



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ  
УКРАЇНИ

УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **69295** (13) **U**  
(51) МПК (2012.01)  
**B01D 15/00**

## (12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки:	<b>u 2011 11798</b>	(72) Винахідник(и):	<b>Боярчуков Григорій Михайлович (UA)</b>
(22) Дата подання заявки:	<b>06.10.2011</b>	(73) Власник(и):	<b>Боярчуков Григорій Михайлович,</b> вул. Машинобудівників, 2-А, кв. 6, смт Чабани, Києво-Святошинський р-н, Київська обл., 08162 (UA)
(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель:	<b>25.04.2012</b>	(74) Представник:	<b>Дубинський Михайло Іллів, реєстр. №70</b>
(46) Публікація відомостей про видачу патенту:	<b>25.04.2012, Бюл.№ 8</b>		

## (54) СПОСІБ ОЦІНКИ СТАНУ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ ЗА ВМІСТОМ ГАЗІВ У ТРАНСФОРМАТОРНОМУ МАСЛІ

### (57) Реферат:

Спосіб оцінки стану високовольтного обладнання, завдяки хроматографічному аналізу розчинених у трансформаторному маслі газів (ХАРГ), може бути використаний на електроенергетичних підприємствах для оперативної оцінки бездефектного стану обладнання, а також виявлення дефектів на початку їх виникнення. Працездатний стан оцінюють за відносним вмістом етилену в сумі метану, етилену та етану, причому стан високовольтного обладнання визначають як бездефектний робочий стан при довірчій ймовірності  $P=0,99$ , якщо для герметичного обладнання відносний вміст етилену в сумі метану, етилену та етану складає близько  $10\pm 6\%$ , а для негерметичного обладнання вміст етилену в сумі метану, етилену та етану складає близько  $79\pm 10\%$ .

UA 69295 U



Корисна модель належить до способу оцінки ізоляційних рідин, зокрема, хроматографічного аналізу розчинених у трансформаторному маслі газів (ХАРГ), і може бути використаний на електроенергетичних підприємствах для оперативної оцінки не тільки працездатного стану обладнання, а і виявлення дефектів на початку їх виникнення. За кількісним та якісним складом газів можна досить об'єктивно проводити діагностику багатьох дефектів, що розвиваються повільно.

Застосування методу ХАРГ як непрямого способу діагностики засновано на тому, що між енергетичним впливом на вуглеводні трансформаторного масла і утворенням газів існує позитивна корелятивна залежність. У той же час, кількісний вираз даної залежності значною мірою залежить від цілої низки факторів, безпосередньо не пов'язаних із енергетичною дією. До них, зокрема, належать: хімічна структура трансформаторних масел, наявність у них присадок та продуктів розпаду, присутність різних матеріалів, що мають каталітичні властивості, кількість масла в основному об'ємі, конструкція та терміни експлуатації обладнання, періодичність проведення капітальних ремонтів, позапланова дегазація масла. Але найбільш значимим фактором, що приводить до зміни якісного складу газів, є процес окислення трансформаторного масла атмосферним киснем в негерметичному обладнанні, а також у герметичному обладнанні при його розгерметизації. Навіть при незначній енергетичній дії, тобто вже за оптимальних робочих температур, в трансформаторному маслі негерметичного обладнання із вуглеводневих газів містяться переважно неграничні форми, зокрема етилен. У герметичному ж обладнанні, тобто за відсутності кисню, неграничні вуглеводні утворюються тільки при високих температурах масла.

Значно впливає на концентрації газів, що виявляються в трансформаторі, процес дифузії в негерметичному обладнанні. В результаті цього знижуються не тільки абсолютні показники концентрацій, а і, що більш важливо, змінюються співвідношення між газами з різною розчинністю в трансформаторному маслі. Внаслідок дифузії найбільшою мірою знижуються концентрації водню, окису вуглецю та метану, що істотно спотворює справжній характер процесів їх утворення в негерметичному обладнанні. У багатьох методичних керівництвах зазначається, що дифузія може приводити до зниження концентрацій газів в обладнанні із вільним диханням. У той же час, при інтерпретації фактичних результатів даний фактор практично не враховується не тільки при розгляді абсолютних значень, але і при обчисленні співвідношень між концентраціями газів. Що ж стосується впливу окислювальних процесів на якісний склад вуглеводневих газів, то даний фактор не береться до уваги взагалі.

Згідно з існуючою на даний час точкою зору процеси утворення вуглеводневих газів у герметичних та негерметичних видах обладнання розглядаються як повністю ідентичні. Тому підвищення концентрацій неграничних вуглеводнів над концентраціями граничних, зокрема, етилену над етаном, приймається як одна з основних ознак виникнення високотемпературних дефектів в обох типах обладнання. При аналізі результатів ХАРГ з даних позицій навіть незначне підвищення температури масла в негерметичному обладнанні, пов'язане, наприклад, із збільшенням навантаження або погіршенням роботи охолоджувачів, може бути інтерпретоване як виникнення високотемпературного дефекту через суттєве збільшення концентрації етилену. В результаті дане обладнання може бути безпідставно виведене з експлуатації для проведення позачергового капітального ремонту або взагалі вибракуване.

Практичне застосування існуючих методик показує, що більшість із них дозволяє досить об'єктивно діагностувати основні дефекти в герметичному обладнанні. Для негерметичного обладнання позитивний результат досягається тільки при утворенні дефектів з високим рівнем енергії, яка виділяється, зокрема при дугових розрядах. Це пов'язане з тим, що в зоні високотемпературних дефектів вміст кисню у трансформаторному маслі негерметичного обладнання знижується до дуже низького рівня і практично не впливає на процеси утворення вуглеводневих газів.

Дослідженню процесів газоутворення в трансформаторному маслі при виникненні різноманітних дефектів присвячена велика кількість робіт із використанням як модельних дослідів, так і результатів спостережень за реально працюючим обладнанням. Проте, більшість крупних енергокомпаній та трансформаторобудівельних фірм у даний час використовують такі системи оцінки та визначення типу дефектів у високовольтному обладнанні, які суттєво відрізняються.

Порівняльний аналіз різних методів, проведений у свій час робочою групою СІГРЕ 15.0.1 (Conseil International des Grands Réseaux Electriques - Міжнародна Рада з великих енергетичних систем високого тиску), показав, що жоден з них не може бути визнаний універсальним. Було встановлено, що різні способи інтерпретації результатів ХАРГ можуть приводити до різних результатів [Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. - М.: НЦ ЭНАС, 2002, 211 с.].

Основна причина протиріч в існуючих методиках полягає в тому, що практично всі вони розроблені на основі чисто емпіричних спостережень без належної уваги до хімічних закономірностей взаємоперетворень вуглеводнів при енергетичній дії на них. У більшості випадків робиться спроба пов'язати утворення конкретних, "ключових" газів та співвідношень між ними з виникненням тих чи інших дефектів. Тим самим допускається роздільне, залежно від виду дефекту, утворення газів.

Саме тісний причинно-наслідковий взаємозв'язок при утворенні різних продуктів у процесі хімічних перетворень вуглеводнів трансформаторного масла і дозволяє здійснювати діагностику дефектів за їх невеликою частиною, а саме за воднем, метаном, ацетиленом, етиленом та етаном. Для діагностики практично всіх дефектів за загальновідомим методом "трикутник Дюваля" використовується всього три газу (метан, етилен, ацетилен), а оскільки ацетилен зустрічається рідко, то тільки перших два. Характерною особливістю методичних керівництв із використання методу ХАРГ є те, що в них не можуть бути наведені строго обмежені кількісні показники, що дозволяють однозначно встановлювати як початок виникнення дефектів, так і ступінь їх розвитку. Це обумовлено тим, що процес газоутворення при енергетичній дії на трансформаторне масло є результатом численних, тісно взаємопов'язаних хімічних реакцій, які залежать від великої кількості якісно різних факторів. У зв'язку з цим навіть для однотипного обладнання дані показники, у кращому випадку, можуть бути зазначені у вигляді діапазону величин, що суттєво відрізняються. Тому методичні вказівки по інтерпретації результатів ХАРГ носять скоріше рекомендаційний, ніж директивний характер.

При експлуатації високовольтного обладнання в гарантійний період, як правило, контроль його стану здійснюється відповідно до вказівок заводу-виробника. В наступний період, який досягає у багатьох випадках тридцяти і більше років, уся відповідальність за прийняті рішення покладається на обслуговуючий персонал електроенергетичних підприємств. Оскільки керівництво цих підприємств не має права на помилку, то нерідко при найменших підозрах, зокрема, при появі невеликої кількості ацетилену або ж відносно великої кількості етилену, з експлуатації може бути виведене обладнання або взагалі бездефектне, або з незначними дефектами, які легко усуваються в процесі експлуатації. Аналіз причин помилкового виведення з експлуатації бездефектного обладнання показує, що вони, в основному, пов'язані з недостатньою обґрунтованістю деяких положень в існуючих методиках інтерпретації результатів ХАРГ з хімічної точки зору. Один із основних недоліків полягає у відсутності належної уваги до існування факту якісних відмінностей в процесах газоутворення між герметичним та негерметичним обладнанням. В результаті цього суттєво спотворюється уява як про нормальне газоутворення в бездефектному обладнанні обох типів, так і про утворення газів при виникненні дефектів.

Таким чином, задачею цієї корисної моделі є створення достовірного способу оцінки стану високовольтного обладнання за вмістом газів у трансформаторному маслі, який дозволив би з високим ступенем ймовірності здійснювати надійний контроль за процесом експлуатації як герметичного, так і негерметичного високовольтного обладнання. Постановлену задачу вирішують способом оцінки стану високовольтного обладнання, в якому відбирають пробу трансформаторного масла з високовольтного обладнання, проводять хроматографічний аналіз розчинених у ньому газів, і оцінюють стан високовольтного обладнання, який характеризується тим, що працездатний стан оцінюють за відносним вмістом етилену в сумі метану, етилену та етану, при цьому стан високовольтного обладнання визначають як бездефектний робочий стан при довірчій ймовірності  $P=0,99$ , якщо для герметичного обладнання відносний вміст етилену в сумі метану, етилену та етану складає близько  $10 \pm 6 \%$ , а для негерметичного обладнання вміст етилену в сумі метану, етилену та етану складає близько  $79 \pm 10 \%$ .

При цьому слід враховувати, що постійність концентрацій газів у герметичному обладнанні свідчить про відсутність причин їх утворення. В негерметичному обладнанні вона є наслідком безперервного процесу утворення газів зі швидкістю, що дорівнює швидкості їх дифузії в атмосферу. З цієї причини негерметичне обладнання, в трансформаторному маслі якого вміст газів підтримується на незмінному, відносно високому рівні, повинно бути об'єктом підвищеної уваги.

Таким чином, в окремих варіантах втілення корисної моделі сумарний вміст метану, етилену та етану не перевищує типових значень для даного типу високовольтного обладнання, що експлуатується на певному електроенергетичному підприємстві, причому типові значення являють собою ті максимальні концентрації газів, які можуть бути виявлені у 90-95 % обладнання від загальної кількості, що не має симптомів дефектів. На відміну від показника відносного вмісту етилену, типовий сумарний вміст вуглеводневих газів є величиною непостійною і може дуже відрізнятися навіть у однакового, нормально працюючого обладнання при експлуатації в різних умовах. Тому на кожному електроенергетичному підприємстві типові значення концентрацій газів для конкретного виду обладнання повинні встановлюватися самостійно і, отже, можуть

істотно розрізнятися. Основною метою даного аналізу є виявлення обладнання, яке потребує до себе підвищеної уваги за ознакою найбільшого вмісту газів.

В окремих варіантах реалізації корисної моделі, оцінку виконують принаймні два рази, при цьому зміну показників відносного вмісту етилену при низькому сумарному вмісті метану, етилену та етану оцінюють як розгерметизацію герметичного обладнання, якщо воно не було зали-  
 5 те трансформаторним маслом з великим вмістом повітряних газів, або як закупорювання повітря-осушувальних фільтрів у негерметичному обладнанні. При розгерметизації якісний склад вуглеводневих газів у трансформаторному маслі герметичного обладнання стає таким самим, що і в негерметичному, тобто, представлений переважно етиленом. Додатковими показниками  
 10 розгерметизації є високий вміст азоту (до 7 %) та кисню (до 3 %).

Зміна якісного складу газів у герметичному обладнання можлива і при заливанні в нього недостатньо дегазованого, тобто, такого, що містить атмосферні гази, масла. Характерними озна-  
 15 ками цього є: підвищений показник відносного вмісту етилену, низький вміст кисню, високий вміст азоту та окису вуглецю. Співвідношення між двоокисом та окисом вуглецю у більшості випадків, особливо у вимірювальних трансформаторах, знаходиться в межах 1,5-2.

Часткова або повна закупорка повітроосушувальних фільтрів приводить до значного зниження показника відносного вмісту етилену. При цьому спостерігається істотне зменшення, аж до повної відсутності, вмісту кисню в загальному об'ємі трансформаторного масла. Крім того, через зменшення дифузії газів в атмосферу, можуть істотно збільшитися концентрація метану  
 20 та етану. Дане збільшення, зокрема, може бути помилково інтерпретоване як результат виникнення термічного дефекту.

В окремих варіантах реалізації корисної моделі оцінку виконують принаймні два рази, і збільшення сумарного вмісту метану, етилену та етану, яке не супроводжується істотною зміною показників відносного вмісту етилену і виражається в переважному збільшенні метану і етану в герметичному обладнанні, і етилену в негерметичному обладнанні оцінюють як результат виник-  
 25 ння низькотемпературних термічних дефектів.

При відносно невеликих перевищеннях температури масла над допустимими значеннями сумарний вміст вуглеводневих газів зростає, однак відносний вміст етилену при цьому залишається практично незмінним в обох типах обладнання. Тому, збільшення сумарного вмісту вуглеводневих газів, яке не супроводжується істотною зміною показників відносного вмісту етилену, може інтерпретуватися як наслідок можливого, відносно мало-небезпечного, низькотемпературного дефекту (напевно, менше 150 °C). Практично низькотемпературний дефект проявляється в переважному підвищенні концентрацій метану та етану в герметичному обладнанні, і концентрації етилену в негерметичному. До таких дефектів, зокрема, належать порушення в роботі системи охолодження, або відносно невеликий перегрів контактних з'єднань та металевих деталей конструкцій через виникнення вихрових струмів.

При коронних розрядах, що є однією з форм часткових розрядів у газоподібному середовищі в порожнинах багатопшарової твердої ізоляції, незважаючи на невелику кількість енергії, що при цьому виділяється, процес газоутворення принципово відрізняється від процесів газоутворення  
 40 при всіх інших видах дефектів. Основна відмінність полягає в тому, що в цьому випадку, мабуть, через полімеризацію неграничних вуглеводнів утворюється така велика кількість водню, що вона може перевищити насичуюче значення для трансформаторного масла при нормальному атмосферному тиску. У зв'язку з цим іншою характерною ознакою прояву даного дефекту є дуже низький (десяті частки процента) відносний вміст етилену в сумі вуглеводневих газів і підвищений вміст метану.  
 45

При підвищенні температури масла до середніх (зокрема, 300-700 °C) та високих (понад 700 °C) значень, тобто при виникненні дефектів середнього та високого ступеня небезпеки збільшення сумарного вмісту вуглеводневих газів супроводжується якісними змінами. На початкових етапах розвитку дефектів характер якісних змін вуглеводневих газів у герметичному та негерметичному обладнанні принципово різний.  
 50

Підвищення температури масла до високих значень в герметичному обладнанні приводить до значного зростання сумарного вмісту вуглеводневих газів, спочатку за рахунок переважного збільшення концентрації етилену, наприклад, при високотемпературних нагріваннях магнітопроводу, а потім і ацетилену, при дугових розрядах. Залежно від кількості енергії, що виділяється в зоні дефекту, співвідношення між етиленом та ацетиленом може бути різним, але їх спільний відносний вміст в сумі метану, ацетилену, етилену та етану залишається практично однаковим і дорівнює  $76 \pm 8$  %.

В негерметичному обладнанні первинно високий відносний вміст етилену у міру збільшення температури в зоні дефекту може істотно знизитися через утворення локального дефіциту кисню в трансформаторному маслі внаслідок інтенсифікації окислювальних процесів. У результаті  
 60

цього якісний склад газів, а саме відносний вміст етилену може бути таким же, як і в бездефектному герметичному обладнанні, однак сумарний вміст вуглеводневих газів буде значно перевищувати типові значення для обох видів. Тому підвищення сумарного вмісту вуглеводневих газів у негерметичному обладнанні, що супроводжується зниженням показника відносного вмісту етилену, може свідчити про виникнення дефектів середнього ступеня небезпеки, які приводять до виділення великої, але ще не достатньої для піролізу вуглеводнів кількості енергії. На відміну від закупорювання повітроосушувальних фільтрів, при виникненні подібних дефектів вміст кисню в загальному об'ємі трансформаторного масла знижується меншою мірою, оскільки їх зона може бути локалізована, наприклад, за допомогою багат шарової твердої ізоляції.

При подальшому підвищенні температури в зоні дефекту, зокрема, при дугових розрядах, процес газотворення в негерметичному обладнанні здійснюється так само, як і в герметичному, тобто з переважним утворенням водню, ацетилену та етилену. При виникненні подібних дефектів суттєво знижується спотворюючий вплив фактора негерметичності на абсолютні величини концентрацій газів у трансформаторному маслі через значне перевищення швидкості газотворення над дифузією в атмосферу. Проте, співвідношення водню і ацетилену в маслі негерметичного обладнання може бути значно нижче, ніж в герметичному обладнанні.

Переважає утворення етилену та ацетилену відбувається шляхом дегідрування граничних вуглеводнів. Тому при дугових розрядах утворення неграничних вуглеводнів супроводжується істотним зростанням концентрації водню і не менш значним зниженням концентрацій граничних вуглеводнів, зокрема, етану, в обох типах обладнання.

За описом корисної моделі вище і нижче "Трансформаторне масло" застосовують у значенні масла для заливання силових та вимірювальних трансформаторів, реакторного обладнання, а також масляних вимикачів. Електроізоляційні властивості масел визначаються в основному тангенсом кута діелектричних втрат. Вони мають низьку температуру застигання (мінус 45 °C і нижче) для збереження рухомості в умовах низьких температур. Для забезпечення ефективного відведення тепла трансформаторні масла повинні мати найменшу в'язкість при температурі спалаху не нижче 95, 125, 135 і 150 °C для різних марок. Найважливіша властивість трансформаторних масел - це їх стабільність проти окислення, тобто здатність зберігати свої параметри при тривалій роботі. Зазвичай, усі сорти українських та російських масел містять ефективну антиокислювальну присадку типу Іонол (Агідол-1 та ін.). На українських та російських енергопідприємствах застосовуються масла таких марок: Масло ТКп (ТУ 38.101890-81) виробляють з малосірчистих нафтових нафт методом кислотного-лужного очищення. Містить присадку іонол. Рекомендована сфера застосування - обладнання напругою до 500 кВ включно. Масло селективної очистки (ГОСТ 10121-76) виробляють з сірчистих парафіністих нафт методом фенольної очистки з наступною низькотемпературною депарафінізацією; містить присадку іонол. Рекомендована сфера застосування - обладнання напругою до 220 кВ включно. Масло Т-1500У (ТУ 38.401-58-107-97) (паспорт якості) виробляють із сірчистих парафіністих нафт з використанням процесів селективної очистки та гідрування. Містить присадку іонол. Має покращену стабільність проти окислення, має невисокий вміст сірчистих з'єднань, низьке значення тангенса кута діелектричних втрат. Рекомендоване до застосування в електрообладнанні напругою до 500 кВ і вище. Масло ГК (ТУ 38.1011025-85) виробляють із сірчистих парафіністих нафт з використанням процесу гідрокрекінгу. Містить присадку іонол. Повністю задовольняє вимоги стандарту МЕК 296 до масел класу НА. Має хороші діелектричні властивості, високу стабільність проти окислення і рекомендоване до застосування в електрообладнанні вищих класів напруги. Масло ВГ (ТУ 38.401978-98) виробляють із парафіністих нафт із застосуванням гідрокаталітичних процесів. Містить присадку іонол. Задовольняє вимоги стандарту МЕК 296 до масел класу НА. Має хороші діелектричні властивості, високу стабільність проти окислення і рекомендоване до застосування в електрообладнанні вищих класів напруг. Масло АГК (ТУ 38.1011271-89) виробляють із парафіністих нафт із застосуванням гідрокаталітичних процесів. Містить присадку іонол. За низькотемпературною в'язкістю та температурою спалаху є проміжним між маслами класів ІІА та ІІІА стандарту МЕК 296. Має хороші діелектричні властивості, високу стабільність проти окислення. Призначене для застосування в трансформаторах арктичного виконання. Масло МВТ (ТУ 38.401927-92) виробляють із парафіністих нафт із застосуванням гідрокаталітичних процесів. Містить присадку іонол. Задовольняє вимоги стандарту МЕК 296 до масел класу ІІІА. Має унікальні низькотемпературні властивості, низький тангенс кута діелектричних втрат і високу стабільність проти окислення. Рекомендоване до застосування в масляних вимикачах та трансформаторах арктичного виконання.

Для оцінки точності та надійності одержаних результатів застосовуються поняття довірчої ймовірності та довірчого інтервалу.

Під "довірчою ймовірністю" розуміють ймовірність появи похибки, що не виходить за деякі прийняті межі. Цей інтервал називається довірчим інтервалом, а ймовірність, що його характеризує - довірчою ймовірністю.

При проведенні якісного і кількісного аналізів газів, розчинених у трансформаторному маслі відповідно до [СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006 Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених в ізоляційному маслі маслонаповненого електрообладнання. Методичні вказівки. Київ, 2007, 69 с.] приймають, що довірча ймовірність  $P$  дорівнює 0,95.

Чим вище довірча ймовірність  $P$ , тим точнішими є результати аналізів, у даній заявці прийнято, що довірча ймовірність  $P$ , в кращому варіанті виконання, складає 0,99.

Основні механізми газоутворення в трансформаторному маслі.

Утворення газів у трансформаторному маслі відбувається шляхом сполучення моновуглецевих радикалів ( $\text{CH}_3^*$ ,  $\text{CH}_2^{**}$ ,  $\text{CH}^{***}$ ,  $\text{C}^{****}$ ) та атомарного водню ( $\text{H}^*$ ), що утворюються в результаті розпаду вуглеводнів при енергетичній дії на них. При цьому утворення газів слід розглядати як сумарний результат тісно взаємопов'язаних хімічних реакцій, який залежить не тільки від кількості енергії, що поглинається, але і від цілої низки інших факторів. Підтвердженням цього є факт утворення якісно різних газів у герметичному та негерметичному обладнанні при однаковій енергетичній дії на трансформаторне масло.

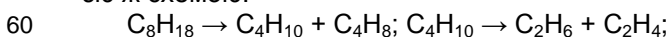
Згідно з результатами проведених досліджень [Абрамов В.Б., Боярчуков Г.М., Яблонский Р.В. Отличительные особенности газообразования в трансформаторном масле герметичного и негерметичного высоковольтного оборудования. Новини енергетики, № 9, 2009, с. 17-32.], при окисленні трансформаторного масла атмосферним киснем у присутності мідного каталізатора переважно утворюються неграничні вуглеводні, зокрема етилен, пропілен, 1-бутен, 2-бутен. Крім цих газів у відносно великих кількостях утворюються метан та водень, однак через високий ступінь дифузії їх вміст у маслі негерметичного обладнання незначний.

При аналогічній енергетичній дії на масло, яке не містить вільного кисню, утворюються граничні вуглеводні, а саме метан, етан, пропан, ізобутан, бутан. Водень та етилен за відсутності мідного каталізатора утворюються в незначних кількостях, але за його наявності можуть істотно збільшуватися в маслі, яке містить продукти окислення. Ініціація хімічних реакцій в трансформаторному маслі починається з утворення вуглеводневих радикалів, тобто частинок, що мають неспарені електрони і мають у зв'язку з цим невикористані валентності. Залежно від кількості поглинутої енергії молекули вуглеводнів можуть втратити різну кількість електронів, що буде супроводжуватися як розірванням вуглецевих зв'язків, так і втратою різної кількості атомів водню. Радикали, що утворилися, окрім сполучення, можуть ініціювати також ланцюгові реакції, тобто ряд послідовних перетворень початкових стабільних молекул вуглеводнів з утворенням великої кількості вторинних продуктів, у тому числі і газів. За характером енергії, що виділяється, дефекти у високовольтному обладнанні діляться на термічні та електричні. При термічних дефектах утворення вуглеводневих радикалів відбувається в результаті дії на трансформаторне масло тільки інфрачервоного (теплого) випромінювання.

Хімічні реакції, що протікають під дією електричного поля, мають більш складний характер. Вважають, що вони здійснюються за дві стадії. Перша зводиться до елементарних процесів утворення різноманітних активних газових частинок (електронів, іонів, радикалів, збуджених атомів та молекул). На другій стадії відбувається взаємодія цих частинок між собою та нейтральними молекулами.

Відповідно до найбільше загальноприйнятої точки зору носіями хімічної дії розрядів є нейтральні та заряджені вільні радикали, що утворюються проміжно, а не іони або активізація нейтральних молекул за рахунок співударень другого роду [Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. - М.: Энергоатомиздат, 1983, 296 с.]. Тому, як при термічних, так і при електричних дефектах ініціація хімічних реакцій, напевно, здійснюється однотипно. Відмінності ж у кінцевих результатах можна пояснити тим, що при електричних розрядах виділяється значно більша кількість енергії, в тому числі і теплової, ніж при термічних.

При енергетичній дії на вуглеводні можуть утворюватися не тільки моновуглецеві радикали, але і радикали з великою кількістю атомів вуглецю. Так, при термічному, або каталітичному крекінгу, тобто розщеплюванні вуглеводнів при температурах 450-550 °С, розрив зв'язку між середніми атомами вуглецю, наприклад, у рідкому вуглеводні гексадекані ( $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ ) приводить до утворення двох октилрадикалів ( $\text{C}_8\text{H}_{17}^*$ ). Після цього один з радикалів, втрачаючи атом водню, перетворюється в ненасичений вуглеводень 1-октен ( $\text{C}_8\text{H}_{16}$ ), а другий, приєднуючи його - в насичений вуглеводень октан ( $\text{C}_8\text{H}_{18}$ ). Вуглеводні, що утворилися, можуть розщеплюватися далі за тією ж схемою:



октан бутан 1-бутен бутан етан етилен

Таким чином, утворення як граничних, так і неграничних вуглеводневих газів може відбуватися не тільки шляхом возз'єднання моноуглецевих радикалів, але і при послідовному розщепленні рідких вуглеводнів. Заключною ланкою в ланцюгу даного розщеплення є метан. Однак і він при температурах понад 1000 °С може розкладатися з утворенням кристалічного вуглецю (сажі) та водню.

При температурі близько 1500 °С з двох молекул метану може утворитися одна молекула ацетилену і три молекули водню за умови швидкого охолодження проміжних продуктів реакції. Це може вказувати на те, що при виникненні, наприклад, дугових розрядів на фоні раніше виниклих термічних дефектів утворення ацетилену може відбуватися не тільки за рахунок розкладання рідких вуглеводнів масла, але і з метану, що утворився раніше. Як буде показано далі, при дугових розрядах співвідношення водню і ацетилену в трансформаторному маслі герметичного обладнання у багатьох випадках, дійсно, близьке до трьох.

При піролізі, тобто розщепленні вуглеводнів при температурі вище 700 °С, процес газоутворення значно прискорюється і супроводжується дегідруванням граничних вуглеводнів. У результаті цього основними газоподібними продуктами є етилен, ацетилен та водень, в той час, як концентрація етану різко знижується. І тут однією з обов'язкових умов їх утворення є швидке охолодження проміжних продуктів реакції до температур нижче 400 °С.

Як і багато хімічних реакцій, процес розщеплення вуглеводнів може бути оборотним. Так, атомарний водень і, як наслідок, неграничні вуглеводні, що утворилися при дегідруванні граничних вуглеводнів, можуть знову об'єднатися з відновленням початкової молекулярної структури. Запобігання зворотним реакціям, що приводить до накопичення в маслі тих чи інших продуктів розщеплення, залежить від умов, у яких воно відбувається. Якщо в трансформаторному маслі міститься достатня кількість кисню, то атомарний водень, що відщепився, в присутності каталізаторів може об'єднатися з ним і утворити воду. В результаті цього одними з основних продуктів розщеплення будуть неграничні вуглеводні та вода. Напевно, таким способом здійснюється утворення неграничних вуглеводнів у негерметичному обладнанні при низьких (робочих) температурах трансформаторного масла.

Рівновага може бути порушена і шляхом полімеризації неграничних вуглеводнів. У такому разі основними продуктами розщеплення будуть водень та різного роду полімерні з'єднання, в тому числі і добре відомий X-воск. Ймовірно, саме полімеризацією неграничних вуглеводнів пояснюється специфічний склад газів, а саме поєднання надвисоких концентрацій водню з дуже низькими концентраціями етилену, при коронних розрядах у газових порожнинах багатопорожнинної твердої ізоляції.

Про те, що неграничні вуглеводні легко полімеризуються в умовах коронного розряду по радикально-ланцюговому механізму, добре відомо. Відомо також, що водень, який при цьому утворюється, в тому числі і атомарний, може розщепляти вуглецеві зв'язки, а також приєднуватися по подвійних зв'язках, тобто відновлювати неграничні вуглеводні [Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. - М.: Энергоатомиздат, 1983, 296 с.].

На особливу увагу заслуговує розгляд причин утворення ацетилену. Відповідно до [Діагностика маслоснаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Київ, 2007, 92 с.] присутність у маслі ацетилену, незалежно від його концентрації, а також концентрацій інших газів, вказує на наявність в обладнанні зони з температурою 750-800 °С або розрядів високої енергії. Виходячи з цього, дуговий розряд може бути прогнозований як для випадків, коли сумарний вміст вуглеводневих газів буде обчислюватися сотнями і тисячами ppm, так і при вмісті цих газів у декілька десятків ppm. Практика показує, що подібна точка зору, скоріш за все, помилкова і може приводити до безпідставної вибраковки бездефектного обладнання.

Згідно з [МЭК (IEC) 60599, второе издание, 1999-03. Электротехническое оборудование с изоляцией, пропитанной минеральным маслом. Руководство по интерпретации анализа растворенных и свободных газов.] утворення ацетилену може відбуватися не тільки при температурах 800 °С і вище, але в незначних кількостях і за більш низьких температур. Нами було знайдено, що нетипове, тобто, не пов'язане з піролізом утворення ацетилену, в кількостях до 20 ppm може відбуватися при температурах 12-16 °С в медичних шприцах із нікельованими металевими деталями [Абрамов В.Б., Боярчуков Г.М., Яблонский Р.В. Влияние пробоотборников на результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле высоковольтного оборудования. Энергетика та електрифікація № 7 (287), 2007, с. 39-46.]. Нетипове утворення ацетилену неодноразово спостерігалось нами і при доливанні свіжого масла в обладнання з великим терміном експлуатації.



Приклади.

У наведених нижче прикладах застосовували таку методику аналізу газів у трансформаторному маслі:

Методика аналізу газів у трансформаторному маслі.

5 Якісний та кількісний аналіз газів, розчинених у трансформаторному маслі, проводився згідно з [СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006 Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених в ізоляційному маслі маслonaповненого електрообладнання. Методичні вказівки. Київ 2007, 69 с.] з використанням газового хроматографа "Кристал 2000м" (ЗАТ СКБ "Хроматек", м. Йошкар-Ола, Росія). Відносна сумарна похибка аналізу не перевищувала  $\pm 15\%$ . як газ-носії використовувався аргон (сорт вищий, об'ємна частка аргону не менше 99,993 %, ГОСТ 10157-79, ЗАТ "Кисневий завод", м. Київ). Градування хроматографа проводилося по атестованих перевіірочних газових сумішах, що відповідають вимогам ТУ 50.12 України 001-92, розряд другий.

15 Відбирання проб масла з високовольтного обладнання проводилося в медичні шприци типу "Рекорд" з притертими металевими поршнями.

20 Видобування газів з масла здійснювався методом АРП (аналіз рівноважної пари). Для цього проба масла, що аналізується, змішувалася з газоподібним аргonom в шприцах-пробовідбірниках у співвідношенні 1:1. Отримана масляно-газова суміш перемішувалася впродовж 20 хвилин при температурі  $20 \pm 25^\circ\text{C}$  до встановлення рівноваги аналізованих газів між газовою та масляною фазами. Після цього газова фаза вводилася в хроматограф для визначення концентрацій видобутих газів. Визначення концентрацій газів у маслі проводилося розрахунковим способом за формулою:

$S_{mi} = C_i(V_i + V_g/V_m)$ , де:

$S_{mi}$  - концентрація i-того газу в маслі;

25  $C_i$  - концентрація i-того газу в газовій фазі;

$V_i$  - коефіцієнт розчинності i-того газу в трансформаторному маслі;

$V_g/V_m$  - співвідношення між газовою та масляною фазами.

30 При розрахунках використовувалися такі коефіцієнти розчинності: азот ( $N_2$ ) - 0,09; кисень ( $O_2$ ) - 0,17; водень ( $H_2$ ) - 0,05; окис вуглецю ( $CO$ ) - 0,12; двоокис вуглецю ( $CO_2$ ) - 1,08; метан ( $CH_4$ ) - 0,43; етилен ( $C_2H_4$ ) - 1,70; етан ( $C_2H_6$ ) - 2,40; ацетилен ( $C_2H_2$ ) - 1,20.

Приклад 1.

Вміст газів у трансформаторному маслі негерметичного АТ-330 в процесі експлуатації після капітального ремонту з доливанням свіжого масла.

Таблица 1

Вміст газів у трансформаторному маслі негерметичного АТ-330 в процесі експлуатації після капітального ремонту з доливанням свіжого масла.

Дата:	Концентрація газів, ppm								
число, міс., рік	$H_2$	$CO$	$CO_2$	$CH_4$	$C_2H_2$	$C_2H_4$	$C_2H_6$	$N, \% \text{ об.}$	$O_2, \% \text{ об.}$
08.06.04*	10	585	4292	2	відс.	86	5	6,65	1,12
29.07.04**	11	43	259	18	відс.	29	6	6,67	2,08
09.12.04	15	239	1123	13	4	26	5	6,25	2,03
18.05.05	23	389	2196	13	14	29	4	6,73	1,71
15.10.05	20	447	2631	11	7	28	4	6,97	1,76
06.11.06	10	483	3365	7	3	29	4	6,73	2,36

\* - до капітального ремонту;

\*\* - перед увімкненням після капітального ремонту;

- загальний термін експлуатації АТ-330 до капітального ремонту 30 років.

35

40 В Таблиці 1 наведені отримані результати, відповідно до методики аналізу газів у трансформаторному маслі, представленої вище, вимірів концентрацій газів у негерметичному автотрансформаторі (АТ-330) при експлуатації після капітального ремонту. В процесі ремонту масло з даного АТ піддалося сорбційному очищенню (регенерації), після чого до нього було додано свіже для відновлення втрат. Як до ремонту, так і безпосередньо після нього ацетилен в АТ був відсутній. Через 4 місяці він несподівано з'явився, а через 12 місяців перевищив граничне, згідно [Діагностика маслonaповненого трансформаторного обладнання за результатами хромато-

рафічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Київ, 2007, 92 с.] значення (10 ppm). Примітним тут є те, що зміни у вмісті ацетилену відбувалися на фоні практично постійних та низьких концентрацій етану та етилену, а концентрація метану навіть зменшувалася. Єдиним газом, який синхронно змінювався з ацетиленом, був водень.

Перевищення типових концентрацій хоча б для одного газу згідно більшості методик вважається одним із показників виникнення дефекту. Тому, результати з наведеного вище прикладу, а саме перевищення концентрації ацетилену над граничним значенням, дозволяли спрогнозувати наявність таких дефектів як іскріння, повзучий розряд, розряди плюс температурне нагрівання. Однак, як видно з результатів наступних вимірів, ці прогнози виявилися помилковими, оскільки вже через два роки після ремонту концентрації всіх газів, включаючи ацетилен, були типовими для нормально працюючого негерметичного обладнання.

Наведений вище приклад показує, що діагностика дефектів при перевищенні типових концентрацій тільки для одного газу, без приділення належної уваги змінам щодо інших газів, може привести до помилкового висновку. Результати численних спостережень свідчать про те, що при виникненні практично всіх дефектів відбувається збільшення концентрацій не тільки "ключових" газів, але і решти, хоча і в менших абсолютних кількостях. Тому можливі винятки з цього правила можуть свідчити про не типовість утворення тих чи інших газів, зокрема, ацетилену і водню.

Гази можуть генеруватися в деяких випадках шляхом ржавіння чи інших хімічних реакцій, що зачіпляють сталі непокриті поверхні або захисні фарби. Зокрема, водень може утворюватися в результаті реакції сталі з водою за наявності кисню в маслі, що близько знаходиться [МЭК (IEC) 60599, второе издание, 1999-03. Электротехническое оборудование с изоляцией, пропитанной минеральным маслом. Руководство по интерпретации анализа растворенных и свободных газов.].

Одна із найвірогідніших причин нетипового утворення ацетилену може бути пов'язана із розщепленням у процесі експлуатації рідких вуглеводнів, що вже мають у своєму складі ацетиленові радикали до заливки трансформаторного масла у високовольтне обладнання. Ймовірно, одним із проміжних продуктів розщеплення цих вуглеводнів є  $C_3$ -вуглеводневий газ пропін (метилацетилен). Даний газ, поряд з пропіеном та пропаном, використовується для діагностики дефектів компанією Siemens Trafo Union (Німеччина) [Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. - М.: НЦ ЭНАС, 2002 г., 211 с.].

Нами було встановлено, що пропін утворюється переважно у вимірювальних трансформаторах та високовольтних вводах, тобто, в обладнанні з відносно низькою робочою температурою масла. В найбільших кількостях він виявляється в маслах типу ГК, отриманих шляхом гідрокрекінгу. З цього можна припустити, що утворення ацетиленових радикалів у складі рідких вуглеводнів може відбуватися при локальній, високотемпературній дії на трансформаторне масло в процесі його виготовлення. Не виключено, однак, що ацетиленові радикали можуть утворюватися і у високовольтному обладнанні в процесі експлуатації і при розщепленні, вірогідно, ароматичних вуглеводнів при робочих температурах трансформаторного масла.

До нетипових випадків можна також віднести зміни в якісному складі газів, обумовлені розгерметизацією герметичного обладнання та закупорюванням повітря-осушувальних фільтрів у негерметичному обладнанні. Внаслідок цього помилково можуть бути спрогнозовані дефекти значно не безпечніші, ніж розгерметизація та закупорювання. Не приділення належної уваги хімічним взаємозв'язкам у процесах газоутворення може привести і до істотних помилок при встановленні типових значень концентрацій газів у нормально працюючому обладнанні. Згідно з існуючими методиками визначення типових концентрацій проводиться для кожного газу окремо, без приділення особливої уваги отриманим співвідношенням між ними. В результаті, багато з прикладів типового вмісту газів у бездефектному обладнанні, що приводяться в літературі, не відображають істинного характеру газоутворення в окремому, конкретно взятому обладнанні.

Як буде показано нижче, якісний склад газів є одним із основних, добре відтворюваних показників нормального стану високовольтного обладнання. Однак, для його встановлення необхідний розділений розгляд герметичного та негерметичного обладнання, оскільки між ними існують принципіальні відмінності.

#### Приклад 2.

Типові рівні концентрацій газів у бездефектному високовольтному обладнанні. Визначення типових концентрацій газів у нормально працюючому обладнанні є першим з основних етапів діагностики дефектів. Загальноприйнятим є те, що як типові значення приймаються ті максимальні концентрації газів, які можуть бути виявлені у 90-95 % обладнання від загальної кількості, що не має симптомів відмови. Дане обмеження є довільним і пов'язане з тим, що згідно з сере-

дньосвітовою статистикою тільки в 5-10 % обладнання можуть бути відхилення, які приводять до розвитку дефектів. У деяких методичних керівництвах типові значення ототожнюються з граничними концентраціями газів, які розділяють бездефектне та дефектне обладнання. Така інтерпретація, згідно з [МЭК (IEC) 60599, второе издание, 1999-03. Электротехническое оборудование с изоляцией, пропитанной минеральным маслом. Руководство по интерпретации анализа растворенных и свободных газов.], є помилковою. На підставі тільки статистичного аналізу навіть дуже великої кількості результатів ХАРГ, отриманих від нормально працюючого обладнання, не можна визначити граничні показники дефектного стану через багатфакторність процесів газоутворення. Для цього необхідно виключити вплив усіх інших факторів, що безпосередньо не пов'язані з енергетичною дією, що практично неможливо. Цілком очевидно, що граничні показники можуть бути знайдені тільки з аналізу результатів, отриманих від дефектного обладнання. В обладнанні з високими концентраціями газів, скоріш за все, можуть бути відхилення в режимах робота від оптимальних параметрів. Однак чи є це дефектом, через який може статися відмова в роботі обладнання, можна встановити тільки за допомогою інших способів контролю і, краще за все, візуально. Тому, основною метою визначення типових концентрацій газів є виявлення обладнання, до якого необхідно виявити підвищену увагу при експлуатації на конкретному електроенергетичному підприємстві. Типові концентрації газів для різних видів обладнання, а також при експлуатації однотипного обладнання в різних умовах можуть суттєво відрізнятися. Тому кожне підприємство змушене розраховувати їх самостійно, відповідно до власної номенклатури обладнання. Однак, оскільки для цього згідно з [Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Київ, 2007, 92 с.] необхідно проаналізувати не менше 100 одиниць однотипного обладнання, то дана задача виявляється практично не здійснимою для відносно малих підприємств. У цих випадках, як грубе наближення, рекомендується використовувати типові значення з різних методичних джерел, див. таблицю 2.

Таблица 2

Типові концентрації газів у маслі силових трансформаторів за різними методичними джерелами

Джерела	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	CO <sub>2</sub>
IEC (МЕК) *	60-150	40-110	3-50	60-280	50-90	540-900	5100-13000
РД 34.46.302-89 **	100	100	10	100	50	200	6000(1500) 8000(3000)
СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006***	100-150	50-120	0,5-10	15-100	50-100	150-350 (200-600)	1500-3500 (2000-7000)

\* згідно з "МЭК (IEC) 60599, второе издание, 1999-03. Электротехническое оборудование с изоляцией, пропитанной минеральным маслом. Руководство по интерпретации анализа растворенных и свободных газов."

\*\* згідно з "РД 34.46.302-89. Методические указания по диагностики развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов (временные).- М.: Союзтехэнерго, 1989, 28 с."

\*\*\* згідно з "Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Київ, 2007, 92 с."

У першому методичному керівництві (1ЕС) типові значення представлені у вигляді діапазону концентрацій газів, отриманих від різних мереж. При цьому уточнюється, що для інших мереж вони можуть відрізнятися. Оскільки концентрації газів у наведених діапазонах відрізняються більше ніж у два рази (для етилену майже в п'ять разів), то вже це може бути причиною значної невизначеності при оцінці стану обстежуваного обладнання. Більш суттєві ускладнення можуть виникнути через те, що типова концентрація етилену тут значно перевищує типові концентрації метану та етану, як за мінімальними, так і за максимальними значеннями. Подібне співвідношення між вуглеводневими газами, зокрема, між етиленом та етаном, згідно самого ж керівництва, повинне вказувати на виникнення високотемпературного дефекту.

Відносно високий вміст етилену, що наводиться в даному методичному керівництві, пов'язаний з тим, що результати ХАРГ були отримані, в основному, від трансформаторів із вільним диханням, тобто є типовими для нормально працюючого негерметичного обладнання.

У других методичних вказівках (РД), що регламентували проведення діагностики на електроенергетичних підприємствах колишнього СРСР, типові значення концентрацій метану та етилену рівні і в два рази більші, ніж для етану. Як буде показано нижче, подібне співвідношення не характерне як для герметичного, так і негерметичного обладнання. Скоріш за все, воно може бути показником серйозних відхилень в температурних режимах роботи для обох типів обладнання, ніж свідчити про їх нормальний стан.

В третьому нормативному документі (СОУ), що використовується з 2006 року на підприємствах України, типові значення наведені для трьох рівнів стану силових трансформаторів та реакторів.

У таблиці 2 наведені діапазони концентрацій газів для другого рівня, а саме для трансформаторів класів напруги до 330 кіловольт, що експлуатуються в післягарантійний період. Мінімальні значення в наведених діапазонах є граничними для першого рівня, тобто, для обладнання, що експлуатується в гарантійний період. Максимальні величини являють собою граничні концентрації між другим та третім рівнями, тобто, між бездефектним та дефектним станом обладнання.

Аналіз показує, що мінімальні значення в наведених діапазонах досить добре відображають нормальний стан герметичного обладнання, оскільки концентрація етилену тут значно нижче за концентрації метану та етану. В той же час максимальні величини явно не відповідають нормальному стану, бо концентрації всіх перерахованих вище газів, практично однакові. Подібне співвідношення між цими газами також може вказувати на наявність термічних дефектів.

Суттєві відмінності за якісним складом газів у наведених прикладах можуть бути наслідком об'єднання різних типів обладнання в одну групу при проведенні статистичного аналізу. В результаті цього значення концентрацій для граничних вуглеводнів (метану, етану) будуть братися від герметичного обладнання, а для неграничних (етилену) - від негерметичного. Отримані таким чином типові значення будуть носити такий собі "збірний" характер, не властивий і, отже, не застосовний для жодного з обох типів обладнання. Про те, наскільки значно можуть змінюватися уявлення про типові концентрації газів при роздільному розгляді герметичного та негерметичного обладнання, можуть свідчити отримані нами результати для силового обладнання, що експлуатується на підприємствах ЦЕС.

Приклад 3.

Таблица 3

Концентрації газів у трансформаторному маслі високовольтного силового обладнання, що експлуатується в Центральній ЕС, ppm.

T*	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	N <sub>2</sub> , % об	O <sub>2</sub> , % об.	СУГ**	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> в СУГ, %
Герметичні автотрансформатори 330 кВ											
2	5	206	1355	12	відс.	1	2	1,12	0,01	15	7
4	13	302	1335	10	відс.	1	2	2,37	0,02	13	8
9	4	276	2488	10	відс.	5	3	2,28	0,01	18	-
12	4	171	2280	61	відс.	6	24	1,66	0,01	91	7
16	7	194	1568	12	відс.	1	2	1,05	0,02	15	7
18	5	320	978	15	відс.	2	4	1,79	0,01	21	10
19	7	363	953	19	відс.	6	3	1,92	0,01	28	-
19	5	829	3448	14	відс.	3	3	3,02	0,01	20	15
20	3	283	2383	46	відс.	8	30	2,62	0,03	84	10
20	15	413	576	15	1	7	3	1,94	0,03	26	-

Продовження таблиці 3

T*	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	N <sub>2</sub> , % об.	O <sub>2</sub> , % об.	СУГ**	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> в СУГ, %
Герметичні автотрансформатори 330 кВ											
21	4	200	905	64	відс.	9	18	2,70	0,01	91	10
22	5	188	2171	50	відс.	4	15	2,37	0,03	69	6
22	12	135	1103	55	відс.	23	30	2,27	0,01	108	21
24	6	197	2646	84	відс.	6	60	4,19	0,02	150	4
24	9	71	1300	56	відс.	3	36	1,87	0,08	95	3
25	39	88	1411	21	відс.	4	17	1,86	0,18	42	10
27	9	45	525	22	відс.	6	12	2,11	0,01	40	15
27	12	25	518	18	1	6	9	0,58	0,01	34	18
29	9	190	1450	47	відс.	11	50	4,03	0,04	108	10
31	4	115	932	42	відс.	5	34	2,05	0,01	71	7
33	59	500	5720	46	відс.	8	26	2,85	0,02	80	10
39	7	309	2888	10	відс.	3	3	1,85	0,03	16	19
Негерметичні автотрансформатори 330 кВ											
33	11	503	4164	7	2	34	4	7,07	2,42	45	76
37	17	601	3949	5	відс.	44	3	6,71	2,04	52	85
Негерметичні трансформатори 110 кВ											
3	відс.	179	1880	1	відс.	1	1	6,86	3,01	3	-
26	17	210	2257	3	відс.	28	3	6,62	2,18	34	82
35	19	484	5494	50	відс.	128	29	6,28	1,63	207	62
40	39	516	6566	10	відс.	68	8	6,35	1,48	86	79
Негерметичні трансформатори 35 кВ											
12	відс.	150	830	2	відс.	18	оте.	6,89	2,43	20	90
30	35	435	4314	11	відс.	35	6	6,91	1,01	52	67
37	15	174	1944	2	відс.	20	2	6,55	2,50	24	83
39	18	284	3026	3	відс.	36	2	6,01	1,76	41	88

\* - загальний термін експлуатації, років;

\*\* - сума вуглеводневих газів.

В Таблиці 3 наведені отримані, відповідно до методики аналізу газів у трансформаторному маслі, представлені вище, результати ХАРГ для двадцяти двох герметичних та десяти негерметичних силових трансформаторів. Окрім концентрацій для окремих газів тут наводяться також суми вуглеводневих газів (СВГ) та показники відносного вмісту етилену в цій сумі (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, %).

Оскільки ми мали відносно невелику кількість результатів ХАРГ, то як типові значення приймалися концентрації, найбільш близькі до максимальних. Це пояснюється тим, що згідно з варіаційною статистикою зі зменшенням кількості спостережень (величини вибірки) ймовірність виявлення найбільших відхилень від середніх значень на кривій нормального розподілення значно знижується.

З представлених в таблиці 3 результатів за сумою вуглеводневих газів (метану, етилену та етану) видно, що серед обох типів обладнання значно виділяються по одному трансформатору: герметичний автотрансформатор 330 кВ з сумою вуглеводневих газів в 150 ppm та негерметичний трансформатор з сумою в 207 ppm. Виходячи з цього, як типові концентрації для герметичного та негерметичного обладнання бралися другі (передостанні), а для об'єднаного типу треті значення після максимальної величини. Сумарний вміст вуглеводневих газів є розрахунковим, тобто, отриманим шляхом підсумовування типових величин для кожного газу. Ацетилен у сумарний вміст не включався, оскільки його присутність в бездефектному обладнанні носить рідкісний, виключний характер. У зв'язку з цим, кількість ацетилену, що зустрічається в нормально працюючому обладнанні, правильніше буде іменувати не як "типову", а як "можливу", підкреслюючи тим самим не типовість його походження.

Таблиця 4

Типові концентрації газів у трансформаторному маслі силових високовольтних трансформаторах, що експлуатуються в Центральній ЕС, ppm

Тип	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	СУГ*	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , %
Герметичний	39	64	1	11	50	500	4532	125	9
Негерметичний	35	11	2	68	8	584	5259	87	78
Об'єднаний	35	61	2	44	30	500	4532	135	33

\* - сума вуглеводневих газів

Примітка: типові концентрації розраховані з результатів аналізу, наведених у Таблиці 3.

В Таблиці 4 видно, що типові концентрації газів у нормально працюючому герметичному та негерметичному обладнанні якісно різні. Видно також, що спільний розгляд різних типів обладнання приводить до принципових змін у якісному складі типових концентрацій газів.

Основною відмінною ознакою між трьома отриманими результатами є різний відносний вміст етилену в сумі вуглеводневих газів. Для герметичного обладнання даний показник майже в дев'ять разів нижчий, ніж для негерметичного. При об'єднанні ж двох типів обладнання він приймає деяке проміжне значення.

Якщо при аналізі результатів, наведених в Таблиці 3, виключити три герметичних автотрансформатори з нетиповим співвідношенням етилену до етану, то середній показник відносного вмісту етилену для даного типу обладнання з термінами експлуатації 2-33 роки з довірчою ймовірністю  $P=0,95$  буде дорівнювати  $10 \pm 5$  %, при зміні суми вуглеводневих газів в межах 13-150 ppm. Для негерметичних трансформаторів, при виключенні з розгляду практично нового (3 роки) трансформатора 110 кВ, даний показник дорівнюватиме  $79 \pm 7$  %, при сумі вуглеводневих газів 20-207 ppm та термінах експлуатації 12-40 років. Відносно висока стабільність даного показника при зміні загальної суми вуглеводневих газів в досить великому діапазоні свідчить про синхронність утворення газів. Тому, відносний вміст етилену в сумі вуглеводневих газів може бути використаний в якості одного з досить об'єктивних показників нормального стану всіх видів високовольтного обладнання. З цієї ж причини загальна сума вуглеводневих газів також може бути одним з надійних показників стану високовольтного обладнання. Об'єктивність даного показника обумовлена хімічним взаємозв'язком процесів газоутворення. Внаслідок цього, навіть при коронних розрядах, що приводять до переважного утворення в трансформаторному маслі водню, спостерігається і значне збільшення сумарної кількості вуглеводневих газів, в основному за рахунок метану. Використання саме цього показника, а не концентрацій окремих газів дозволяє уникнути помилок, коли в результаті нетипового утворення одного з них, наприклад, ацетилену або водню, в нормально працюючому обладнанні можуть бути спрогнозовані досить небезпечні дефекти при низькому і практично незмінному вмісті інших газів.

Як було зазначено вище, серед обладнання, представленого в Таблиці 3, було по одному трансформатору з високим сумарним вмістом вуглеводневих газів, який різко виділявся. Було встановлено, що причиною цих відхилень був низькотемпературний перегрів масла (Жиглов Л.М., Желновський Ю.Л., ЛДВО ЦЕС).

При проведенні тепловізійного обстеження герметичного АТ-330 було виявлено нагрівання двох болтів роз'єднувача бака до температури  $121^\circ\text{C}$ . При наварюванні металеві шини на роз'єднувач температура нагріву болтів знизилася до  $74^\circ\text{C}$ , після чого процес газоутворення призупинився.

При тепловізійному обстеженні негерметичного трансформатора було встановлено, що один з дванадцяти його охолоджувачів був повністю перекритий, а другий частково закупорений. Після усунення недоліків вміст газів почав знижуватися, наближуючись до типових для негерметичного обладнання значень.

З наведених результатів видно, що вміст як водню, так і вуглеводневих газів у нормально працюючому силовому обладнанні навіть при великих термінах експлуатації є відносно низьким. Підвищення сумарного вмісту вуглеводневих газів у герметичних трансформаторах до 150 ppm, а в негерметичних до 200 ppm вже може бути пов'язане з порушеннями температурного режиму їх роботи.

#### Приклад 4.

Приклади вмісту газів у трансформаторному маслі дефектного високовольтного обладнання.

В методичній літературі, зокрема [Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Київ, 2007, 92 с.], приводиться велика кількість прикладів вмісту газів у трансформаторному маслі високовольтного, в основному силового, обладнання при виникненні різноманітних дефектів. При цьому, однак, не відзначається яких-небудь характерних відмінностей між герметичним та негерметичним обладнанням. Аналіз показує, що у більшості випадків приклади, що наводяться, стосуються герметичного обладнання.

У таблиці 5 наведені приклади вмісту газів, отримані винахідником відповідно до методики аналізу газів у трансформаторному маслі, представленої вище, в дефектному обладнанні, які потребують особливих коментарів.

Таблиця 5

Вміст газів у трансформаторному маслі високовольтного обладнання при різних дефектах, ppm

Вид обладнання	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	O <sub>2</sub> , % об.	N <sub>2</sub> , % об.	СУГ	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , %	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> , %
Дугові розряди												
АТ-330	300	193	2867	95	111	113	16	0,01	2,18	335	34	33
Т-110*	3340	985	2289	1045	3038	1529	82	2,38	6,75	5694	27	53
ТН-330*	50	161	2973	62	253	147	63	-	-	525	28	48
Ввід-330	12771	16201	2416	953	4377	709	118	0,01	1,69	6157	12	71
	1024	828	1667	167	463	84	29	0,01	1,63	743	11	62
Коронні розряди												
Ввід-330	87348	256	1713	9402	відс.	7	1120	0,01	1,58	10592	0,1	-
	55657	305	1102	3595	відс.	4	166	0,01	2,27	3765	0,1	-
	8190	349	2428	535	відс.	1	65	-	-	602	0,3	-
	4835	542	1934	294	відс.	3	32	0,01	3,79	329	0,9	-
Високотемпературний перегрів магнітопроводу												
Т-110*	63	296	5861	117	відс.	73	146	1,74	6,58	336	22	-
АТ-330	108	277	954	235	9	503	48	0,01	1,24	795	63	1
Розгерметизація												
АТ-330	7	505	3235	19	відс.	102	9	ОГС≈7 %		130	78	
Закупорювання повітроосушуючих фільтрів												
ТН-330*	4	275	1107	21	відс.	9	12	0,01	6,92	42	21	-
	5	315	1087	24	відс.	12	22	0,01	6,71	58	21	-
	6	421	1329	43	відс.	11	72	0,01	6,71	126	9	-

\* - негерметичне обладнання; решта обладнання - герметичне.

З представлених результатів видно, що при виникненні дугових розрядів якісний склад газів, а саме переважання неграничних вуглеводнів, загалом, однаковий як у герметичному, так і негерметичному обладнанні. Через різну потужність та тривалість розрядів сума вуглеводневих газів може коливатися в досить великому діапазоні, починаючи з відносно невеликих (300 ppm) значень при своєчасному спрацюванні газового реле.

Поряд із схожістю у вмісті газів при дугових розрядах, між двома типами обладнання проявляються і суттєві відмінності. Основною причиною цього є відносно високий ступінь дифузії в негерметичному обладнанні малорозчинних у трансформаторному маслі газів (водню, окису вуглецю, метану).

Так, у герметичному обладнанні (АТ-330, ввід-330) концентрація водню вища за концентрацію ацетилену майже втричі. В негерметичних трансформаторах вміст цих газів або однаковий (Т-110), або концентрація водню суттєво нижча за концентрацію ацетилену (ТН-330). В останньому випадку високий ступінь дифузії в атмосферу як водню, так і метану, може бути пов'язана з порівняно невеликою кількістю масла (150 літрів) у трансформаторах напруги подібного типу.

При дугових розрядах, як правило, відбувається значне руйнування твердої ізоляції. Добре відомо, що при цьому, в основному, підвищується концентрація окису вуглецю. Це пов'язане з тим, що в молекулах клітковини на один атом вуглецю приходить трішки менше одного атома кисню  $[(C_6H_{10}O_5)_n]$ . Тому утворення двоокису вуглецю при руйнуванні твердої ізоляції в умовах дугових розрядів не спостерігається через нестачу кисню як в герметичному, так і в негерметичному обладнанні.

У наведених прикладах найбільше руйнування твердої ізоляції спостерігалось в силовому негерметичному трансформаторі і в першому високовольтному вводі, причому, в трансформаторі воно було вище, ніж у вводі. Незважаючи на це, концентрація окису вуглецю в силовому трансформаторі була тільки в два рази нижча за концентрацію двоокису вуглецю ( $CO_2/CO=2,3$ ), а у вводі, навпаки, майже в сім разів вища ( $CO_2/CO=0,15$ ). До виникнення дефекту вміст  $CO$  та  $CO_2$  в силовому трансформаторі складав, відповідно, 210 ppm та 2257 ppm, а у високовольтному вводі - 183 ppm та 2191 ppm.

Суттєву роль у зниженні концентрації окису вуглецю, що утворився в результаті руйнування твердої ізоляції в негерметичному трансформаторі, безперечно, зіграла дифузія його в атмосферу. Однак основною причиною утворення надвисокої концентрації окису вуглецю у високовольтному вводі була відносно невелика кількість масла (близько 200 літрів). Якщо б у силовому трансформаторі, що містить близько 30 тонн масла, відбулося аналогічне за розміром руйнування твердої ізоляції, то концентрація окису вуглецю при цьому збільшилася б приблизно на 100 ppm.

У таблиці 5 наведено чотири приклади газоутворення при коронних розрядах у високовольтних вводах. Про те, що в даних вводах мали місце коронні розряди, ми виходили з існуючих методичних вказівок, оскільки при розбиранні одного з них (із найбільшим вмістом водню) яких-небудь слідів зовнішнього виявлення дефекту виявлено не було.

Як видно з наведених результатів, у двох перших вводах вміст водню перевищував межу насичення в трансформаторному маслі (50000 ppm) при нормальному атмосферному тиску. Оскільки при відборі проб масла з цих вводів в пробовідбірниках утворилися газові бульбашки практично чистого водню, то результати ХАРГ коректувалися відповідно до [Абрамов В.Б., Боярчуков Г.М., Яблонский Р.В. Корректировка результатов хроматографического анализа газов в трансформаторном масле при наличии в пробе пузырьков газа. Электрические сети и системы, № 5, 2006, с. 7-14.].

На відміну від дугових розрядів, при яких також утворюється велика кількість водню, при коронних розрядах неграничні вуглеводні, зокрема, етилен, практично відсутні. З інших вуглеводневих газів у великих кількостях утворюється метан і в суттєво менших - етан. Цілком очевидно, що утворення таких великих кількостей водню повинно було б приводити до утворення не менш значних кількостей неграничних вуглеводнів, зокрема, етилену. Однак, оскільки цього не спостерігалось, то найбільш вірогідною причиною цього могла бути як полімеризація неграничних вуглеводнів, так і відновлення їх атомарним воднем до граничних вуглеводнів.

Вирішальну роль в ініціації процесу полімеризації, напевне, відіграють умови, в яких протікають коронні розряди, а саме відносна замкнутість простору в газових мішурах, яка сприяє більш тісному зближенню молекул неграничних вуглеводнів. Додатковим фактором, який суттєво посилює процес полімеризації, мабуть, є надлишковий тиск масла у високовольтних вводах.

Саме полімеризацією неграничних вуглеводнів в умовах підвищеного тиску можна пояснити той факт, що в багатьох нормально працюючих герметичних високовольтних вводах концентрація водню може досягати відносно великих (500-700 ppm) величин при низькому (2-4 %) відносному вмісті етилену в сумі вуглеводневих газів. Так, в одному з випадків, за яким ми спостерігали, для герметичного високовольтного вводу 110 кВ концентрації водню, метану, етилену та етану складали 720 ppm, 111 ppm, 5 ppm та 32 ppm відповідно.

В таблиці 5 представлений один із прикладів утворення газів при виникненні високотемпературного дефекту в негерметичному силовому трансформаторі 110 кВ (Т-110). Дефект був виявлений на початку його розвитку, тому сумарний вміст вуглеводневих газів (300 ppm) був відносно невисоким, але значно перевищував типове для даного типу обладнання значення (87 ppm) з таблиці 4. При обстеженні трансформатора в процесі капітального ремонту було встановлено, що дефект полягав у високотемпературному нагріві магнітопроводу, який привів до зафарбування металу в мінливі кольори (Яценко А.А., Киевские МЭС).

Головна відмінна особливість даного прикладу полягає в тому, що відносний вміст етилену в сумі вуглеводневих газів тут сильно занижений і наближається до аналогічного показника для нормально працюючого герметичного обладнання. Згідно раніше висунутої нами точки зору [Абрамов В.Б., Боярчуков Г.М., Яблонский Р.В. Отличительные особенности газообразования в трансформаторном масле герметичного и негерметичного высоковольтного оборудования. Но-



вини енергетики, № 9, 2009, с. 17-32.] це можна пояснити тим, що при відносно високих, але ще не достатніх для піролізу температурах в зоні термічних дефектів утворюється локальний дефіцит вільного кисню в трансформаторному маслі. Внаслідок цього утворення газів в обох типах обладнання протікає однотипно, тобто з переважанням граничних вуглеводнів.

5 При виникненні аналогічного дефекту в герметичному автотрансформаторі вміст етилену за своєю концентрацією перевершує решту газів. В даному АТ нагрів магнітопроводу, напевне, приводив до виділення більшої у порівнянні з негерметичним трансформатором кількості теплової енергії. В результаті цього поряд з етиленом в трансформаторному маслі утворилася також невелика кількість ацетилену.

10 Зміни якісного складу газів у негерметичному обладнанні можуть відбуватися не тільки при виникненні дефіциту кисню в зоні високотемпературного дефекту, але і при зниженні його концентрації в усьому об'ємі масла через часткову або повну закупорку повітря-осушувальних фільтрів.

15 З трьох наведених у таблиці прикладів вмісту газів у негерметичному трансформаторі напруги (ТН-330) видно, що у всіх його елементах (верхньому, середньому та нижньому) концентрація етилену була значно нижчою за концентрацію метану та етану. Тут же звертає на себе увагу факт практично повної відсутності кисню. Звідси було висунуте припущення, яке підтвердилось надалі, що причиною якісних змін вуглеводневих газів, а також істотного підвищення їх концентрацій, особливо в нижньому елементі, є закупорка повітря-осушувальних фільтрів. Через шість місяців після заміни в фільтрах силікагелю концентрації метану, етилену та етану у всіх елементах прийняли типові для даних трансформаторів значення: 1 ppm, 5 ppm та 1 ppm відповідно.

20 Нетипова зміна якісного складу вуглеводневих газів може відбуватися і в герметичному обладнанні при його розгерметизації. Як видно з наведеного в таблиці приладу, при пошкодженні вузла герметизації в герметичному автотрансформаторі АТ-330 якісний склад газів, а саме переважання етилену, повністю відповідає складу газів для бездефектного негерметичного обладнання. Для герметичного обладнання подібне співвідношення між вуглеводневими газами, зокрема, між етиленом та етаном може свідчити про виникнення термічного дефекту з температурою понад 700 °С.

30 Приклад, що розглядається, також показовий тим, що і за його допомогою можна продемонструвати, що наявність дефекту у високовольтному обладнанні не можна встановлювати тільки по одному з "ключових" газів. Оскільки сумарний вміст вуглеводневих газів у маслі даного автотрансформатора дорівнював типовому значенню для герметичного обладнання (табл. 4), з цього можна було зробити висновок про його задовільний стан. Однак, оскільки концентрація етилену перевищувала не тільки типову для нього значення, але і була суттєво вищою за концентрацію етану, то це могло інтерпретуватися як виникнення високотемпературного дефекту. Наступна експлуатація автотрансформатора після відновлення його герметичності показала, що навіть через десять років вміст метану, етилену та етану складало 46 ppm, 8 ppm та 30 ppm, що відповідало нормальному робочому стану герметичного обладнання.

40 Незважаючи на те, що дана корисна модель була описана із вказівкою на кращі варіанти втілення, зрозуміло, що ними вона не обмежується. Для спеціаліста в даній галузі техніки зрозуміло, що різні модифікації можуть бути описані, тому обсяг прав щодо корисної моделі обмежується тільки доданою формулою корисної моделі.

45 Всі публікації, представленні в описі у вигляді посилань, включені в даний опис у всій їх повноті.

#### ФОРМУЛА КОРИСНОЇ МОДЕЛІ

50 1. Спосіб оцінки стану високовольтного обладнання, що включає відбирання проби трансформаторного масла з високовольтного обладнання, проведення хроматографічного аналізу розчинених у ньому газів і оцінювання стану високовольтного обладнання, який **відрізняється** тим, що працездатний стан оцінюють за відносним вмістом етилену в сумі метану, етилену та етану, причому стан високовольтного обладнання визначають як бездефектний робочий стан при довірчій ймовірності  $P=0,99$ , якщо для герметичного обладнання відносний вміст етилену в сумі метану, етилену та етану складає близько  $10 \pm 6 \%$ , а для негерметичного обладнання вміст етилену в сумі метану, етилену та етану складає близько  $79 \pm 10 \%$ .

55 2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що сумарний вміст метану, етилену та етану не перевищує типові значення для даного типу високовольтного обладнання, що експлуатується на певному електроенергетичному підприємстві, причому типові значення являють собою ті макси-

мальні концентрації газів, які можуть бути виявлені у 90-95 % обладнання від загальної кількості, що не має симптомів дефектів.

5 3. Спосіб за п. 1 або п. 2, який **відрізняється** тим, що оцінку виконують принаймні два рази, причому зміни показників відносного вмісту етилену при низькому сумарному вмісті метану, етилену та етану оцінюють як розгерметизацію герметичного обладнання, якщо воно не було залите трансформаторним маслом з великим вмістом повітряних газів, або як закупорювання повітроосушувальних фільтрів у негерметичному обладнанні.

10 4. Спосіб за п. 1 або п. 2, який **відрізняється** тим, що оцінку виконують принаймні два рази, і збільшення сумарного вмісту метану, етилену та етану, що не супроводжується суттєвою зміною показників відносного вмісту етилену та виражається в переважному збільшенні метану та етану в герметичному обладнанні, та етилену в негерметичному обладнанні оцінюють як результат виникнення низькотемпературних термічних дефектів.

---

Комп'ютерна верстка А. Крижанівський

---

Державна служба інтелектуальної власності України, вул. Урицького, 45, м. Київ, МСП, 03680, Україна

---

ДП "Український інститут промислової власності", вул. Глазунова, 1, м. Київ – 42, 01601