

УДК 665.642.3

А.К. Курочкин, к.т.н., директор проектов ООО «НПЦ «Термакат», г. Уфа

РАЗРАБОТКА ВЫСОКОРЕНТАБЕЛЬНЫХ СХЕМ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАЛЫХ НПЗ С ГЛУБИНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ БОЛЕЕ 90%

Принятие правительством постановления (№1039 от 21.12.2009г.) «О порядке подключения нефтеперерабатывающих заводов к магистральным нефтепроводам и/или нефтепродуктопроводам и учета нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации» на общем фоне увлечения строительством нефтяных «самоваров» безусловно призвано навести порядок, в первую очередь, в системе проектирования совершенных мини-НПЗ. Возможно ли на малом НПЗ мощностью менее 1 млн. т нефти в год добиться одновременно и максимальной глубины переработки нефти (более 90%) и высокого качества светлых моторных топлив (по Евро-4 или -5)? Ответ однозначен – возможно! А вот какой ценой, и будет ли рентабельным малотоннажное производство высококачественных нефтепродуктов, - попытаемся разобраться.

В самом постановлении не указаны числовые значения минимальной мощности, при которых проектируемый НПЗ может быть допущен к подключению к магистральному нефтепроводу. Также не указана и минимально необходимая глубина переработки нефти, при которой проектируемый НПЗ будет внесен в реестр нефтеперерабатывающих предприятий Министерства Энергетики РФ. В средствах массовой информации для перспективных заводов чаще всего называются такие цифры: мощность НПЗ не менее 1 млн. т нефти в год, глубина переработки нефти – не менее 90%. К осмыслению корректности этих цифр мы предлагаем подойти с позиций комплексного анализа концептуальных схем проектируемых НПЗ в сочетании с требованиями высокого качества продукции и расчетной рентабельностью капиталовложений.

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ

Безусловно, первое и самое необходимое требование, которое должно стать в разрешительной системе учета планируемых к проектированию НПЗ неременным условием. Нормативные требования к качеству светлых моторных и котельных топлив предписаны технологическим регламентом на выпускаемую нефтеперерабатывающими заводами продукцию. В ближайшие год-два нефтеперерабатывающая отрасль должна перейти на выпуск бензинов и дизельных топлив по категориям качества Евро 4 и Евро 5. Для малых НПЗ набор технологий, обеспечивающих выпуск бензинов и дизтоплив по категории Евро 5, по сумме капиталовложений находится за гранью рентабельности. Поэтому, в ближайшей перспективе предельно достижимым качеством производимых

светлых моторных топлив на мини-НПЗ будет категория Евро 4.

Для некоторых малых НПЗ, обеспечивающих только свой ведомственный автотранспорт (крупные автопарки дорожников, карьерные грузовики) предельный уровень качества используемого дизельного топлива диктуют технические характеристики эксплуатируемых двигателей, работающие по стандартам Евро 3. Очевидно, в подобных случаях, необходимо будет получить специальное разрешение на производство моторного топлива пониженного качества. Здесь, к слову, следует отметить о необъективных обвинениях в адрес «самоваров», т.е. мини-НПЗ, в глобально больших грехах – производстве некачественных светлых моторных топлив. Вопрос ВИН-Кам: как же могут малые НПЗ, перерабатывающие менее 4% нефти (от всей нефтепереработки) производить

более 60% некачественных бензинов и дизтоплив (от общей доли рынка)? Уверен, что это просто «страшилка» используемая для ликвидации малой переработки.

Основная специализация существующих мини-НПЗ, это производство дизтоплив. Самый проблемный показатель качества для дизтоплив – содержание серы. Организовать систему контрольного замера качества ДТ у производителя и у продавца не представляет никаких проблем. Контролировать качество компаундированных бензинов несколько сложнее, однако сделать это просто необходимо. Можно предположить, что для мини-НПЗ при производстве бензинов могут возникнуть многочисленные проблемы, когда выпуск бензина А-80 должен будет прекратиться. Однако, в планируемых к проектированию перспективных НПЗ, качество светлых моторных топлив должно гарантироваться как минимум по Евро 4, в том числе и для малых НПЗ. Планируя для малых НПЗ глубину переработки нефти свыше 90%, мазут фактически должен быть исключен из производимой продукции.

РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

Оценивается как отношение суммарной прибыли, приносимой инвестициями, к величине инвестиций. Однако самой сложной задачей на предпроектном этапе разработки планов о создании НПЗ является определение именно необходимой суммы инвестиций. Технология должна гарантировать достижимость глубины переработки и качества продукции, а объекты ОЗХ должны обеспечивать нормальное функционирование завода. В предыдущих публикациях [1] были приведены методики, формулы и расчеты определения необходимой суммы инвестиций на строительство малого НПЗ. Здесь мы примем более простое допущение, однако вполне корректное для мини-НПЗ: из нашего опыта известно, что одна тонна переработанной нефти (для НПЗ с глубиной переработки более 90%) приносит чистой прибыли собственнику около 3000 рублей (~100 USD). По ожидаемой прибыли, в совокупности с планируемой мощностью НПЗ можно оценить предполагаемую эффективность вложений капитала. Так, если НПЗ мощностью 100

тыс. т нефти в год за 10 млн. USD (годовая чистая прибыль) построить без изъянов практически невозможно, а мы условились “самовары” не строить, то за 20 млн. USD (годовая чистая прибыль НПЗ – двухсоттысячника) уже можно построить вполне совершенный завод – НПЗ-0,2. Безусловно, в эти допущения необходимо внести расчеты по сроку окупаемости вложений. Для малых НПЗ приемлемым периодом, в течение которого капитальные вложения должны окупаться, то есть принести чистый доход, равный объему вложений, является срок в 3-5 эксплуатационных лет.

МОЩНОСТЬ МИНИ-НПЗ

Планируемого к строительству чаще всего определяется количеством доступного сырья. И если рядом промысел, да ещё с проблемной по свойствам для сдачи в нефтепровод нефть, то планирование строительства малого НПЗ может быть вполне рациональной идеей [2]. Конечно, планируемую мощность такого НПЗ все-таки надо соизмерять с ожидаемой окупаемостью. Мини-НПЗ мощностью 50-100 тыс. тонн в год могут быть рентабельны только при нефтебазах, причем

РЕКЛАМА

специализированные на переработку бессернистого газового конденсата. По нашим расчетам для легких и малосернистых нефтей, минимальная мощность НПЗ может быть в 100 тыс. тонн в год, для сернистых нефтей 200 тыс. тонн в год. Высокое содержание высококипящих фракций и высокое содержание серы в тяжелых нефтях определяют необходимость включения в схему НПЗ вторичных процессов глубокой переработки тяжелых нефтяных фракций и процессов облагораживания, повышающих качество светлых моторных топлив, особенно по остаточному содержанию серы. Поскольку такие решения могут быть весьма капиталоемкими, то для малых НПЗ приоритетными, по соображениям рентабельности, все-таки являются легкие малосернистые нефти. Привязку к магистральному нефтепроводу целесообразно планировать региональным малым НПЗ мощностью от 500-1000 тыс. тонн в год и более. Здесь должны возобладать здравый смысл и логика: для НПЗ - миллионника принимать ежедневно по 2 железнодорожные цистерны с нефтью довольно хлопотно, а ведь еще надо и отгружать продукцию примерно в таком же объеме. Поэтому представляется, что задача подключения региональных НПЗ-1.0 к магистральным нефтепроводам с организационно-технических позиций просто необходима.

ГЛУБИНА ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

Ахиллесова пята всей нефтеперерабатывающей отрасли, а для малых НПЗ – тем более. Ставить задачу, чтобы каждый НПЗ имел глубину переработки не ниже 90%, ориентируясь на мировые достижения, скорее всего, необходимо. Однако тот путь, что выбрала отечественная отрасль, скорее всего ориентирован на реализацию программы углубления переработки нефти никак не менее чем в течение 15-20 лет. Еще 5 лет назад мы акцентировали необходимость и возможность кардинального углубления переработки нефти [3] отмечая, что в России достигнута лишь 70%- ная глубина переработки. И вот теперь констатируем, что этот показатель если и вырос, то увы, только на 1,5-2,0%. И это за 5 лет! Нам представляется, что в развитие отрасли заложена системная ошибка: не достигнув максимально возможной

глубины переработки (хотя бы как в Европе около 85%), ставится задача кардинально повысить качество товарных топлив в соответствии с технологическим регламентом. На борьбу за снижение содержания серы в бензинах и дизтопливах необходимы колоссальные финансовые ресурсы. А теперь еще и по новому постановлению необходимо наверстывать давно упущенное- углублять переработку нефти, причем резко, сразу на 15-20%. Для действующих НПЗ испытаны и предложены эффективные малобюджетные технологии на доведение глубины переработки нефти до 80-85% [4], а для остатков наиболее приемлемы процессы гидрокрекинга, обеспечивающие углубление переработки нефти до 95-96%. К ним необходимы и дополнительные мощности облагораживания и гидрообессеривания бензинов и дизтоплив.

На фоне такой, и без того тяжелой, финансовой нагрузки, необходимо еще учитывать, что свойства и качество добываемых нефтей все ухудшаются и доля тяжелых, высокосернистых нефтей увеличивается. Проектируя НПЗ для глубокой переработки тяжелых нефтей, теперь еще необходимо учитывать и содержание в них смол и асфальтенов – для тяжелых нефтей один из важнейших показателей, поскольку при их высоком содержании достичь глубины переработки даже в 70-80% весьма проблематично. В этом случае наиболее рентабельно производить высококачественный и весьма высоколиквидный остаточный продукт – дорожный битум. Производство высокосернистых коксов на малых НПЗ не рентабельно.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Разработка исходных данных на проектирование НПЗ, исследованием свойств сырьевой нефти, планируемой к переработке на перспективном НПЗ, является одним из важнейших условий не только для разработки концептуальных технологических схем переработки нефти, но и для выбора оптимальной экономической стратегии получения прибыли на будущем НПЗ.

В лаборатории атмосферную и вакуумную разгонку нефти целесообразно делать на аппарате АРН-2. Очень важно, помимо аналитического исследования физико-химических свойств узких

фракций нефти проводить еще и эксперименты по моделированию основных базовых процессингов, закладываемых в схему завода, что позволит определить ассортиментный минимум, прогнозируемое качество и материальные балансы по основным технологическим потокам. Именно эти данные лягут в разработку ТЭО для планируемого НПЗ. Для корректного проектирования высоко-рентабельных малых НПЗ на глубокую переработку нефти просто необходимо проводить лабораторное или пилотное моделирование вторичных технологических процессов: термокрекинг или висбрекинг, замедленное коксование, деасфальтизацию, каталитическое облагораживание, сероочистку, окисление до битумов. Результаты процессингов являются основополагающими данными для расчетов оборудования, выбора технологии и разработки регламентов на проектирование.

Рассмотрим конкретный пример разработки схемы НПЗ для глубокой переработки одной из тяжелых нефтей (см. табл.1).

СВОЙСТВА НЕФТИ И ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОНЦЕПЦИЙ ПЕРЕРАБОТКИ

Анализируя физико-химические свойства сырой нефти (см. табл.1), планируемой к переработке на перспективном НПЗ Н. Refinery, отметим главные негативные факторы, которые создают основные технологические проблемы и определяют выбор тех или иных технологических процессов (см. табл.2)

- высокая плотность – меньше 20 API° (более 0,9318 г/см³), указывает на необходимость экспериментального подбора вторичных процессов глубокой переработки, атмосферная и вакуумная разгонка нефти на узкие фракции и исследование их свойств не дадут прогнозов на комплектовку технологий;
- высокое содержание серы – больше 3,8% масс, указывает на необходимость применения процессов сероочистки, для всех технологических потоков и для газов, и для всех дистиллятных фракций и для остаточных продуктов;
- высокое содержание асфальтенов – больше 9,9% масс, указывает на необходимость тщательного выбора вторичных процессов, обеспечивающих или удаление асфальтенов, или их концен-

Таблица 1. Физико-химический состав и свойства тяжелой нефти Н

№ П/П	ПОКАЗАТЕЛИ	РАЗМЕРНОСТЬ	ЗНАЧЕНИЕ			
1.	Плотность	г/см ³	0,935			
2.	Вязкость при 40°С	мм ² /с	171,3			
3.	Содержание серы	% масс.	3,85			
4.	Содержание воды	% масс.	0,47			
5.	Содержание асфальтенов	% масс.	9,9			
6.	Содержание хлористых солей	мг/л	41,0			
7.	Температура текучести	°С	-27			
8.	Температура вспышки (з.т.)	°С	<30			
9.	Свойства узких фракций					
	Пределы выкипания, °С при 760 мм рт.ст.	Выход фракций, % масс.	Суммарный выход фракций, % масс	Плотность При 15°С, г/см ³	Выход фракций, % об.	Суммарный выход фракций, % об.
	Н.к.-15	0,84	0,84	0,578	1,36	1,36
	15-85	3,92	4,76	0,642	5,71	7,07
	85-150	3,90	8,66	0,741	4,92	11,99
	150-175	2,40	11,06	0,734	2,90	14,89
	175-200	2,03	13,09	0,793	2,39	17,28
	200-225	2,38	15,47	0,812	2,74	20,02
	225-250	2,39	17,86	0,824	2,71	22,73
	250-300	5,53	23,39	0,847	6,10	28,83
	300-340	4,76	28,15	0,866	5,14	33,97
	340-360	2,23	30,38	0,889	2,34	36,31
	360-380	2,45	32,83	0,893	2,56	38,87
	380-400	2,61	35,44	0,909	2,69	41,56
	400-450	6,87	42,31	0,937	6,86	48,42
450-500	9,16	51,49	0,956	8,98	57,40	
500-540	5,26	58,75	0,977	5,04	62,44	
540+	43,25	100,00	1,077	37,56	100,00	

Таблица 2. Негативные свойства нефти и выбор процесса

ПОКАЗАТЕЛИ	РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ ЗНАЧЕНИЯХ		
	малое	среднее	высокое
Свойства нефти			
Плотность, г/см ³	0,83 Атмосферная перегонка	0,86 Вторичные по необходимости	>0,90 Вторичные процессы для остатка
Содержание серы, % масс.	<1,0 Сероочистка нефти и дизтоплив	1,00-2,00 Сероочистка газов и дистиллятов, Производство серы	>2,00 Сероочистка всех потоков, производство серы
Содержание асфальтенов, % масс.	<2,0 Без внимания	2,0-4,0 Внимание при переработке остатков	>6,0 Необходимые специальные вторичные процессы
Выход фракций Н.к.-300°С, % масс.	>60,0 Обычная перегонка	30,0-50,0 Необходимы процессы по увеличению выхода	<30,0 Без вторичных процессов не обойтись
Выход атмосферного остатка >360°С	<30,0 Найти квалификацию остатку	50,0-70,0 Необходимы висбрекинг, битумная	>70,0 Висбрекинг необходим в интеграции с АТ
Выход вакуумного остатка	Для малых НПЗ вакуумная перегонка не рекомендуется		
Плотность вакуумного остатка, г/см ³	<0,89 Отличное сырье для висбрекинга	0,90-0,93 Хорошее сырье для висбрекинга	>1,00 Проверить асфальтены Легкий висбрекинг, а остаток на гидрокрекинг

трирование или гидрогенизационное насыщение;

- низкий потенциал бензино-керосиновых фракций, да еще и с высокой плотностью, высокими температурами застывания, высоким содержанием серы ставят вопрос о необходимости поиска процессов, обеспечивающих дополнительный выход дистиллятов из остатков и дальнейшего облагораживания суммарных первичных и вторичных фракций нефти и легкого газойля;
- высокий потенциал газойлевых (атмосферных и вакуумных) фракций, выкипающих свыше 300°C (76%масс) указывает на необходимость поиска таких вторичных процессов переработки атмосферных остатков, которые могут обеспечить их максимальную конверсию в бензино-дизельные фракции, причем без образования неликвидных остаточных продуктов;
- фракции вакуумного газойля являются весьма тяжелыми, высоковязкими и высокосернистыми, имеют малый потенциал выхода, и поэтому выделять их на высококвалифицированную переработку нерентабельно;
- атмосферные и вакуумные остатки (>360°C и выше) имеют плотность более 1,016 г/см³, и фактически могли бы использоваться в качестве битумов, однако их высокое содержание в нефти – более 55-70%масс – не создает предпосылок к строительству рентабельного нефтеперерабатывающего завода, поскольку основную прибыль приносят бензин и дизельное топливо, и менее всего, к сожалению – битум.

Для строительства завода по переработке данной тяжелой нефти традиционные схемы компоновки процессов не подходят, – необходим более рациональный подход.

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ЗАВОДА

Анализ физико-химических свойств сырой нефти и продуктов ее атмосферной и вакуумной разгонки, указывает, что процессом первичной перегонки (атмосферной ректификацией) целесообразно отбирать лишь 10,1%масс. нефти (НК-175°C) и 13,3%масс. легкого газойля (175-300°C). Более тяжелые атмосферные газойлевые фракции (300-360°C), а их всего около 8,5%масс. целесообразно направлять совместно с

атмосферными остатками на вторичную глубокую переработку. В сумме количество прямогонных дистиллятов (нафты и дизтоплива), рекомендуемых к отбору на атмосферной колонне, составляют около 24,4%масс. Безусловно, обе эти фракции подлежат очистке от сернистых соединений.

Атмосферный остаток (мазут >300°C), доля которого около 75%масс. от исходной нефти, направлять на вакуумную перегонку не целесообразно, поскольку получаемые вакуумные газойли и вакуумные остатки не отвечают по свойствам конечным товарным нефтепродуктам и требуют дополнительных, весьма квалифицированных процессов глубокой переработки. Фирмы KBR (США) [5] и “НПЦ “Термакат” (РФ) [3] независимо друг от друга показали, что для переработки атмосферных остатков от тяжелых нефтей, потенциал которых более 60%масс., вакуумная перегонка в схеме НПЗ не нужна, поскольку выход газойлей не велик и они слишком тяжелы, чтобы организовать традиционную схему их переработки с применением гидроочистки, каталитического крекинга и гидрокрекинга. Более того, вакуумная перегонка нефти Н. лишь удорожает суммарные капитальные вложения на технологическое оборудование и затраты на переработку.

Для переработки атмосферного мазута тяжелой нефти целесообразно искать высокоэффективные технологии глубокой конверсии тяжелых углеводородов в максимальное количество бензино-дизельных дистиллятов с минимальным выходом квалифицированного и высоколиквидного остатка. Если найти рациональную технологию превращения тяжелых фракций атмосферных и вакуумных газойлей в бензино-дизельные дистилляты, то технологическая схема НПЗ будет гораздо проще и значительно дешевле, главным образом за счет исключения сложных и дорогостоящих водородно-каталитических процессов облагораживания тяжелых фракций.

ВЫБОР ВТОРИЧНЫХ ПРОЦЕССОВ

Мы исходим из собственного опыта переработки тяжелых нефтей по технологии «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» (Вб-Тк) [2], и можем предположить: если в нефти содержится до 10% асфальтенов, то малобюджетная технология Вб-Тк (без катализаторов и без водорода) может

обеспечить суммарный выход бензино-дизельных фракций до 76-80% масс. Остаток, получаемый в минимальном количестве, можно квалифицировать как высококачественные дорожные битумы.

Технология «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®» в применении для переработки тяжелых нефтей имеет преимущество перед такими процессами как вакуумная перегонка атмосферного остатка, деасфальтизация гудрона, коксование остатка и гидрокрекинг. В первую очередь следует отметить основное достоинство Вб-Тк: обеспечивается максимальный выход бензино-дизельных дистиллятных фракций при минимальных удельных капиталовложениях.

Вакуумная перегонка и деасфальтизация – это процессы, которые вырабатывают полупродукты (вакуумный газойль либо деасфальтизат), требующие дальнейшей энергоемкой и квалифицированной переработки. А остатки этих процессов (гудрон и асфальтит) требуют дополнительной переработки вторичными процессами. Применение процессов вакуумной перегонки и деасфальтизации для схемы завода Н. Refinery не рекомендуется.

Коксование остатков – старый, но, увы, и до сегодняшнего дня самый экологически грязный и энергетически высокочрезвычайно процесс. Стоимость установки коксования в 3 раза выше, чем висбрекинга. Однако основной недостаток этого процесса для переработки тяжелых высокосернистых нефтей – это высокий (до 30-40%) выход невостребованного высокосернистого кокса. Технология обессеривания кокса весьма дорогостоящая и вследствие этого высокосернистый (экологически грязный) кокс, вырабатываемый в громадных объемах во всем мире, является неликвидным продуктом. Сжигать его для выработки электроэнергии в 21 веке экологами запрещено из-за загрязнения воздушного бассейна сернистыми газами, провоцирующими кислотные дожди. Как отмечалось выше - предварительное обессеривание весьма дорого, еще дороже очищать от серы высокосернистые дымовые газы после сжигания высокосернистого нефтяного кокса. По вышеназванным причинам применение процесса коксования для схемы завода Н. Refinery не рекомендуется.

Таблица 3. Необходимый набор установок для малых НПЗ с глубиной переработки нефти 90% и расчетные суммы необходимых инвестиций

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	РАСЧЕТНАЯ СУММА НЕОБХОДИМЫХ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ, МЛН. USD	
		НПЗ0,2-90-е4 200 тыс. т нефти в год	НПЗ1,0-90-е4 1 млн. т нефти в год
1	Минимально необходимый набор установок:		
	1.1 ЭЛОУ + атмосферная перегонка мазута	4,0	15,0
	1.2 Висбрекинг-Термакат	10,0	30,0
	1.3 Гидрокрекинг остатка	20,0	50,0
	1.4 Битумная	3,0	70,0
	1.5 Гидроочистка нефти	4,0	20,0
	1.6 Гидроочистка диз.дистиллятов	15,0	45,0
	1.7 Изомеризация НК-85	4,0	8,0
	1.8 Сероочистка газов, газоразделение и производство серы	3,0	10,0
	1.9 Производство водорода	5,0	20,0
	1.10 Энергоблок	2,0	15,0
		Итого расчетная стоимость НПЗ, включая ОЗХ	70
2	Расчетная годовая чистая прибыль, млн.USD	20	100
3	Расчетный срок окупаемости инвестиций, лет	3,5	2,8

РЕКЛАМА

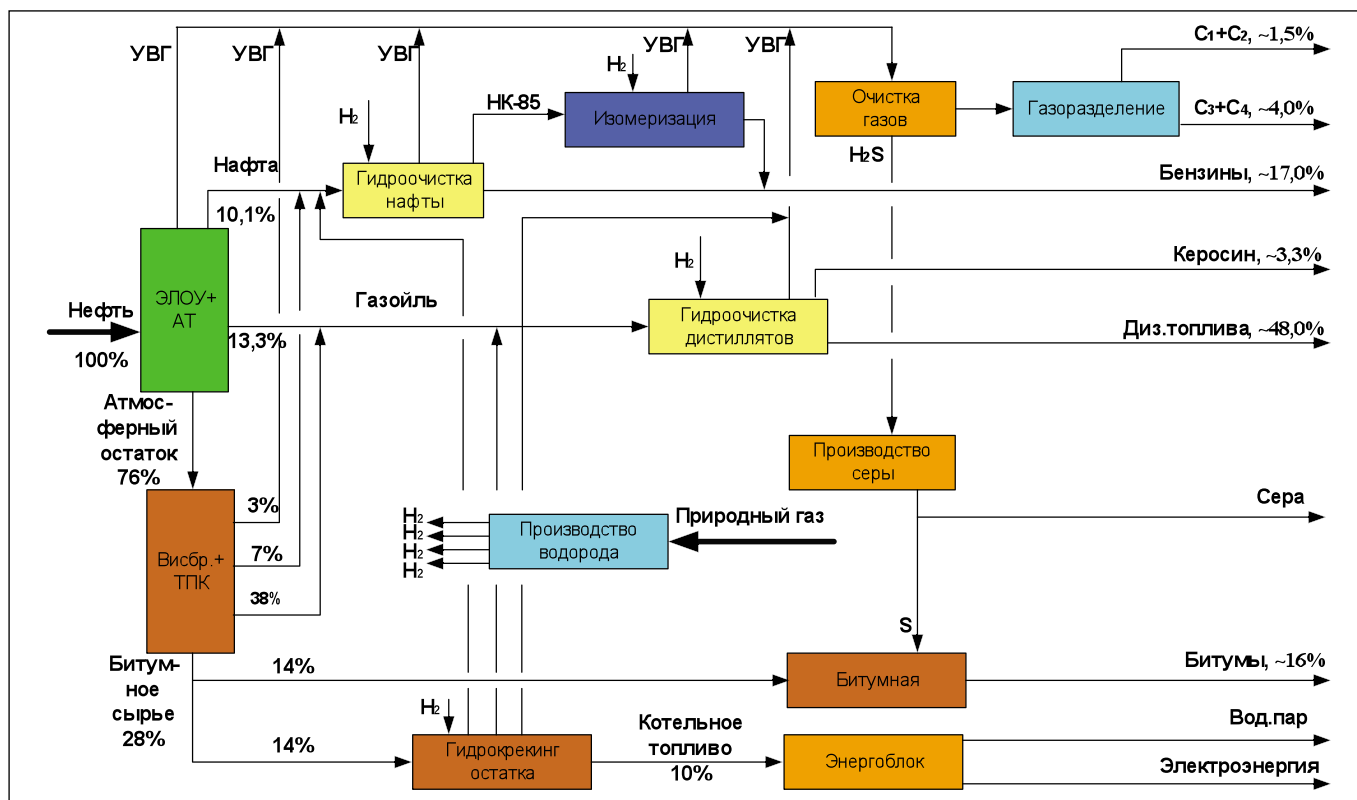


Схема НПЗ глубокой переработки тяжелой нефти Н

Гидрокрекинг остатка – один из новых и перспективных процессов, пока еще довольно дорог, однако может обеспечить максимальную (до 96% масс.) глубину переработки нефти. В сочетании с процессом «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®», обеспечивающим минимальный выход остатка и, соответственно гидрокрекинг минимальной мощности, может быть весьма перспективным для строительства НПЗ по безостаточной технологии, т.е. на выпуск 95–96% бензинов и дизтоплив. В проекте Н. Refinery установка гидрокрекинга будет весьма рентабельной для производства малосернистого котельного топлива, направляемого на собственный энергоблок для производства электроэнергии.

Поскольку в нефти высокое содержание серы (3,85% масс.), то для суммарных потоков прямогонных и полученных вторичными процессами бензинов и дизтоплив будут применены классические, при необходимости в 2-3 ступени, методы обессеривания. Качество топлив, при необходимости, гарантируется по Евро-5, применением современных методов тонкой очистки от сернистых соединений.

Остаточный продукт, по квалификации отвечающий свойствам высококачественного дорожного битума очищать

от серы нет необходимости, наоборот, серу, выделенную из технологических газов, бензинов и дизтоплив целесообразно вовлекать в остаточные дорожные битумы, тем самым повышая их качество.

СХЕМА НПЗ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ Н

Приведена на рис.1. В состав блок-схемы малого НПЗ, перерабатывающего тяжелую высокосернистую нефть включен минимально необходимый набор установок (см.табл.3), одновременно гарантирующих максимальную глубину переработки нефти и высокое качество светлых моторных топлив по Евро-4. Основываясь на вышеизложенной методике компоновке технологической схемы завода, за основу базового процесса глубокой переработки остатка выбрана установка «Висбрекинг-Термакат»®, на которую направляется весь атмосферный остаток, выкипающий выше 300°C. В результате глубокого термолитического распада тяжелых фракций мазута, на 72% превращается в бензино-дизельные фракции, а остаточные фракции термополиконденсируются до битумного сырья. Из данной нефти, вследствие высокого исходного содержания асфальтенов (9,9% масс.), выход битумного сырья, по расчетам, оказался

достаточно высок – 28% (более корректные балансовые цифры и ожидаемое качество продуктов будут определены проведением пилотных процессингов). В дальнейшем битумное сырье компаундируется с элементарной серой, извлеченной, из всех газовых и дистиллятных потоков и выдается в квалификации высококачественные дорожные битумы различных марок. Для повышения степени глубины переработки, применительно к проектируемым крупным нефтеперерабатывающим заводам, целесообразно часть потока битумного сырья направлять на установку гидрокрекинга, на которой будут дополнительно произведены бензино-дизельные дистилляты и остаточное малосернистое котельное топливо. Полученное малосернистое котельное топливо без каких-либо экологических ограничений целесообразно направлять на ТЭЦ для производства электроэнергии. Прямогонные и вторичные фракции нефти направляются на 2-х ступенчатую гидроочистку, часть легкой фракции направляется на изомеризацию для получения высокооктанового бензинового компонента. Из гидроочищенных средних дистиллятных фракций (прямогонных и вторичных) выделяются товарные керосиновые и дизельные топлива.

Таблица 4. Расчетные суммы прибыли и необходимых капиталовложений (млн. USD) в зависимости от мощности и глубины переработки планируемых НПЗ

ПЛАНИРУЕМАЯ МОЩНОСТЬ НПЗ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ, ТЫС.Т В ГОД	ГЛУБИНА ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, В % МАСС.						РЕКОМЕНДУЕМОЕ НАЗНАЧЕНИЕ НПЗ
	50		70		90		
	СГП ¹⁾	СКВ ²⁾	СГП	СКВ	СГП	СКВ	
100	15		7		10		- Малосернистые нефти, - Пилотные, - Ведомственные,
		20		25		30	
200	10		14		20		- Промысловые, - Битумные, - Синтетической нефти
		35		50		70	
400	20		28		40		- Региональные, - Припортовые, - Высокосернистые нефти
		90		110		140	
1000	50		70		100		- Региональный НПЗ ГПН ³⁾ с производством дорожных битумов
		200		230		280	
2000	100		140		200		- Региональный с поставками в соседние области
		360		400		600	
4000	200		280		400		- Полнокомплект-ный на производство экологически чистых нефтепродуктов
		600		800		1000	

¹⁾ СГП – сумма годовой прибыли (расчетная), млн. руб.

²⁾ СКВ – сумма капитальных вложений (расчетная), млн. руб.

³⁾ ГПН – глубиной переработки нефти

Все кислые газы подвергаются аминной очистке, с последующим разделением на АГФУ на топливные сухие (C₁+C₂) газы, и товарные сжиженные пропан-бутановые топлива.

Сероводород на установке Клауса конвертируется в элементную серу, которая в расплаве идет на компаундирование в дорожный битум. Тип и мощность водородной установки, необходимой для работы установок гидроочистки и гидрокрекинга, выбирается на этапе детального проектирования балансовых потоков.

Суммарный выход светлых топлив из данной нефти по расчетам составил - 72%. Глубина переработки нефти составила 88.5% (за вычетом расхода нефти на топливо).

РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

Возможных к проектированию мощностей НПЗ для данного образца нефти приведена в табл. 4. Применительно к планируемым мощностям НПЗ в 100, 200 и 400 тыс.т в г. принята малосернистая нефть. Применение вторичных процессов и процессов облагораживания топливных дистиллятов при переработке высокосернистой тяжелой нефти для НПЗ малой мощности уводит срок окупаемости капиталовложений за 5-7 лет. Применение в одной связке процессов «Висбрекинг-Термакат»® и гидрокрекинга остатка от висбрекинга позволяет добиться максимальной глубины переработки тяжелой высокосернистой нефти около 90% при оптимальных инве-

стиционных затратах, срок окупаемости которых оценивается в 3 года.

Разработанная и представленная блок-схема может быть базовой технологией при проектировании высокорентабельных многотоннажных, а также малых НПЗ на глубокую переработку тяжелых высокосернистых нефтей.

Благодаря отечественным малобюджетным технологиям, закладываемым в качестве базовых процессов глубокой переработки тяжелых высокосернистых нефтей, можно гарантировать возможность проектирования и строительства малых НПЗ на выпуск более 80-90% высококачественных (по Евро-4) светлых моторных топлив.

Литература:

1. А.К. Курочкин и др. «Комплектуем среднетоннажный НПЗ. Выбор оптимального набора современных процессов нефтепереработки для НПЗ топливного профиля». Серия статей в журнале «Территория Нефтегаз» №5, 2007г., №9, 2007г., №10, 2007г., №5, 2008г.
2. А.К. Курочкин. «Установка безостаточной переработки тяжелых нефтей на промыслах в облепченную товарную нефть и дорожные битумы», журнал «Территория Нефтегаз» №12, 2009г. стр
3. Р.Н. Гимаев, А.К. Курочкин «Технология кардинального углубления переработки нефти», VI конгресс нефтегазопромышленников России, г. Уфа, 2005 г., с.87-98.
4. А.К. Курочкин и др. «Эффективная технология модернизации Российских НПЗ на доведение глубины переработки нефти до 80-85%», журнал «Нефтегазовая вертикаль» №21, 2007г., стр 24
5. Вакуумные установки: быть или не быть? - Доклад, КВР, 2-я Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков, 18-19 апреля 2007г., г.Москва.