

УДК 665.7.035.8

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-96-109

Исследование низкотемпературных свойств нефти методом диэлектрической спектроскопии

М. Г. Шевелева*, Л. В. Таранова, С. Г. Агаев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**shevelevamg@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе исследована возможность применения метода диэлектрической спектроскопии для оценки низкотемпературных свойств нефти. Представлены результаты определения физико-химических характеристик и диэлектрических параметров 25 образцов нефти месторождений Тюменской области. По данным температурно-диэлектрической спектроскопии, в интервале температур $-110 \div +20$ °С обнаружен процесс стеклования нефти, определены температура стеклования t_C и температурная область структурного застывания Δt нефти. Температуру стеклования принято считать истинной температурой застывания. Установлены зависимости t_C и Δt нефти от ее физико-химических характеристик, которые были исследованы методами корреляционного и регрессионного анализа. Температуру стеклования и температурную область структурного застывания предложено использовать в качестве показателей для оценки низкотемпературных свойств нефти. Температура стеклования может быть использована в качестве показателя низкотемпературных свойств нефтей любого типа как характеристика вязкостного (истинного) застывания, а температурная область структурного застывания — только парафинистых нефтей (наряду с используемым показателем температуры застывания).

На основе полученных данных возможна разработка предложений по применению метода диэлектрической спектроскопии для прогнозирования, определения и контроля отдельных физико-химических характеристик нефти в процессах ее добычи, сбора, подготовки и транспортировки, что в значительной степени может сократить время и стоимость анализа.

Ключевые слова: низкотемпературные свойства нефти, диэлектрическая проницаемость, температура стеклования

Для цитирования: Шевелева, М. Г. Исследование низкотемпературных свойств нефти методом диэлектрической спектроскопии / М. Г. Шевелева, Л. В. Таранова, С. Г. Агаев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-96-109 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 96–109.

Investigating the low-temperature properties of oil by the method of dielectric spectroscopy

Marina G. Sheveleva*, Lyubov V. Taranova, Slavik G. Agaev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**shevelevamg@tyuiu.ru*

Abstract. The article is devoted to the possibility of using the dielectric spectroscopy method for assessing the low-temperature properties of oil. For 25 samples of oil in the fields of Tyumen region the physical and chemical characteristics have been determined, in the temperature range dielectric permittivity ϵ and the tangent angle of dielectric losses $\operatorname{tg} \delta$ were obtained. The dielectric relaxation of oil was established. The calculated values of dielectric relaxation parameters made it possible to interpret this process as a glass transition process. The glass transition temperature t_C and the region of structural solidification Δt of oil have been determined. The dependences of t_C and Δt of oil on its physico-chemical characteristics have been established and investigated by methods of correlation and regression analysis. The glass transition temperature t_C and the temperature range of structural solidification Δt have been proposed to estimate the low-temperature properties of oil. In the future, on the basis of data obtained, recommendations for application of dielectric spectroscopy method for forecasting and operational control of some (individual) characteristics of oil in the processes of its production, collection, preparation and transportation can be developed.

Keywords: low-temperature properties of oil, dielectric permittivity, glass transition temperature

For citation: Sheveleva, M. G., Taranova, L. V., & Agaev, S. G. (2022). Investigating the low-temperature properties of oil by the method of dielectric spectroscopy. Oil and Gas Studies, (3), pp. 96-109. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-96-109

Введение

В настоящее время в разработку интенсивно вводятся месторождения парафинистых и высокопарафинистых нефтей северных районов РФ, в том числе и Тюменской области. Повышенное содержание парафинов приводит к многочисленным трудностям при их добыче и транспорте [1]. Добыча таких нефтей сопровождается парафинизацией нефтепромыслового оборудования. Парафинизация крайне не желательна, так как приводит к снижению дебитов скважин, повышенному износу оборудования, росту эксплуатационных затрат на проведение работ по удалению парафиновых отложений.

При трубопроводном транспорте парафинистых нефтей возникают серьезные проблемы, связанные с их аномальными свойствами: высокими значениями вязкости и температуры застывания, наличием статического и динамического напряжения сдвига. Эти проблемы усугубляются сложными природно-климатическими факторами, в частности почти повсеместным распространением мощного слоя мерзлых пород и низкими отрицательными температурами в течение продолжительного зимнего периода. Так как температура застывания нефти оказывается выше температуры окружающего воздуха, то возникает опасность «замораживания» трубопровода.

Возможность добычи, сбора и трубопроводного транспорта нефти в условиях северных районов определяется ее низкотемпературными свойствами. Потеря подвижности нефти при понижении температуры происходит в результате сложных фазовых и структурных переходов двух групп углеводородов — кристаллизующихся и стеклющихся [2]. Кристаллизующиеся углеводороды в результате процессов ассоциации и структурообразования, протекающих за счет сил межмолекулярного взаимодействия, образуют в системе пространственную сетку, которая препятствует движению жидкой фазы [3].

Для оценки низкотемпературных свойств нефти на практике часто используют такой показатель, как температура застывания, которая определяется по ГОСТ 20287-91¹. Данный показатель имеет весьма условный характер, так как основан на визуальной, а следовательно, субъективной регистрации потери подвижности нефти при понижении температуры, а также в значительной степени зависит от условий определения (температуры термообработки; скорости охлаждения и других факторов). Кроме того, результаты определения температуры застывания характеризуются недостаточно хорошей сходимостью, а процесс определения — длительностью [4]. В работах [5, 6] на примере нефтяных смазочных масел показано, что более точная, надежная и объективная оценка низкотемпературных свойств нефтяных дисперсных систем может быть осуществлена методом диэлектрической спектроскопии (ДС). Применение данного метода для анализа НДС обусловлено присутствием в них полярных компонентов, прежде всего асфальто-смолистых веществ (АСВ).

Метод диэлектрической спектроскопии характеризуется высокой чувствительностью, эффективностью и относительной простотой методик [7, 8]. Диэлькометрия применяется для анализа объектов различного агрегатного состояния и различной химической природы. Важной особенностью метода ДС является и то, что он позволяет связывать диэлектрические параметры системы с ее составом [9], структурой [8] и физико-химическими свойствами [10–14]. Данный метод широко используется и для изучения межмолекулярных взаимодействий [5, 15].

Учитывая вышеизложенное, в данной работе предпринята попытка исследования низкотемпературных свойств нефти методом диэлектрической спектроскопии с выявлением новых показателей для оценки низкотемпературных свойств нефти и установлением взаимосвязи между этими показателями и физико-химическими характеристиками нефти.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследования были использованы образцы 25 нефтей месторождений Тюменской области, для которых были определены следующие физико-химические характеристики: вязкость γ_{20} при 20 °С, плотность ρ_{20} при 20 °С, температура застывания $t_{\text{ЗАСТ}}$, содержание светлых фракций $C_{\text{СВ.ФР.}}$, выкипающих до 300 °С; содержание парафинов $C_{\text{П}}$; суммарное содержание асфальтенов, смол, азота и серы $C_{\text{АСНС}}$.

Определения, проведенные по стандартным методикам [16], показали, что физико-химические свойства образцов нефти изменяются в широких пределах: $\gamma_{20} = 4,90 \div 33,07$ мм²/с ; $\rho_{20} = 821 \div 891$ кг/м³; $t_{\text{ЗАСТ}} = -23 \div +20$ °С; $C_{\text{СВ.ФР.}} = 28 \div 59$ об. %; $C_{\text{П}} = 1,62 \div 13,00$ масс. %, $C_{\text{АСНС}} = 1,30 \div 16,64$ масс. %. Это свидетельствует о том, что исследованные образцы относятся к нефтям разных типов: по значениям плотности — от особо легких до тяжелых; по количеству светлых фракций — к нефтям со средним и высоким содержанием светлых фракций; по содержанию парафинов — от малопарафинистых до высокопарафинистых; по содержанию АСВ — к малосмолистым и

¹ ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания [Электронный ресурс]. – Введ. 1992-01-01. – Режим доступа: <https://internet-law.ru/gosts/gost/4599/>.

смолистым [3, 17]. Таким образом, в ходе исследований можно выявить некоторые общие закономерности независимо от типа нефти.

Нефти, как известно, являются малополярными диэлектриками, поведение которых в переменных электрических полях характеризуется двумя параметрами — диэлектрической проницаемостью \mathcal{E} и тангенсом угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$ [18]. В связи с этим в работе оценивали диэлектрические параметры исследуемых образцов нефти. Измерения проводили на частотах электрического поля 1, 5 и 10 кГц с помощью моста переменного тока в двухэлектродной ячейке. Емкость пустой ячейки составляла $113 \pm 0,33$ пкФ. Значения \mathcal{E} и $\operatorname{tg} \delta$ фиксировали в интервале температур $-110 \div +20$ °С через каждые 2 °С, а в области экстремальных значений — через 1 °С. Точность измерения температуры составляла 0,5°.

Результаты и обсуждение

В ходе работы исследовали изменение диэлектрических характеристик нефти в зависимости от температуры при фиксированных значениях частоты электрического поля 1, 5, 10 кГц. Общий вид зависимостей приведен на рисунке 1 для образца № 14. Для остальных образцов зависимости имеют аналогичный характер, но отличаются численными значениями диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь, которые зависят от химического состава нефти. Диапазон варьирования параметров в условиях эксперимента составил для диэлектрической проницаемости в пределах $2,0 \div 2,7$; для $\operatorname{tg} \delta$ — в пределах $0,0059 \div 0,0250$.

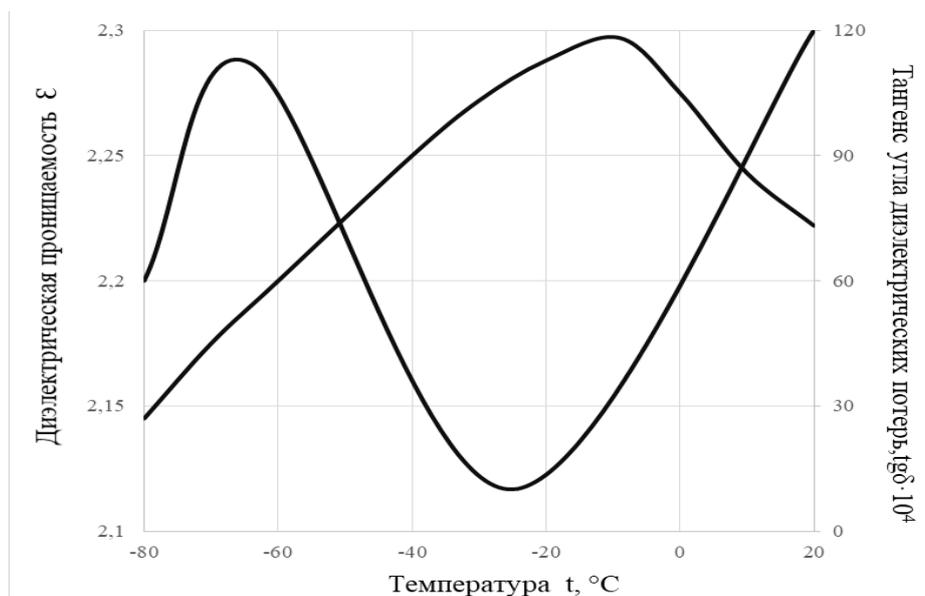


Рис. 1. Зависимости диэлектрической проницаемости \mathcal{E} и тангенса угла диэлектрических потерь от температуры t (°С) на частоте электрического поля 1 кГц для образца нефти № 14

Температурные зависимости диэлектрических параметров, как видно на рисунке 1, характеризуются наличием экстремумов, в частности макси-

мумов \mathcal{E}_{\max} и $\operatorname{tg} \delta_{\max}$, которые, по мнению авторов [19], соответствуют достижению наиболее устойчивых состояний нефтяных дисперсных систем. Анализ изменения этих параметров показывает, что значения \mathcal{E}_{\max} и $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ возрастают с уменьшением в нефти содержания парафинов ($C_{\text{П}}$) и увеличением суммарного содержания асфальтенов, смол, азота и серы (C_{ACNS}). Кроме того, величина и положение максимальных значений тангенса угла диэлектрических потерь зависят от частоты электрического поля: с повышением последней $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ смещается в область более высоких температур, а его величина возрастает. Значения $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ и соответствующие им температуры (t) на частоте электрического поля 1кГц приведены в таблице 1.

Таблица 1

Значения $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ и температурных показателей образцов нефти

№ образца	Значения $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ на частоте 1кГц	Температура t , соответствующая $\operatorname{tg} \delta_{\max}$, °С	Температура застывания нефти $t_{\text{заст.}}$, °С	Область структурного застывания Δt , °С
1	0,0074	-101	+15	116
2	0,0066	-92	+20	112
3	0,0111	-88	-	-
4	0,0069	-86	+3	89
5	0,0059	-84	+15	99
6	0,0101	-82	0	82
7	0,0151	-82	-15	67
8	0,0134	-82	-8	74
9	0,0099	-82	-2	80
10	0,0119	-76	+5	81
11	0,0114	-72	+4	76
12	0,0184	-72	-4	68
13	0,0140	-64	+3	67
14	0,0112	-64	+18	82
15	0,0200	-64	-6	58
16	0,0209	-62	+2	64
17	0,0196	-62	+7	69
18	0,0216	-60	+1	61
19	0,0193	-58	-6	52
20	0,0210	-58	-2	56
21	0,0210	-56	-23	33
22	0,0189	-54	+2	56
23	0,0232	-52	-2	50
24	0,0212	-52	0	52
25	0,0214	-50	+1	51

Такой характер зависимостей \mathcal{E} и $\operatorname{tg} \delta$ от температуры в исследуемом интервале для нефтяных смазочных масел объясняется процессом стеклования [6]. Следовательно, можно полагать, что и в нефтях диэлектрические эффекты также обусловлены процессом стеклования. При этом за температуру стеклования t_c , по аналогии с исследованиями полимеров [20], принята температура, соответствующая значениям $\operatorname{tg} \delta_{\max}$ на частоте электрического поля 1 кГц.

Процесс стеклования нефти, то есть прекращение внутреннего вращения в молекулах углеводородов является признаком ее истинного (или вязкостного) застывания. Это позволяет рекомендовать температуру стеклования как еще один параметр для оценки низкотемпературных свойств нефти. Результаты определения данного показателя характеризуются хорошей сходимостью.

Для исследованных образцов нефти значения t_c изменяются в пределах $-101 \div -50$ °С (см. табл. 1). Сравнение температуры стеклования с температурой застывания $t_{\text{заст}}$, определенной по ГОСТ 20287-91², показывает, что во всех случаях t_c ниже $t_{\text{заст}}$. Разность этих температур $\Delta t = |t_{\text{заст}} - t_c|$ аналогично нефтяным смазочным маслам [5, 6] определена как температурная область структурного застывания. Эта область по экспериментальным данным для исследованных образцов варьируется в пределах $33 \div 116$ °С (см. табл. 1).

Анализируя изменение показателей t_c и Δt , установили, что с увеличением плотности ρ_{20} , вязкости γ_{20} образца, суммарного содержания в нем асфальтенов, смол, азота и серы C_{ACNS} температура стеклования смещается в область более высоких значений, а область структурного застывания, соответственно, сужается. Влияние содержания светлых фракций $C_{\text{СВ.ФР.}}$, парафина $C_{\text{П}}$, а также соотношения $C_{\text{П}}/C_{\text{ACNS}}$ на значения t_c и Δt противоположно.

Исследование зависимостей температуры стеклования t_c и области структурного застывания Δt образцов нефти от их физико-химических характеристик проводили методами корреляционного и регрессионного анализа. При этом рассматривали степень тесноты корреляционной связи, для оценки которой использовали коэффициент корреляции r_{XY} . Связь считается функциональной при $r_{XY} = 0,95 \div 1$; сильной — при $r_{XY} = 0,75 \div 0,95$; средней — при $r_{XY} = 0,50 \div 0,75$; слабой — при $r_{XY} = 0,20 \div 0,50$ [21]. Положительное значение коэффициента корреляции свидетельствует о существовании прямой связи, а отрицательное — обратной связи.

Результаты корреляционного анализа, представленные в таблице 2, показывают, что между температурой стеклования (t_c) нефти и большинством физико-химических характеристик существует сильная связь. Из физических характеристик t_c нефти наиболее тесно связана с ее плотностью ($r_{XY} = 0,92$), а из характеристик состава нефти — с содержанием в ней светлых фракций ($r_{XY} = -0,87$). Более низкие значения коэффициента корреляции отмечаются между температурой стеклования и показателями, связанными с содержанием парафина, $C_{\text{П}}$ и $C_{\text{П}}/C_{\text{ACNS}}$ (r_{XY} , соответственно, $-0,54$ и $-0,64$), связь в данном случае оценивается как средняя.

² ГОСТ 20287-91... Режим доступа: <https://internet-law.ru/gosts/gost/4599/>.

Оценка тесноты корреляционных связей температуры стеклования t_c , температуры застывания $t_{заст}$ и области структурного застывания Δt нефти с ее физико-химическими характеристиками

Характеристика X	Значение коэффициента корреляции r_{XY} для зависимости		
	$t_c - X$	$\Delta t - X$	$t_{заст} - X$
ρ_{20}	0,92	-0,82	-0,34
ν_{20}	0,81	-0,73	-0,25
$C_{св.фр.}$	-0,87	0,69	0,13
$C_{П}$	-0,54	0,70	0,64
C_{ACNS}	0,83	-0,75	-0,34
$C_{П}/C_{ACNS}$	-0,64	0,77	0,64

Область структурного застывания Δt в целом несколько хуже коррелирует с физико-химическими характеристиками нефти, чем температура стеклования. В данном случае сильная связь (но с более низкими значениями r_{XY} по сравнению с температурой стеклования) наблюдается с тремя из рассматриваемых характеристик — плотностью ρ_{20} , суммарным содержанием асфальтенов, смол, азота и серы C_{ACNS} и соотношением $C_{П}/C_{ACNS}$. Необходимо также отметить, что область структурного застывания значительно лучше, чем температура стеклования, коррелирует с характеристиками $C_{П}$ и $C_{П}/C_{ACNS}$ (r_{XY} , соответственно, 0,70 и -0,54 — для $C_{П}$; 0,77 и -0,64 — для $C_{П}/C_{ACNS}$).

Для температуры застывания ($t_{заст}$) образцов нефти, в отличие от t_c и Δt , наблюдается только средняя связь с показателями, связанными с содержанием парафина, — $C_{П}$ и $C_{П}/C_{ACNS}$ ($r_{XY} = 0,64$); с остальными характеристиками отмечается слабая связь при значениях коэффициента корреляции $|r_{XY}| \leq 0,34$.

Для описания корреляционных зависимостей температуры стеклования (t_c) и области структурного застывания (Δt) образцов нефти от их физико-химических характеристик использовали регрессионные модели различного вида (линейные, степенные, логарифмические, полиномиальные). Оценку степени соответствия модели экспериментальным данным проводили по величине достоверности аппроксимации R^2 . Чем больше значение R^2 , тем выше качество регрессионной модели и тем в большей степени она соответствует экспериментальным данным [22]. Результаты регрессионного анализа представлены на рисунках 2, 3 и в таблице 3.

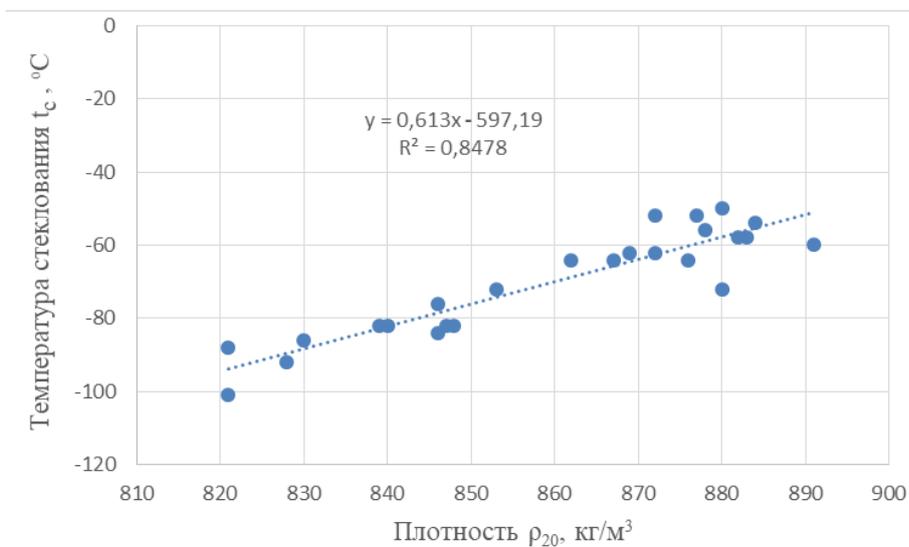


Рис. 2. Зависимость температуры стеклования t_c образцов нефти от их плотности ρ_{20} при 20 °C

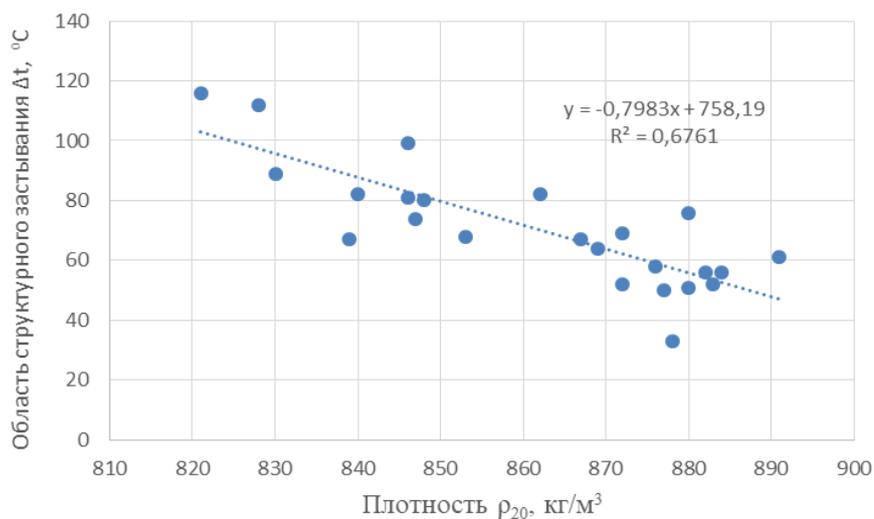


Рис. 3. Зависимость области структурного застывания Δt образцов нефти от их плотности ρ_{20} при 20°

Регрессионные модели линейного и полиномиального вида, представленные в таблице 3, описывают зависимости температуры стеклования нефти от ее физико-химических характеристик (за исключением C_{II} и C_{II}/C_{ACNS}) с приемлемой величиной достоверности аппроксимации. Некоторое предпочтение следует отдать моделям зависимости $t_c - \rho_{20}$, для которых значения R^2 самые высокие: 0,8478 — для линейной модели; 0,8557 — для полиномиальной. В целом полиномиальные модели для всех зависимостей характеризуются наибольшими значениями R^2 ; следовательно, они наиболее точно описывают изменение температуры стеклования от физи-

ко-химических характеристик нефти. Для моделей, описывающих зависимости t_c нефти от содержания в ней парафина и соотношения C_{Π}/C_{ACNS} , наблюдаются более низкие значения величины достоверности аппроксимации. В первом случае при аппроксимации полиномом 2-й степени значение R^2 составляет всего 0,4464; во втором случае оно несколько выше — 0,5890, то есть в обоих случаях вариация значений температуры стеклования значимо зависит и от других факторов.

Таблица 3

Регрессионные модели влияния физико-химических характеристик нефти на ее температуру стеклования t_c и область структурного застывания Δt

Зависимость	Уравнение регрессии	Величина достоверности аппроксимации R^2
$t_c - \rho_{20}$	$y = 0,613x - 597,19$ $y = -0,0034x^2 + 6,3651x - 3056,2$	0,8478 0,8557
$t_c - \nu_{20}$	$y = 1,17x - 88,268$ $y = -0,0497x^2 + 2,9813x - 100,08$	0,6638 0,7360
$t_c - C_{св.фр.}$	$y = -1,5594x + 1,0303$ $y = -0,0388x^2 + 1,9854x - 77,565$	0,7587 0,8005
$t_c - C_{\Pi}$	$y = -3,0983x - 58,684$ $y = 0,616x^2 - 11,224x - 40,673$	0,2890 0,4464
$t_c - C_{ACNS}$	$y = 3,2378x - 93,754$ $y = -0,1248x^2 + 5,2114x - 99,878$	0,6901 0,7154
$t_c - C_{\Pi}/C_{ACNS}$	$y = -7,0982x - 63,365$ $y = 3,7795x^2 - 24,131x - 56,592$	0,4111 0,5890
$\Delta t - \rho_{20}$	$y = -0,7983x + 758,19$ $y = 0,0106x^2 - 18,885x + 8504,5$	0,6761 0,7105
$\Delta t - \nu_{20}$	$y = -1,3683x + 91,567$ $y = 0,0743x^2 - 4,0876x + 109,51$	0,5328 0,6309
$\Delta t - C_{св.фр.}$	$y = 1,7218x - 7,5647$ $y = 0,0392x^2 - 1,8577x + 71,8$	0,4798 0,5019
$\Delta t - C_{\Pi}$	$y = 5,4783x + 50,442$ $y = -0,8441x^2 + 16,659x + 25,941$	0,4914 0,6448
$\Delta t - C_{ACNS}$	$y = -4,0997x + 101,23$ $y = 0,2959x^2 - 8,844x + 116,4$	0,564 0,6397
$\Delta t - C_{\Pi}/C_{ACNS}$	$y = 11,595x + 59,8$ $y = -4,3817x^2 + 31,578x + 52,264$	0,5916 0,7029

Также недостаточно высокими значениями R^2 характеризуются регрессионные модели зависимостей температурной области структурного застывания (Δt) от физико-химических характеристик нефти. Но необходимо отметить, что для моделей зависимостей Δt от C_{Π} и C_{Π}/C_{ACNS} значения R^2 больше, чем для моделей зависимостей t_c от аналогичных характеристик. Это еще раз подтверждает тот факт, что область структурного засты-

вания в большей степени зависит от содержания парафинов, чем температура стеклования.

Недостаточно высокие значения R^2 для некоторых из исследованных моделей, очевидно, обусловлены сложностью химического состава нефти и тем, что на температурные показатели нефти (температуру стеклования и температурную область структурного застывания) оказывает влияние в совокупности ряд характеристик. Это определяет необходимость проведения в дальнейшем дополнительных исследований в этом направлении, а также исследований по влиянию на температурные показатели физико-химических характеристик нефти с учетом ее типа.

Зависимости температуры застывания нефти от ее физико-химических характеристик регрессионному анализу не подвергались из-за слабой корреляционной связи между этими показателями.

Полученные уравнения регрессии позволяют по значениям температурных показателей t_c и Δt прогнозировать физико-химические характеристики нефти и, наоборот, по физико-химическим характеристикам определять температурные показатели нефти.

По результатам исследований, проведенных в данной работе для нефтей разных типов, в целом можно отметить возможность использования показателей температуры стеклования и температурной области структурного застывания для оценки низкотемпературных свойств нефтей. Причем показатель температуры стеклования рекомендуется использовать применительно к любым нефтям как характеристику истинного (вязкостного) застывания, а температурную область структурного застывания — только к парафинистым нефтям (наряду с используемым показателем температуры застывания).

Выводы

Таким образом, в данной работе определены физико-химические характеристики 25 образцов нефти различных типов месторождений Тюменской области. По результатам температурно-диэлектрической спектроскопии в интервале $-110 \div 20$ °С обнаружен процесс стеклования нефти, определены температура стеклования t_c и температурная область структурного застывания Δt . Зависимости этих показателей (t_c и Δt) от физико-химических характеристик нефти были исследованы методами корреляционного и регрессионного анализа.

Показано, что температура стеклования (t_c) и температурная область структурного застывания (Δt) значительно лучше коррелируют с физико-химическими характеристиками нефти, чем температура застывания, что позволяет предложить эти показатели для оценки низкотемпературных свойств нефти. Причем температуру стеклования рекомендуется использовать применительно к любым нефтям как характеристику истинного (вязкостного) застывания, а температурную область структурного застывания — только к парафинистым нефтям (наряду с широко применяемым показателем температуры застывания).

На основании полученных данных в дальнейшем могут быть разработаны предложения по применению метода диэлектрической спектроскопии для прогнозирования, определения и контроля отдельных физико-химических характеристик нефти в процессах ее добычи, сбора, подготов-

ки и транспортировки, что в значительной степени может сократить время и стоимость анализа.

Список источников

1. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с. – Текст : непосредственный.
2. Агаев, С. Г. О механизме застывания нефтей и нефтепродуктов / С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // Тезисы докладов международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы добычи и транспортировки». – Тюмень, 1993. – С. 170–171.
3. Химия нефти / Ю. В. Поконова, А. А. Гайле, Спиркин В. Г. [и др.] ; под редакцией З. И. Сюняева. – Ленинград : Химия : Ленингр. отд-ние, 1984. – 360 с. – Текст : непосредственный.
4. Методика определения температуры застывания аномальных нефтей / Э. С. Южакова, М. Г. Шевелева, А. П. Леонтьев, С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // Тезисы докладов Всесоюзной конференции по химии нефти. – Томск, 1989. – С. 102–103.
5. Агаев, С. Г. Температурно-диэлектрическая спектроскопия масляных углеводородов из смеси нефтей Западной Сибири / С. Г. Агаев, М. Г. Шевелева, О. П. Дерюгина. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1990. – № 6. – С. 51–55.
6. Агаев, С. Г. Особенности фазовых переходов в углеводородах остаточных масел / С. Г. Агаев, М. Г. Шевелева, Л. А. Шаброва. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1990. – № 6. – С. 29–31.
7. Влияние кристаллизации высокомолекулярных парафинов на реологические и диэлектрические свойства нефти / А. З. Тухватуллина, Т. Н. Юсупова, А. А. Шайхутдинов, Ю. А. Гусев. – Текст : непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 9. – С. 560–567.
8. Диэлектрическая спектроскопия в исследовании структурной организации нефтяных дисперсных систем / Д. В. Сараев, И. В. Лунев, Т. Н. Юсупова [и др.]. – Текст : электронный // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – № 1 – URL: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12005>.
9. Григоров, А. Б. Влияние состава нефти на ее диэлектрические свойства / А. Б. Григоров. – Текст : непосредственный // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 7 (89). – С. 21–24.
10. Байда, А. А. Диэлектрическая спектроскопия аминоспиртов и полиэтиленполиаминов / А. А. Байда, А. В. Рудакова, С. Г. Агаев. – DOI 10.7868/S0044453713020076. – Текст : непосредственный // Журнал физической химии. – 2013. – Т. 87, № 2. – С. 243–247.
11. Байда, А. А. Частотно-диэлектрическая спектроскопия одноатомных спиртов / А. А. Байда, А. В. Рудакова, С. Г. Агаев. – DOI 10.7868/S0044453713040031 – Текст : непосредственный // Журнал физической химии. – 2013. – Т. 87, № 4. – С. 659–663.
12. Диэлектрическая спектроскопия растительных масел / С. Г. Агаев, А. А., Байда, О. В., Георгиев [и др.]. – DOI 10.31857/S0044461820050163. – Текст : непосредственный // Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93, № 5. – С. 742–751.
13. Лушейкин, Г. А. Методы исследования электрических свойств полимеров / Г. А. Лушейкин. – Москва : Химия, 1988. – 160 с. – Текст : непосредственный.
14. Блайт, Э. Р. Электрические свойства полимеров / Э. Р. Блайт, Д. Блур ; перевод с английского, под редакцией В. Г. Шевченко – Москва : Физматлит,

2008. – 376 с. – Перевод изд.: *Electrical properties of polymers* / A. R. Blythe, D. Bloor. New York, 2005. – Текст : непосредственный.

15. Байда, А. А. Температурно-диэлектрическая спектроскопия аминоспиртов и полиэтиленполиаминов / А. А. Байда, С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // *Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт.* – 2016. – № 12. – С. 15–18.

16. Современные методы исследования нефтей : справочно-методическое пособие / Н. Н. Абрютина, В. В. Абушаева, О. А. Арефьев [и др.] ; под редакцией А. И. Богомолова [и др.]. – Ленинград : Недра, Ленинградское отделение, 1984. – 431 с. – Текст : непосредственный.

17. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов / Под ред. С. Е. Донского. – Москва : Минприроды России, 2016. – 32 с. – Текст : непосредственный.

18. Сафиева, Р. З. Физикохимия нефти : физико-химические основы технологии переработки нефти / Р. З. Сафиева ; под редакцией В. Н. Кошелева. – Москва : Химия, 1998. – 448 с. – Текст : непосредственный.

19. Сюняев, З. И. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сафиева, Р. З. Сюняев. – Москва : Химия, 1990. – 226 с. – Текст : непосредственный.

20. Электрические свойства полимеров / Б. И. Сажин, А. М. Лобанов, О. С. Романовская [и др.] ; под редакцией Б. И. Сажина. – 3-е изд., перераб. – Ленинград : Химия, Ленинградское отделение, 1986. – 224 с. – Текст : непосредственный.

21. Губин, В. И. Статистические методы обработки экспериментальных данных : учебное пособие / В. И. Губин, В. Н. Осташков. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. – 202 с. – Текст : непосредственный.

22. Кувайскова, Ю. Е. Эконометрика : учебное пособие / Ю. Е. Кувайскова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Ульяновский государственный технический университет. – Ульяновск : УлГТУ, 2017 – 166 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Persiyantsev, M. N. (2000). *Dobycha nefi v oslozhnennykh usloviyakh*. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 653 p. (In Russian).

2. Agaev, S. G. (1993). O mekhanizme zastyvaniya neftey i nefteproduktov. Tezisy dokladov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Nefi i gaz Zapadnoy Sibiri. Problemy dobychi i transportirovki". pp. 170-171. (In Russian).

3. Pokonova, Yu. V., Gajle, A. A., Spirkin, V. G., Chertkov, Ya. B., Fakh-rutdinov, R. Z., Safieva, R. Z.,... Batueva, I. Yu. (1984). *Khimiya nefi*. Leningrad, Khimiya Publ., 360 p. (In Russian).

4. Yuzhakova, E. S., Sheveleva, M. G., Leontiev, A. P., & Agaev, S. G. (1989). Metodika opredeleniya temperatury zastyvaniya anomal'nykh neftey. Tezisy dokladov Vsesoyuznoy konferentsii po khimii nefi. Tomsk, pp. 102-103. (In Russian).

5. Agaev, S. G., Sheveleva, M. G., & Deryugina, O. P. (1990). Temperaturno-dielektricheskaya spektroskopiya maslyanykh uglevodorodov iz smesi neftey Zapadnoy Sibiri. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Nefi i gaz*, (6), pp. 51-55. (In Russian).

6. Agaev, S. G., Sheveleva, M. G., & Shabrova, L. A. (1990). Osobennosti fazovykh perekhodov v uglevodorodakh ostatochnykh masel. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel*, (6), pp. 29-31. (In Russian).

7. Tukhvatullina, A. Z., Yusupova, T. N., Shaykhutdinov, A. A., & Gusev, Yu. A. (2010). Vliyaniye kristallizatsii vysokomolekulyarnykh parafinov na reologicheskie i dielektricheskie svoystva nefi. *Bulletin of the Kazan Technological University*, (9), pp. 560-567. (In Russian).

8. Saraev, D. V., Lunev, I. V., Yusupova, T. N., Tagirzyanov, M. I., Yakubov, M. R., Gusev, Yu. A., & Romanov, G. V. (2005). Dielektricheskaya spektroskopiya v issledovanii strukturnoy organizatsii neftyanykh dispersnykh sistem. Neftegazovoe delo, (1). (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12005>
9. Grigorov, A. B. (2011). Influence of structure of oil on its dielectrical properties. Energy Saving. Power engineering. Energy Audit, 7 (89), pp. 21-24. (In Russian).
10. Baida, A. A., Rudakova, A. V., & Agaev, S. G. (2013). Dielectric spectroscopy of aminoalcohols and polyethylenepolyamines. Russian Journal of Physical Chemistry A., 87(2), pp. 240-244. (In English). DOI: 10.7868/S0044453713020076
11. Baida, A. A., Rudakova, A. V., & Agaev, S. G. (2013). Dielectric spectroscopy of monatomic alcohols. Russian Journal of Physical Chemistry A., 87(4), pp. 645-648. (In English). DOI: 10.7868/S0044453713040031
12. Agaev, S. G., Baida, A. A., Mayorova, O. O., Mozyrev A. G., & Georgiev, O. V. (2020). Dielectric spectroscopy of vegetable oils. Russian Journal of Applied Chemistry, 93(5), pp. 748-756. (In English). DOI: 10.1134/S107042722005016X
13. Lushcheykin, G. A. (1988). Metody issledovaniya elektricheskikh svoystv polimerov. Moscow, Khimiya Publ., 160 p. (In Russian).
14. Blythe, A. R., & Bloor, D. (2005). Electrical properties of polymers. 2nd edition. New York, Cambridge University Press, 480 p. (In English).
15. Bayda, A. A., & Agaev, S. G. (2016). Temperature-dielectric spectroscopy of amino alcohols and polyethylene polyamines. Neftepererabotka i neftekhimiya, (12), pp. 15-18. (In Russian).
16. Abryutina, N. N., Abushaeva, V. V., Aref'ev, O. A., Arhangel'skaya, R. A., Bartashevich, O. V., Belonin, M. D.,... Krasavchenko, M. I. (1984). Sovremennye metody issledovaniya neftey : spravochno-metodicheskoe posobie. Leningrad, Nedra Publ., 431 p. (In Russian).
17. Donskoy, S. E. (Ed.) (2016). Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu klassifikatsii zapasov i resursov nefi i goryuchikh gazov. Moscow, Ministry of Natural Resources of Russia Publ., 32 p. (In Russian).
18. Safieva, R. Z. (1998). Fizikokhimiya nefi: fiziko-khimicheskie osnovy tekhnologii pererabotki nefi. Moscow, Khimiya Publ., 448 p. (In Russian).
19. Sunyaev, Z. I., Safieva, R. Z., & Sunyaev, R. Z. (1990). Neftyanye dispersnye sistemy. Moscow, Khimiya Publ., 226 p. (In Russian).
20. Sazhin, B. I., Lobanov, A. M., Romanovskaya, O. S., Ejdel'nant, M. P., Kojkov, S. N., Shuvaev, V. P., & Borisova, M. E. (1986). Elektricheskie svoystva polimerov. 3rd edition, revised. Leningrad, Khimiya Publ., 224 p. (In Russian).
21. Gubin, V. I., & Ostashkov, V. N. (2007). Statisticheskie metody obrabotki eksperimental'nykh dannykh. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 202 p. (In Russian).
22. Kuvayskova, Yu. E. (2017). Ekonometrika. Ulyanovsk, Ulyanovsk State Technical University Publ., 166 p. (In Russian).

Информация об авторах

Шевелева Марина Геннадьевна, кандидат технических наук, доцент кафедры общей и физической химии, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, shevelevamg@tyuiu.ru

Таранова Любовь Викторовна, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Marina G. Sheveleva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of General and Physical Chemistry, Industrial University of Tyumen, shevelevamg@tyuiu.ru

Lyubov V. Taranova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Агаев Славик Гамид оглы, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Slavik G. Agaev, Doctor of Engineering, Professor, Chief Researcher at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 15.03.2022; одобрена после рецензирования 30.03.2022; принята к публикации 08.04.2022.

The article was submitted 15.03.2022; approved after reviewing 30.03.2022; accepted for publication 08.04.2022.