

мации о состоянии КТП.

Выводы. Требования эксплуатации обуславливают необходимость постоянного совершенствования взрывобезопасных передвижных КТП. Это достигается путем: обеспечения более высоких технических характеристик (при повышенной единичной мощности в ограниченных габаритных размерах), снижения удельного расхода активных и изоляционных материалов, технических решений, повышающих надёжность и безопасность применения КТП, удобства их обслуживания и расширения функциональных возможностей, что и воплощено в КТП мощностью 1000, 1250 и 1600 кВ·А.

Список литературы: 1. *Сургай Н.С.* Перспективы и направления развития угольной промышленности // Уголь Украины. – 2004. – № 12. – С. 11-13. 2. *Нагорный М.А., Чернов И.Я.* и др. Трансформаторные источники электроснабжения угледобывающих участков // Использование электроэнергии в горной технологии. Национальный научный центр горного производства – Институт горного дела им. А.А.Скочинского. Научные сообщения. Выпуск № 329/2005. 3. *Зайцев И.И., Кубрак А.И., Плетнёв А.И., Шилов В.В.* Кварцenaполненные взрывобезопасные шахтные трансформаторы и подстанции (Серия "Трансформаторы" вып. 21). // – М.: Энергия, 1970. – 176 с. 4. *Чернов И.Я., Ландкоф Л.Б., Харченко В.Д.* Динамика энерговооруженности и основных экономических показателей очистных забоев // Уголь Украины. – 2004. – № 1. – С. 18-20. 5. *Разумняк Н.Л., Мышляев Б.К.* Основные направления развития технологий и средств комплексной механизации очистных работ для отработки пологих угольных пластов // Уголь. – 2001. – № 1. – С. 34-40. 6. *Лизунов С.Д., Лоханин А.К.* Проблемы современного трансформаторостроения в России // Электричество. – 2000. – № 8. – С. 2-10; № 9. – С.4-12. 7. *Пуило Г.В., Кузьменко В.С., Тонгалюк В.В.* Современные тенденции совершенствования распределительных трансформаторов // Электротехника і електромеханіка. – 2008. – № 2. – С. 48-52. 8. *Чернов И.Я., Грушко В.М., Волков Н.А.* Экспериментальные исследования теплового состояния трансформаторной подстанции КТПВ 1000/6-1,2. // Взрывозащищенное электрооборудование: Сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО "Юго-Восток Лтд, 2003. – С. 50-61. 9. Патент на корисну модель. № 18567. Украина. МПК (2006) H01F 27/08. Вибухозахищена трансформаторна підстанція / *Вареник С.О., Чернов І.Я., Налбатов В.Е.*, та ін. – № u200605095; Заявл. 10.05.2006; Опубл. 15.11.2006. Бюл. № 11, 2006 р. 10. Патент на промисловий зразок. № 9870. Україна. Підстанція трансформаторна рудникова вибухобезпечна пересувна / *Чернов І.Я., Вареник С.О., Грушко В.М.* та ін. – № 2003071335; Заявл. 28.07.2003; Опубл. 15.02.2005. Бюл. № 2. 11. Патент на корисну модель. № 32827. Украина. МПК (2006) H01F 27/00. Корпус трансформатора / *Чернов І.Я., Вареник С.О., Налбатов В.Е.*, та ін. – № u200802867; Заявл. 05.03.2008; Опубл. 26.05.2008. Бюл. № 10, 2008 р. 12. Патент № 2299506. Российская Федерация. МПК H02B 13/00 (2006.01). Рудничная взрывобезопасная трансформаторная подстанция / *М.А. Нагорный, Г.Л. Локтионов, И.Я. Чернов* и др. № 2005111623/09; Заявл. 19.04.2005; Опубл. 20.05.2007. Бюл. № 14.

Поступила в редколлегию 26.10.2008

УДК 621.314

ШУТЕНКО О.В.

Национальный технический университет "Харьковский политехнический институт"

КОМПЛЕКСНЫЙ КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

В статті наведені результати комплексного кореляційного аналізу показників якості трансформаторного масла. Проаналізовано результати спостережень по 249 трансформаторам напругою 110 кВ і номінальною потужністю від 6,3 до 63 МВА. Загальний об'єм вибірки склав понад 44 тисяч значень по двадцяти показниках масла. Запропоновано фізичну інтерпретацію отриманих результатів.

В статті приведені результати комплексного кореляційного аналізу показателів якості трансформаторного масла. Проаналізовані результати спостережень по 249 трансформаторам напругою 110 кВ і номінальною потужністю від 6,3 до 63 МВА. Об'єм вибірки склав понад 44 тисяч значень по двадцяти показателям масла. Предложена физическая интерпретация полученных результатов.

Постановка проблеми. Одним из путей повышения эффективности процедур принятия решений при оценке состояния трансформаторных масел, является обеспечение максимальной адекватности между используемой моделью принятия решения и физической моделью функционирования объекта. Достижение такой адекватности производится как за счет учета влияния режимов эксплуатации трансформаторов, физических особенностей поведения показателей качества масла на длительных интервалах эксплуатации, так и за счет учета статических связей между показателями.

Анализ публикаций. В настоящее время вопросам исследования статической связи между показателями качества масла посвящено достаточное количество публикаций [1-4]. В [1] исследована корреляционная связь между пробивным напряжением и тангенсом угла диэлектрических потерь масла. В [2] исследована связь между содержанием водорода и тангенсом угла диэлектрических потерь масла, в [3] – между температурой вспышки масла от суммарного содержания газов углеводородного ряда. В [4] отмечено наличие связей между кислотным числом и цветом масла, интенсивностью люминесценции и тангенсом угла диэлектрических потерь, пробивным напряжением, а также между спектрами пропускания масел и их температурой вспышки. Статистические связи исследованы между отдельными показателями, а комплексный анализ – отсутствует.

Цель статьи – комплексный корреляционный анализ, выполненный по всем регламентированным показателям качества масла. Используются результаты длительных наблюдений (40 и более лет), охватывающие шесть областей Украины.

Метод решения. Для оценки статической связи между двумя случайными величинами обычно используется значение коэффициента парной корреляции. Значения которого определяется как:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \times \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (1)$$

где x_i, y_i – текущие значения показателей; \bar{x}, \bar{y} – математические ожидания показателей; n – объем выборочных значений.

Однако этот параметр характеризует лишь степень линейной связи между случайными величинами и не может характеризовать связь через моменты более высокого порядка. Информацию о нелинейной связи между случайными величинами можно получить, используя значения эмпирического корреляционного отношения:

$$\eta_{y/x} = \frac{\sum_{i=1}^N n_i \times (\bar{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{n_j} (\tilde{y}_{ij} - \bar{y})^2}, \quad (2)$$

где \tilde{y}_{ij} – результаты наблюдений в i -той экспериментальной точке;

$\bar{y}_i = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_j} \tilde{y}_{ij}$ – условное среднее, полученное для значений x_i при $j = \overline{1, m_j}$;

$\bar{y} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \bar{y}_i$ – общее среднее по всем экспериментальным точкам; N – объем выборки.

Поскольку $\eta_{y/x} \neq \eta_{x/y}$ то выполнялся расчет как прямого ($\eta_{y/x}$) так и обратного ($\eta_{x/y}$) значений корреляционных отношений.

Для принятия решения о значимости рассчитанных коэффициентов парной корреляции можно использовать как их критические значения, так и значения нижней r_n и верхней r_b границ доверительного интервала при заданной доверительной вероятности P . Расчет значений нижней и верхней границ доверительного интервала производился в следующей последовательности:

а) выполнено z – преобразование оценки r :

$$z = \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{1+r}{1-r} \right); \quad (3)$$

б) вычислены две вспомогательных величины:

$$\Psi_n = z - \frac{U}{\sqrt{n-3}}; \quad \Psi_b = z + \frac{U}{\sqrt{n-3}}, \quad (4)$$

где $U = 1,96$ для доверительной вероятности $P = 0,95$;

в) выполнено обратное преобразование Фишера для расчета r_n и r_b :

$$r_n = \frac{e^{2\psi_n} - 1}{e^{2\psi_n} + 1}; r_b = \frac{e^{2\psi_b} - 1}{e^{2\psi_b} + 1}. \quad (5)$$

Анализ результатов. В качестве исходных данных использовались результаты периодических испытаний трансформаторного масла и хроматографического анализа растворенных в масле газов (по Донецкой, Луганской, Полтавской, Сумской, Харьковской областям Украины, а также АР Крым). Всего были проанализированы результаты наблюдений по 249 трансформаторам напряжением 110 кВ и номинальной мощностью от 6,3 до 63 МВА. Общий объем выборки составил свыше 44 тысяч (44728 значений по двадцати показателям масла).

Для удобства анализа результаты разбиты на три группы. В первую вошли характеристики связи между физико-химическими показателями качества масла; во вторую – между результатами хроматографического анализа растворенных в масле газов; в третью – между физико-химическими и хроматографическими показателями.

1. Корреляция между физико-химическими показателями масла. Результаты исследований стохастической связи между указанными показателями приведены в табл. 1. Как видно из таблицы, наиболее коррелированными оказались показатели, которые характеризуют степень окисления масла. Основными продуктами окисления являются (в последовательности образования): перекисные соединения, свободные кислоты, спирты, фенолы, соединения карбонильной группы (альдегиды, кетоны), вода, летучие кислоты и углекислый газ [5].

Укажем показатели, для которых выявлены наиболее значимые связи: кислотное число масла (характеризует содержание органических кислот) – содержание водорастворимых кислот (характеризует содержание в масле низкомолекулярных кислот) – цвет масла (характеризует содержание смолистых соединений) – тангенс угла диэлектрических потерь масла (характеризует содержание коллоидных частиц) – влагосодержание масла (рис. 1 а, б, в). Таким образом, связь между показателями масла фактически отображает протекание окислительных реакций и накопление продуктов окисления.

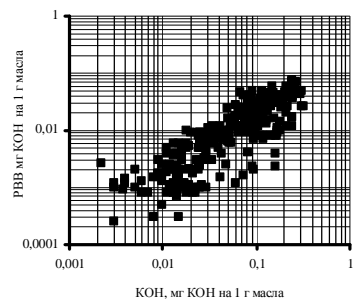
Выполненный анализ показал наличие связи между значениями тангенса угла диэлектрических потерь масла, измеренными при различных значениях температуры (рис 1, з). Между пробивным напряжением и влагосодержанием масла строгая связь практически отсутствует (рис. 1, д). Это соответствует установленному факту, что пробивное напряжение масла в большей степени зависит не от концентрации влаги, а от ее состояния (в растворенном виде или в виде эмульсии).

Таблица 1 – Результаты исследования стохастической связи между физико-химическими показателями качества трансформаторного масла

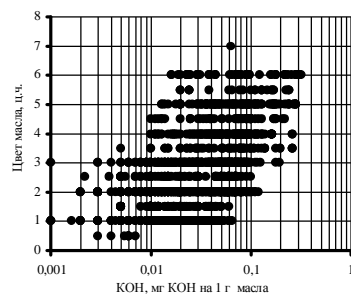
Показатели масла	n	Значения коэффициента парной корреляции, нижней и верхней границ доверительного интервала		Корреляционное отношение		
		r_n	ρ	r_b	η_{x1-x2}	η_{x2-x1}

Твсп-КОН	3703	-0,137	-0,105	-0,168	0,206	0,344
Твсп-Упр	3701	-0,044	-0,011	0,021	0,099	0,101
Твсп-tgδ при 20°C	268	-0,194	-0,075	0,044	0,150	0,117
Твсп-tgδ при 70°C	397	-0,223	-0,127	-0,029	0,311	0,437
Твсп-tgδ при 90°C	570	-0,168	-0,087	-0,005	0,099	0,101
Твсп-Цвет масла	2104	-0,129	-0,086	-0,044	0,180	0,168
Твсп-РВВ	1191	-0,100	-0,043	0,014	0,149	0,208
Твсп-Влагосодержание	1635	-0,156	-0,108	-0,06	0,183	0,173
Твсп-Уд. вес	70	0,110	0,336	0,529	0,405	0,485
КОН-Упр	3745	-0,345	-0,316	-0,287	0,407	0,367
КОН-tgδ при 20°C	268	0,096	0,213	0,325	0,374	0,333
КОН-tgδ при 70°C	397	0,213	0,328	0,413	0,445	0,442
КОН-tgδ при 90°C	570	0,219	0,296	0,369	0,410	0,575
КОН-Цвет масла	2108	0,526	0,556	0,585	0,642	0,572
КОН-РВВ	1191	0,539	0,578	0,615	0,699	0,629
КОН-Влагосодержание	1635	0,168	0,215	0,261	0,334	0,342
КОН-Уд. вес	70	-0,439	-0,227	0,0084	0,430	0,402
Упр-tgδ при 20°C	268	0,238	-0,122	-0,002	0,408	0,360
Упр-tgδ при 70°C	397	-0,142	-0,044	0,055	0,348	0,335
Упр-tgδ при 90°C	570	-0,191	-0,111	-0,029	0,362	0,372
Упр-Цвет масла	2118	-0,265	-0,225	-0,184	0,386	0,292
Упр-РВВ	1191	0,037	0,093	0,150	0,396	0,273
Упр-Влагосодержание	1649	-0,112	-0,064	-0,016	0,383	0,246
Упр-Уд. вес	70	-0,190	0,047	0,279	0,580	0,464
tgδ при 20°C-tgδ при 70°C	258	0,782	0,825	0,860	0,877	0,885
tgδ при 20°C-tgδ при 90°C	150	0,814	0,862	0,898	0,871	0,865
tgδ при 20°C-цвет масла	202	0,256	0,381	0,493	0,578	0,565
tgδ при 20°C-РВВ	214	0,200	0,325	0,440	0,377	0,591
tgδ при 20°C-Влагосодерж.	268	0,208	0,320	0,424	0,398	0,411
tgδ при 70°C-tgδ при 90°C	193	0,963	0,972	0,979	0,987	0,981
tgδ при 70°C-Цвет масла	247	0,204	0,321	0,429	0,589	0,514
tgδ при 70°C-РВВ	397	0,185	0,278	0,366	0,445	0,474
tgδ при 70°C-Влагосод.	390	0,021	0,120	0,217	0,377	0,325
tgδ при 90°C-Цвет масла	509	0,217	0,298	0,375	0,692	0,316
tgδ при 90°C-РВВ	562	0,086	0,168	0,247	0,385	0,303
tgδ при 90°C-Влагосод.	553	0,027	0,110	0,192	0,383	0,320
Цвет масла-РВВ	580	0,236	0,311	0,383	0,358	0,528
Цвет масла-Влагосод.	1267	-0,022	0,033	0,088	0,128	0,171

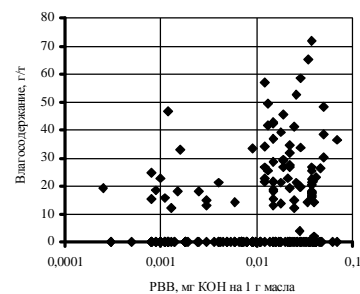
Цвет масла-Уд. вес	70	-0,246	-0,012	0,224	0,129	0,254
РВВ-Влагосодержание	661	0,339	0,405	0,467	0,608	0,534



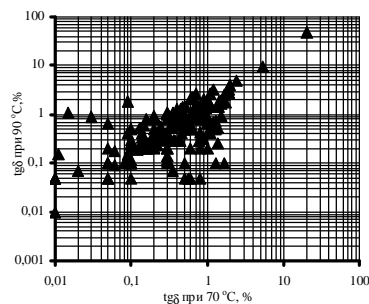
а



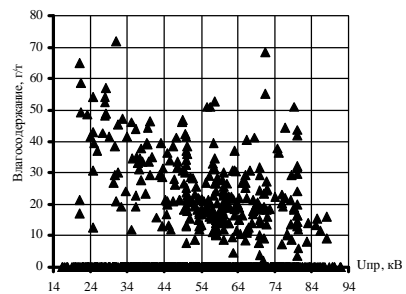
б



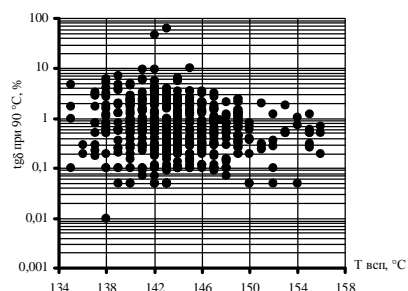
в



г



д



е

Рис. 1. Корреляционные зависимости между физико-химическими показателями качества трансформаторного масла: а – содержание водорастворимых кислот от кислотного числа масла; б – цвета от кислотного числа масла; в – влагосодержания от содержания в масле водорастворимых кислот; г – тангенса угла диэлектрических потерь масла при 90°С от тангенса угла диэлектрических потерь измеренного при 70°С; д – влагосодержания от пробивного напряжения трансформаторного масла; е – тангенса угла диэлектрических потерь масла при 90°С от температуры вспышки масла.

Также не выявлено значимой связи между температурой вспышки и другими показателями, за исключением, удельного веса масла. Это свидетельствует о том, что изменение температуры вспышки масла в большей степени обусловлено не столько окислительными процессами, сколько процессами ионизационного старения и термической деструкции. Следует также обратить внимание на отсутствие значимой связи между температурой вспышки и тангенсом угла диэлектрических потерь масла (рис. 1 *е*). Причина, по-видимому, в том, что тангенс угла диэлектрических потерь чувствителен как к процессам ионизационного старения, так и к окислительным процессам в масле (табл. 1).

2. Корреляция между растворенными в масле газами. Значения коэффициентов парной корреляции, нижних и верхних границ доверительных интервалов коэффициентов парной корреляции, значений прямого и обратного корреляционного отношения между газами приведены в табл.2. Анализируя табл.2, видим отсутствие значимой связи между газами углеводородного ряда с одной стороны и оксидом и диоксидом углерода с другой (рис. 2 *а*). При этом имеется тенденция к росту концентрации CO с увеличением содержания CO₂ (рис. 2 *б*). Это свидетельствует о том, что причины роста концентраций CO и CO₂ с одной стороны и газов углеводородного ряда с другой, отличаются по своей природе. Если рост концентраций оксида и диоксида углерода может происходить в результате термоокислительных реакций в масле, то рост концентраций газов углеводородного ряда, как правило, происходит вследствие, процессов ионизационного старения и термической деструкции в масле и основной изоляции трансформаторов.

Наиболее значимая (практически функциональная связь) была выявлена между содержанием в масле этилена и суммой газов углеводородного ряда (рис. 2 *в*). Это может быть объяснено, тем, что среди всех газов углеводородного ряда максимальное значение концентраций получено как раз для этилена. Наличие же связи между газами углеводородного ряда выявлено для следующих пар газов (рис. 2 *г д е*): CH₄ – C₂H₄, CH₄ – C₂H₆, C₂H₄ – C₂H₆, C₂H₄ – C₂H₂ и C₂H₂ – H₂. Т.е. кроме пар газов CH₄ – C₂H₄ и CH₄ – C₂H₆ все остальные используются в известных критериальных отношениях. Эти отношения (отношения содержания определенных пар газов) применяются при интерпретации результатов хроматографического анализа в большинстве современных методов: МЭК 599, методика IEEE (по стандарту ANSI/IEEE Std C57.104-1991), методика SEGB (отношения по Роджерсу), методика Шлизингера, методика Дорненбурга и др. Выявленная связь, между газами углеводородного ряда, обусловлена тем, что основной причиной газовой выделению является деструкция углеводородов, т.е. данные показатели характеризуют один и тот же процесс. Более того, исследования выполненные в [6], позволяют использовать наличие корреляции между газами углеводородного ряда при обнаружении дефектов в трансформаторах.

3. Корреляция между физико-химическими показателями масла и растворенными в масле газами. Анализируя связи между физико-химическими показателями масла и растворенными газами, следует отметить,

что наибольшие значения коэффициентов парной корреляции и корреляционных отношений выявлены между показателями качества масла характеризующими степень окисления и диоксидом углерода (табл. 3). Это следующие пары показателей: кислотное число масла – CO₂ (рис. 3 а); содержание водорастворимых кислот – CO₂ (рис. 3 б) и пробивное напряжение масла – CO₂ (рис. 3 в). Достаточно высокие значение показателей тесноты связи имеют пары: tgδ при 90°С – CH₄ и tgδ при 90°С – C₂H₄ (рис. 3 з),. В тоже время связь между tgδ при 90°С и содержанием водорода выражена слабее, что кстати также отмечено в работе [2].

Таблица 2 – Результаты исследования стохастической связи между растворенными в масле газами

Показатели масла	n	Значения коэффициента парной корреляции, нижней и верхней границ доверительного интервала			Корреляционное отношение	
		г _н	ρ	г _в	η _{х1-х2}	η _{х2-х1}
CO-CO ₂	2598	0,183	0,220	0,256	0,389	0,408
CO-CH ₄	2598	0,053	0,0915	0,130	0,253	0,282
CO-C ₂ H ₂	2598	0,017	0,0553	0,094	0,108	0,178
CO-C ₂ H ₄	2598	0,094	0,132	0,170	0,271	0,334
CO-C ₂ H ₆	2598	-0,0039	0,0346	0,073	0,088	0,152
CO-C _х H _у	2598	0,081	0,119	0,157	0,143	0,206
CO-H ₂	652	-0,048	0,0285	0,105	0,181	0,236
CO ₂ -CH ₄	3813	0,021	0,0524	0,084	0,125	0,271
CO ₂ -C ₂ H ₂	3909	-0,047	-0,016	0,016	0,111	0,204
CO ₂ -C ₂ H ₄	4125	-0,042	-0,011	0,019	0,147	0,214
CO ₂ -C ₂ H ₆	3739	-0,021	0,0109	0,043	0,192	0,260
CO ₂ -C _х H _у	3978	-0,037	-0,006	0,025	0,237	0,256
CO ₂ -H ₂	652	-0,07	0,0068	0,084	0,077	0,175
CH ₄ -C ₂ H ₂	3747	0,062	0,0933	0,125	0,281	0,235
CH ₄ -C ₂ H ₄	3803	0,253	0,283	0,312	0,338	0,652
CH ₄ -C ₂ H ₆	3723	0,153	0,184	0,215	0,198	0,655
CH ₄ -C _х H _у	3803	0,340	0,368	0,395	0,408	0,722
CH ₄ -H ₂	652	-0,025	0,0521	0,128	0,342	0,207
C ₂ H ₂ -C ₂ H ₄	3937	0,286	0,314	0,342	0,350	0,462
C ₂ H ₂ -C ₂ H ₆	3759	-0,0052	0,0268	0,059	0,261	0,249
C ₂ H ₂ -C _х H _у	3937	0,461	0,485	0,509	0,501	0,648
C ₂ H ₂ -H ₂	652	0,148	0,222	0,294	0,320	0,387
C ₂ H ₄ -C ₂ H ₆	3773	0,238	0,268	0,297	0,417	0,348
C ₂ H ₄ -C _х H _у	3993	0,954	0,957	0,960	0,980	0,981
C ₂ H ₄ -H ₂	652	-0,057	0,0195	0,096	0,112	0,216
C ₂ H ₆ -C _х H _у	3773	0,412	0,438	0,463	0,480	0,462
C ₂ H ₆ -H ₂	652	-0,024	0,0530	0,129	0,192	0,211
C _х H _у -H ₂	652	-0,024	0,0530	0,129	0,092	0,220

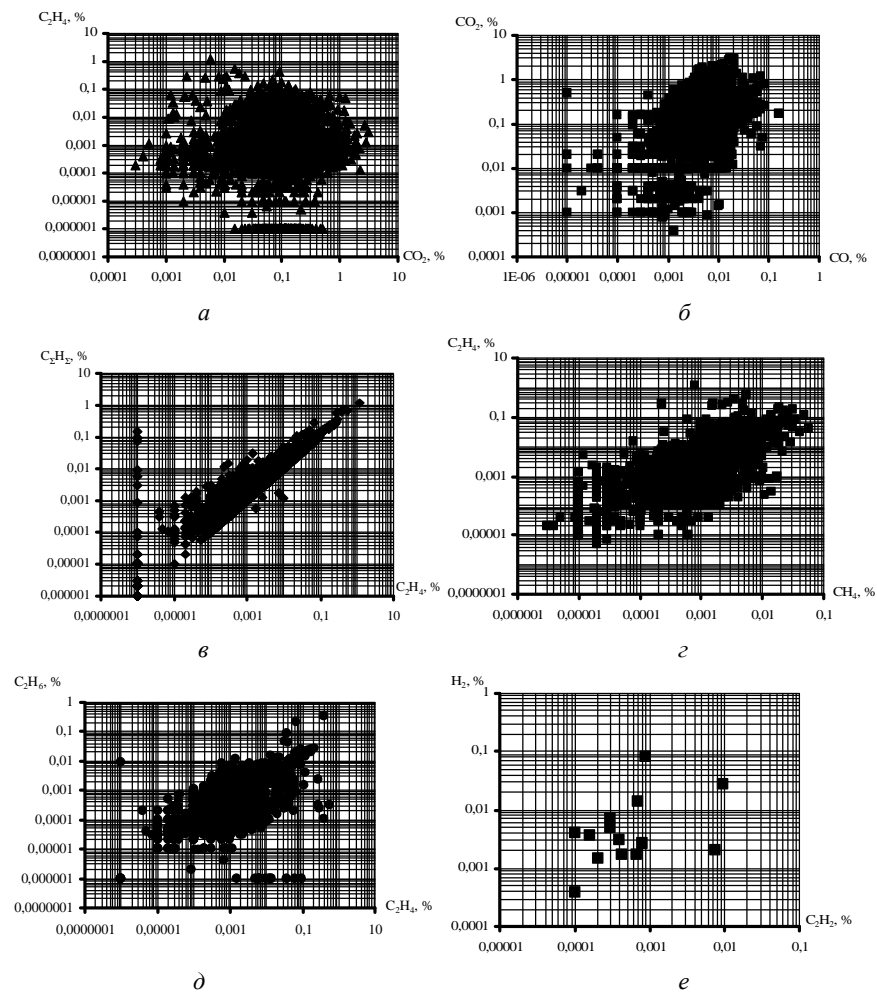


Рис. 2. Корреляционные зависимости между содержаниями растворенных в масле газов: *a* –метана от содержания диоксида углерода; *b* –диоксида углерода от оксида углерода; *v* –этилена от метана; *z* –этана от этилена; *d* –водорода от ацетилена; *e* – суммы газов углеводородного ряда от содержания в масле этилена.

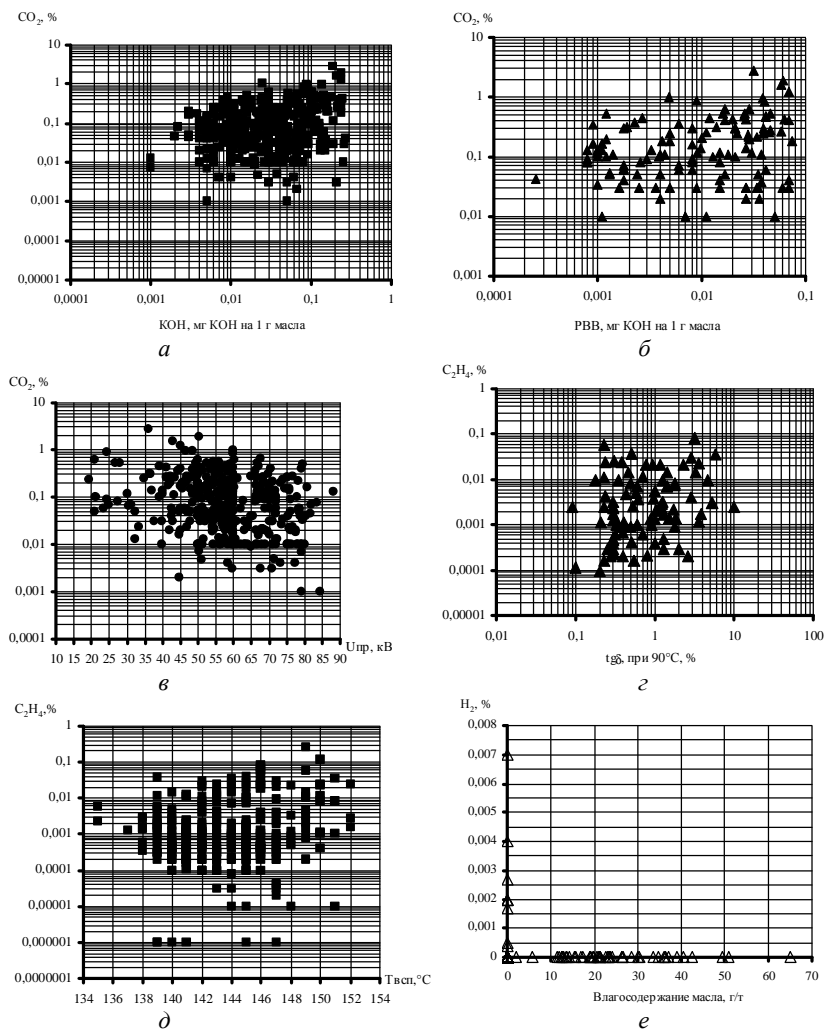


Рис. 3. Корреляционные зависимости между физико-химическими и хроматографическими показателями: *a* – содержания диоксида углерода от кислотного числа масла; *б* – содержания диоксида углерода от содержания в масле водорастворимых кислот; *в* – содержания диоксида углерода от пробивного напряжения масла; *г* – содержания этилена от тангенса угла диэлектрических потерь масла, измеренного при 90°C ; *д* – содержания этилена от температуры вспышки масла; *е* – содержания водорода от влаго-содержания масла.

Таблица 3 – Результаты исследования стохастической связи между физико-химическими и хроматографическими показателями

Показатели масла	n	Значения коэффициента парной корреляции, нижней и верхней границ доверительного интервала			Корреляционное отношение	
		Γ_n	ρ	Γ_B	η_{x1-x2}	η_{x2-x1}
Твсп-СО	290	-0,110	0,0053	0,120	0,319	0,178
всп-СО ₂	394	-0,185	-0,087	0,011	0,211	0,238
Твсп-СН ₄	397	0,067	0,164	0,258	0,240	0,290
Твсп-С ₂ Н ₂	397	-0,115	-0,017	0,082	0,147	0,253
Твсп-С ₂ Н ₄	397	0,092	0,189	0,282	0,335	0,338
Твсп-С ₂ Н ₆	391	-0,150	-0,052	0,047	0,191	0,138
Твсп-С _x Н _y	397	0,069	0,166	0,260	0,319	0,314
Твсп-Н ₂	397	-0,135	-0,037	0,062	0,0823	0,0818
КОН-СО	290	-0,101	0,0148	0,130	0,396	0,439
КОН-СО ₂	394	0,275	0,364	0,447	0,528	0,541
КОН-СН ₄	397	-0,166	-0,069	0,030	0,095	0,077
КОН-С ₂ Н ₂	397	-0,125	-0,027	0,072	0,073	0,333
КОН-С ₂ Н ₄	397	-0,201	-0,105	-0,006	0,109	0,117
КОН-С ₂ Н ₆	391	-0,134	-0,036	0,064	0,116	0,347
КОН-С _x Н _y	397	-0,204	-0,108	-0,009	0,109	0,101
КОН-Н ₂	397	-0,181	-0,084	0,015	0,096	0,103
Упр-СО	290	-0,241	-0,129	-0,014	0,274	0,366
Упр-СО ₂	394	-0,312	-0,220	-0,124	0,377	0,408
Упр-СН ₄	397	-0,206	-0,110	-0,012	0,302	0,286
Упр-С ₂ Н ₂	397	-0,163	-0,066	0,033	0,197	0,241
Упр-С ₂ Н ₄	397	-0,148	-0,049	0,049	0,083	0,119
Упр-С ₂ Н ₆	391	-0,191	-0,094	0,0053	0,098	0,123
Упр-С _x Н _y	397	-0,148	-0,051	0,048	0,096	0,111
Упр-Н ₂	397	-0,052	0,046	0,144	0,097	0,0595
tgδ при 90°С-СО	74	-0,149	0,082	0,305	0,307	0,200
tgδ при 90°С-СО ₂	112	-0,205	-0,020	0,166	0,170	0,130
tgδ при 90°С-СН ₄	115	0,029	0,211	0,379	0,450	0,504
tgδ при 90°С-С ₂ Н ₂	115	-0,116	0,0688	0,249	0,157	0,204
tgδ при 90°С-С ₂ Н ₄	115	0,032	0,214	0,382	0,421	0,423
tgδ при 90°С-С ₂ Н ₆	114	-0,194	-0,010	0,174	0,155	0,114
tgδ при 90°С-С _x Н _y	115	-0,015	0,169	0,342	0,443	0,556
tgδ при 90°С-Н ₂	115	-0,054	0,130	0,306	0,406	0,159
Цвет масла-СО	198	-0,0065	0,133	0,267	0,273	0,246
Цвет масла-СО ₂	270	-0,023	0,097	0,214	0,358	0,296
Цвет масла-СН ₄	273	-0,0017	0,117	0,232	0,165	0,316
Цвет масла-С ₂ Н ₂	273	-0,037	0,0823	0,199	0,245	0,207
Цвет масла-С ₂ Н ₄	273	-0,05	0,0691	0,186	0,134	0,437
Цвет масла-С ₂ Н ₆	267	-0,065	0,0558	0,175	0,143	0,293
Цвет масла-С _x Н _y	273	-0,02	0,0987	0,215	0,148	0,413
Цвет масла-Н ₂	273	-0,027	0,0925	0,209	0,193	0,142
PBB-СО	290	-0,133	-0,018	0,097	0,296	0,197
PBB-СО ₂	394	0,299	0,386	0,467	0,468	0,589
PBB-СН ₄	397	-0,168	-0,070	0,028	0,408	0,483

PBB-C ₂ H ₂	397	-0,101	-0,002	0,096	0,344	0,408
PBB-C ₂ H ₄	397	-0,189	-0,093	0,0059	0,150	0,135
PBB-C ₂ H ₆	391	-0,118	-0,019	0,08	0,406	0,399
PBB-C _x H _y	397	-0,187	-0,092	0,0078	0,235	0,240
PBB-H ₂	397	-0,135	-0,037	0,062	0,102	0,0501
Влагосодержание- CO	290	-0,180	-0,066	0,049	0,124	0,165
Влагосодержание- CO ₂	394	-0,162	-0,064	0,035	0,124	0,115
Влагосодержание- CH ₄	397	-0,141	-0,043	0,055	0,072	0,112
Влагосодержание- C ₂ H ₂	397	-0,119	-0,021	0,077	0,028	0,235
Влагосодержание- C ₂ H ₄	397	-0,166	-0,069	0,030	0,092	0,133
Влагосодержание- C ₂ H ₆	391	-0,056	0,0435	0,142	0,377	0,318
Влагосодержание- C _x H _y	397	-0,153	-0,056	0,043	0,177	0,188
Влагосодержание- H ₂	397	-0,138	-0,041	0,058	0,0456	0,0512

В ходе анализа не выявлено значимой связи между растворенными в масле газами и температурой вспышки (рис. 3,д), хотя в работе [3] приведены данные о наличии такой связи. Подобное расхождение может быть объяснено диффузией газов из масла в атмосферу в процессе отбора, транспортировки и хранения проб масла. Выявлено также практически полное отсутствие связи между влагосодержанием и содержанием в масле газов, что наглядно иллюстрирует рис. 3,е. Наибольшие значения коэффициентов парной корреляции и корреляционных отношений получены для цвета трансформаторного масла и оксида углерода и метана, что впрочем, характерно для окислительных реакций.

Полученные результаты могут быть использованы как при оптимизации процедур контроля, так и при построении моделей прогноза значений показателей.

Выводы:

1. Впервые выполнено комплексное исследование как линейной, так и нелинейной связи между всеми показателями качества трансформаторного масла, которые контролируются в процессе эксплуатации.

2. Статистические связи выявлены только между теми показателями, которые характеризуют один и тот же процесс старения масел (окислительные процессы, коллоидное старение, термическая деструкция, ионизационное старение) или основной изоляции.

3. Полученные результаты позволяют оптимизировать математические модели принятия решений при оценке состояния масел, за счет учета наличия связей между показателями.

4. Выявленные связи позволяют синтезировать оптимальные математические модели для прогнозирования значений показателей качества масла, а следовательно и его остаточного ресурса.

Список литературы: 1. Штегер Г. Электроизоляционные материалы М., Госэнергоиздат 1961 г. – 264 с. 2. Носулько Д. Р., Соколов В. В., Назаров А. И. Опыт эксплуатации герметичных маслонеполненных вводов силовых трансформаторов // Электрические станции. – 1987. – № 3. – С. 54-58. 3. Мищенко Э. Н., Шинкаренко Г. В. Хроматографический контроль масла вводов силовых трансформаторов // Электрические станции. – 1986. – № 3 – С. 64-67. 4. Валиуллина Д. М., Гарифуллин М.Ш., Козлов В.К. Перспективные методы в диагностике состояния маслонеполненного оборудования // Тезисы докладов IX Международного симпозиума "Электротехника 2030. Перспективные технологии электроэнергетики" М. – ТРАВЭК, 2007 г. – доклад 4.07. 5. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло М., Энергоатомиздат 1983 г. – 296 с. 6. Шутенко О. В. Интерпретация результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов, при обнаружении дефектов в изоляции трансформаторов // Вестник НТУ "ХПИ". Электроэнергетика и преобразовательная техника. – Харьков: НТУ "ХПИ", 2006. – № 34. – С. 101-115.

Поступила в редколлегию 12.09.08