

ДИЕЛЕКТРОМЕТРИЧНИЙ КОНТРОЛЬ СТУПЕНЯ ПІДГОТОВЛЕННОСТІ НАФТОВОЇ СИРОВИНИ

В статті розглянуто можливість змінення сукупності показників якості, які сьогодні використовують для визначення ступеня підготовленості нафтової сировини (нафти або газового конденсату) на інтегральний показник відносної діелектричної проникності (ϵ), що характеризує електричні властивості нафтової сировини та продуктів її переробки. Використання цього показника дозволить здійснювати оперативний контроль за роботою установок підготовки нафтової сировини, які мають ключове значення в ланцюзі технологічних операцій, спрямованих на отримання товарних нафтопродуктів.

Експериментально встановлено, що на збільшення величини показника (ϵ) істотно впливає наявність в нафтовій сировині пластової води, з розчиненими в ній хлористими солями та напівпровідні механічні домішки, що представлені часточками Fe_2O_3 – продуктами корозії технологічного обладнання. І навпаки, наявність в нафтовій сировині діелектричних механічних домішок породи (SiO_2) сприяє зниженню величини показника (ϵ). А це, у свою чергу, необхідно враховувати під час встановлення сумарного впливу забруднюючих домішок на показник (ϵ) нафтової сировини.

Реалізація запропонованого підходу спирається на використання двохсекційних смісних датчиків, які монтуються на трубопроводі з основним матеріальним потоком установки – знесолею та зневодненою нафтовою сировиною, за допомогою відвідних патрубків та муфтових з'єднань.

На підставі проведених лабораторних досліджень з використанням модельних середовищ, було отримано рівняння множинної лінійної регресії, за якими, в залежності від вмісту мінералізованої води та механічних домішок (напівпровідникової та діелектричної природи) в нафті або газовому конденсаті, розраховується величина показника (ϵ) з середньою похибкою A на рівні 1,39 % і 2,06 %, відповідно.

Ключові слова: нафта, газовий конденсат, ступінь підготовленості, вода, механічні домішки, діелектрична проникність, оперативний контроль, датчик

ДИЕЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СТЕПЕНИ ПОДГОТОВЛЕННОСТИ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

В статье рассмотрена возможность замены совокупности показателей качества, используемых сегодня для определения степени подготовленности нефтяного сырья (нефти или газового конденсата) на интегральный показатель относительной диэлектрической проницаемости (ϵ), характеризующий электрические свойства нефтяного сырья и продуктов его переработки. Использование этого показателя позволит осуществлять оперативный контроль за работой установок подготовки нефтяного сырья, имеющих ключевое значение в цепи технологических операций, направленных на получение товарных нефтепродуктов.

Экспериментально установлено, что на увеличение величины показателя (ϵ) оказывает существенное влияние наличие в нефтяном сырье пластовой воды, с растворенными в ней хлористыми солями и механические примеси, представленные полупроводниковыми частичками Fe_2O_3 – продуктами коррозии технологического оборудования. И напротив, наличие в нефтяном сырье диэлектрических механических примесей породы (SiO_2) способствует понижению величины показателя (ϵ). А это, в свою очередь, необходимо учитывать при установлении суммарного воздействия загрязняющих примесей на показатель (ϵ) нефтяного сырья.

Реализация предлагаемого подхода опирается на использование двухсекционных емкостных датчиков, которые монтируются на трубопроводе с основным материальным потоком установки – обессоленным и обезвоженным нефтяным сырьем с помощью отводных патрубков и муфтовых соединений.

На основании проведенных лабораторных исследований с использованием модельных сред, были получены уравнения множественной линейной регрессии, по которым, в зависимости от содержания минерализованной воды и механических примесей (полупроводниковой и диэлектрической природы) в нефти или газовом конденсате, рассчитывается величина показателя (ϵ) с средней ошибкой A на уровне 1,39% и 2,06% соответственно.

Ключевые слова: нефть, газовый конденсат, степень подготовленности, вода, механические примеси, диэлектрическая проницаемость, оперативный контроль, датчик

DIELECTROMETRIC CONTROL OF THE DEGREE OF PREPAREDNESS CRUDE OIL

The article considers the possibility of changing the set of quality indicators that are currently used to determine the degree of readiness of crude oil (oil or gas condensate for the integrated relative dielectric constant) (ϵ), which characterizes the electrical properties of crude oil and refined products. Control over the operation of crude oil treatment plants, which are of key importance in the chain of technological operations aimed at obtaining marketable petroleum products.

It has been experimentally established that the increase in the value of (ϵ) is significantly influenced by the presence of formation water in the crude oil, with dissolved chloride salts and semiconductor mechanical impurities, represented by Fe_2O_3 particles - corrosion products of process equipment. Conversely, the presence of dielectric mechanical impurities in the crude oil (SiO_2) reduces the value of the indicator (ϵ). This, in turn, must be taken into account when establishing the total impact of pollutants on the indicator (ϵ) of crude oil.

The implementation of the proposed approach is based on the use of two-section capacitive sensors, which are installed on the pipeline with the main material flow of the installation - desalinated and dehydrated crude oil, using outlets and couplings.

Based on laboratory studies using model media, a multiple linear regression equation was obtained, which, depending on the content of mineralized water and mechanical impurities (semiconductor and dielectric nature) in oil or gas condensate, calculates the value (ϵ) with the average slope at the level of 1.39% and 2.06%, respectively.

Keywords: oil, gas condensate, degree of readiness, water, mechanical impurities, dielectric constant, operational control, sensor

Вступ

Стадія підготовки нафтової сировини до переробки є першою і ключовою стадією ланцюга технологічних операцій, спрямованих на отримання товарних нафтопродуктів. Вона впливає на складність і тривалість технологічних операцій, пов'язаних з переробкою нафтової сировини, з забезпеченням надійної експлуатації технологічного обладнання, а також на якість отриманих нафтопродуктів. Таким чином, роботи, що пов'язані з підвищенням ступеня підготовленості нафтової сировини до переробки та оперативним його моніторингом відрізняються своєю актуальністю.

Постановка проблеми

На сьогоднішній день, в Україні діє міжнародний стандарт [1], за яким нафта за ступенем своєї підготовленості поділяється на 3 групи: I, II та III. Цей поділ відбувається за значенням показників вмісту води ($X_{\text{вод}}$, %), хлористих солей ($X_{\text{хл.с.}}$, %) та механічних домішок ($X_{\text{м.д.}}$, %). Значення цих показників отримують за результатами лабораторного дослідження спеціально відібраних з діючої установки проб нафтової сировини. При цьому, ці дослідження потребують наявності спеціального лабораторного обладнання, хімічних реактивів, штату кваліфікованого персоналу та характеризуються значними витратами часу (понад 3 годин) на свою реалізацію [2-4]. Пошук альтернативного показника, використання якого дозволило позбавитися усіх перерахованих недоліків на даний час, залишається відкритим питанням.

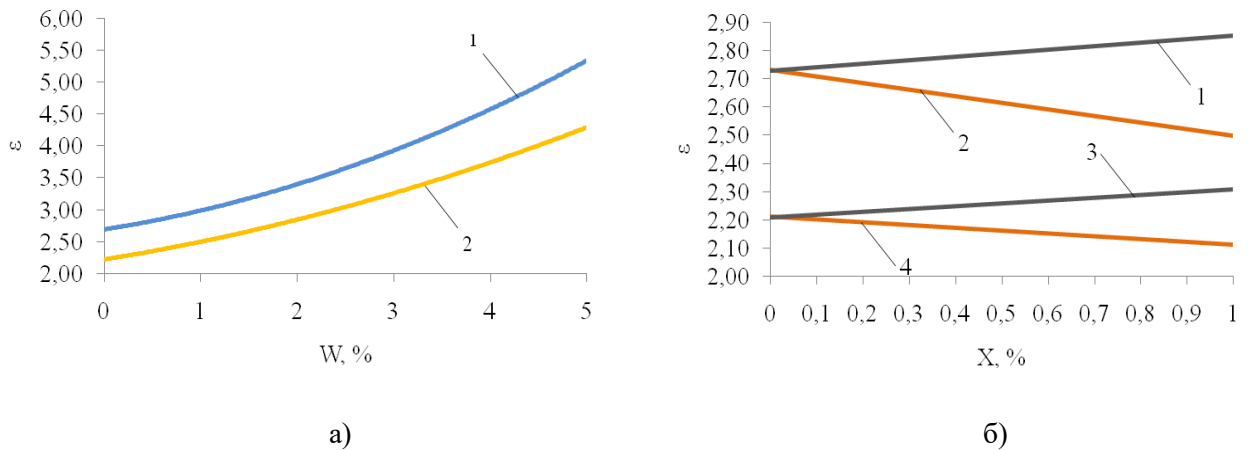
Аналіз останніх джерел

Показник, який адекватно характеризував би ступінь підготовленості нафтової сировини, на нашу думку, слід вибирати з огляду на її природу, тобто у відповідності до її електричних властивостей. Відомо, що нафта та продукти її технологічної переробки відносяться до класу неполярних діелектриків, а основною характеристикою їх електричних властивостей є відносна діелектрична проникність (ϵ) [5, 6]. Саме тому, останнім часом, на базі цього показника для визначення якості нафти та продуктів її переробки розроблено ряд методів [7-13].

Метою роботи є: дослідження можливості використання показника (ϵ) для моніторингу ступеня підготовленості нафтової сировини в умовах нафтопереробного заводу (НПЗ).

Виклад основного матеріалу

Дослідження впливу різних видів забруднюючих домішок на величину показника (ϵ) встановлювалося нами в лабораторних умовах з використанням модельних середовищ (див. рис. 1).



**Рис. 1. Залежність величини показника (ϵ) від вмісту (W , % та X ,%) забруднюючих домішок:
 а) вода: 1- нафта, 2 – газовий конденсат, б) механічні домішки: 1– нафта + Fe_2O_3 ,
 2 – нафта + SiO_2 , 3 - газовий конденсат + Fe_2O_3 , 4 – газовий конденсат + SiO_2**

Одні середовища представляли собою емульсії, що склалися з нафти або газового конденсату з диспергованої в них води. Інші проби – це суспензії, що представлені нафтою або газовим конденсатом з диспергованими в їх об’ємі механічними домішками: часточками Fe_2O_3 і SiO_2 . Диспергація домішок в нафті і газовому конденсаті відбувалася за допомогою ультразвукового диспергатора марки УЗД-22/44 протягом 60 хв. при частоті 44 кГц.

Аналізуючи залежності, наведені на рис. 1, зрозуміло, що на збільшення величини показника (ϵ) нафти або газового конденсату в більшому ступені впливає вміст води, в меншому Fe_2O_3 – продукт корозії технологічного обладнання, якій відноситься до класу напівпровідників [14]. Така механічна домішка як часточки породи, представлені часточками SiO_2 , є діелектриком [15] та сприяє поліпшенню діелектричних властивостей середовища, у якому знаходиться. Дещо нижчі значення величини показника (ϵ) для проб з газовим конденсатом в порівнянні з пробами нафти пояснюються меншим значенням в’язкості системи, яка сприяє більш швидкому осадженню забруднюючих домішок і їх виводу з об’єму проби, яка досліджується.

Розраховані рівняння регресії, що описують експериментально отримані залежності показника (ϵ) від вмісту різних видів забруднюючих домішок, представлені в табл.1.

Таблиця 1 – Рівняння регресії для отриманих залежностей

№ п/п	Склад суміші	Рівняння регресії для отриманих залежностей при $r=0,95$	R^2
1	Нафта + вода	$\epsilon = 0,0584 \times W^2 + 0,2372 \times W + 2,6918$	0,9974
2	Газовий конденсат + вода	$\epsilon = 0,0339 \times W^2 + 0,2446 \times W + 2,2207$	0,9948
3	Нафта + Fe_2O_3	$\epsilon = 0,1241 \times X + 2,7279$	0,9931
4	Газовий конденсат + Fe_2O_3	$\epsilon = 0,0983 \times X + 2,2089$	0,9527
5	Нафта + SiO_2	$\epsilon = -0,2328 \times X + 2,7324$	0,9545
6	Газовий конденсат + SiO_2	$\epsilon = -0,1 \times X + 2,212$	0,9864

Використання показника (ϵ) для моніторингу ступеня підготовленості нафтової сировини передбачає використання датчиків ємнісного типу, схема монтування яких представлена на рис. 2, а.

Для підвищення точності вимірювання показника (ϵ) необхідно запобігати утворенню турбулентного режиму руху ($Re > 2300$) нафтової сировини крізь датчик (5). Для цього датчик (5) монтується на відвідному патрубку (3), на якому розташована запірні арматура – вентилі (2), за допомогою яких регулюється швидкість потоку нафтової сировини крізь датчик. Власне датчик (5) закріплений на відвідному патрубку (3) за

допомогою фланцевих з'єднань (4). Перенаправлення потоку нафтової сировини з основного трубопроводу (1) здійснюється за допомогою засувки (6).

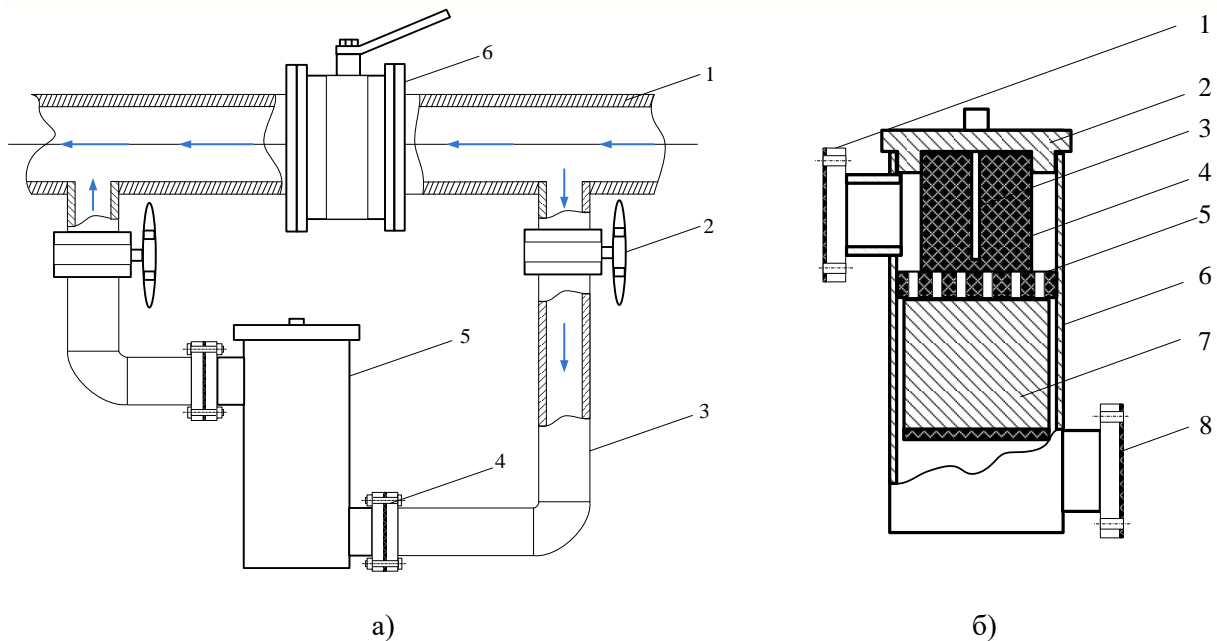


Рис. 2. Схема монтажування (а) та конструкція ємнісного датчику (б): а) 1- трубопровід, 2 – вентиль, 3 – відвідний патрубок, 4 – фланцеве з'єднання, 5 – датчик; б) 1– вихідний патрубок, 2 – кришка, 3 – термопара, 4 – ізоляційна муфта, 5 – перфорована діафрагма, 6 – корпус (зовнішній електрод), 7 – внутрішній (вимірювальний) електрод, 8 – вхідний патрубок

Для вимірювання показника (ϵ) в потоці нафтової сировини використовується двохсекційний ємнісний датчик спеціальної конструкції (див. рис. 2, б). Підготовлена нафтова сировина заходить до вхідного патрубку (8) та поступає до вимірювальної секції датчика. В цій секції розташовано два електрода – зовнішній електрод (6), що представлений металевим корпусом датчика, та внутрішнім – вимірювальним електродом (7), який має циліндричну форму. Сировина заповнює міжелектродний простір (відстань між електродами повинна бути не менше ніж 2 мм) та поступає крізь перфоровану діафрагму (5) до другої секції датчика. В цій секції датчика розташована термопара (3) для вимірювання температури рідини та ізоляційна муфта (4) для ізоляції кріплення електроду (7) до кришки (2). Дана секція відокремлена від вимірювальної секції перфорованою діафрагмою (5), що зроблено з метою підвищення точності вимірювання. Це відбувається за рахунок мінімізації впливу на електричне поле, що встановлюється між вимірювальним і зовнішнім електродом, побічних електричних явищ, які можуть виникати при використанні термопари (3), або між кріпленням вимірювального електроду і корпусом датчика – зовнішнім електродом. Після цього рідина надходить до вихідного патрубку (1) і далі до трубопроводу на змішування з основним потоком нафтової сировини. Для зручності використання та проведення профілактичного обслуговування і ремонтів датчик має розбірну конструкцію, а його корпус, з метою запобігання корозії, виконано з нержавіючої сталі марки AISI 309. У якості ізоляційного матеріалу у конструкції датчика використовується фторопласт «30».

Враховуючи той факт, що величина параметру (ϵ) залежить від температури вимірювання [16], то при її відхиленні від стандартного значення (це значення встановлюється окремо для кожного матеріального потоку виключно у відповідності до температурного режиму технологічного процесу) відбувається корекція величини (ϵ) за температурою.

На практиці, з метою моніторингу ступеня підготовленості нафтової сировини можна використовувати рівняння множинної лінійної регресії (див. табл. 2), які отримані на базі проведених експериментальних досліджень з використанням модельних середовищ.

Таблиця 2 – Рівняння множинної лінійної регресії

№ п/п	Найменування середовища	Рівняння множинної регресії для прогнозування показника (ϵ) при $p=0,95$	R ²	RS	A, %
1	Нафта	$\epsilon = 2,73 - 0,3497 \times W(H_2O) - 0,7857 \times X(Fe_2O_3) + 5,6086 \times X(SiO_2)$	0,9954	2,869	1,39
2	Газовий конденсат	$\epsilon = 2,18 + 0,012 \times W(H_2O) + 0,1 \times X(Fe_2O_3) + 2,06 \times X(SiO_2)$	0,9878	2,931	2,06

Отримані рівняння враховують сумісний вплив на значення величини (ϵ) нафтової сировини таких шкідливих домішок, як вода та механічні домішки, що представлені діелектриками та напівпровідниками. Вплив хлористих солей в цьому рівнянні, з огляду на їх повну розчинність в воді, враховується в величині (W , %). Отримані рівняння дозволяють адекватно, з середньою похибкою A (1,39 % і 2,06 %), визначити величину показника (ϵ), про що свідчать високі значення коефіцієнту детермінації R^2 (0,9878 і 0,9954).

Висновки

Проведені експериментальні дослідження показали принципову можливість використання показника (ϵ) для визначення ступеня підготовленості нафтової сировини до технологічної переробки. Встановлено, що зі збільшенням вмісту забруднюючих домішок (води і механічних домішок, представлених напівпровідниками) відбувається збільшення величини показника (ϵ), а збільшення вмісту механічних домішок, представлених діелектриками, призводить до зменшення цього ефекту.

Запропоновано конструкцію двохсекційного датчику для вимірювання величини (ϵ) та схему його монтування на відвідних патрубках, використовуючи муфтові з'єднання. Дана конструкція датчику дозволяє отримувати стабільний результат вимірювання показника (ϵ) нафтової сировини в потоці.

Застосувавши методи статистичного аналізу до експериментальних даних, було отримано рівняння множинної лінійної регресії, які дозволяють з середньою похибкою A (1,39 % і 2,06 %) визначити величину показника (ϵ) та можуть використовуватися у системі моніторингу роботи установок підготовки нафтової сировини до технологічної переробки.

Література

- ГОСТ 31378-2009. МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАР. НЕФТЬ. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2012. Дата введения 01.01.2013. – 8с.
- ASTM D6470-99(2015). Standard Test Method for Salt in Crude Oils (Potentiometric Method).ASTM International, 2020. Publication Date: May 1, 2020. – 6р.
- ASTM D4006-81 (Reapproved 2000). Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation. An American National Standard, 2000. – 10р.
- ГОСТ 31378-2009. МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАР. НЕФТЬ, НЕФТЕПРОДУКТЫ И ПРИСАДКИ. Метод определения механических примесей. – М.: Стандартиформ, 2007. Дата введения 01.01.2007. – 5с.
- Heléne Vralstad. Dielectric Properties of Crude Oil Components / Heléne Vralstad, Oyvind Spets, Cédric Lesaint, Lars Lundgaard, Johan Sjöblom // Energy Fuels. - 2009. - № 23(11). – P. 5596–5602.
- Jose Oliverio Alvarez. Dielectric Properties of Aromatic Components of Crude Oil / Jose Oliverio Alvarez // Energy & Fuels. – 2020. - № 34 (1). – P. 270-277.
- Akinnifesi J.O. Dielectric characterization of crude oil extracts obtained from different oil fields in Nigeria, intended for utility exploitation in electrical power transformers / J.O. Akinnifesi, F.M. Adebisi, K.F. Olafisan // Ife Journal of Science. – 2016. - Vol. 18. - №. 3. P. 605-611.
- Mingfang Wu. The oil productmoisture meter based on the electromagnetic resonance / Wu Mingfang, Tang Dedong // J Instrument Technique and Sensor. – 2008. - №4. – p. 16-18.
- Guan L. Determination of octane numbers for clean gasoline using dielectric spectroscopy / L. Guan, X.L. Feng, Z.C. Li, G.M. Lin // Fuel. – 2009. –№88(8). – p. 1453-1459.
- Sifeddine Abdi. The Correlation of Transformer Oil Electrical Properties with Water Content Using a Regression Approach / Sifeddine Abdi, Noureddine Harid, Leila Safiddine, Ahmed Boubakeur, Abderrahmane (Manu) Haddad // Energies. – 2021. – №14. – 2089. <https://doi.org/10.3390/en14082089>

11. Guan L. Determination of octane numbers for clean gasoline using dielectric spectroscopy / L. Guan, X.L. Feng, Z.C. Li, G.M. Lin // *Fuel*. – 2009. – № 88(8). – P. 1453-1459.
12. Hunter Woodward W. H. Method for Estimating Oil Viscosity via Dielectric Spectroscopy / W. H. Hunter Woodward, Hagar Zohar, Robbyn Prange, Rakesh Srivastava, David Brennan, Suraj Deshmukh, and Jeff Mitchell // *Energy & Fuels*. – 2014. - № 28 (9). – P. 5707-5713.
13. Kshetri Safal. Development of dielectric spectroscopic sensor for contaminant detection in a hydraulic fluid and a compressed air stream / Safal Kshetri. - Iowa State University. Ames, Iowa, 2015. – 84p.
14. Flaka D. Electronic structure and surface properties of nonstoichiometric Fe₂O₃-i (I and U) and its application in gas Sensing / D. Flaka, A. Braunb, B.S. Munc, M. Döbelie, T. Grauleb, M. Rekasa // *Procedia Engineering*. – 2012. - № 47. – P. 257 – 260.
15. Kousik Dutta. Electrical conductivity and dielectric properties of SiO₂ nanoparticles dispersed in conducting polymer matrix / Kousik Dutta, S. K. De // *Journal of Nanoparticle Research*. – 2007. – № 9. – P. 631–638.
16. S. Rubalya Valantina. Modelling, characterization and quality analysis of heated oil using electric moment and chemical properties / S. Rubalya Valantina, S. Uma, B.G. Jeya Prakash, D. R. Phebee Angeline, A. Alfred Maxwell, R. Aravindhan // *J Food Sci Technol*. – 2019. - №56(2). – P. 571–579.

References (transliterated)

1. GOST 31378-2009. MEZHGOSUDARSTVENNIY STANDAR. NEFT'. Obshchiye tekhnicheskiye usloviya. – M.: Standartinform, 2012. Data vvedeniya 01.01.2013. – 8s.2. ASTM D6470-99(2015). Standard Test Method for Salt in Crude Oils (Potentiometric Method).ASTM International, 2020. Publication Date: May 1, 2020. – 6p.
3. ASTM D4006-81 (Reapproved 2000). Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation. An American National Standard, 2000. – 10p.
4. GOST 31378-2009. MEZHGOSUDARSTVENNIY STANDAR. NEFT', NEFTEPRODUKTY I PRISADKI. Metod opredeleniya mekhanicheskikh primesey. – M.: Standartinform, 2007. Data vvedeniya 01.01.2007. – 5s.
5. Heléne Vralstad. Dielectric Properties of Crude Oil Components / Heléne Vralstad, Oyvind Spets, Cédric Lesaint, Lars Lundgaard, Johan Sjöblom // *Energy Fuels*. - 2009. - № 23(11). – P. 5596–5602.
6. Jose Oliverio Alvarez. Dielectric Properties of Aromatic Components of Crude Oil / Jose Oliverio Alvarez // *Energy & Fuels*. – 2020. - № 34 (1). – P. 270-277.
7. Akinnifesi J.O. Dielectric characterization of crude oil extracts obtained from different oil fields in Nigeria, intended for utility exploitation in electrical power transformers / J.O. Akinnifesi, F.M. Adebisi, K.F. Olafisan // *Ife Journal of Science*. – 2016. - Vol. 18. - №. 3. P. 605-611.
8. Mingfang Wu. The oil productmoisture meter based on the electromagnetic resonance / Wu Mingfang, Tang Dedong // *J Instrument Technique and Sensor*. – 2008. - №4. – p. 16-18.
9. Guan L. Determination of octane numbers for clean gasoline using dielectric spectroscopy / L. Guan, X.L. Feng, Z.C. Li, G.M. Lin // *Fuel*. – 2009. –№88(8). – p. 1453-1459.
10. Sifeddine Abdi. The Correlation of Transformer Oil Electrical Properties with Water Content Using a Regression Approach / Sifeddine Abdi, Noureddine Harid, Leila Safiddine, Ahmed Boubakeur, Abderrahmane (Manu) Haddad // *Energies*. – 2021. – №14. – 2089. <https://doi.org/10.3390/en14082089>
11. Guan L. Determination of octane numbers for clean gasoline using dielectric spectroscopy / L. Guan, X.L. Feng, Z.C. Li, G.M. Lin // *Fuel*. – 2009. – № 88(8). – P. 1453-1459.
12. Hunter Woodward W. H. Method for Estimating Oil Viscosity via Dielectric Spectroscopy / W. H. Hunter Woodward, Hagar Zohar, Robbyn Prange, Rakesh Srivastava, David Brennan, Suraj Deshmukh, and Jeff Mitchell // *Energy & Fuels*. – 2014. - № 28 (9). – P. 5707-5713.
13. Kshetri Safal. Development of dielectric spectroscopic sensor for contaminant detection in a hydraulic fluid and a compressed air stream / Safal Kshetri. - Iowa State University. Ames, Iowa, 2015. – 84p.
14. Flaka D. Electronic structure and surface properties of nonstoichiometric Fe₂O₃-i (I and U) and its application in gas Sensing / D. Flaka, A. Braunb, B.S. Munc, M. Döbelie, T. Grauleb, M. Rekasa // *Procedia Engineering*. – 2012. - № 47. – P. 257 – 260.
15. Kousik Dutta. Electrical conductivity and dielectric properties of SiO₂ nanoparticles dispersed in conducting polymer matrix / Kousik Dutta, S. K. De // *Journal of Nanoparticle Research*. – 2007. – № 9. – P. 631–638.
16. S. Rubalya Valantina. Modelling, characterization and quality analysis of heated oil using electric moment and chemical properties / S. Rubalya Valantina, S. Uma, B.G. Jeya Prakash, D. R. Phebee Angeline, A. Alfred Maxwell, R. Aravindhan // *J Food Sci Technol*. – 2019. - №56(2). – P. 571–579.

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Набіль Абдель Сатер (Набіль Абдель Сатер, Nabil Abdel Sater) – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», аспірант; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4819-4663>; e-mail: nabil.abdelsater@outlook.com

Григоров Андрій Борисович, (Григоров Андрей Борисович, Grigorov Andriy Borysovych) – доктор технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри технологія переробки нафти, газу та твердого палива; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5370-7016>; e-mail: grigorovandrey@ukr.net.