

## Инфорино-2022. Изменился статус Вашей заявки 20210100



Paper Submission 18 февраля, 10:31

Кому: вам

Уважаемый участник!

Статус Вашей заявки №20210100 на конференцию Инфорино-2022: approved / принята.

### **Формальная часть рецензии:**

Соответствие тематике конференции: yes/да.

Соответствие тематике конференции: yes/да.

Соответствие тематике секции: yes/да.

Соответствие названия статьи ее содержанию: yes/да.

Актуальность материала статьи: .

Соответствие правилам оформления: yes/да.

Качество перевода: .

Оригинальность материала: .

Замечания: .

*Письмо создано автоматически. Пожалуйста, не отвечайте на него.*

## РЕГЛАМЕНТ КОНФЕРЕНЦИИ “Inforino 2022”

**13 апреля**

10:00– 10:15	<b>Регистрация участников (online)</b>					
10:15– 10:30	<b>Открытие конференции</b> (конференц-зона НИУ «МЭИ» с онлайн трансляцией) Приветствие ректора НИУ «МЭИ» Роголева Н.Д.					
10:30 – 12:30	<b>Пленарное заседание</b> 5 докладов....					
12:30 – 13:00	<b>Перерыв</b>					
13:00 – 16:00	<b>Работа по секциям</b>					
Секции	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
	доклады № 1..10	доклады № 1..10	доклады № 1..10	доклады № 1..10	19 докладов № 1..10	доклады № 1..10

**14 апреля**

10:00 – 13:00	<b>Работа по секциям (продолжение)</b>					
Секции	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
	доклады № 11..20	доклады № 11..20	доклады № 11..20	доклады № 11..15	доклады № 11..19	
13:00 – 13:30	<b>Перерыв</b>					
13:30 – 16:30	<b>Работа по секциям (продолжение)</b>					
Секции	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
	доклады № 21..23	доклады № 21..29	доклады № 21..31			

## Секция 4

**ИТ в учебных, исследовательских и испытательных лабораториях**

*IT in educational, research and testing laboratories*

**Председатель:** Липай Б.Р.

№№	ID доклада Paper ID	Авторы / Authors	Название доклада / Paper Title
1.	20210034	Е.В. Дорохов	Цифровизация практических занятий по курсу «ТЭС и АЭС» для подготовки бакалавров по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника»
2.	20210046	M.M. Vinogradov, I.S.Antanenkova, E.E. Ustyuzhanin	Methods of measuring temperature and pressure on virtual laboratory stands
3.	20210047	И.В. Володин, И.А. Корняков, И.А. Ячевский	Автоматизация экспериментального стенда по исследованию кипения сверхтекучего гелия
4.	20210080	E. Andreenkov, S. Shunaev	Application of simulation modeling as a replacement for laboratory practice in engineering education
5.	20210084	S.K. Popov, V.D. Vaniushkin, A.A. Valineeva	Heat technology installations simulation in the educational process
6.	20210100	А.Р. Сулейманова, Р.Р. Вилданов	Изучение старения и нахождение оптимального углеводородного состава трансформаторного масла
7.	20210104	A. Shvetcov, V. Gorbunov, S. Dianov, A. Sukonschikov, G. Rapakov, K. Kinyakin	Algorithms of natural language dialogue with intelligent robot NAO EVOLUTION
8.	20210125	A. N. Serov, E.A. Dolgacheva, G.V. Antipov	Application of Simulink for the Study of Dual-Slope ADC
9.	20210141	V.A. Loginov, A.A. Khvostov	Universal simulator of eddy-current flaw detectors for education
10.	20210156	E. Merzlikina, N. Dilbikova, G. Farafonov	Use of CODESYS for laboratory classes in the online mode



## ИЗУЧЕНИЕ СТАРЕНИЯ И НАХОЖДЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

### АННОТАЦИЯ

Установлено влияние концентрации ароматических углеводородов на эксплуатационные свойства модельных смесей. В результате математических исследований получены функциональные зависимости, описывающие влияние концентрации ароматических углеводородов на эксплуатационные свойства масла. В результате оптимизации полученных зависимостей найдена оптимальная концентрация ароматических углеводородов, обеспечивающая высокие эксплуатационные показатели.

**Ключевые слова** – ароматические углеводороды, тангенс угла диэлектрических потерь, пробивное напряжение, планирование эксперимента.

Анализ развития российской энергетики за последние десятилетия показывает, что несмотря на экономический спад производства, отечественная энергетика по реализации научно-технического прогресса не уступает передовым промышленно развитым странам. Свидетельством тому являются достижения энергетиков в создании, освоении и техническом перевооружении энергоблоков на сверхкритические параметры мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт и теплофикационных энергоблоков 175-250 МВт [12, 15].

Основное отечественное оборудование по своему техническому уровню не уступает зарубежным аналогам, а по некоторым позициям и превосходят последние. Котельные установки, турбогенераторы, трансформаторы и генераторы электрического тока по конструкциям, тепловым схемам, основным технологическим и проектным решениям гарантируют развитие промышленности и стабильное обеспечение всего хозяйства тепловой и электрической энергией.

Для нормального функционирования энергетических предприятий необходимо ввести около 80 млн. кВт генерирующих мощностей на новых и модернизируемых электрических станциях, охватывающих всю территорию России, в том числе десятки тысяч маслонаполненных электрических аппаратов высокого напряжения [11, 14]. Рассматривая в этом аспекте надёжность электроснабжения промышленных объектов и населённых пунктов, следует отметить, что последняя во многом определяется физико-химическими эксплуатационными свойствами трансформаторного масла, выполняющего роль

жидкой изоляции электрических маслонаполненных установок.

В этом случае масло является основной изолирующей средой и определяет электрическую прочность всей конструкции энергетической установки. В этой связи основным требованием, предъявляемым к трансформаторным маслам, являются высокая электрическая прочность, стабильность против окисления, газостойкость в электрическом поле и низкие диэлектрические потери. Поэтому трансформаторное масло, используемое в электрических аппаратах в качестве теплоотводящей и изолирующей среды, должно обладать высокими эксплуатационными характеристиками в условиях работы его в электрическом поле высокой напряженности и повышенных температур [9].

Маслонаполненное электрическое оборудование, обеспечивающее распределение электрической энергии, определяет надёжность электроснабжения промышленных объектов и коммунального хозяйства. Стабильность, долговечность и ресурс работы электрооборудования на электрических объектах во многом зависит от качества используемого нефтяного трансформаторного масла. При этом работоспособность маслонаполненных электрических машин и аппаратов в основном определяется скоростью старения масла в силовых трансформаторах. Углеводородный состав трансформаторного масла и присутствующий в его составе растворенный воздух, оказывает существенное влияние на скорость старения масла в процессе эксплуатации в функционирующем электрооборудовании на энергетических объектах. В соответствии с литературными данными [1, 2], старение масла сопровождается окислительным превращением его углеводородов с образованием жидких, твёрдых и газообразных продуктов, резко ухудшающих эксплуатационные свойства. В этой связи представляло интерес изучить влияние углеводородного состава масла на его эксплуатационные свойства [6, 10].

Для выявления влияния продуктов старения на эксплуатационные свойства масла были использованы модельные смеси, основу которых составляли парафино-нафтеносодержащие углеводороды с добавлением моно- и бициклических ароматических углеводородов (*Ароматические*

углеводороды - входят в состав всех масел и являются основным материалом, из которого образуется шлам. Разделяются на углеводороды симметричного строения (например: бензол, нафталин, антрацен) и ароматику с короткими боковыми цепями (например: толуол) в разных концентрациях. Модельные смеси имели следующий состав:

- парафино-нафтеносодержащие углеводороды + 2 % моно- и бициклических ароматических углеводородов - модельная смесь 1
- парафино-нафтеносодержащие углеводороды + 5 % моно- и бициклических ароматических углеводородов - модельная смесь 2
- парафино-нафтеносодержащие углеводороды + 8 % моно- и бициклических ароматических углеводородов - модельная смесь 3
- парафино-нафтеносодержащая фракция + 9 % моно- и бициклических ароматических углеводородов - модельная смесь 4
- парафино-нафтеносодержащие углеводороды + 10 % моно- и бициклических ароматических углеводородов - модельная смесь 5
- парафино-нафтеносодержащие углеводороды + 12 % моно- и бициклических ароматических углеводородов - модельная смесь 6
- парафино-нафтеносодержащие углеводороды + 15 % моно- и бициклических ароматических углеводородов - модельная смесь 7

С использованием модельных смесей было изучено влияние концентрации ароматических углеводородов на скорость старения масла. Скорость старения определяли концентрацией образовавшихся осадка и воды, а так же электроизоляционными свойствами, такими как пробивное напряжение (*Пробивное напряжение* - критическое напряжение, характеризующее электрическую способность образца диэлектрика противостоять электрическому полю.) и тангенс угла диэлектрических потерь (*Тангенс угла диэлектрических потерь* - величина, представляющая собой отношение суммарного активного тока потерь у суммарному реактивному току). Является характеристическим показателем потерь в масле по постоянному и переменному току).

Экспериментальные данные приведены на рис. 1-4.

Скорость образования осадка в зависимости от концентрации ароматических углеводородов приведена на рис. 1. Концентрацию осадка определили в соответствии с ГОСТ 6370-83.

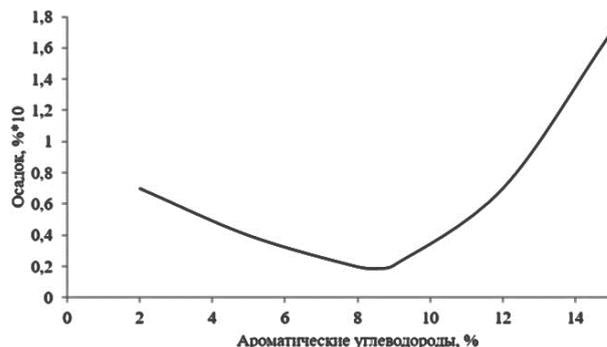


Рис. 1. Зависимость количества осадка от концентрации ароматических углеводородов в модельных смесях

В соответствии с экспериментальными данными из рис. 1 следует, что минимальное количество осадка 0,015 % в масле в процессе его старения образуется при концентрации ароматических углеводородов, в модельной смеси, равной 8,6%. Вместе с тем увеличение или уменьшение концентрации ароматических углеводородов в модельных смесях сопровождается ростом количества осадка в смесях.

Зависимость количества образовавшейся воды от концентрации ароматических углеводородов, определенная по ГОСТ 7827-75 приведена на рис. 2.

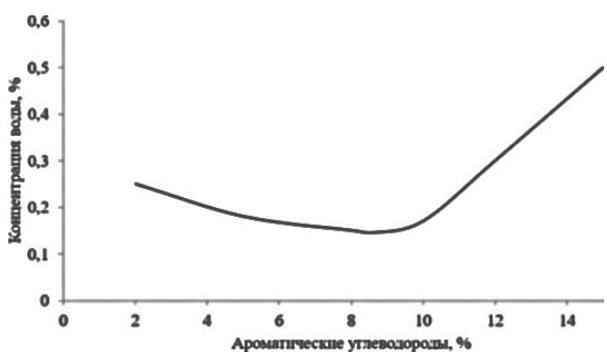


Рис. 2. Зависимость количества образовавшейся воды от концентрации ароматических углеводородов в модельных смесях.

С увеличением концентрации ароматических углеводородов в модельных смесях (1-7) от 2 % до 8 % количество образовавшейся воды в смесях снижается в 1,56 раза. Наименьшее количество воды в модельной смеси, равное 0,0123 %, образуется при концентрации ароматических углеводородов в смеси 8,6 %. Повышение концентрации ароматических углеводородов в смеси до 10 % и 15 %, повышает количество образовавшейся соответственно воды в смеси до 0,018 % и 0,045 %, что указывает на интенсивное старение модельных смесей 5 и 7 в условиях эксперимента.

Следующая серия опытов была поставлена с целью определения диэлектрических характеристик масла. В качестве диэлектрических характеристик были рассмотрены тангенс угла диэлектрических потерь и пробивное напряжение. Тангенс угла диэлектрических потерь определен при температуре 70°C по ГОСТ 6571-75. Пробивное напряжение в модельных смесях (1-7) определяли в соответствии с ГОСТ 6581-75.

Зависимость диэлектрических характеристик масла от его углеводородного состава представлена на рис. 3 и 4. В соответствии с данными рис. 3, с повышением концентрации ароматических углеводородов от 2 % до 8,6 %, тангенс угла диэлектрических потерь понижается в 1,57 раза.

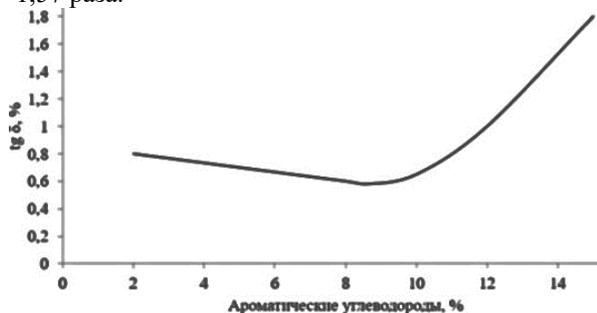


Рис. 3. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь от концентрации ароматических углеводородов в модельной смеси.

Дальнейшее повышение концентрации ароматических углеводородов в модельной смеси от 8,6 % до 15 % сопровождается увеличением тангенса угла диэлектрических потерь в 3,4 раза. При концентрации ароматических углеводородов в модельной смеси, равной 8,6 %, тангенс угла диэлектрических потерь имеет самое минимальное значение - 0,51 % (рис. 3). Понижение концентрации ароматических углеводородов в модельных смесях от 8,6 % до 2 % сопровождается увеличением тангенса угла диэлектрических потерь до 0,812 %, т. е. 1,6 раза. Достижение величины тангенса угла диэлектрических потерь больше 2 % свидетельствует о наличии дефекта, т. е. тангенс угла диэлектрических потерь относится к диагностическим характеристикам трансформаторного масла. [5].

Влияние концентрации ароматических углеводородов на величину пробивного напряжения показано на рис. 4. Из рисунка следует, что наибольшее значение пробивного напряжения, равное 59,2 кВ, достигается при концентрации ароматических углеводородов в модельной смеси, равной 8,6 %.

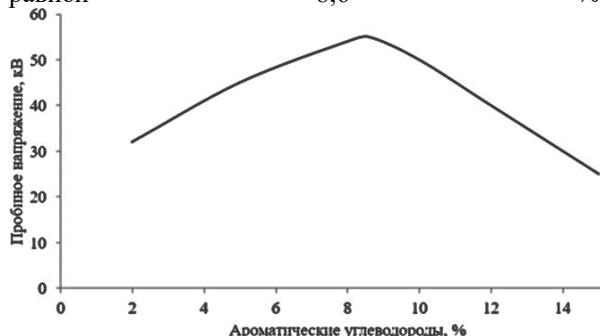


Рис. 4. Зависимость величины пробивного напряжения от концентрации ароматических углеводородов.

Увеличение концентрации ароматических углеводородов в модельной смеси до 15 %, сопровождается снижением пробивного напряжения в 2,3 раза, поскольку при данной

концентрации ароматических углеводородов образуется в 3,66 раза больше воды и в 11,3 раза больше осадка, чем при концентрации в смеси равной 8,6 %. Снижение концентрации ароматических углеводородов в модельной смеси до 2 %, способствует уменьшению пробивного напряжения в 1,82 раза, поскольку при низком содержании ароматических углеводородов, играющих роль ингибиторов старения масла, возрастают окислительные превращения углеводородов масла с образованием повышенного количества в смесях осадка и воды [7]. Следовательно, с точки зрения получения максимальной величины пробивного напряжения, масло не должно быть увлажненным и содержать осадок и должно быть высушено и дегазировано (*Дегазация жидкости* — процесс удаления нежелательных растворённых газов из какой-либо жидкости).

На основании полученных экспериментальных данных, с целью наиболее точного описания процессов, протекающих в ходе эксплуатации масла, были составлены математические модели [3, 4]. Описание полученных зависимостей произведено регрессионным анализом, методом планирования эксперимента (*Планирование эксперимента* - выбор плана эксперимента, удовлетворяющего заданным требованиям, совокупность действий направленных на разработку стратегии экспериментирования (от получения априорной информации до получения работоспособной математической модели или определения оптимальных условий). Это целенаправленное управление экспериментом, реализуемое в условиях неполного знания механизма изучаемого явления) первого порядка. С целью математического описания конкретного вида зависимостей с использованием регрессионного анализа подбирают класс функций, связывающих результативный показатель  $y$  и аргументы  $x_1, x_2, \dots, x_k$ , отбирают наиболее информативные аргументы, вычисляют оценки неизвестных значений параметров уравнения связи и анализируют точность полученного уравнения [8, 13]. Для точного описания уравнения регрессии необходимо знать условный закон распределения результативного показателя  $y$ . В данном случае закон распределения выглядит следующим образом:  $y_x = ax^2 + bx + c$ .

В результате математических расчетов, были найдены уравнения, которые позволяют описать зависимость основных электроизоляционных и эксплуатационных характеристик масла от содержания ароматических углеводородов в его составе.

Уравнение для тангенса угла диэлектрических потерь:

$$y = 0,01655x^2 - 0,20742x + 1,19229 \quad (1)$$

где  $y$  – тангенс угла диэлектрических потерь, а  $x$  – содержание ароматических углеводородов.

Уравнение для пробивного напряжения:

$$y = -0,16497x^2 + 9,85797x + 14,100 \quad (2)$$

где  $y$  – пробивное напряжение, а  $x$  – содержание ароматических углеводородов.

$$y = 0,02336x^2 - 0,32661x + 1,3 \quad (3)$$

где  $y$  – концентрации осадка, а  $x$  – содержание ароматических углеводородов

Уравнение для концентрации воды:

$$y = 0,00569x^2 - 0,07819x + 0,38617 \quad (4)$$

где  $y$  – концентрации воды, а  $x$  – содержание ароматических углеводородов

Расчётные значения оптимальной концентрации ароматических углеводородов, полученные по уравнениям (1-4), максимально точно описывают процессы старения, протекающие в масле. Полученные результаты сравнивались с экспериментальными данными. Стандартная ошибка составила менее 1,5%, что свидетельствует о высокой точности расчетов.

Таким образом, оптимальная концентрация ароматических углеводородов, входящих в состав модельной смеси, равная 8,6 %, обеспечивает наиболее высокие значения пробивного напряжения, низкое содержание воды и твердого осадка, а так же минимальные потери по электрическому току, что позволяет продлить срок службы маслонаполненного электрического оборудования в современных энергосистемах.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. С использованием модельных смесей, установлена зависимость эксплуатационных характеристик от группового состава трансформаторного масла.

2. Показано, что при концентрации ароматических углеводородов в смесях, равным 8,6 % можно получить высокие эксплуатационные показатели масла по всем параметрам, дальнейшее повышение концентрации от 8,6 % до 15 % приводит к ухудшению показателей. Экспериментально доказано, что содержание 8,6 % ароматических углеводородов – это оптимальная концентрация их содержания в модельных смесях.

3. На основании полученных данных, с целью оптимизации эксперимента, провели математическое исследование, результатом которого были получены функциональные зависимости. Описание полученных зависимостей произведено регрессионным анализом, методом планирования эксперимента первого порядка. Расчётные данные адекватны экспериментальным.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Бурьянов Б. П.** Трансформаторное масло // Государственное Энергетическое Издательство. 1955.
2. **Бубнов И.В., Саблин А.Е.** Статистические характеристики электрической прочности трансформаторного масла для маслонаполненного оборудования // В сборнике: ВЕСТНИК РОССИЙСКОГО НАЦИОНАЛЬНОГО КОМИТЕТА СИГРЭ. Сборник конкурсных докладов по электроэнергетической и электротехнической тематикам по направлениям исследований СИГРЭ по итогам Конкурса докладов в рамках IX Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2014». ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» 2014. С. 240-244.
3. **Липштейн Р.А., Шахнович М.И.** Трансформаторное масло // Энергоатомиздат. 1983.
4. **Трифонов А.Г.** Постановка задачи оптимизации и численные методы ее решения // ТетраСистемс. 2005.
5. **Орлов А.И.** Эконометрика. Учебник. М.: Издательство Экзамен. 2002.
6. **Ризванова Г.И., Гафиятуллин Л.Г., Гарифуллин М.Ш., Козлов В.К., Туранов А.Н.** Особенности старения трансформаторного масла в реальных условиях эксплуатации // ИЗВУЗ. Проблемы энергетики [Электронный ресурс]. <https://www.energyret.ru/jour. №9-10. 2015. С.91-94>.
7. **Валиуллина Д.М., Загустина И.Д., Козлов В.К.** Орделение качественного состава примесей в отработанном трансформаторном масле // Вестник КГЭУ [Электронный ресурс]. [https://vkgeu.ru/. №4 \(40\). 2018. С. 25-32](https://vkgeu.ru/. №4 (40). 2018. С. 25-32).
8. **Коваль А.В., Вилданов Р.Р., Гайнуллина Л.Р., Сидоренко А.В., Тутубалина В.П.** Влияние некоторых факторов на эксплуатационные свойства трансформаторного масла // ИЗВУЗ. Проблемы энергетики [Электронный ресурс]. <https://www.energyret.ru/jour. №1-2. 2005. С.100-104>.
9. **Трушкин В.А., Шлюпиков С.В.** Факторы влияющие на старение трансформаторного масла // В сборнике: Актуальные проблемы энергетики АПК. Под редакцией А.В. Павлова. 2013. С. 320-322.
10. **Кисляков М.А., Чернов В.А., Чернышев В.А.** Многопараметрическая оценка качества трансформаторного масла // Электротехника. 2017. № 10. С. 92-97.
11. **Вилданов Р.Р., Сидоренко А.В., Тутубалина В.П.** Установка для диагностики трансформаторного масла // ИЗВУЗ. Проблемы энергетики [Электронный ресурс]. <https://www.energyret.ru/jour. №9-10. 2006. С.105-108>.
12. **Довгопольный Е.Е.** Масла для Российской энергетики // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2013. № 3. С. 32.
13. **Минлибаев М.Р., Зайнакова И.Ф.** Исследование хараткрных дефектов силовых маслонаполненных трансформаторов и обоснование методов диагностики // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов. IV

- Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов: сборник трудов. 2016. С. 148-151.
14. **Саушев А.В., Шерстнев Д.А., Широков Н.В.** Анализ методов диагностики аппаратов высокого напряжения // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. 2017. Т. 9. № 5. С. 1073-1085.
  15. **Марьин О.В.** Приоритетные направления развития российских компаний ТЭК, обусловленные проблемами существующими в Российской и мировой энергетике. // Международный научно-исследовательский журнал. 2012. № 6-1 (6). С. 101-102.