

**О. О. Мирзаев, Ф. А. Алиев, Т. А. Холмуродов,
А. В. Вахин**

**РАЗРАБОТКА ПАРОТЕПЛОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С УТИЛИЗАЦИЕЙ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА
В НИЗКОМОЛЕКУЛЯРНЫЕ АЛКАНЫ В ПРИСУТСТВИИ КАТАЛИЗАТОРА НА ОСНОВЕ НИКЕЛЯ**

Ключевые слова: утилизация CO₂, внутрипластовое гидрирование CO₂, катализатор, высоковязкая нефть, увеличение нефтеотдачи

Существенное увеличение концентрации углекислого газа в атмосфере прослеживается сразу после бума индустриализации. Достижение цели нулевого уровня выбросов при устойчивом энергоснабжении требует инновационных разработок улавливания углекислого газа и его превращения в полезные химические продукты, такие как синтетический газ, метанол, диметиловый эфир, олефины, ароматические соединения, углеводороды и высшие спирты, а также топлива. В данной статье рассматривается альтернативный метод утилизации CO₂ в низкомолекулярные n-алканы с помощью внутрипластового процесса каталитического гидрирования при паротепловом воздействии на высоковязкие нефти. В зависимости от условия протекания реакции и природы катализатора, продуктами гидрирования CO₂ может стать метан и низкомолекулярные n-алканы, где последние являются предпочтительными продуктами каталитического гидрирования CO₂ in-situ из-за их способности улучшить групповой и элементный состав высоковязкой нефти, и снизить ее вязкость. С целью моделирования паротепловой технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти с утилизацией диоксида углерода в низкомолекулярные n-алканы в присутствии катализатора на основе никеля были проведены эксперименты в автоклаве высокого давления с продолжительностью 48 часов при температуре 250°C и давлении 90 бар. Проанализирован состав неконденсирующихся газообразных продуктов реакции с использованием газового хроматографа «Хроматек Кристал 500.3». Определен групповой состав высоковязкой нефти до и после термокаталитических экспериментов. Результаты SARA-анализа показывают уменьшение доли асфальтенов и смол на 10% и увеличение содержания насыщенных и ароматических фракций на 15%. Аналитические методы исследования, такие как CHNS-O и ИК-спектроскопия нефти и отдельных фракций, подтверждают изменения в составе нефти после каталитического гидрирования углекислого газа. Установлена активность катализатора на основе никеля в превращении углекислого газа в низкомолекулярные n-алканы, а также в процессах деструктивном гидрировании смолисто-асфальтеновых веществ, что позволяет не только эффективно утилизировать антропогенный углекислый газ, но и повысить эффективность паротеплового воздействия путем дополнительного снижения вязкости нефти (28,1%) и увеличить долю светлых фракций.

**О. О. Mirzaev, F. A. Aliev, T. A. Kholmurodov,
A. V. Vakhin**

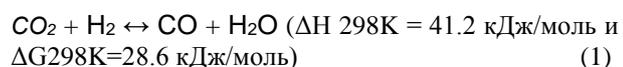
**DEVELOPMENT OF A STEAM-HEAT TECHNOLOGY FOR INTENSIFICATION
OF HIGH-VISCOSITY OIL PRODUCTION WITH UTILIZATION OF CARBON DIOXIDE INTO
LOW-MOLECULAR-WEIGHT ALKANES IN THE PRESENCE OF A NICKEL-BASED CATALYST**

Keywords: CO₂ utilization, in-situ hydrogenation of CO₂, catalyst, high-viscosity oil, enhanced oil recovery.

A significant increase in the concentration of carbon dioxide in the atmosphere can be traced right after the industrialization boom. Achieving the goal of zero emissions with a sustainable energy supply requires innovative developments to capture carbon dioxide and convert it into useful chemical products such as synthetic gas, methanol, dimethyl ether, olefins, aromatic compounds, hydrocarbons and higher alcohols, and fuels. This article discusses an alternative method for recycling CO₂ into low molecular weight n-alkanes using an in-situ process of catalytic hydrogenation by steam-heat treatment of high viscosity oils. Depending on the reaction conditions and the nature of the catalyst, the products of hydrogenation of CO₂ can be methane and low-molecular n-alkanes where the latter are the preferred products of in-situ catalytic hydrogenation of CO₂ because of their ability to improve the group and elemental composition of high viscous oil and reduce its viscosity. In order to simulate a vapor-thermal technology for the intensification of high-viscosity oil with the utilization of carbon dioxide into low-molecular-weight n-alkanes in the presence of a nickel-based catalyst, experiments were carried out in a high-pressure autoclave with a duration of 48 hours at a temperature of 250 ° C and a pressure of 90 bar. The composition of non-condensable gaseous reaction products was analyzed using a gas chromatograph "Chromatec Crystal 500.3". The group composition of high-viscosity oil before and after thermocatalytic experiments was determined. The results of SARA analysis show a 10% decrease in the share of asphaltene and resins and an increase in the content of saturated and aromatic fractions by 15%. Analytical techniques such as CHNS-O and IR spectroscopy of oil and individual fractions confirm changes in oil composition after catalytic carbon dioxide hydrogenation. The activity of the nickel-based catalyst in the conversion of carbon dioxide to low-molecular-weight n-alkanes as well as in the processes of destructive hydrogenation of resinous asphaltene substances was established, which allows not only to effectively utilize anthropogenic carbon dioxide, but also to increase the efficiency of steam-heat influence by additional reduction of oil viscosity (28.1%) and increase the share of light fractions.

Введение

Углекислый газ является основным антропогенным парниковым газом, который способствует глобальному потеплению. В соответствии с Парижским соглашением от 2015 года принято решение о сокращении выбросов углекислого газа и продолжения усилий по снижению глобального потепления до 1,5°C [1]. Нефтяная промышленность считается крупнейшим источником выбросов CO₂. Было предпринято много попыток улавливания и хранения углекислого газа в истощенных нефтяных и газовых коллекторах или соляных куполах. С другой стороны, углекислый газ широко применяется для повышения нефтеотдачи пластов, особенно в холодных методах добычи на протяжении десятилетий. Основные механизмы, по которым CO₂ считается эффективным вытесняющим агентом, заключаются в следующем: диоксид углерода способствует набуханию нефти; снижает вязкость нефти; уменьшает межфазное натяжение; оказывает кислотное воздействие на породы-коллекторы. Физические аспекты закачки CO₂ в нефтяные пласты хорошо изучены. Однако химические взаимодействия между CO₂ и углеводородами менее изучены. Вследствие термодинамической стабильности и инертности диоксида углерода химические превращения CO₂ в ценные продукты часто ограничено из-за его высокой энергии ионизации (13,79 эВ) и высокой прочности связи C = O (192 кКал/моль) [2]. Однако наличие пустой орбитали в CO₂ с низкой энергией и высоким сродством к электрону делает его акцептором электронов. Таким образом, высокоэнергетические доноры электронов, такие как H₂, карбанион или внешний источник света, могут вступать в реакцию с CO₂ при высокой температуре и давлении [3]. Следовательно, нефтяные залежи с перекрытиями непроницаемыми породами – покрывками в условиях нагнетания пара являются самыми дешевыми природными реакторами для утилизации диоксида углерода путем каталитического гидрирования. Кроме того, продукты гидрирования способствуют дальнейшему повышению нефтеотдачи пластов за счет образования прежде всего легких n-алканов и метана. Каталитическое восстановление CO₂ с помощью H₂ было тщательно изучено, что позволило получить доступ к ценным коммерческим продуктам, таким как муравьиная кислота, метанол и т.д. Другим важным продуктом восстановления CO₂ является монооксид углерода (CO) в результате обратной реакции водяного газа, который может быть исследован на предмет карбонилирования или других реакций, основанных на химии CO (1).



CO является промышленно применяемым газом и является ключевым компонентом в крупных промышленных процессах, таких как синтез углеводородов Фишера-Тропша или синтез уксусной кислоты Monsanto/Cativa [4]. Хотя по этой теме было опубликовано много работ, высокая конверсия CO₂ в

сочетании с селективным получением CO по-прежнему является серьезной проблемой. Гетерогенные катализаторы на основе переходных металлов, такие как Cu, Pd, Au, Pt, Ni, Re, Rh, Ru, Co, Fe и Mo, нанесенные на оксид металла (например, ZnO, TiO₂, SiO₂ или Al₂O₃), были исследованы в работе [5]. Большинство из этих катализаторов оценивают при атмосферном давлении в диапазоне температур 200-600°C. Благородные металлы, такие как Pd/Pt, нанесенные на ZnO, TiO₂ или SiO₂, показали более низкую конверсию CO₂ (<20%) по сравнению с катализаторами на основе Ni, Rh и Co, нанесенными на γ -Al₂O₃, которые показали более высокую эффективность в восстановлении CO₂ (конверсия 98-100%) и более селективны в отношении образования метана [6,7,8]. Катализатор на основе железа (Fe₂O₃-Cr₂O₃), используемый в промышленном процессе реакции водяного газа, также рассматривается в качестве ускорителя обратной реакции водяного газа [9,10]. Активность катализаторов на основе железа в реакции водяного газа связана с более легким образованием окислительно-восстановительной пары Fe³⁺ ↔ Fe²⁺. Однако при восстановительной среде и высокой температуре при протекании обратной реакции водяного газа, фаза Fe₂O₃ восстанавливается до металлического железа (Fe), что приводит к потере активности и плохой селективности [11,12]. Следовательно, необходимо поддерживать железо в оксидной фазе во время обратной реакции водяного газа, что возможно благодаря образованию химических связей между легирующей примесью и оксидом железа. Сообщалось об использовании катализаторов на основе Ni и Co в обратной реакции водяного газа. Эффективность этих катализаторов в процессах обратной реакции водяного газа связана с их высокой способностью к восстановлению и образованию смешанной оксидной фазы. Как правило, катализаторы на основе железа хорошо работают в диапазоне высоких температур и ожидается, что комбинация железа с Ni / Co обеспечит улучшенную активность благодаря синергетическим электронным эффектам между Fe и легированным металлом (Ni / Co). Доктор Чанчжэнь Ван и его коллеги в своей статье обсуждают проблему использования металлической подложки катализаторов на основе никеля. Сообщается, что активный металлический центр не выдерживает высокой температуры и приводит к дезактивации катализатора. Авторы предлагают повысить структурную стабильность катализаторов на основе Ni путем введения наноматериалов структуры ядро-оболочка, полученных из филлосиликатов [13]

Насколько нам известно, в литературе нет работ по изучению гидрирования CO₂ in-situ для повышения нефтеотдачи пластов. Целью данной работы является изучение влияния утилизации CO₂ в пластовых условиях с помощью процесса каталитического гидрирования на повышение эффективности паротепловой технологии добычи нефти.

Экспериментальная часть

Объектом исследования послужил образец высоковязкой нефти, физико-химические характеристики которой приведены ниже в таблице 1. Согласно классификации нефти, исходную нефть можно отнести к тяжелой, высоковязкой и высокосернистой нефти. В реакционную массу вводили диоксид углерода с чистотой 99%. Прекурсор катализатора на основе никеля был получен посредством реакции обмена между натриевой солью дистиллированного таллового масла (ДТМ) и неорганическими солями никеля. Технические подробности, касающиеся синтеза прекурсоров катализаторов, представлены в наших предыдущих работах [14,15,16]. Полученный таллат никеля дополнительно растворяли в нефрасе, который играют роль как носителя прекурсора катализатора, так и донора водорода, в массовом соотношении 1:1 [17].

Лабораторное моделирование, имитирующее утилизацию CO_2 в пласте в процессе паротеплового воздействия, проводилось в реакторе высокого давления объемом 300 мл с перемешиванием (Parr Instruments, США). Было загружено 70 г исходной нефти и 30 г воды. Концентрация прекурсора катализатора в нефти составляла 2 %мас. Реактор продували CO_2 в течение 15 минут перед закачкой 10 бар CO_2 при комнатной температуре. Вся закрытая система была проверена на наличие каких-либо утечек при заданном давлении. Реактор нагревали до 250°C , а продолжительность реакции составляла 48 часов. Реактор соединен с газовым хроматографом "Crystal 5000" производства Chromatec (Йошкарала, Россия), который позволяет определять состав и количество выделяющихся газов после термokatалитических процессов. Условная схема экспериментальной установки представлена на рисунке 1.

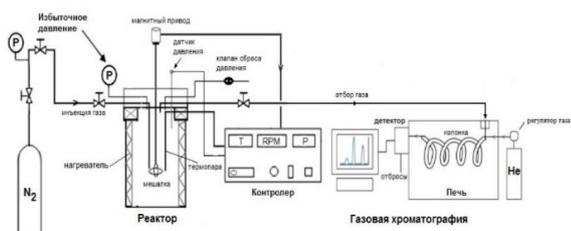


Рис. 1 - Условная схема автоклава высокого давления соединенный с газовых хроматографом
Fig. 1 – Schematic diagram of a high-pressure autoclave connected to a gas chromatograph

Продукты воздействия отделяли от воды с помощью центрифуги Eppendorf 5804R при 40°C со скоростью вращения 3000 об/мин в течение часа. Безводные продукты были дополнительно исследованы с помощью аналитических методов анализа.

Выделившийся газ анализировали с помощью газовой хроматографии Chromatec-Crystal 5000.2 (Chromatec, Россия) с использованием ГОСТ 32507 – 2013, который является аналогом ASTM D 5134-98 (2008) с последующей цифровой обработкой данных.

Фракционирование газа проводили в капиллярной колонне длиной 100 м с двумя абсорбционными камерами. Хроматографию проводили в следующем температурном режиме: от 35°C до 250°C со скоростью нагрева $2^\circ\text{C}/\text{мин}$. Газовым носителем был гелий, а скорость потока составляла 15 мл/мин.

Метод SARA анализа применили для определения группового состава нефти путем разделения ее на четыре фракции: насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены в соответствии с ГОСТ 32269 – 2013 - «Нефтяной битум. Способ разделения на четыре фракции». Осаждение асфальтенов проводили в 40-кратном количестве алифатического растворителя (гексана). Затем осажденные асфальтены смывали с фильтра толуолом в Сокслета. Элюирование насыщенных, ароматических и смолистых соединений проводили гексаном, толуолом и смесью толуола с карбинолом (3:1), соответственно.

Насыщенные и ароматические фракции образцов сырой нефти до и после гидротермального облагораживания в среде углекислого газа были исследованы с помощью газовой хроматографии/масс-спектрометрии, в которой газовый хроматограф "Chromatec-Crystal 5000" соединен с масс-селективным детектором ISQ (США). Для обработки данных было использовано программное обеспечение Xcalibur. Размеры капиллярной колонки длиной 30 м, диаметром 0,25 мм. Расход газа-носителя - гелия составлял 1 мл/мин. Температура инжектора составляла 310°C . Температурная программа термостата была следующей: повышение температуры от 100 до 150°C со скоростью $3^\circ\text{C}/\text{мин}$ и от 150 до 300°C со скоростью $12^\circ\text{C}/\text{мин}$ с последующей ее изотермой до конца анализа. Энергия электронов масс-детектора составляла 70 эВ, температура источника ионов - 250°C . Соединения были идентифицированы с помощью электронной библиотеки базы данных NIST Spectra и в соответствии с данными литературных источников.

Значения вязкости исходной нефти и образцов нефти после воздействия были проведены с использованием ротационного вискозиметра FUNGILAB Alpha L (Валенсия, Испания), оснащенного рубашкой с терморегулированием. Заданная температура в тепловой рубашке поддерживалась с помощью охлаждающего термостата HUBER MPC K6. Все измерения проводились путем загрузки 6,7 мл навески нефти с помощью шпиделя TL5. Скорость сдвига для этого шпиделя определялась путем умножения коэффициента 1,32 на значение момента крутящихся оборотов согласно паспорту устройства. Частота вращения была определена для конкретной температуры и крутящего момента пружины от 50 до 90%. Относительная погрешность и воспроизводимость вискозиметра FUNGILAB не превышают $\pm 1,0\%$ и $0,2\%$, соответственно.

Структурно-групповой состав образцов асфальтенов был изучен методом ИК-спектроскопии. ИК-спектры асфальтенов регистрировали на спектрометре PERKIN ELMER Spectrum two с

насадкой UATR (Single Reflection Diamond) в диапазоне от 2000 до 450 см⁻¹ с разрешением 4 см⁻¹. С целью изучения структурно-группового состава исследуемых продуктов были рассчитаны спектральные коэффициенты, определяемые как отношение значений оптической плотности в максимумах соответствующих полос поглощения: C1 = D1600/D720 (ароматичность); C2 = D1710/D1465 (окисление); C3 = D1380/D1465 (разветвление); C4 = (D720 + D1380)/D1600 (алифатичность); C5 = D1030/D1465 (индекс сульфуризации) с использованием базовой линии в спектре 2000-450 см⁻¹. Первый коэффициент - это ароматичность, обусловленная колебаниями растяжения C = карамбольных связей ароматических колец. Окисление (C2) связано с присутствием карбонильных групп (CO); структуру парафиновых цепей можно оценить по их разветвлению (C3) CH₃/CH₂. Четвертый фактор - алифатичность (CH₃ + CH₂)/C = S_{аром}, и он показывает соотношение метильных и метиленовых групп к ароматическим, тогда как C5 показывает соотношение сульфоксидных групп.

Результаты экспериментов и их обсуждения

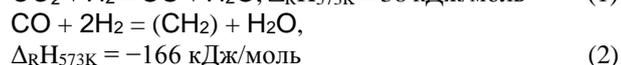
Состав газообразных продуктов после эксперимента был проанализирован и указан в таблице 1.

Таблица 1 - Состав газообразных продуктов экспериментов

Table 1 - Composition of gaseous products of experiments

Образцы	Содержание (мас. %)							сумма
	C ₁ -C ₄	H ₂	H ₂ S	CO	O ₂	N ₂	др. газы	
Контр.	4,6	1,8	16,9	-	5,7	32,8	38,2	100
с кат. Ni	5,3	0,7	5,3	55,3	2,3	16,0	15,1	100

Состав газообразных продуктов гидрирования углекислого газа в присутствии катализатора никеля показывают значительное увеличение низкомолекулярных нормальных алканов относительно контрольного опыта. Стоит отметить значительное образование CO в результате обратной реакции водяного газа, который предположительно выступает как интермедиат в образовании легких неконденсирующихся углеводородных газов:



Кривые зависимости вязкости от скорости сдвига для образцов исходной нефти, а также образцов нефти после гидрирования углекислого газа в присутствии и отсутствии каталитического комплекса на основе никеля в течение 48 часов при температуре 250 °С и давлении 90 бар показаны на рисунке 2. Измерения были проведены при постоянной температуре – 20°С.

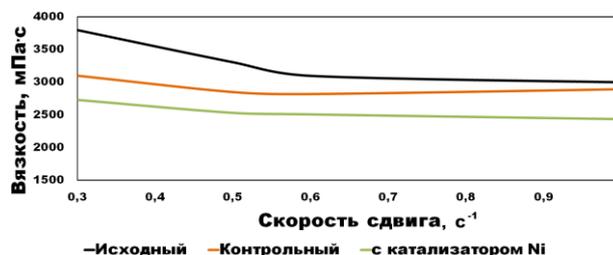


Рис. 2 - Данные по вязкости до и после проведения эксперимента при 20°С

Fig. 2 – Viscosity data before and after the experiment at 20° C

Результаты показывают, что пароговое воздействие без добавления каталитического комплекса приводит к незначительному снижению во всем исследованном интервале скоростей сдвига. А добавления никельсодержащего каталитического комплекса приводит к существенному снижению вязкости нефти относительно исходного образца на 28,1%. Важно понимать, что вязкость нефти сильно зависит от содержания в ней высокомолекулярных соединений. Более того незначительные изменения в структуре и даже в геометрии асфальтенов многократно может привести к снижению вязкостных значений. С другой стороны, продукты гидрирования углекислого газа приводит к увеличению содержания насыщенной фракции нефти, тем самым влияя на коллоидную стабильность нефти. Исследование влияния времени хранения на вязкость образцов нефти показало, что для всех исследованных образцов наблюдается постоянные значения, что указывает на отсутствии регрессии вязкостных значений образцов нефти.

Групповой состав исходной нефти, а также образцов нефти после каталитического и некаталитического парогового воздействия приведены на рисунке 3. Наибольшие изменения наблюдаются в содержании смол. Под действием каталитической композиции на основе никеля содержание смол в составе нефти снижается в среднем на 9,0% относительно исходного образца. Продукты деструкции смол увеличивают долю ароматической фракции. Часть смол в результате отрыва алкильных заместителей утрачивают способность растворяться в мальтеновой фракции и переходят таким образом во фракцию асфальтенов. С этим связано незначительное увеличение содержания асфальтенов после парогового воздействия в присутствии катализатора.

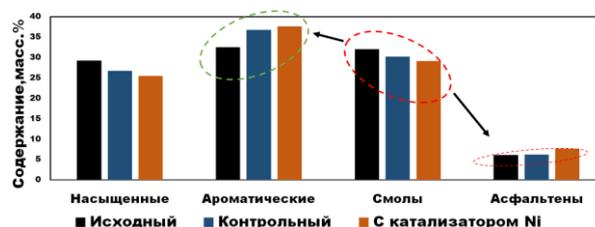


Рис. 3 - Групповой состав образцов нефти

Fig. 3 – Group composition of oil samples

Данные по элементному составу нефти до и после лабораторного моделирования представлены в таблице 2. Атомное соотношение Н/С в наибольшей степени увеличивается в присутствии каталитической композиции на основе никеля. При этом наблюдается незначительное снижение содержания общей серы.

Снижение содержания серы обусловлено разрыву прежде всего наиболее слабых S-S и C-S связей в составе высокомолекулярных соединений – смол и асфальтенов.

Таблица 2 - Элементный анализ нефти

Table 2 - Elemental analysis of oil

	C, %	H, %	N, %	S, %	O, %	H/C
Исх.	79,01	8,74	0,45	4,85	6,95	1,317
Контр.	82,32	11,27	0,00	4,63	1,78	1,631
Кат.	82,11	11,30	0,00	4,71	1,88	1,639

В работе также изучены ИК-спектры нефти и фракции смол до и после каталитического гидрирования углекислого газа.

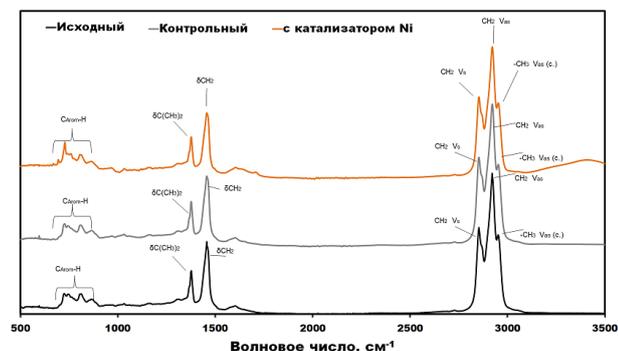


Рис. 4 - ИК - спектры образцов нефти

Fig. 4 – IR spectra of oil samples

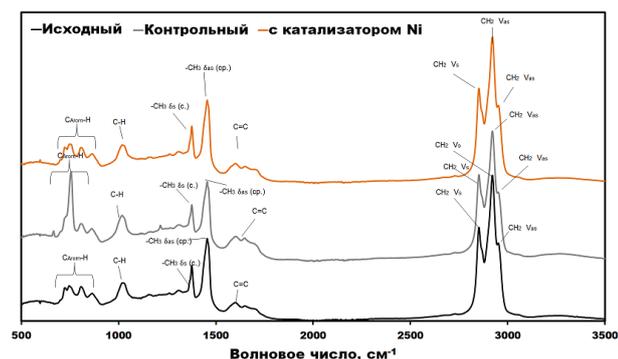


Рис. 5 - ИК-спектры фракции смол

Fig. 5 – IR spectra of the resin fraction

Заключение

Было исследовано влияние катализатора акватермолиза на основе никеля на внутрипластовое гидрирование углекислого газа, как альтернативный метод утилизации антропогенного газа при добыче высоковязкой нефти паротепловыми методами. Установлена высокая эффективность каталитического комплекса в отношении

деструктивного гидрирования смолисто-асфальтеновых веществ высоковязкой нефти. В частности, данный комплекс позволяет повысить содержание легких n-алканов в два раза вследствие гидрирования углекислого газа, на что указывает результаты анализа состава газообразных продуктов и масс-спектропия насыщенных фракций высоковязкой нефти после парогазового воздействия. Результаты элементного анализа показывают увеличения соотношения Н/С_{ат.} Более того, содержание смолисто-асфальтеновых веществ уменьшается за счет деструктивного преобразования в условиях парогазового воздействия, а гидрирование отщепленных радикалов приводит к увеличению насыщенных углеводородов. Изменения в групповом и элементном составе нефти привели к необратимому снижению вязкости на 11,8% относительно контрольного образца нефти и на 28,1% относительно исходной нефти.

Литература

1. В.К. Быковский. *Международное сотрудничество евразийских государств: политика, экономика, право*, **1**, 10, 100-108 (2007);
2. A.R Cato Pappijn. *Front. Energy Res.*, **8**, 557466 (2020);
3. М. В. Гусев, Л. А. Минеева. Источники углерода // [Электронный источник] – https://studopedia.ru/11_222058_problema-aktseptora-elektronov.html?ysclid=I9qrtjyody9069916254;
4. И.И. Миргаязов, А.И. Абдуллин. *Вестник Казанского технологического университета*, **17**, 9, 258-261 (2014);
5. А.Ю. Антонов, О.В. Винокурова, Вей Лин Хейн, О.С. Быстрова, О.А. Боева, К.Н. Жаворонкова. *Успехи в химии и химической технологии*, **8**, 88, 66-70 (2008);
6. А.Л. Лапидус, М.В. Цапкина, А.Ю. Крылова, Б.П. Тонконогов. *Успехи химии*, **74**, 6, 634-645 (2005);
7. F. Basile, L. Basini, G. Fornasari, M. Gazzano, F. Trifiro, A. Vassari. *Исследования в области изучения поверхности и катализа*, **2**, 173, 247-256 (1998);
8. О.В. Крылов. *Российский химический журнал*, **44**, 1, 19-33 (2000);
9. О.В. Крылов. *Экология. Серия аналитических обзоров мировой литературы*, **40**, 1-156 (1996);
10. Л.А. Залозная, И.С. Ткаченко, Г.В. Егорова, С.Н. Ткаченко, В.В. Лунин. *Вестник Московского университета. Серия Химия*, **49**, 3, 183-185 (2008);
11. К.П. Бутин, Т.В. Магдесиева. *Российский химический журнал*, **1**, 77-83 (2000);
12. А.А. Маерле. Автореф. Дисс. канд. хим. наук, Московский гос. ун-т имени М.В. Ломоносова, Москва, 2012. 24 с.;
13. С. Wang, Y. Tian, R. Wu, H. Li, B. Yao, Y. Zhao, T. Xiao, *ChemCatChem*, **11**, 19, 4777-4787 (2019);
14. A.S. Vakhin, F.A. Aliyev, I.I. Mukhamatdinov, S.A. Sitnov, S.I. Kudryashov, I.S. Afanasiev, O.S. Petrashov, D.K. Nurgaliev, *Catalysts*, **11**, 2, 189 (2021);
15. F.A. Aliyev, I.I. Mukhamatdinov S.A. Sitnov, M.R. Ziganshina, Ya.S. Onishchenko, A.S. Sharifullin, A.S. Vakhin, *Processes*, **9**, 1, 127 (2021);
16. Т.А. Холмуродов, О.О. Мирзаев, *Материалы XII Международной конференции (Томск, Россия, сентябрь 26–30, 2022)*. Тезисы. Томск, 2022, 172-173;
17. О.О. Мирзаев, Ф.А. Алиев, Т.А. Холмуродов, А.В. Вахин, С.А. Долгих, *Материалы XII Международной конференции (Томск, Россия, сентябрь 26–30, 2022)*. Тезисы. Томск, 2022, 174-175.

References

1. V. K. Bykovsky. International Cooperation of Eurasian States: Politics, Economy, Law, 1, 10, 100-108 (2007);
2. A.R Cato Pappijn. Front. Energy Res., 8, 557466 (2020);
3. M.V. Gusev, L.A. Mineeva. Sources of carbon // [Electronic source] -https://studopedia.ru/11_222058_problema-aktseptora-elektronov.html?ysclid=19qrtjyody9069916254;
4. I.I. Mirgayazov, A.I. Abdullin. Herald of Kazan Technological University, 17, 9, 258-261 (2014);
5. A.Y. Antonov, O.V. Vinokurova, Wei Lin Hein, O.S. Bystrova, O.A. Boeva, K.N. Zhavoronkova. Advances in Chemistry and Chemical Technology, 8, 88, 66-70 (2008);
6. A.L. Lapidus, M.V. Tsapkina, A.Yu. Krylova, B.P. Tonkonogov. Uspekhi chemii, 74, 6, 634-645 (2005);
7. F. Basile, L. Basini, G. Fornasari, M. Gazzano, F. Trifiro, A. Vassari. Studies in Surface Studies and Catalysis, 2, 173, 247-256 (1998);
8. O. V. Krylov. Russian Journal of Chemistry, 44, 1, 19-33 (2000);
9. O.V. Krylov. Ecology. A series of analytical reviews of world literature, 40, 1-156 (1996);
10. L.A. Zaloznaya, I.S. Tkachenko, G.V. Egorova, S.N. Tkachenko, V.V. Lunin. Bulletin of Moscow University. Chemistry Series, 49, 3, 183-185 (2008);
11. K.P. Butin, T.V. Magdessieva. Russian Journal of Chemistry, 1, 77-83 (2000);
12. A.A. Maerle. Autoref. D. in Chemistry, Lomonosov Moscow State University, Moscow, 2012. 24 p.;
13. S. Wang, Y. Tian, R. Wu, H. Li, B. Yao, Y. Zhao, T. Xiao, ChemCatChem, 11, 19, 4777-4787 (2019);
14. A.S. Vakhin, F.A. Aliyev, I.I. Mukhamatdinov, S.A. Sitnov, S.I. Kudryashov, I.S. Afanasiev, O.S. Petrashov, D.K. Nurgaliev, Catalysts, 11, 2, 189 (2021);
15. F.A. Aliyev, I.I. Mukhamatdinov S.A. Sitnov, M.R. Ziganshina, Ya. S. Onishchenko, A.S. Sharifullin, A.S. Vakhin, Processes, 9, 1, 127 (2021);
16. T.A. Kholmurodov, O.O. Mirzaev, Materials of XII International Conference (Tomsk, Russia, September 26-30, 2022). Theses. Tomsk, 2022, 172-173;
17. O.O. Mirzaev, F.A. Aliev, T.A. Kholmurodov, A.V. Vakhin, S.A. Dolgikh, Proceedings of the XII International Conference (Tomsk, Russia, September 26-30, 2022). Abstracts. Tomsk, 2022, 174-175.

© **О. О. Мирзаев** - инженер НИЛ «Внутрипластовое горение», Института геологии и нефтегазовых технологий (ИГиНГТ) Казанского (Приволжского) федерального университета (К(П)ФУ), e-mail: mr.mirzayev92@mail.ru; **Ф. А. Алиев** – к.т.н., старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение», Института геологии и нефтегазовых технологий (ИГиНГТ) Казанского (Приволжского) федерального университета (К(П)ФУ); **Т. А. Ходлмuroдов** – инженер НИЛ «Внутрипластовое горение», Института геологии и нефтегазовых технологий (ИГиНГТ) Казанского (Приволжского) федерального университета (К(П)ФУ); **А. В. Вахин** – к.т.н., руководитель НИЛ «Внутрипластовое горение», ИГиНГТ, К(П)ФУ.

© **О. О. Mirzaev** – Engineer in «In-situ Combustion» Laboratory, Institute of Geology and Petroleum Technologies (GPT), Kazan (Volga region) Federal University (KFU), e-mail: mr.mirzayev92@mail.ru; **F.A. Aliev** – PhD (Technical Sci.), Senior Researcher in «In-situ Combustion» Laboratory, the GPT Institute, KFU; **T.A. Kholmurodov** – Engineer in «In-situ Combustion» Laboratory, the GPT Institute, KFU; **A.V. Vakhin** – PhD (Technical Sci.), Head of «In-situ combustion» Laboratory, the GPT Institute, KFU.