

рассеяна. Породы-коллекторы были сформированы в виде единой системы и часть из них заполнилась нефтью и газом лишь на вторично-катагенетическом этапе преобразования пород.

Нефть мигрирует в сосредоточения палеозойских отложений, в результате диффузионного переноса в пластовых водах высокой температуры. Из пластовых вод нефть выделяется в капельной форме на участках глубинных разломов. Далее, нефть проходит «точки росы» и подъема, затем, благодаря силам гравитации, оседает в породах-коллекторах, сформированных в палеозойских отложениях [3].

Палеозойские отложения юго-восточной части Западно - Сибирской геосинеклизы в литературе именуется Нюрольским осадочным бассейном. Они объединяются в литолого-петрографические толщи с близким литологическим составом пород и близкими петрофизическими свойствами, которые соответствуют выделенным по палеонтологическим данным толщам и свитам.

Практически все залежи нефти палеозойских отложений вторично-мигрировавшие.

Процесс формирования месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях выглядит следующим образом. После того, как произошло формирование отложений палеозойского моря, первоначальное залегание которых было близким к горизонтальному положению, и прекращению существования моря в конце карбона последовал продолжительный период континентального стояния региона. Во время данного периода произошло сближение таких крупных тектонических блоков, как Восточная Сибирь и Русская платформа [1].

Нюрольская впадина расположена в Томской и Новосибирской областях в Ю-З части Западно - Сибирской плиты. Размер впадины с точностью неизвестен, мощность мезозойского покрова от 2,6 до 4,8 км [4].

Разрез палеозоя представлен отложениями силура, девона и нижнего карбона. Возможно присутствуют более древние породы, но они ещё не вскрыты бурением; предполагается, что они залегают ниже глубины 5 км. Экраном служат глинисто-битуминозные сланцы юры.

Нефть найдена на относительно небольших месторождениях, большей частью в кавернозных и трещиноватых карбонатах палеозоя. В разрезе описываемой толщи Нюрольской впадины встречены карбонатные породы разного состава и генезиса: рифовые, кремнисто-карбонатные, хемогенные, органогенные. В продуктивных отложениях месторождений преобладают известняки, доломиты, кремнистые органогенные породы. Вулканогенно-карбонатные толщи с дайками диабазов имеют преимущественное распространение в краевых зонах районов распространения вулканогенных формаций.

Породы интенсивно разбиты трещинами различной ориентировки, которые заполнены доломитом, кварцем, битуминозным материалом. В карбонатном разрезе Северо-Останинской площади имеются покровы сильно измененных базальтовых порфиритов.

Палеозойский разрез Нюрольской впадины сложен преимущественно карбонатными породами, образовавшимися в морских условиях при незначительной или средней глубине водоема.

Промышленные притоки нефти выявлены в отложениях верхней части палеозоя и коры выветривания. Палеозойские образования представлены кремнистыми органическими породами и известняками средне-верхнедевонского и каменноугольного возраста.

По карбонатным породам проявляются процессы гипергенеза, вторичного катагенеза, в связи с этим зоны повышенной мощности карбонатных пород в составе палеозойских отложений являются наиболее перспективными участками для формирования пород-коллекторов и, соответственно, месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях. Помимо планирования, организации и проведения поисковых и разведочных работ на данных объектах большой интерес представляет обобщение опыта разработки и условий формирования указанных отложений.

Литература

1. Запывалов Н.П. К 50-летию освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции // Горные ведомости, 2013. № 4. С.94-99.
2. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск, 2015. 163 с.
3. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента. – М., 2013. – 176 с.
4. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 214 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Н.С. Харьковская

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При низких температурах имеет огромное значение подвижность нефти в процессах перекачки и перевозки ее в зимних условиях. К уменьшению проходного диаметра трубопровода приводит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках при транспортировке аномальной нефти. Один из распространенных методов модификации реологических свойств аномальной нефти состоит в их тепловой обработке [2]. Процесс термообработки заключается в нагреве нефти до температуры, при которой «плавятся» содержащиеся в ней парафины, и охлаждении с заданной скоростью в определенных условиях (в движении или в покое). От температуры нагрева, содержания парафинов и асфальтено-смолистых веществ, и условий охлаждения зависят степень снижения реологических характеристик термически обработанной нефти. Принято считать, что в

результате термообработки улучшаются реологические свойства такой нефти, а условия обработки влияют лишь на степень этого уменьшения [2]. Но вопрос этот еще недостаточно изучен [3]. Есть предположение, что не имеет положительного эффекта нефть, подвергнутая тепловой обработке, содержащая только парафин. Смолы препятствуют структурообразованию и снижают вязкость и температуру застывания. Однако при больших концентрациях смолы способствуют увеличению вязкости нефти. Таким образом, в определенных концентрациях асфальтено-смолистые вещества, являющиеся естественными депрессорами [3], подавляют способность твердых парафинов образовывать кристаллическую решетку, чем и смещают начало процесса структурообразования в область более низких температур [4].

Входящие в состав нефти асфальтено-смолистые вещества, адсорбированы на поверхности кристаллов парафина. При нагреве нефти до невысоких температур некоторая часть кристаллов парафина растворяется и освободившиеся асфальтено-смолистые вещества адсорбируются на поверхности нерастворенных кристаллов парафинов. К образованию из выпадающего в твердую фазу парафина прочной мелкокристаллической структуры, повышающей эффективную вязкость и температуру застывания нефти, приводит последующее охлаждение. Следовательно, термообработка высокопарафинистых нефтей при температуре до 550С резко ухудшает реологические свойства нефти. Наиболее благоприятные условия для кристаллизации парафинов с образованием наименее прочной структуры создаются при более высокой термообработке, когда весь парафин растворен. И необратимо разрушаются при еще большем увеличении термообработки содержащиеся в нефти асфальтено-смолистые вещества, которые благоприятно влияют на образование крупнозернистой структуры [1]. В работе [3] было исследовано, что для нефти относительно богатой смолами и бедной парафинами, предварительный прогрев ведет к понижению температуры застывания, а у нефти богатой парафинами, температура застывания при термообработке повышается. Но термообработка не всегда дает положительный результат. Профессор ТПУ Смольянинов был одним из первых, кто обнаружил этот эффект. Были зафиксированы интервалы температур термообработки, при которых проявлялись так называемые «отрицательные» аномалии вязкости, когда после термообработки значительно ухудшались реологические параметры исследуемой нефти [2].

В данной работе был проведен анализ реологических свойств высокопарафинистой нефти (таблица) после термической обработки 32 0С, 37 0С, 45 0С, 55 0С.

Таблица

<i>Физико-химические свойства исследуемой нефти</i>		
Содержание, масс.доли, %		
Парафины	Смолы силикагелевые	Асфальтены
10,14	6,93	0,64

Исследования проводилось с образцом нефти, хранящимся при комнатной температуре. Сначала были определены реологических характеристик исходной (необработанной) нефти. Измерения проводились на **программируемом вискозиметре Брукфилда DV-П+PRO**. Ротационные вискозиметры Brookfield предназначены для измерения низкой динамической вязкости по ГОСТ 1929-87. Измерение вязкости осуществляется посредством пересчета крутящего момента, необходимого для вращения шпинделя прибора с постоянной скоростью при погружении его в исследуемую среду. Диапазон температур составил от 20 0С до 45 0С с шагом 5 градусов прямым и обратным ходом. Обработка измерений осуществлялась с помощью программного обеспечения Rheocalc.

Термообработку проводили при температурах 32 0С, 37 0С, 45 0С, 55 0С, каждый раз используя новую порцию нефти. Обработку нефти при заданной температуре осуществляли в течение часа в сушильном шкафу, после чего нефть охлаждали до 8 0С в термостате в течение часа и проводили дальнейшие измерения структурно-механических свойств.

На рисунке 1 представлены результаты определения динамической вязкости при увеличении скорости сдвига (прямой ход) для нефти без термообработки. По графику мы видим, что вязкость необработанной нефти при 20 0С значительно отличается от аналогичных кривых, измеренных при более высоких температурах. Возможно, это объясняется плавлением парафинов при повышении температуры.

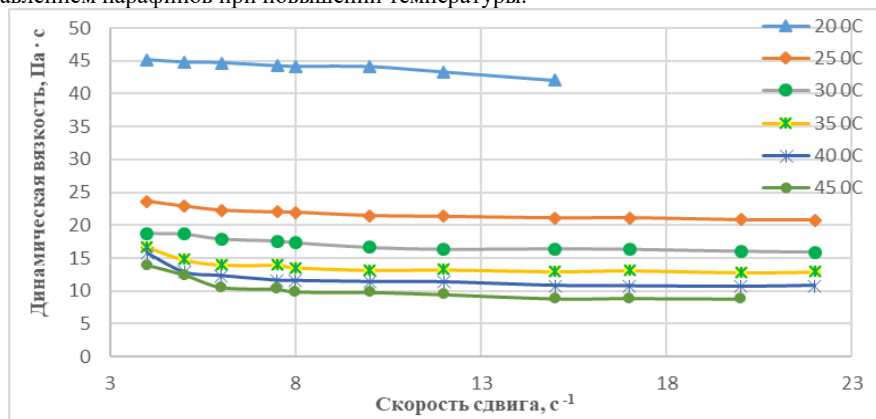


Рис.1 Реологическая кривая исходной нефти

Образцы нефти после термообработки при температуре 25 0С представлены на рисунке 2.

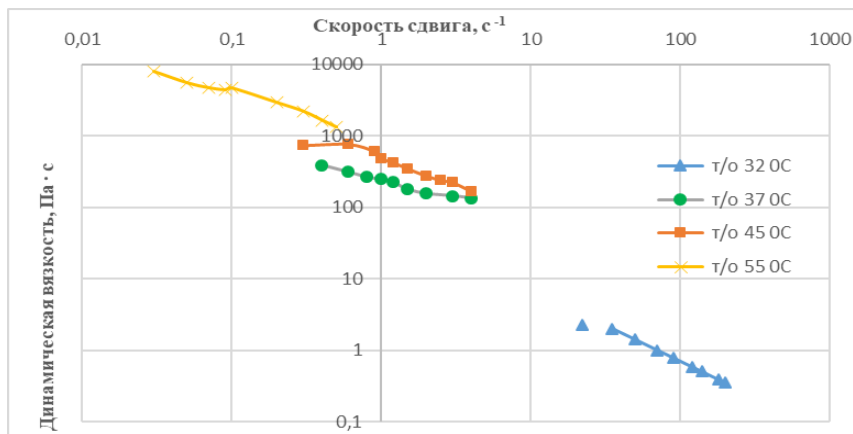


Рис.2 Графики зависимости динамической вязкости от скорости сдвига термообработанной нефти при температуре 25 °С

Анализируя полученные зависимости можно наблюдать, что для исследуемой нефти существует температурный диапазон термообработки (от 37 0С до 55 0С), при котором полученные значения динамической вязкости от скорости сдвига существенно выше аналогичных значений исходной нефти. Полученные результаты подтверждают выводы о том, что проводить тепловую обработку следует при температурах выше 60 0С. Обработка при более низких температурах приводит к отрицательному результату, значительно ухудшая реологические параметры флюида.

Полученные результаты имеют непосредственное прикладное значение.

Литература

1. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, Москва 1988. – 241-244 с.
2. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа. Часть 1. Основные понятия. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2005. – 59с.
3. Смольянинов С.И. Влияние различных факторов на температуру застывания Томских нефтей. // Известия Томского политехнического института [Известия ТПИ]. – 1976. – Т. 253: Вопросы геологии и освоения нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – С. 73-77.
4. Муфтахов Е.М. Реологические свойства нефтей и нефтепродуктов. – М.: УГНТУ, Уфа, 2001. – 71 с.

ОБЛАГОРАЖИВАНИЕ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ НА МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В связи с интенсивным освоением нефтяных и газоконденсатных месторождений в настоящее время является актуальным создание и разработка высокоэффективных процессов глубокой переработки сырья. Значительного увеличения антидетонационных свойств прямогонных бензиновых фракций нефтей и газовых конденсатов можно достичь в результате применения термokatалитических процессов.

Цеолиты являются катализаторами для очень многих реакций, протекающих по кислотно-основному типу. Конверсия углеводородов на модифицированных цеолитсодержащих катализаторах проходит через ряд последовательно-параллельных реакций. Целью данной работы являлось рассмотрение особенностей механизма облагораживания прямогонных бензиновых фракций на модифицированных

Реакции превращения легкого углеводородного сырья на цеолитных катализаторах осуществляются по карбоний-ионному механизму [1]. Лимитирующая стадия процесса – первичная активация алканов. Эта реакция приводит к образованию карбкатионов или алкенов, которые более реакционноспособны, чем алканы. В основе ионного механизма каталитического крекинга, протекающего на цеолитных катализаторах, лежит представление о карбкатионах: карбониевых и карбениевых ионах.

Ион карбония может образовываться двумя путями. В первом случае происходит непосредственное взаимодействие алканов с кислотными центрами катализатора. Во втором случае ион карбония образуется в результате протонирования алкенов, которые могут содержаться в исходном сырье или образовываться в результате реакций термического крекинга. Взаимодействие между молекулами алканов с кислотными центрами цеолитов может протекать по одному из трех типов:

1. Слабый кислотный центр (L-центр) отрывает гидрид-ион от молекулы алкана;
2. Сильный кислотный центр (В-центр) разрывает связь С–Н с выделением водорода;
3. Сильный кислотный центр разрывает связь С – С молекулы парафина с образованием молекулярных соединений меньшей массы.