

2. Рассчитанные уравнения регрессии адекватно описывают истинные зависимости.

3. Уравнения регрессии позволяют с достаточной для практических целей точностью прогнозировать выход легких фракций нефти.

Литература

1. С.С.Наметкин. Химия нефти. М., Изд. АН СССР, 1955.
2. Нефти восточных районов СССР. Под ред. С.Н.Павловой и З.В.Дриацкой. М., Гостоптехиздат, 1962.
3. Новые нефти восточных районов СССР. Под ред. С.Н.Павловой и З.В.Дриацкой. М., Изд. "Химия", 1967.
4. Нефти СССР. т. I, Под ред. С.Н.Павловой и З.В.Дриацкой. М., Изд. "Химия", 1971.
5. М.А.Плохинский. Биометрия. Изд. МГУ, 1970.

ВЛИЯНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПАРАФИНА, НАФТЕНОВЫХ КИСЛОТ, МЕХАНИЧЕСКОГО ПЕРЕМЕШИВАНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕРМО- ОБРАБОТКИ НА ТЕМПЕРАТУРУ ЗАСТЫВАНИЯ НЕФТЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Н.В.Николаева, С.И.Смольянинов

Одной из важнейших эксплуатационных характеристик нефтей и нефтепродуктов, дающих представление о подвижности этих материалов при низких температурах, является температура застывания /ГОСТ 1533-42/, которая не рассматривается, однако, как физическая константа / I /.

Исследованиями установлено влияние различных факторов на температуру застывания нефтей / 2-4 /. Нефти Западной Сибири являются наименее изученным объектом в указанном отношении.

Нами на ряде образцов нефтей различных месторождений (табл. I) изучено влияние температуры термообработки, содержания парафина, нафтенowych кислот и механического перемешивания на температуру застывания.

Процесс термообработки заключался в нагреве нефти до определенной температуры с последующим охлаждением до комнатной. Сохранение эффекта депрессии температуры после термообработки оценивалось для нефтей в течение нескольких суток.

Таблица I

Физико-химические характеристики нефтей

Нефть	Плотность, г/см ³	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, сст		Темпе- ратура засты- вания, °C	Содержание, %				Темпе- ратура плав- ления, °C
			20°C	50°C		Серно- кислот. смола	Сили- каге- левых смола	Асфаль- тенов	Пара- финов	
советская	0,8442	193	6,33	3,54	- 6	11,4	8,99	0,55	3,27	47,6
соболиная	0,8611	209	12,72	4,34	- 4	22,0	6,18	2,21	3,30	47,0
оленья	0,8350	174	-	2,73	-17	-	6,08	2,15	1,30	48,0
полуденная	0,8498	181	6,89	3,22	- 6	18,4	3,58	1,10	4,50	48,0
лугинецкая	0,8285	182	4,70	2,53	- 8	12,0	-	0,05	3,70	52,5
вартовская	0,8128	154	-	2,87	11	-	3,93	0,80	17,68	49,0
самотлорская	0,8525	213	-	4,48	-11	-	8,53	1,09	3,64	54,0
средне-нирельская	0,8257	184	5,64	2,97	-17	12,2	5,0	0,82	6,20	38,0

Исследование влияния химического состава нефти на температуру застывания проводилось на образцах, приготовленных по следующей методике. В исходную нефть вводился технический парафин при нагревании и энергичном перемешивании. В качестве опытных образцов для установления влияния нефтяных кислот брались исходные нефти и нефти, лишенные последних.

Для изучения влияния механического перемешивания в процессе охлаждения нефти определялась ее температура застывания в статических и динамических условиях.

Полученные результаты приведены в табл. 2-4.

Как следует из таблицы 2, термообработка значительно снижает температуру застывания, что позволяет говорить о возможности ее практического применения. Однако без учета времени сохранения эффекта депрессии температуры невозможно решить вопрос о перспективах его использования в практике.

По результатам исследования установлено, что приобретенные в результате термообработки значения температуры застывания стабильны в течение нескольких дней. Это, следовательно, позволяет предположить использование эффекта термообработки при транспортировке нефти.

В табл. 3 показано влияние химического состава нефти на температуру застывания.

Как известно, температура застывания нефтей определяется соотношением компонентов, входящих в их состав и в значительной степени зависит от количества парафина в них. По данным табл. 3 видно, что незначительные добавки последнего существенно повышают температуру застывания, что, в свою очередь, может быть использовано при необходимости уменьшить подвижность нефти.

Обращает внимание тот факт, что небольшое содержание нефтяных кислот сильно снижает температуру застывания нефти. По всей вероятности, нефтяные кислоты являются природными депрессорами. Их действие сводится к адсорбции на кристаллах парафина, снижающей поверхностное натяжение. При этом изменяется, по-видимому, механизм кристаллизации парафина.

Интересно отметить влияние механического перемешивания нефти на температуру застывания. В результате охлаждения нефти в динамических условиях (табл. 4) температура застывания ее

Таблица 2

Влияние времени выдержки на температуру застывания термообработанных нефтей

Нефть	Температура застыв. исходной нефти, °C	Температура застывания, °C											
		Время выдержки в горячем состоянии после термообработки 50°C, час						Время выдержки в холодном янии после термообработки 50°C, сут					
		0	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6
Вартовская	11	9	9	9	10	11	9	9	9	9	9	10	12
Средне-нурольская	-17	-29	-29	-29	-28	-28	-27	-29	-29	-28	-24	-20	-18
Советская	-6	-15	-15	-15	-15	-14	-14	-15	-15	-15	-12	-8	-4
Оленья	-17	-30	-30	-30	-29	-28	-28	-30	-30	-30	-30	-28	-23
Самотлорская	-11	-4	-4	-4	-4	-3	-1	-4	-4	-4	-3	1	2
Лугинецкая	-8	-14	-14	-14	-14	-12	-11	-14	-14	-14	-14	-13	-10

Таблица 3

Влияние содержания парафина и нафтеных кислот
на температуру застывания

Н е ф т ь	Содер- жание пара- фина в нефти, %	Содер- жание нафтен. кислот в нефти, %	Температура застывания, °С				
			Содержание пара- фина, % на нефть			в при- сутст- вии наф- теновых кислот	при отсут- ствии нафтен. кислот
			I	2	3		
советская	3,24	0,027	3	7	13	-6	8
собольская	3,30	0,003	2	9	16	-4	10
полуденная	2,10	0,056	4	6	9	-6	7
средне-нуроль- ская	6,88	-	-1	8	10	-8	-3

Таблица 4

Влияние механического воздействия на температуру
застывания

Н е ф т ь	Температура застывания, °С			
	без переме- шивания	при пере- мешивании	время выдержки после перемешивания, час	
			0,5	I
самотлорская	-11	-17	-17	-11
вартовская	II	7	6	II
советская	- 7	- 8	- 8	- 7
оленья	-17	-22	-21	-17
средне-нурольская	- I	- 5	- 4	- I
дугинская	-22	-24	-24	-22

понижилась на несколько градусов. Однако температура застывания принимала свое первоначальное значение через час после механического перемешивания, что достаточно определенно указывает на роль тиксотропных структур при потере нефтью подвижности.

Выводы

1. Показано, что температура застывания нефтей Западной Сибири снижается в присутствии нафтеновых кислот, повышается с увеличением содержания парафина и принимает свое первоначальное значение через некоторое время после механического перемешивания, что указывает на роль тиксотропии при застывании нефти.

2. Установлено, что для исследованных нефтей время сохранения депрессии температуры сохраняется несколько дней.

Литература

1. С.С.Наметкин. Химия нефти. М., Изд. АН СССР, 1955, с. 46.
2. Т.П.Жузе. "Коллоидный журнал", 1950, 12, 4, 265-274.
3. О.М.Альчиков, В.П.Коновалов. Труды инс. химии нефти и природных солей. АН КССР, 1971, 3, с. 96-99.
4. Х.А.Ахмеджанов, Б.У.Уразгалиев, О.М.Альчиков. Труды инс. химии нефти и природных солей. АН КССР, 1970, 1, 46-49.

К АНАЛИЗУ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ АНОДНЫХ ПИКОВ В МЕТОДЕ АПН

С.Н.Карбаинова

Ранее / I-5 / нами изучена температурная зависимость высоты (i) и коэффициента анодного пика (K_a), ширины полупика ($\beta_{I/2}$) и потенциала пика (φ_n) в широком интервале изменений скорости изменения потенциала (W) и размеров электрода как для ртутного пленочного (ℓ - толщина ртутной пленки), так и для стационарного ртутного капельного электрода (r - радиус капли). Результаты этих исследований позволили выявить сложный характер температурной зависимости вышеука-