

С.Б. Коркунов, руководитель направления «Маркетинг» НПAA

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА: ФАКТОРЫ РАЗВИТИЯ, ПРОЦЕССЫ, СРЕДЫ И ПАРАМЕТРЫ ПОТОКОВ, ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ АРМАТУРЫ

Часть 2. (Продолжение. Начало см. в №4/115/2018)

От редакции

В этом номере нашего журнала мы публикуем окончание статьи, написанной по материалам аналитического обзора, содержащего подробную информацию о перспективных процессах нефтепереработки и особенностях арматуры, применяемой на основных потоках нефтеперерабатывающих установок. Начало статьи вы можете найти в номере 4/115/2018, страница 48. Полнообъемный обзор содержит 68 страниц, 39 схем и диаграмм, 27 таблиц. Выполнен группой маркетинга НПAA для членов НПAA в рамках плана работ НПAA на 2018 год.

Членам НПAA полная версия доступна на безвозмездной основе по письменному запросу.

Какие процессы нефтепереработки получают развитие в связи с тенденциями обозначенными выше? Каковы параметры потоков, обслуживающих эти процессы, и каковы требования к арматуре, применяемой в данных процессах?

Все процессы переработки нефти на НПЗ разделяются на процессы первичной переработки нефти и процессы вторичной переработки. Первичная переработка (атмосферная и вакуумная перегонка) – разделение нефтяного сырья на фракции, различающиеся по интервалам температур кипения. При этом не происходит каких-либо химических превращений содержащихся в нефти углеводородов. Вторичная переработка – это переработка полученных фракций путем химических превращений, содержащихся в них углеводородов и выработка компонентов товарных нефтепродуктов.

Технологии вторичной нефтепереработки активно создавались в 20 веке, и этот процесс продолжается до настоящего времени. За последние 10 лет в США и Западной Европе прак-

тически весь объем капитальных вложений был использован на строительство новых НПЗ для вторичных процессов или улучшающих экологические характеристики продукции уже действующих заводов¹. По прогнозу, в России до 2035 года при уменьшении объемов первичной переработки и внедрения установок вторичной переработки, объемы глубокой переработки нефти превысят 90%².

Обобщенная блок-схема, отражающая глубину нефтепереработки в зависимости от наличия тех или иных первичных и вторичных процессов, представлена на **рисунке 6**.

1 Стратегическая платформа исследований Технологической платформы «Глубокая переработка углеводородных ресурсов». Москва, 2015. С. 7-8. URL: http://techplatforma.ru/images/docs/%D0%A1%D0%9F%D0%98_2015.pdf (дата обращения 14.06.2018).

2 По прогнозу ИНЭИ РАН (см. Капустин Н. О. Перспективы нефтеперерабатывающей промышленности Российской Федерации и долгосрочное прогнозирование: презентация ИНЭИ РАН. Москва, 2015. С. 5. URL: https://www.eriras.ru/files/doklad_kruglyy_stol_pererabotka_tyazhelykh_neftey.pdf (дата обращения 03.08.2018)).



Рисунок 6. Глубина переработки нефти в зависимости от наличия тех или иных процессов¹

1 Чернышева Е. А. Проблемы и пути развития глубокой переработки нефти в России // Бурение и нефть. - 2011. - №5. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-05/2> (дата обращения 18.06.2018).

Анализ используемых и разрабатываемых технологических процессов показывает, что наряду с первичной переработкой, которая будет использоваться и далее, наибольшие перспективы внедрения имеют следующие процессы вторичной переработки нефти (табл. 1).

Из представленных в табл. 1 процессов принципиально новым может стать радиационно-волновой крекинг – данный вид крекинга может осуществляться и при обычных температурах и давлении, близком к атмосферному, но в настоящее время нет промышленных установок, реализующих этот процесс³. От-

носительно редко в нефтепереработке применяются негидрогенизационные (не использующие водород) процессы очистки – окислительное обессеривание, экстракцию, адсорбцию, биодесульфуризацию). Остальные из представленных процессов можно уже считать традиционными, но при этом многие из них в недостаточной степени применяются в отечественной нефтепереработке.

В табл. 2 сравниваются относительные объемы вторичных процессов в российской и зарубежной нефтепереработке на 2014 год (в % массы общего объема переработанной сырой нефти).

По сравнительным данным хорошо видно, в каких процессах вторичной переработки нефти наибольшее отставание от развитых стран: каталитический крекинг, гидрокрекинг, риформинг с непрерывной регенерацией катализатора («непрерывной конфигурацией»), гидроочистка

3 Наиболее близки к промышленной реализации технологии, связанные с использованием для крекинга потока электронов, создаваемого мощными ускорителями. Среди компаний, пытающихся реализовать данный подход, можно отметить американскую PetroBeam (<http://www.petrobeam.com/>) и российскую компанию Бета-технологии (<http://beta-technologies.ru>, <http://sk.ru/net/1121374/>).

Таблица 1. Перспективные процессы вторичной переработки нефти

Процессы переработки тяжелых остатков	Процессы глубокой нефтепереработки – увеличение выпуска светлых нефтепродуктов	Процессы очистки нефти и нефтепродуктов	Процессы вторичной нефтепереработки для увеличения выпуска нефтехимического сырья	Процессы повышения качества бензина ⁵
Деасфальтизация	Каталитический крекинг	Гидроочистка	Каталитический риформинг	Каталитический риформинг ⁶
Получение битумов	Гидрокрекинг	Негидрогенизационные процессы очистки	Пиролиз (производство олефинов) ⁷	Алкилирование
Коксование	Радиационно-волновой крекинг		Каталитический крекинг	Изомеризация

5 Под качеством бензина в данном случае имеется ввиду его октановое число, а не экологические свойства.

6 Хотя продукты риформинга (ароматические углеводороды) могут существенно повысить октановое число бензина, экологический стандарт Евро-6 значительно ограничил использование ароматических углеводородов в составе топлива.

7 Установки пиролиза чаще находятся на нефтехимических комбинатах, процесс иногда относят непосредственно к процессам нефтехимии.

Таблица 2. Состав технологических процессов российской и зарубежной нефтепереработки¹

Основные вторичные процессы	Западная Европа	США	Россия	Япония
Каталитический крекинг	15,8	35,8	7,3	19,8
Гидрокрекинг	7,5	9,1	5,2	4
Термокрекинг + висбрекинг	12,2	0,2	8,0	–
Коксование	2,5	16,2	2,6	2,3
Риформинг, всего	12,7	18,3	10,8	13,9
в т. ч. с непрерывной конфигурацией	4,1	6,1	1,3	6,6
Гидроочистка и гидрооблагораживание топлив, всего	49,2	55,3	25,8	77,1
в том числе:				
бензинов	9,5	10,3	0,3	2,2
дистиллятов	35,3	41,3	25,5	52,5
остатков тяжелого газойля	4,4	3,7	–	22,4
Алкирование	1,4	5,6	0,6	0,8
Изомеризация	2,7	3	2,9	0,3
Производство МТБЭ и других ВОК	0,3	0,5	0,1	0,06
Производство ароматики	1,3	2,4	1,3	3,8
Производство масел	1	1,1	1,2	0,9
Производство кокса	0,6	5,2	0,6	0,3
Производство битума	2,8	3,7	3,2	3,1

1 В настоящее время в ходе реализации проектов в нефтепереработке дисбаланс сокращается. Таблица взята из: Стратегическая платформа исследований Технологической платформы «Глубокая переработка углеводородных ресурсов». Москва, 2015. С. 8-9. URL: http://techplatforma.ru/images/docs/%D0%A1%D0%9F%D0%98_2015.pdf (дата обращения 19.06.2018).

Примечание. Цифры в таблице приведены в % (масс.) от общего объема переработки сырой нефти

и гидрооблагораживание, алкилирование. Строительство новых нефтегазовых установок (табл. 3 и 4) позволит значительно уменьшить это отставание⁴.

Многие из процессов вторичной переработки имеют высокие параметры потоков (температуру и давление), среды этих потоков часто обладают коррозионными и эрозийными свойствами. По наивысшим параметрам основных технологических потоков процессы, востребованные российской нефтепереработкой, можно сгруппировать следующим образом (табл. 5-7)⁵:

4 Обратим внимание, что помимо установок перечисленных выше вторичных процессов также планируется построить большое количество установок первичной переработки нефти, так как большинство установок атмосферной и вакуумной дисциляции введены в эксплуатацию с 1950 по 1980, и их не всегда целесообразно модернизировать. Также планируется построить большое количество установок производства серы (УПС), получения водорода (УПВ) и газофракционирования. По сути, эти установки являются вспомогательными для обслуживания других вторичных процессов.

5 Подробное описание процессов нефтепереработки с описанием параметров арматуры на основных потоках изложено в аналитическом обзоре «Перспективы нефтепереработки: факторы развития, процессы, среды и параметры потоков, особенности используемой арматуры Членам НПAA полная версия доступна безвозмездно по письменному запросу, для остальных – на коммерческой основе.

Наиболее высокие требования к используемой на основных потоках трубопроводной арматуре гидрогенизационных процессах (гидрокрекинг, гидроочистка нефтяных остатков), где сочетается высокое давление и температура, коррозионные и эрозийные условия эксплуатации. Самые высокие требования по температурным параметрам и невысоком давлении – в установках каталитического крекинга. Наиболее агрессивные потоки – в установках по производству серной кислоты⁶ и установках алкилирования, где в качестве катализатора используется концентрированная серная кислота⁷.

В настоящее время отечественная нефтепереработка вступила в новый этап своего развития. Российские арматуростроители могут занять в нем достойное место, если учтут все требования к трубопроводной арматуре, используемой в перспективных процессах нефтепереработки.

6 На нефтеперерабатывающих заводах используются (наряду с установками производства серы) для утилизации сероводорода образующего в гидрогенизационных процессах (гидроочистке, гидрокрекинге).

7 Иногда также используется плавиковая (фтороводородная) кислота, от которой все чаще отказываются из-за очень высокой летучести и при этом крайней токсичности фтороводорода.

Таблица 3. Планы нефтегазовых компаний по строительству нефтеперерабатывающих установок до 2025 года¹



1 Презентация Газпром-нефти на «Национальном нефтегазовом форуме» в 2017 году. URL: <http://oilandgasforum.ru/data/files/NNF17/arhipov.pdf> (дата обращения 20.06.2018). Сроки строительства установок, скорее всего, будут пролонгированы.

Таблица 4. Суммарные российские мощности некоторых перспективных нефтехимических процессов (тыс. тонн/год)¹

Процесс	2014 г. (факт)	2015 г. (факт)	2020 г. (прогноз)	2025 г. (прогноз)	2030 г. (прогноз)
Каталитический крекинг	20682	23464	31285	32285	35485
Гидроочистка	87510	102 659	151 028	153 199	153 050
Гидрокрекинг	14 142	20 484	53 480	54 424	54 780
Депарафинизация	6 978	7 678	12 229,6	12 229,6	12 229,6
Каталитический риформинг	32 768	34 013	43 497	46 186	46 186

1 Фрейман Л. Л. Рынок катализаторов нефтепереработки. Потребление // Вестник химической промышленности. – 2016. – №6. URL: <http://vestnikhimprom.ru/posts/rynok-katalizatorov-neftepererabotki-potreblenie> (дата обращения 02.08.2018).

Таблица 5. Процессы с наибольшим давлением потоков

Процесс	Максимальное давление потоков процесса, Р, МПа	Температура потока с наибольшим давлением, Т °С	Особенности потоков с максимальным давлением, Р, МПа
Гидрокрекинг нефтяных остатков	15-30 и выше	до 450	Коррозия (сероводородная и бисульфидная), образование наростов кокса. Высокое давление и температура подаваемого водорода.
Гидрокрекинг вакуумных дистиллятов	13-17	до 440	Коррозия (сероводородная и бисульфидная), образование наростов кокса. Высокое давление и температура подаваемого водорода.
Гидроочистка нефтяных остатков	10-15	до 430	Коррозия (сероводородная и бисульфидная), образование наростов кокса. Высокое давление и температура подаваемого водорода.
Гидроочистка светлых фракций, масел парафинов	3-7	до 420	Коррозия (сероводородная и бисульфидная), образование наростов кокса. Высокое давление и температура подаваемого водорода.
Замедленное коксование	13-20	40-100	Поток воды для разрезания кокса

Таблица 6. Процессы с наибольшей температурой потоков

Процесс	Максимальная температура потоков процесса, Т °С	Давление потока с наибольшей температурой, Р, МПа	Особенности потоков с максимальной температурой
Каталитический крекинг	420-800	до 0,3	Кислотная коррозия, эрозия, образование наростов кокса
Каталитический риформинг	до 545	2	Потоки неагрессивны, высокая частотность циклов
Замедленное коксование	420-540	0,5	Образование наростов кокса, эрозийные условия, высокая частотность циклов
Вакуумная дистилляция	370-480	1	Коксование и асфальтизация, эрозийные условия, температурное циклирование
Гидрокрекинг нефтяных остатков	до 450	13-17	Коррозия (сероводородная и бисульфидная), образование наростов кокса
Гидрокрекинг вакуумных дистиллятов	до 440	10-15	Коррозия (сероводородная и бисульфидная), образование наростов кокса
Гидроочистка нефтяных остатков	до 430	3-7	Коррозия (сероводородная и бисульфидная), образование наростов кокса
Гидроочистка светлых фракций, масел парафинов	до 420	13-20	Коррозия (сероводородная и бисульфидная), образование наростов кокса
Изомеризация	360-440	до 4	Потоки неагрессивны

Таблица 7. Процессы с наиболее агрессивными потоками

Процесс	Агрессивная среда потока	Температура потока, Т °С	Давление потока, Р, МПа
Производство серной кислоты из сероводорода	Серный ангидрид (SO ₂)	400-450	Невысокое
	Неконцентрированная серная кислота	Невысокая	Невысокое
Алкилирование	Концентрированная серная кислота, используемая в качестве катализатора	до 22	до 0,5

Приложение. Краткое описание процессов, упомянутых в статье

Атмосферная перегонка (дистилляция) предназначена для отбора светлых нефтяных фракций – бензиновой, керосиновой и дизельных, выкипающих до 360 °С. Остаток атмосферной перегонки – мазут. Процесс заключается в разделении нагретой в печи нефти на отдельные фракции в ректификационной колонне – цилиндрическом вертикальном аппарате, внутри которого расположены контактные устройства (тарелки), через которые пары движутся вверх, а жидкость – вниз.

Вакуумная перегонка предназначена для отбора тяжелого, среднего и легкого вакуумного газойля из мазута (остатка атмосферной перегонки). Остатком вакуумной перегонки является гудрон. Необходимость отбора различных фракций газойля под вакуумом обусловлена тем, что при температуре свыше 380 °С начинается термическое разложение углеводородов (термический крекинг), а конец кипения вакуумного газойля – 520 °С и более. Поэтому перегонку ведут при остаточном давлении 40-60 мм рт. ст., что позволяет снизить максимальную температуру в аппарате до 360-380 °С.