

# In-Situ Transformation of High-Viscosity Oil in the Presence of Nickel Tallate Under Hydrothermal Conditions

Irek I. Mukhamatdinov, Zalina T. Abdrakhimova,  
Rezeda E. Mukhamatdinova and Aleksey V. Vakhin

## Внутрипластовое преобразование высоковязкой нефти в присутствии таллата никеля в гидротермальных условиях

И. И. Мухаматдинов, З. Т. Абдрахимова,  
Р. Э. Мухаматдинова, А. В. Вахин

### Экспериментальная часть

Объектом исследования в данной работе является высоковязкая нефть Туйметкинского поднятия Республики Татарстан, а также продукты каталитического и некаталитического акватермолиза нефти. Залежь высоковязкой нефти Туйметкинского поднятия находится в Черемшанском районе Республики Татарстан, приурочена к отложениям шешминского горизонта уфимского яруса верхней Перми (рис. 1).

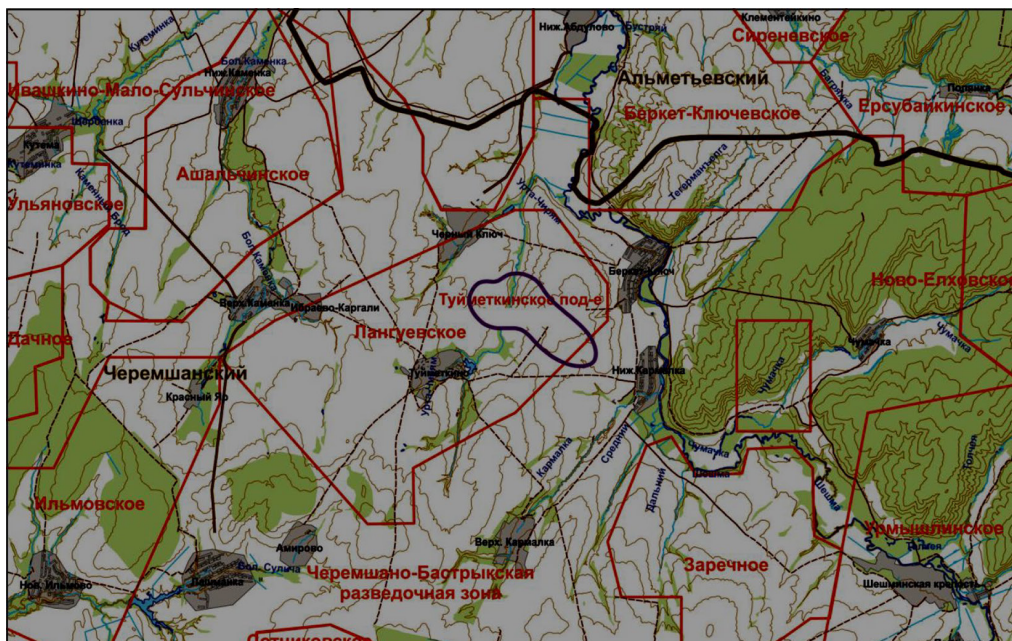


Рис. 1. Обзорная карта залежи Туйметкинского поднятия

Fig. 1. Overview map of the Tuymetkinskoye uplift deposit

---

Скважины, из которых были отобраны образцы исследуемой нефти, разрабатываются методом SAGD. Средние эффективные нефтенасыщенные толщины пласта для пароциклических скважин составляют 8,9 м, а максимальные – 13,9 м. Для разреза вдоль пар парогравитационных скважин средние эффективные толщины составляют 12,7 м, а максимальные – 19,9 м. В разрезе вдоль скважин и выше в зоне развития паровой камеры существуют следующие геологические факторы, осложняющие добычу нефти паротепловыми методами – наличие уплотненных известковистых пород, а в отдельных скважинах – прослой глини и алевролитов. Также отмечается сложный характер распределения линз воды в продуктивном пласте Туйметкинского поднятия.

Средние петрофизические характеристики пласта характеризуются низкой пористостью (21–23,3 %) и средней проницаемостью – 2359–2416 мД. При этом значения проницаемости в одном разрезе могут быть сильно дифференцированы – от пониженных и низких до высоких. Средняя нефтенасыщенность продуктивного пласта на Туйметкинском поднятии низкая ввиду наличия водонасыщенных пород и низких значений в нефтенасыщенных интервалах пласта.

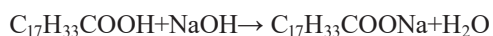
Добыча на месторождении производится с применением ПТВ. Нефть для проведения исследований была доставлена с предприятия в 2020 году.

#### *Синтез катализатора на основе никеля*

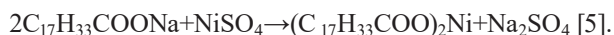
В ходе работы был синтезирован катализатор на основе Ni. В качестве сырья использовалось дистиллированное талловое масло (ДТМ), которое является отходом целлюлозно-бумажной промышленности.

Первоначально экспериментальным путем по ГОСТ 29039–91 было определено кислотное число и по ГОСТ 5478–2014 число омыления ДТМ. Таким образом, были получены следующие значения: кислотное число имеет значение 171 мг КОН/г, число омыления – 186 мг КОН/г.

На первой стадии приготовления катализатора происходит синтез натриевой соли жирной кислоты взаимодействием ДТМ со щелочью. Процесс омыления жирной кислоты может быть описан уравнением (на примере олеиновой кислоты):



Натриевая соль жирной кислоты при нагревании взаимодействует с солью переходного металла NiSO<sub>4</sub>:



#### *Исследование свойств и состава нефти*

Определение вязкостно-температурных характеристик исходной нефти и нефтей после паротеплового воздействия (ПТВ) проводили с помощью ротационного вискозиметра FUNGILAB Alpha L, оснащенного адаптером с термостатируемой рубашкой при температурах от 10 до 60 °С.

Осадив асфальтены по холодному методу Гольде, были получены мальтены (смесь насыщенных и ароматических углеводородов и смол). Разделяли мальтены на компоненты с помо-

---

щью адсорбционно-жидкостной хроматографии (SARA) с учетом методических рекомендаций стандарта ASTM D 4124–09 и ГОСТ 32269–2013.

ГХ/МС анализ фракций насыщенных углеводородов проб исходной нефти и после акватермолиза с различными добавками проводился на хроматографе Хроматэк-Кристалл 5000.2 («Хроматэк», Йошкар-Ола, Россия) с масс-спектрометрическим детектором 214.2.840.083–10 (источник ионов ADVIS) с использованием компьютерной обработки данных по полному ионному току. Использована капиллярная колонка CR-5ms, длина 30 м, внутренний диаметр 0.25 мм, толщина неподвижной фазы 0.25 мкм, газ-носитель – гелий. Хроматографирование осуществляли в режиме линейного программирования от 100 до 310 °С. В диапазоне температур от 100 до 150 °С скорость подъема температуры составляла – 12,5 °С/мин и 3 °С/мин в диапазоне от 150 до 310 °С. Изотермический режим при 300 °С – 8 минут. Режим работы масс-спектрометра: энергия ионизации 70 эВ, температура источника ионов 270 °С, сканирование в диапазоне 50–500 Да со скоростью 0,2 скан/с. Затем выполнялась компьютерная реконструкция хроматограмм по характерным для различных групп УВ осколочным ионам. Идентификация отдельных углеводородных соединений производилась на базе библиотеки NIST, а также с помощью литературных данных. Относительное распространение каждого отдельного соединения оценивали как отношение его содержания к суммарному содержанию всех идентифицированных соединений.

### **Результаты и обсуждения**

#### *Влияние катализаторов на состав газов акватермолиза*

Газовый состав исходной нефти, подвергнутой гидротермальному воздействию без добавления катализатора и с добавлением катализатора на основе никеля (рис. 2, 3), наблюдается увеличение содержания ряда газов, таких как CO<sub>2</sub>, нормальных алканов (метана, этана, пропана, н-бутана, н-пентана), изомеров C<sub>4</sub>-C<sub>10</sub> при наличии прекурсора на основе никеля.

#### *Вязкостно-температурные свойства*

Были проведены измерения вязкости исходной нефти и образцов нефти после акватермолиза с применением катализаторов и без их участия. При использовании катализатора на основе никеля при 200 °С и 24 часах воздействия вязкость снизилась в 1,5 раза по сравнению с контрольным опытом. При 250 °С наблюдается аналогичное снижение на 750 мПа·с (рис. 4, 5).

#### *Хромато-масс-спектрометрия насыщенных углеводородов*

Хроматограммы насыщенной фракции нефти Туйметкинского поднятия после воздействия температуры и катализатора на основе таллата никеля представлены на рис. 7.

#### *Сканирующая электронная микроскопия (СЭМ)*

На рис. 8 представлен снимок СЭМ частиц катализатора после термокаталитического воздействия при 300 °С с добавлением таллата никеля.

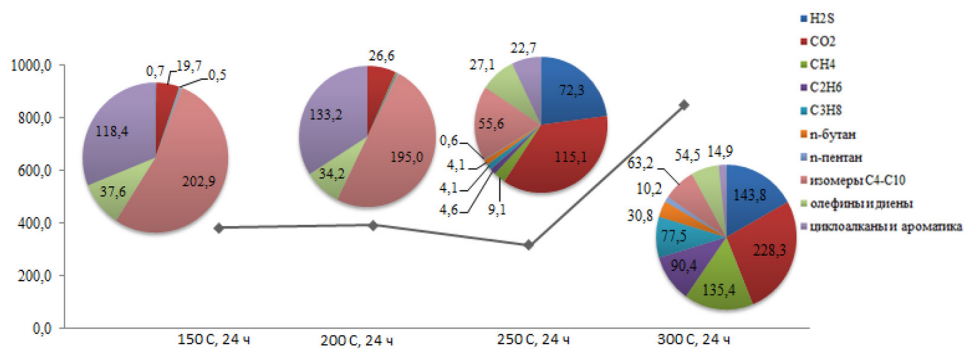


Рис. 2. Газовый состав продуктов аквагермолиза исходной нефти после ПТВ (контрольный опыт)

Fig. 2. Gas composition of aquathermolysis products of initial oil after thermal steam treatment (TST) (control experiment)

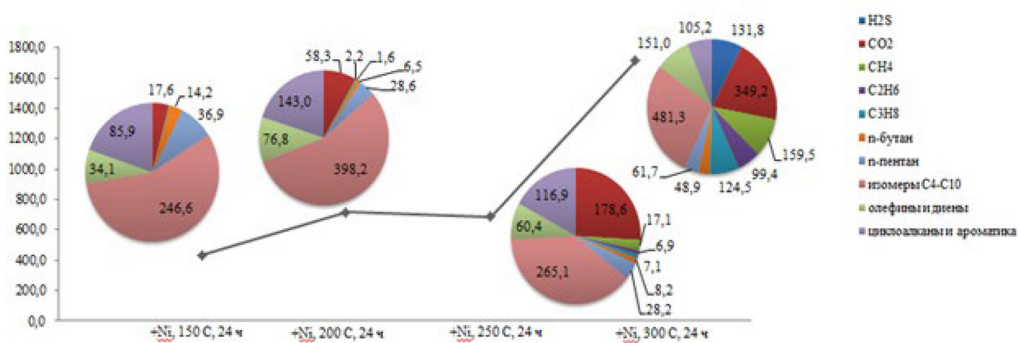


Рис. 3. Газовый состав продуктов аквагермолиза с добавлением катализатора на основе никеля

Fig. 3. Gas composition of aquathermolysis products with the addition of nickel-based catalyst

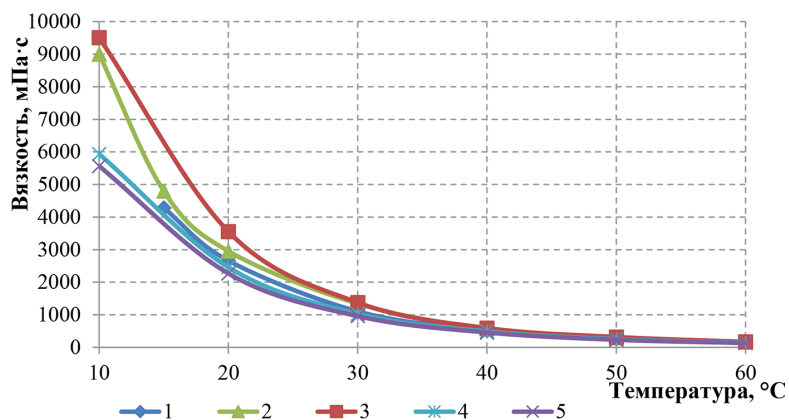


Рис. 4. Вязкостно-температурные характеристики нефти: 1 – исходная нефть, 2 – после ПТВ при 150 °С, 3 – после ПТВ при 200 °С, 4 – после ПТВ с никелевым катализатором при 150 °С, 5 – после ПТВ с никелевым катализатором при 200 °С

Fig. 4. Viscosity-temperature characteristics of oil: 1 – Initial oil, 2 – After TST at 150 °C, 3 – After TST at 200 °C, 4 – After TST with nickel catalyst at 150 °C, 5 – After TST with nickel catalyst at 200 °C

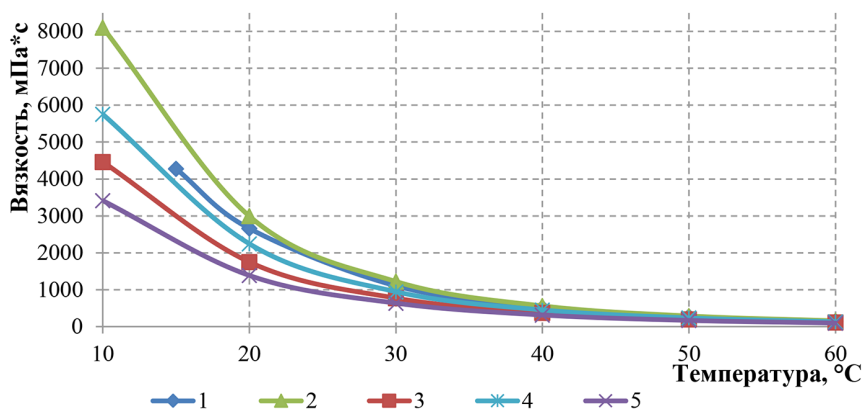


Рис. 5. Вязкостно-температурные характеристики нефти: 1 – исходная нефть, 2 – после ПТВ при 250 °С, 3 – после ПТВ при 300 °С, 4 – после ПТВ с никелевым катализатором при 250 °С, 5 – после ПТВ с никелевым катализатором при 300 °С

Fig. 5. Viscosity-temperature characteristics of oil: 1 – initial oil, 2 – after TST at 250 °C, 3 – after TST at 300 °C, 4 – after TST with nickel catalyst at 250 °C, 5 – after TST with nickel catalyst at 300 °C

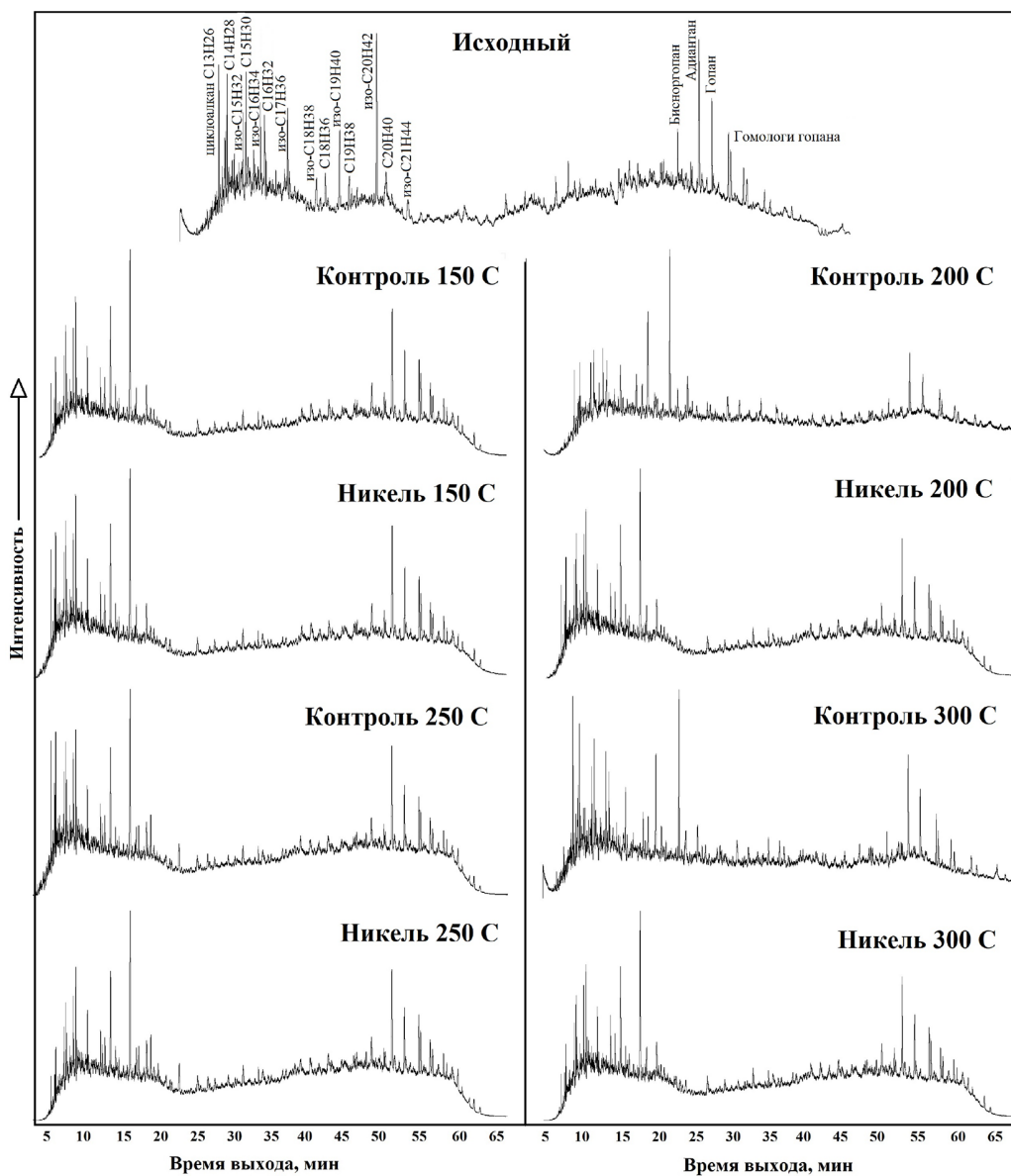


Рис. 7. Хроматограммы насыщенной фракции нефти Туйметкинского поднятия после воздействия температуры и катализатора на основе таллата никеля

Fig. 7. Chromatograms of the saturated fraction of Tuymetkinskoye uplift oil after TST with nickel tellate catalyst

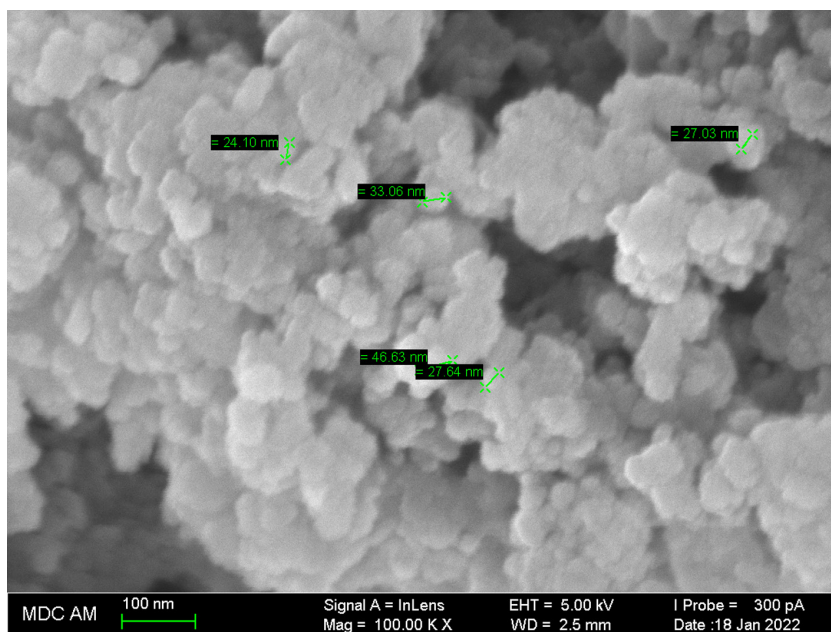


Рис. 8. Снимок СЭМ частиц катализатора после термокаталитического воздействия с добавлением таллата никеля при 300 °С

Fig. 8. SEM image of catalyst particles after thermocatalytic treatment with the addition of nickel tellate at 300 °C