,43	9,4
бензин	Каталитический реформинг	1325,03	25,6
бензин	Замедленное коксование	72,64	1,4
керосин	АВТ	208,5	4,03
легкий газойль	Каталитический крекинг	235,33	4,55
легкий газойль	Замедленное коксование	172,53	3,33
тяжелый газойль	Каталитический крекинг	130,62	2,52
тяжелый газойль	Замедл.коксование	264,03	5,1
парафин жидкий	Карбамидная депарфинизация	120,26	2,32
дизельное топливо летнее	Карбамидная депарфинизация	832,00	16,07
дизельное топливо зимнее	Карбамидная депарфинизация	609,57	11,78
кокс	Каталитический крекинг	59,68	1,15
кокс	Замедленное коксование	125,73	2,43
Общие потери		175,9	3,4
Итого:		5000	100
Потери	АВТ	31,05	0,6
	Вторичная перегонка	27,43	0,53
	Гидроочистка диз. топл.	20,7	0,4
	Каталитический крекинг	15,53	0,3
	Замедленное коксование	13,97	0,27
	Карбамидная депарафинизация	20,7	0,4
	Каталитический реформинг	25,88	0,5
	ГФУ	20,7	0,4

**Выводы**

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 – гудрона – получают высококачественные моторные топлива (бензин, дизельное топливо, топливо для воздушно-реактивных двигателей). Сюда относятся каталитические процес-

сы – каталитический крекинг, каталитический реформинг и гидроочистка, а также термические процессы каталитический крекинг и коксование. 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.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Тетельман В.В.* Нефть в семи проекциях. – М.: Сайнс-пресс, 2004. – 256 с.
2. *Данилов А.М.* Книга для чтения по переработке нефти. – СПб.: Химиздат, 2012. – 352 с.
3. *Вержичинская С.В., Дигуров Н.Г., Синицин С.А.* Химия и технология нефти и газа. – М.: Форум, 2009. – 400 с.
4. *Плакицкий Ю.А.* Энергетические уклады XXI века – поиск приоритетных научно-технических решений. – М.: ЗАО ИПЦ «Дортранспечать», 2007. – 443 с.
5. *Бородачева А.В., Левинбук М.И.* Тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности и экономические особенности нефтепереработки в России // Российский хим. журн. – 2008. – Т. LI. – № 6. – С.37-43.
6. *Старостин В.И.* Минерально-сырьевые ресурсы мира в третьем тысячелетии // Соросовский образовательный журн. – 2001. – Т.7. – № 6. – С.48-55.
7. *Мишина О.Ю., Кофанова О.В., Василькевич О.И.* Поглиблення ефективності первинної переробки нафти – запорука збалансованого природокористування // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2011. – № 2. – С.114-119.
8. *Брагинский О.Б.* Нефтегазовый комплекс мира. – М.: «Нефть и газ». – 2006. – 151 с.
9. *Муса Мирза Хасан.* Нефтяной фактор социально-экономического развития Ирака: Автореф. дис...канд. эконом. наук: 08.00.01. – СПб.: Государственный ун-ет, 1994. – 24 с.
10. *Рушди Халиль Ибрагим.* Проблемы внутреннего рынка Ирака и его влияния на развитие народного хозяйства: Автореф. дис...канд. эконом. наук: 08.00.01. – М.: Институт народного хозяйства, 1984. – 24 с.
11. *Брагинский О.Б., Шлихтер Э.Б.* Мировая нефтепереработка: экологическое измерение. – М.: Academia, 2002. – 165 с.
12. *Energy Outlook.* World Energy Outlook: 2012. IEA. – 690 p.
13. *Абрагим Мохамед Хасан Мохамед.* Факторы воздействия мирового нефтяного рынка на экономику Ирака: Автореф. дис...канд. эконом. наук: 08.00.14. – М., 2010. – 24 с.
14. *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. – М.: РАН, 2003. – 24 с.
15. *Ахметов С.А.* Технология глубокой переработки нефти и газа – Уфа: «ГИЛЕМ», 2002. – 672 с.
16. *Мановян А.К.* Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия-КолосС, 2004. – 456 с.
17. *Магарил Р.З.* Теоретические основы химических процессов переработки нефти: учебное пособие. – М.: КДУ, 2008. – 280 с.
18. *Смидович Е.В.* Технология переработки нефти и газа. Ч.2-я. – М.: Химия, 1980. – 376 с.
19. *Капустин В.М., Чернышева Е.А.* Основные каталитические процессы переработки нефти. – М.: Калвис, 2006. – 116 с.
20. *Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учеб. пособие / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов.* – СПб.: Недра, 2006. – 868 с.
21. *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.*
22. *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.
23. *Ibraheem Assad M. Ali, Boychenko S.V.* Physical and chemical properties of oils from oilfields of Iraq // Наукоємні технології. – 2012. – № 3. – С.40-99.
24. *Технологические расчеты установок переработки нефти: Учебное пособие для вузов / Тантаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А. и др. – М.: Химия, 1987. – 352 с.*
25. *Совершенствование процессов подготовки нефти / Г.Н. Жолобова, Е.М. Хисаева, А.А. Сулейманов, В.Ф. Галиакбаров // Нефтегазовое дело. – 2010. – С.1-6.*
26. *Буй Чонг Хан, Нгуен Ван Ты, Ахметов А.Ф.* Сравнительный анализ различных схем изомеризации пентангексановой фракции // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – № 2. – С.22-25.
27. *Буй Чонг Хан, Мохсин Х.А., Ахметов А.Ф.* Улучшение качества автобензинов на НПЗ города Басра в Ираке // Нефтегазовое дело. – 2008. – С.1-4.
28. *Бойченко С.В.* Рациональное использование углеводородных топлив (на украинском языке). – К.: НАУ, 2001. – 216 с.
29. *Поліпшення екологічних властивостей бензинів каталітичним гідруванням фракцій реформінгу / Є.В. Кравченко, Б.В. Кочірко, В.Л. Деркач, С.В. Бойченко // Вісник НАУ. – 2005. – № 1. – С.136-140.*
30. *Бойченко С.В., Гуцуляк Д.О., Кочірко Б.Ф.* Отримання екологічно чистого високооктанового компонента бензину каталітичним гідруванням бензол-толуол-ксилольної фракції // Вісник НАУ. – 2005. – № 1. – С.140-144.

Поступила в редакцию 29.05.2013