УДК 622.276.65

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД НА ПРЕВРАЩЕНИЯ ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

———————

STUDY OF THE INFLUENCE OF THE CATALYTIC PROPERTIES OF CLAY-CONTAINING ROCKS ON THE TRANSFORMATION OF HEAVY HYDROCARBON RAW MATERIALS

Рохас Родригес (Абдрафикова) Ильмира Маратовна
кандидат химических наук,
доцент кафедры высоковязких нефтей и природных битумов,
Казанский (Приволжский) федеральный университет
nofretary@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены результаты исследований влияния каталитических свойств глиносодержащих пород на превращения тяжелого углеводородного сырья и его компонентов в процессах его добычи и подготовки. С применением математической обработки результатов экспериментов определены оптимальные условия паротеплового воздействия на пласт. Модельные опыты проведены в закрытой системе при температуре 180–190 °С, при давлении 10 МПа, в присутствии водной фазы. Выполнены исследования изменений состава и свойств сверхвязкой нефти в результате опытов в присутствии образцов пород, содержащих глины.

Ключевые слова : битум, тяжелая нефть, превращения, глинистые материалы, внутрипластовое облагораживание, акватермолиз.

Rojas Rodriguez (Abdrafikova) Ilmira Maratovna
Ph. D., Associate Professor
of the Department of High Viscosity Oil and Natural Bitumen,
Kazan Federal University
nofretary@mail.ru

Annotation. This article discusses the study of the influence of the catalytic properties of clay-containing rocks on the transformation of heavy hydrocarbon raw materials and its components in the processes of its extraction and treatment. With the use of mathematical processing of the experiments results, the optimal conditions for the steam-thermal effect on the formation were determined. Model experiments were carried out in a closed system at a temperature of 180–190 °C, at a pressure of 10 MPa, in the presence of an aqueous phase. Studies of changes in the composition and properties of extra-viscous oil caused by experiments conditions in the presence of clay containing rocks were carried out.

Keywords: bitumen, super viscous oil, transformations, clay materials, in-situ upgrading, aquathermolysis.

Волго-Уральский регион с крупными и крупнейшими нефтяными месторождениями, находящимися на поздней стадии разработки, представляет значительный резерв для приращения запасов и поддержания на современном уровне добычи нефти [1, с. 95]. В зависимости от геолого-физических условий залежей извлекается от 14 до 60 % нефти. Это свидетельствует о невысокой эффективности усилий по повышению нефтеизвлечения. Для увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов с сверхвязкой нефтью, и битуминозных пород, пропитанных тяжелым вязким битумом, широко используются паротепловые и парогазовые методы [2, с. 85]. Однако для их успешного применения необходимы более глубокие знания о составе тяжелого углеводородного сырья и характере его преобразования при различных вариантах тепловых воздействий с учетом структуры и генезиса различных литологических ловушек углеводородов и геолого-физических условий формирования нефтяных залежей [3, с. 419]. Кроме того, при выборе оптимальных технологий, направленных на повышение эффективности разработки месторождений сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ), необходимо известные и новые технологии адаптировать к конкретным месторождениям [4, с. 2898]. В связи с этим изучение особенностей изменения высокомолекулярных компонентов тяжелого углеводородного сырья в модельных экспериментах представляется важной и актуальной задачей.

Главной целью в работе является исследование влияния каталитических свойств глинистых материалов, присутствующих в породе, на направленность и глубину превращения углеводородов, смол и асфальтенов тяжелой нефти, в условиях, моделирующих паротепловое воздействие на пласт.

Объектом исследования является образец СВН Ашальчинского месторождения с содержанием серы 4,2 % масс и плотностью 0,970 г/см^3.

В работе проведено математическое планирование эксперимента с применением многофакторного анализа в программе Statistica. Оценивалось влияние таких факторов, как температура, давление, содержание воды на увеличение выхода углеводородов (УВ) по сравнению с исходной нефтью. При помощи треугольных диаграмм (рис. 1) показано влияние исходного состава объектов на увеличение выхода УВ. Наиболее высокое содержание смол спирто-бензольных и асфальтенов

является благоприятным с точки зрения степени превращения. Данные диаграммы позволяют оценить потенциально возможное увеличение выхода УВ в результате гидротермально-каталитических процессов в присутствии природных минералов для различных нефтей на основании их состава.

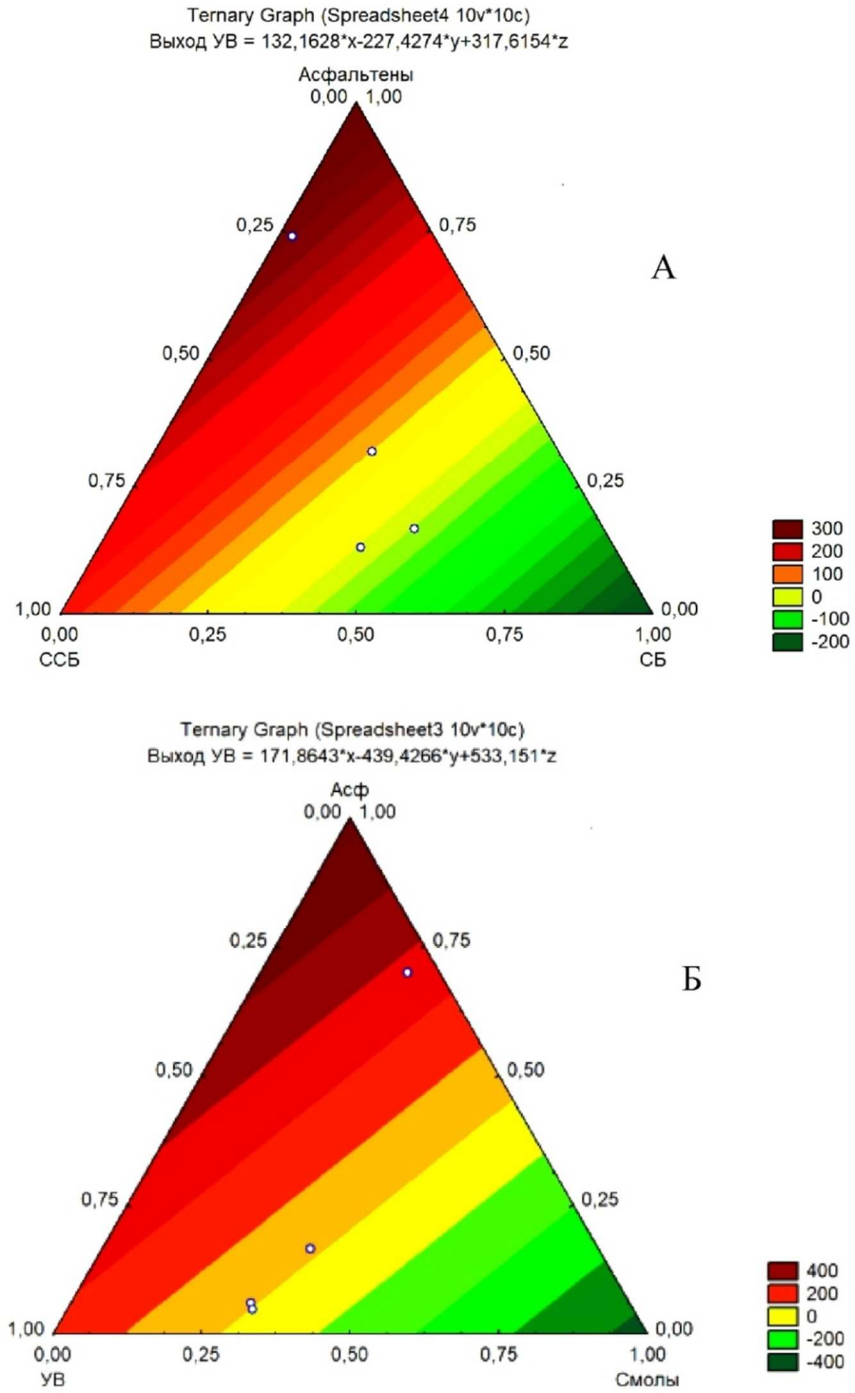

Рисунок 1 – Трехмерные диаграммы влияния исходного состава объектов на увеличение выхода УВ:
А – влияние содержания УВ, общих смол и асфальтенов;
Б – влияние содержания смол бензольных, спирто-бензольных и асфальтенов

В реакторе (автоклаве) были проведены опыты, моделирующие паротепловое воздействие (ПТВ) на пласт, с добавлением в качестве сорбента образца керна, содержащего глинистые материалы, измельченного до микродисперсного состояния и диспергированного в нефти, в присутствии воды. Опыты были проведены при температуре 190 °С, при итоговом давлении 10 МПа в течение 2 ч.

Содержание общей серы снижалось в продуктах опытов по сравнению с исходной нефтью, с 4,2 до 2,9 % масс. Это также подтверждает протекающие деструктивные процессы. Содержание асфальтенов в продуктах опытов практически не изменилось, наблюдалось новообразование углеводо-

родов, преимущественно за счет отрыва фрагментов смол по наименее устойчивым гетероатом-содержащим связям. Плотность продуктов опытов (при 20 °С) несколько снизилась по сравнению с исходной нефтью – с 0,970 до 0,964 г/см^3.

Образцы исходной нефти и продуктов опытов исследовали методом ИК-Фурье спектрометрии в диапазоне от 4000 до 450 см$^{-1}$, с разрешением 4 см$^{-1}$ (рис. 2).

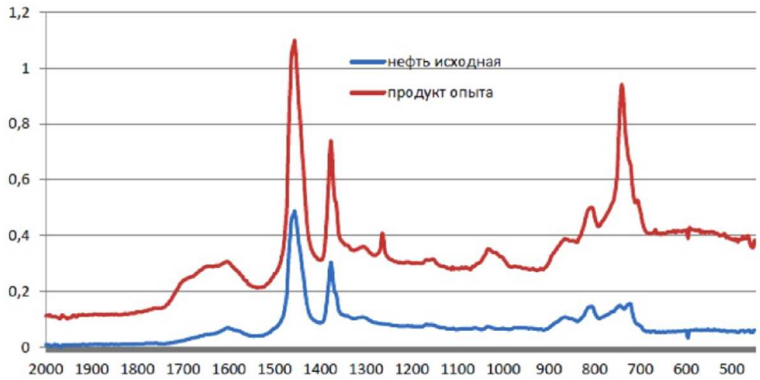

Рисунок 2 – ИК-спектры исходной нефти и продуктов модельного опыта в присутствии образца керна при температуре 190°С в течение 2 часов

На спектре продуктов опытов существенно возрастает интенсивность полос поглощения при 1460, 1380, 720 см$^{-1}$, соответствующих алифатическим структурам. Достаточно высокая интенсивность полосы поглощения при 720 см$^{-1}$ свидетельствует об отсутствии протекания гомолитических разрывов связи С-С в длинных алкильных цепочках.

Таким образом, показано преобразование состава и свойств СВН в модельных экспериментах в присутствии глиносодержащих образцов пород и водной фазы при условиях, приближенных к ПТВ на пласт. В результате опытов снизилась плотность нефти, наблюдалось новообразование легких УВ за счет деструкции смол по наименее устойчивым С-S связям, что отразилось также в снижении содержания общей серы.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 20-79-00304).

Литература:

1. Абдрафикова, И.М. Состав сверхвязких нефтей и природных битумов и превращения их высокомолекулярных компонентов в гидротермально-каталитических процессах: дисс. ... канд. хим. наук : 02.00.13 // Абдрафикова Ильмира Маратовна. – Казань, 2018. – 273 с.

2. Современные технологии и технические средства добычи природных битумов в Татарстане / Р.М. Абдулхаиров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 85–88.

3. Превращение смолисто-асфальтеновых веществ в условиях, моделирующих тепловые методы повышения нефтеотдачи / В.Р. Антипенко [и др.] // Нефтехимия. – 2006. – Т. 46. – № 6. – С. 419–427.

4. Abdrafikova I.M., Kayukova G.P. Structural-Group Composition of Heavy Oil Conversion Products Using FTIR Spectroscopy // HELIX. – 2018. – Vol. 8. – Is. 1. – P. 2898–2907.

References:

1. Abdrafikova I.M. Composition of ultra-viscous oils and natural bitumens and transformation of their high molecular weight components in hydrothermal-catalytic processes: dissertation ... D. in Chemistry : 02.00.13 // Abdrafikova Ilmira Maratovna. – Kazan, 2018. – 273 p.

2. Modern technologies and technical means of natural bitumen production in Tatarstan / R.M. Abdulkhairov [et al.] // Neftyanoye upravlenie. – 2006. – № 11. – P. 85–88.

3. Transformation of tar-asphaltenic substances in the conditions modelling thermal methods of oil recovery enhancement / V.R. Antipenko [et al] // Neftekhimia. – 2006. – Vol. 46. – № 6. – P. 419–427.

4. Abdrafikova I.M., Kayukova G.P. Structural-Group Composition of Heavy Oil Conversion Products Using FTIR Spectroscopy // HELIX. – 2018. – Vol. 8. – Is. 1. – P. 2898–2907.