



УДК 665.6 + 504.7

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

THE MAIN ASPECTS OF THE RUSSIAN OIL REFINING INDUSTRY DECARBONIZATION

Шершнева Виктория Алексеевна

студентка направления подготовки
18.03.01 «Химическая технология»,
Кубанский государственный технологический университет
vichka.shershneva@internet.ru

Баранова Виктория Николаевна

студентка направления подготовки
18.03.01 «Химическая технология»,
Кубанский государственный технологический университет
Viktoriysnikola520@gmail.com

Нисковская Марина Юрьевна

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры технологии нефти и газа,
Кубанский государственный технологический университет
nismar@mail.ru

Аннотация. Проведен анализ структуры эмиссии парниковых газов на отечественных нефтеперерабатывающих предприятиях, рассмотрены источники выбросов диоксида углерода и метана, обозначены основные перспективные методы декарбонизации.

Ключевые слова: декарбонизация, нефтеперерабатывающий завод, диоксид углерода, метан.

Shershneva Victoria Alexeevna

Student,
Training Programs
18.03.01 Chemical Engineering,
Kuban State Technological University
vichka.shershneva@internet.ru

Baranova Victoria Nikolaevna

Student, Training Programs
18.03.01 Chemical Engineering,
Kuban State Technological University
Viktoriysnikola520@gmail.com

Niskovskaya Marina Yurievna

Ph. D., Associate Professor
of the Oil and Gas Technology Department,
Kuban State Technological University
nismar@mail.ru

Annotation. The analysis of the structure of greenhouse gas emissions at domestic oil refineries was carried out, the sources of carbon dioxide and methane emissions were considered, and the main promising methods of decarbonization were identified.

Keywords: decarbonization, oil refinery, carbon dioxide, methane.

Нефтеперерабатывающая промышленность России за последнее десятилетие претерпела значительные структурные и технологические преобразования в направлении увеличения глубины переработки нефти и повышения качества выпускаемой продукции. Данный вектор развития отрасли имеет тенденцию к продолжению, но при этом дополнительно вынужден учитывать требования современного общемирового тренда – декарбонизации или политики низкоуглеродного развития. Это обстоятельство предопределяет в ближайшие десятилетия необходимость соответствующего технологического перевооружения нефтеперерабатывающих мощностей в соответствии с разрабатываемыми нефтяными компаниями планов по углеродному менеджменту.

Декарбонизация – процесс трансформации мировой экономики и промышленности, направленный на снижение углеродоемкости мирового валового внутреннего продукта (ВВП). Возникновение и развитие данного тренда обусловлены тем, что в современном мире с увеличением темпов развития промышленности увеличивается количество выбросов парниковых газов в атмосферу, что ведёт к загрязнению воздуха, изменению климата и глобальному потеплению. К парниковым газам относят диоксид углерода, метан, водяной пар, закись азота, гидрохлорфторуглероды, гидрофторуглероды и озон в нижних слоях атмосферы. По объемам образования лидерами среди антропогенных газов являются диоксид углерода и метан. Выбросы диоксида углерода обусловлены в основном сжиганием ископаемых видов топлив в различных отраслях, а выбросы метана его утечками при добыче, транспортировке и распределении природных энергоносителей.

По данным исследования Центра энергетики Московской школы управления «Сколково» на долю нефтегазового сектора приходится около 12 % суммарных мировых выбросов парниковых газов, из них выбросы от деятельности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) составляют 21 %. Нефтепереработка является главным процессом в цепочке создания стоимости в нефтяной отрасли. Это весьма энергоёмкий процесс, который приводит к значительным выбросам парниковых газов. На НПЗ 50 % выбросов обеспечивают печи и котлы, 20 % – связанные с ними коммунальные услуги, около 15 % – производство водорода. Около двух третей газовых выбросов мировой нефтепереработки приходится на вторичные процессы, в том числе гидроочистку [1]. Таким образом, объем выбросов



парниковых газов на НПЗ имеет непосредственную взаимосвязь с их комплексностью, то есть степенью насыщенности производства вторичными процессами, а, следовательно, и обеспечиваемой глубиной переработки нефти. Качество перерабатываемой нефти также влияет на уровень выбросов, так как тесно связано с конфигурацией НПЗ. Переработка более тяжелого нефтяного сырья приводит к большему объему выбросов парниковых газов.

Декарбонизация нефтегазовой отрасли и ее отдельных предприятий – это комплексный и многоступенчатый процесс. Для успешного развития данной стратегии в первую очередь необходимо четкое понимание источников выбросов парниковых газов, их объемов и дальнейшей динамики. В целом основными источниками загрязнения оксидами углерода на отечественных НПЗ являются трубчатые печи технологических установок, выбросы которых составляют 50 % от объема общих выбросов, установки каталитического крекинга (12 %), газовые компрессора (11 %), битумные установки (9 %) и факелы (18 %) [2].

По результатам проведенного анализа структуры эмиссии парниковых газов на отечественных нефтеперерабатывающих предприятиях в соответствии с информационно-техническим справочником по наилучшим доступным технологиям «Переработка нефти» (ИТС 30-2021) можно сделать следующие выводы. Основной объем эмиссии парниковых газов на заводах приходится на организованные выбросы CO₂. С учетом удельного количества образующегося CO₂ в расчете на единицу переработанного сырья или выработанной продукции ключевой вклад вносят установки вторичных процессов и вспомогательных производств. В таблице 1 выборочно представлены некоторые установки, работа которых характеризуется средними значениями выбросов CO₂ более 1 кг на 1 т сырья/продукции.

Таблица 1 – Выбросы парниковых газов с отдельных установок НПЗ (организованные выбросы)

Название установки	Наименование загрязняющего вещества	Удельное значение, кг/т сырья или продукции (год)		
		Мин. значение	Макс. значение	Среднее значение
Установки замедленного коксования (прокалка кокса)	Углерода оксид	0,0017	57,76	15,43
	Метан	–	–	–
Получение битумов в окислительных колоннах	Углерода оксид	0,0001019	18,55	2,67
	Метан	–	–	–
Среднетемпературная изомеризация на цеолитных катализаторах	Углерода оксид	0,06	13,12	4,58
	Метан	0,0058	4,38	1,88
Установки очистки нефтезаводских газов (очистка ВСГ с низким содержанием водорода)	Углерода оксид	44,26	55,97	49,9
	Метан	–	–	–
Установки фракционирования газов (ГФУ)	Углерода оксид	0,00000047	84,38	9,63
	Метан	0,0000001	3,23	0,39
Получение МТБЭ (этерификация)	Углерода оксид	0,0045	23,45	6,04
	Метан	0,00053	0,69	0,29
Производство серы (технология грануляции фирмы Devco)	Углерода оксид	8,49	15,91	11,88
	Метан	0,13	0,45	0,28
Товарно-сырьевой парк (резервуары хранения с системами слива и налива)	Углерода оксид	73,28	463,82	239,83
	Метан	0,35	2,21	1,14

Несмотря на то, что в соответствии с представленными данными средние значения выбросов метана на установках НПЗ как правило не превышают 1–2 кг на тонну сырья/продукции, необходимо отметить, что метан по своему воздействию как парниковый газ в 28 раз опаснее CO₂ (1 млн т метана соответствует 28 млн т CO₂-экв) [1]. Эмиссия метана обусловлена его утечками в составе углеводородных газов в первую очередь при эксплуатации заводских резервуарных парков (малые и большие



дыхания резервуаров). При этом работа технологических установок (выбросы за счет неплотностей оборудования, трубопроводной арматуры, сальников насосов, из рабочих клапанов при аварийных ситуациях), систем оборотного водоснабжения (испарения углеводородов в нефтеотделителях и градириях) и очистных сооружений (испарения с открытых поверхностей нефтеловушек, прудов-отстойников, флотаторов, шламо- и илонакопителей) также вносят свой вклад.

Разработка и внедрение стратегии декарбонизации – это не одномоментное действие, а длительный процесс с заведомо продолжительным переходным периодом и со множеством «неизвестных». Регулирование выбросов парниковых газов в РФ на данный момент находится в начальной стадии. Большинство российских нефтяных компаний также пока находятся на ранних стадиях разработки целей и методов декарбонизации.

С точки зрения потенциального объема сокращения выбросов парниковых газов, основными перспективными технологиями на НПЗ являются энергоэффективность, использование низкоуглеродных источников энергии, контроль утечек метана и внедрение технологий улавливания, хранения и использования CO_2 .

Рациональное использование энергетических ресурсов на предприятии является одним из наиболее эффективных и дешевых способов сокращения выбросов парниковых газов. Первым шагом в этом направлении является контроль показателей энергоемкости для выявления потенциальных зон повышения энергоэффективности. Особенностью возможности внедрения в производство возобновляемых источников энергии является необходимость их интегрирования в традиционные системы энергоснабжения (гибридные системы энергообеспечения), так как НПЗ относятся к объектам, где требуется непрерывная и бесперебойная подача электроэнергии.

Основными методами сокращения эмиссии метана являются выявление и устранение его утечек, реконструкция и замена оборудования с высоким показателем метановых выбросов, совершенствование систем хранения и слива-налива нефти и нефтепродуктов. Для устранения организованных источников выбросов метана (стравливание или рассеивание в результате технологических процессов) требуется выработка отдельных технологических решений – использование систем сбора газа и возвращения его в производственный процесс.

Технологии улавливания, хранения и использования CO_2 являются высокотехнологичным решением для сокращения выбросов данного парникового газа. Они требуют масштабных капитальных затрат, находятся пока на стадии опытных разработок или пилотных проектов и рассматриваются предприятиями преимущественно в рамках государственно-частного партнерства. Основу технологии улавливания CO_2 непосредственно на источниках выбросов на производственных объектах может составлять процесс химической абсорбции аминами, который активно применяется на НПЗ и ГПЗ для очистки природного и нефтезаводских газов от кислых компонентов. Однако при разработке технологии улавливания CO_2 из дымовых газов необходимо учитывать отрицательное влияние на процесс хемосорбции таких компонентов как кислород, оксиды серы и азота, сажа, зола. Для улучшения технико-экономических показателей процесса важным является его адаптация к современным требованиям путем выбора наиболее эффективных абсорбентов, совершенствования конструкции колонных аппаратов и подбора оптимальных технологических параметров [3].

Литература:

1. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России / Под ред. Митровой Т., Гайда И. – М. : Московская школа энергетике «Сколково», март 2021. – 166 с.
2. ИТС 30-2021 Переработка нефти. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. – М., 2021. – 700 с.
3. Афанасьев С.В. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 9. – С. 94–106.

References:

1. Decarbonization of the oil and gas industry: international experience and priorities of Russia / Ed. Mitrovoy T., Gaida I. – M. : Moscow School of Management «Skolkovo», March 2021. – 166 p.
2. ITS 30-2021 Oil refining. Information and technical guide to the best available technologies. – M., 2021. – 700 p.
3. Afanasiev S.V. Carbon dioxide as a raw material for large-capacity chemistry // Business magazine Neftegaz.RU. – 2019. – № 9. – P. 94–106.